



**Universidad  
Europea**

**UNIVERSIDAD EUROPEA DE MADRID**

**ESCUELA DE ARQUITECTURA, INGENIERÍA Y DISEÑO**

**ÁREA INGENIERÍA INDUSTRIAL**

**MÁSTER UNIVERSITARIO EN  
INGENIERÍA INDUSTRIAL**

**TRABAJO FIN DE MÁSTER  
HIBRIDACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO**

**Alumno: D./D<sup>a</sup>. Eva Antón Guzmán**

**Director: D./D<sup>a</sup>. Esteban Domínguez González-Seco**

**6 DE MAYO 2022**

**TÍTULO:** Hibridación de un parque eólico.

**AUTOR:** Eva Antón Guzmán.

**DIRECTOR DEL PROYECTO:** Esteban Domínguez González-Seco.

**FECHA:** 6 de mayo de 2022.

## RESUMEN

Un parque eólico está diseñado para que pueda estar operativo todos los días del año, no obstante, el funcionamiento de un parque eólico depende de numerosos factores como: la disponibilidad de las máquinas para estar operativas, mantenimientos en las subestaciones o las líneas, el recurso eólico del que disponga el parque, etc.

Todo esto hace que el parque eólico no siempre está en funcionamiento, o no siempre es capaz de generar toda la energía para la que está diseñado todo el sistema de aparamenta eléctrica. Por este motivo y con el objetivo de que el contador siempre pueda registrar potencia nominal, se plantea la instalación de una planta fotovoltaica, también conocida como instalación hija, que proporcione esa diferencia energética que el parque eólico, también conocido como instalación madre, no puede generar hasta alcanzar la potencia nominal de la madre.

A lo largo del proyecto se estudiará y analizará el proceso de instalación de una planta solar fotovoltaica hija, que dependa de un parque eólico, o planta madre, real en funcionamiento y que presenta las características necesarias para poder llevar a cabo esta instalación a nivel técnico, económico, medioambiental y social.

Palabras clave: hibridación; energía eólica; energía solar; renovable.

## ABSTRACT

A wind farm is designed to be operational every day of the year, however, the operation of a wind farm depends on many factors such as: the availability of the machines to be operational, substation or line maintenance, the wind resource available to the farm, etc.

All this means that the wind farm is not always in operation, or is not always able to generate all the energy for which the entire switchgear system is designed. For this reason, and in order to ensure that the meter can always register nominal power, the installation of a photovoltaic plant, also known as a daughter plant, is proposed to provide the energy difference that the wind farm, also known as the mother plant, cannot generate until it reaches the nominal power of the mother plant.

Throughout the project we will study and analyze the installation process of a solar photovoltaic daughter plant, which depends on a real wind farm, or mother plant, in operation and that presents the necessary characteristics to carry out this installation at technical, economic, environmental and social level.

Keywords: hybridization; wind energy; solar energy; renewable energy.

# Índice

<b>RESUMEN</b> .....	3
<b>ABSTRACT</b> .....	3
<b>Capítulo 1. INTRODUCCIÓN</b> .....	10
1.1 Planteamiento del problema .....	12
1.2 Objetivo y alcance del proyecto .....	12
1.3 Condiciones del proyecto .....	14
1.3.1 Condiciones Generales .....	14
1.3.2 Especificaciones de Materiales y Equipos .....	15
<b>Capítulo 2. JUSTIFICACIÓN DE LA IMPLANTACIÓN</b> .....	16
2.1 Razones de justificación de la implantación del parque .....	16
2.2 Criterios de situación de la implantación .....	17
<b>Capítulo 3. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN</b> .....	20
3.1 Situación y emplazamiento .....	20
3.2 Acceso a la planta .....	21
3.3 Recurso solar .....	22
3.4 Módulo fotovoltaico .....	25
3.5 Estructura .....	26
3.6 Strings .....	28
3.7 String box .....	30
3.8 Centro de transformación e inversor .....	31
3.9 Baterías e inversor .....	34
3.10 Sistemas de puesta a tierra .....	35
3.11 Producción energética .....	37
3.12 Pérdidas energética .....	38
<b>Capítulo 4. INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA</b> .....	41
4.1 Cableado solar en corriente continua .....	41
4.2 Cableado de baja tensión en corriente continua .....	44
4.3 Cableado de corriente alterna de baja tensión .....	45
4.4 Cableado de corriente alterna en media tensión .....	45
4.5 Celdas de media tensión .....	46

4.6	Centro de seccionamiento .....	49
<b>Capítulo 5.</b>	<b>SISTEMAS DE MONITORIZACION Y CONTROL .....</b>	<b>51</b>
<b>Capítulo 6.</b>	<b>GESTIÓN DE RESIDUOS .....</b>	<b>54</b>
6.1	Clasificación de residuos generados .....	54
6.1.1	Residuos vegetales procedentes del desbroce y/o acondicionamiento del terreno. 55	
6.1.2	Tierras y pétreos de la excavación. ....	55
6.1.3	Residuos inertes de naturaleza pétreo resultantes de la ejecución de la obra (ni tierras, ni pétreos de la excavación). ....	56
6.1.4	Residuos de naturaleza no pétreo resultantes de la ejecución de la obra. ....	56
6.2	Medidas de prevención y minimización de residuos .....	57
6.2.1	Medidas de minimización en la adquisición de materiales. ....	57
6.2.2	Medidas de minimización en el comienzo de las obras. ....	58
6.2.3	Medidas de minimización en la puesta en obra .....	58
6.2.4	Medidas de minimización del almacenamiento en obra .....	59
6.3	Desmantelamiento.....	59
6.3.1	Desmantelamiento de los Módulos Fotovoltaicos.....	59
6.3.2	Desmontaje de estructuras .....	60
6.3.3	Desmontaje de Cajas de conexión, protección y control.....	60
6.3.4	Retirada del cableado subterráneo y restauración de las zanjas.....	61
6.3.5	Restitución de los nuevos viales internos y sus cunetas.....	61
6.3.6	Desmontaje de estructuras prefabricadas.....	61
6.3.7	Pistas interiores y vallado perimetral.....	62
6.3.8	Desmantelamiento de la infraestructura de evacuación.....	62
<b>Capítulo 7.</b>	<b>OBRA CIVIL .....</b>	<b>63</b>
7.1	Movimiento de tierras.....	64
7.1.1	Limpieza y desbroce .....	64
7.1.2	Excavación y nivelación .....	64
7.2	Viales de acceso .....	66
<b>Capítulo 8.</b>	<b>SEGURIDAD Y SALUD .....</b>	<b>67</b>
8.1	Identificación y notificación de riesgos.....	70
8.2	Actuación en caso de accidente .....	70
8.3	Causas de accidentes más frecuentes.....	71
8.3.1	Excavaciones .....	71

---

8.3.2	Cables eléctricos.....	72
8.3.3	Vehículos .....	72
8.4	Elementos de protección individual.....	73
8.4.1	Protectores de la cabeza. ....	73
8.4.2	Protectores de manos y brazos.....	73
8.4.3	Protectores de pies y piernas.....	74
8.4.4	Protectores total del cuerpo. ....	74
8.5	Estudio de ergonomía .....	75
8.5.1	Medidas para combatir la inadecuada ergonomía .....	86
<b>Capítulo 9.</b>	<b>MANTENIMIENTOS EN UNA INSTALACION SOLAR FOTOVOLTAICA .....</b>	<b>93</b>
9.1	Mantenimientos mensuales.....	94
9.2	Mantenimientos trimestrales .....	94
9.3	Mantenimientos semestrales.....	95
9.4	Mantenimientos anuales .....	96
<b>Capítulo 10.</b>	<b>PRESUPUESTO .....</b>	<b>99</b>
<b>Capítulo 11.</b>	<b>NORMATIVA DE APLICACIÓN .....</b>	<b>101</b>
<b>Capítulo 12.</b>	<b>CONCLUSIONES Y FUTURAS LÍNEAS DE TRABAJO .....</b>	<b>106</b>
<b>ANEXOS</b>	.....	<b>107</b>
<b>FICHAS TÉCNICAS</b>	.....	<b>201</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	.....	<b>233</b>

# Índice de Figuras

Ilustración 1: Evolución de la producción eólica.....	10
Ilustración 2: Ubicación Monforte III .....	13
Ilustración 3: Precio de la energía eléctrica 2021 .....	16
Ilustración 4: Producción del parque Monforte II 2021.....	17
Ilustración 5: Paradas en Parque eólico Monforte II.....	17
Ilustración 6: Producción del parque Monforte I 2021.....	18
Ilustración 7: Paradas en Parque eólico Monforte I .....	18
Ilustración 8: Curva de potencia Monforte II 2021.....	19
Ilustración 9: Curva de potencia Monforte I 2021.....	19
Ilustración 10: Gráfica producción Monforte (MOI & MOII) .....	19
Ilustración 11: Ubicación Monforte III .....	20
Ilustración 12: Carretera de acceso a Monforte III .....	21
Ilustración 13: Accesos Monforte III .....	22
Ilustración 14: Datos SOLARGIS.....	23
Ilustración 15: Gráfico de irradiación + Irradiación difusa horizontal SOLARGIS.....	24
Ilustración 16: Irradiación directa normal.....	25
Ilustración 17: Estructura seleccionada .....	27
Ilustración 18: Inversor seleccionado .....	31
Ilustración 19: Transformador CT .....	33
Ilustración 20: Centro de transformación (CT) seleccionado.....	34
Ilustración 21: Energía generada estimada.....	37
Ilustración 22: Análisis de las pérdidas de la planta solar Monforte III .....	40
Ilustración 23: Cable 0,6/1KV unipolar TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K.....	42
Ilustración 24: Fusibles 20A .....	43
Ilustración 25: Fusible 355A .....	45
Ilustración 26: Fusibles 160A .....	45
Ilustración 27: X-VOLT RH5Z1 AL de Top Cable.....	46
Ilustración 28: Celdas de media tensión .....	47
Ilustración 29: Referencias celdas.....	48
Ilustración 30: Celdas SM6 .....	48
Ilustración 31: Boceto centro seccionamiento .....	50
Ilustración 32: Centro de seccionamiento modelo .....	50
Ilustración 33: Scada modelo .....	53
Ilustración 34: Residuos vegetales procedentes del desbroce .....	55
Ilustración 35: Tierras y pétreos de la excavación .....	56
Ilustración 36: Residuos de naturaleza no pétreo resultantes de la ejecución de la obra .....	57
Ilustración 37: Estado de módulos desmantelados .....	60
Ilustración 38: Desmontaje de Cajas de conexión, protección y control.....	60
Ilustración 39: Topadoras.....	61
Ilustración 40: Vial de acceso Monforte III.....	66

---

Ilustración 41: Informe de siniestralidad laboral .....	68
Ilustración 42: Accidentes laborales .....	69
Ilustración 43: Factor de frecuencia.....	78
Ilustración 44:Factor de arranque.....	78
Ilustración 45:Posicion del brazo .....	80
Ilustración 46: Modificaciones del brazo .....	80
Ilustración 47: Posición del antebrazo .....	81
Ilustración 48: Modificaciones del antebrazo .....	81
Ilustración 49: Posición de la muñeca.....	82
Ilustración 50: Modificación de la muñeca .....	82
Ilustración 51: Posición del cuello.....	83
Ilustración 52: Modificación del cuello .....	83
Ilustración 53: Posición del tronco.....	84
Ilustración 54: Modificación del tronco .....	84
Ilustración 55: Posición de las piernas .....	85
Ilustración 56: puntuación final también puede variar en función del tipo de actividad (C) .....	85
Ilustración 57: Puntuación en función la carga o fuerzas realizadas en dicha actividad (D). .....	86
Ilustración 58: Forma adecuada de transportar la carga.....	88
Ilustración 59 : Movimientos correctos del empleado .....	89
Ilustración 60: Correcta ergonomía para trabajar frente a una pantalla.....	90
Ilustración 61: Correcta ergonomía en ratón y teclado .....	91
Ilustración 62: Buena ergonomía en la silla de trabajo.....	91
Ilustración 63: Estiramientos recomendados en la oficina .....	92
Ilustración 64: Pasos para elaborar tareas de mantenimiento.....	93
Ilustración 65:Mantenimiento de la estructura.....	94
Ilustración 66: Análisis termográfico.....	95
Ilustración 67: Comprobación del cableado .....	96
Ilustración 68: Modelo de seguimiento de los mantenimientos realizados.....	97
Ilustración 69: Modelo de seguimiento de los mantenimientos realizados en una instalacion solar.....	97



# Índice de Tablas

Tabla 1: Características generales de la planta solar fotovoltaica Monforte III.....	14
Tabla 2:Características generales del centro de seccionamiento de la planta solar fotovoltaica Monforte III .....	15
Tabla 3: Características generales de las baterías de la planta solar fotovoltaica Monforte III .	15
Tabla 4:Características técnicas principales del módulo fotovoltaico en condiciones STC .....	26
Tabla 5: Características principales de los seguidores .....	28
Tabla 6:Cálculo del número de estructuras .....	28
Tabla 7: Características eléctricas del inversor .....	32
Tabla 8: Características del transformador de BT a MT.....	33
Tabla 9: Características de las baterías .....	35
Tabla 10: Características de los inversores .....	35
Tabla 11: Secciones mínimas convencionales de los conductores de tierra .....	36
Tabla 12: Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fases.....	36
Tabla 13:Características de celdas de media tensión .....	47
Tabla 14:Características generales del centro de seccionamiento de la planta solar fotovoltaica Monforte III .....	49
Tabla 15: Coste del proyecto.....	99
Tabla 16: Resultados estudio económico.....	100

# Índice de Ecuaciones

Ecuación 1: Módulos máximos conectados en serie .....	28
Ecuación 2: Número mínimo de módulos conectados en serie.....	29
Ecuación 3:Cálculos String Box.....	30
Ecuación 4: Cálculo del conductor en función de la caída de tensión .....	41
Ecuación 5:Cálculo de la Intensidad de diseño .....	41
Ecuación 6: Cálculo de la intensidad máxima admisible.....	42
Ecuación 7: Cálculo de la intensidad de diseño .....	43
Ecuación 8: Cálculo de intensidad mínima de diseño .....	43
Ecuación 9: Criterio de selección de intensidad de fusible .....	43
Ecuación 10:Estimación del nivel de riesgo asociada a una tarea concreta de levantamiento manual.....	77

## Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

La energía eólica es la energía renovable con mayor capacidad instalada en España, el pasado 23 de enero de 2021, la energía eólica registró su mayor aportación al mix de generación eléctrica diario con una cifra de 413 GWh, lo que supuso un 2,2% más que el registrado el 13 de diciembre de 2019 [1]. Hoy en día, la energía eólica supone la cuarta parte de la potencia instalada según datos de Red Eléctrica (REE) actualizados en febrero de 2021. Tal y como se ve en la Ilustración 1: Evolución de la producción eólica, la energía eólica en España no ha hecho más que crecer en los últimos quince años, lo que nos lleva a decir que numerosas empresas se suman a la generación de energía eléctrica a través de tecnología eólica.[1]



*Ilustración 1: Evolución de la producción eólica*

El mundo está cambiando, la batalla por el medio ambiente se encuentra en un punto decisivo. Los visibles efectos del cambio climático son palpables en regiones de África, Asia y Europa. La creciente exigencia social y la concienciación de este problema hace que numerosas empresas española y la propia administración tomen medidas, incluso penales, para lograr frenar estos efectos[2] [3].

Este momento de cambio genera grandes oportunidades de mejora:

- Personal: Ya que se generan más puestos de trabajo e impulsan el desarrollo territorial, especialmente en el medio rural.[4]
- Medio ambiente: La inversión en energías limpias, libres de emisiones y neutras de carbono suponen una descarbonización del sistema de generación eléctrica.[5]
- Económico: El sector de la energía renovable, se encuentra en expansión, es tecnológicamente eficiente y representa modelos financieros rentables.[6]
- Independencia: La independencia energética permite la posibilidad de producción de energía, limpia y sostenible, que reduce el déficit energético provocado por la dependencia de otros combustibles y de otros países .[7]

Todos estos objetivos se ven reflejados en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030[8]. Este Plan define los objetivos de reducción de emisiones de gases

de efecto invernadero, de penetración de energías renovables y de eficiencia energética. Determina las líneas de actuación y la senda que, según los modelos utilizados, es la más adecuada y eficiente, maximizando las oportunidades y beneficios para la economía, el empleo, la salud y el medio ambiente; minimizando los costes y respetando las necesidades de adecuación a los sectores más intensivos en CO<sub>2</sub>.

La elaboración de estos planes son consecuencia de las previsiones del Reglamento (UE) 2018/1999, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima[9]. El Reglamento 2018/1999 establece que cada Estado miembro debe comunicar de forma periódica a la Comisión un plan nacional integrado de energía y clima incluyendo el contenido mínimo del artículo 3.2 de dicho Reglamento.

El PNIEC 2021-2030[8] forma parte del “Marco Estratégico de Energía y Clima: una propuesta para la modernización española y la creación de empleo” aprobado el 22 de febrero de 2019 en el Consejo de Ministros. El PNIEC 2021-2030 [8] establece las líneas maestras de actuación en materia de energía y medio ambiente para el horizonte 2030 [10] con el objetivo principal de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (“GEI”) y lograr una economía sostenible y eficiente, compatible con la mejora de la salud y el medio ambiente, todo ello en consonancia con los compromisos adquiridos del Acuerdo de París. En este sentido, las metas planteadas en el “escenario objetivo” se estructuran en cinco líneas principales:

- 1) El objetivo a largo plazo es que España pueda ser un “país neutro en carbono según el horizonte temporal de 2050” [11]. A medio plazo, con el horizonte temporal de 2030, el objetivo es lograr una disminución de emisiones de, al menos, el “23% respecto a 1990”. Según la previsión realizada por el PNIEC 2021-2030, para ello será necesario que el “42% del uso final de la energía” proceda de energías renovables.[8]
- 2) Se pretende una mejora de la eficiencia en la “energía primaria del 39,5%” para el “horizonte temporal de 2030”. Para tratar de lograr este objetivo, se calcula que será necesario actuar sobre la “envolvente térmica de 1.200.000 viviendas así como renovar las instalaciones térmicas (calefacción y agua caliente sanitaria de 300.000 viviendas/año”.[8]
- 3) Entendida como la seguridad de suministro, se pretende lograr una seguridad energética, que pretende garantizar el acceso a los recursos necesarios para asegurar la diversificación del mix energético nacional, reducir la dependencia energética en cuanto a la importación de materias primas (combustibles fósiles), fomentar el uso de fuentes nacionales y suministrar energía segura, limpia y eficiente a los distintos consumidores. “Se prevé que las actuaciones en incorporar fuentes renovables y eficientes disminuirán la dependencia energética en un 74% en 2017 y en un 61% en 2030”.[8]

- 4) Será necesaria la consecución de un mercado energético más “competitivo, transparente, flexible y no discriminatorio”, con un alto grado de interconexión que fomente el comercio con el exterior de la península contribuyendo a una mejora en la seguridad.[8]
  
- 5) Por último, en cuanto a la innovación, investigación y competitividad, el objetivo consiste en alinear las políticas nacionales con los objetivos internacionales en esta materia. Para ello, se plantea la necesidad de coordinar las “políticas en energía y clima de las Administraciones Públicas” con el resto de las políticas en el sector público y privado fomentando la investigación e innovación empresarial.[8]

## 1.1 Planteamiento del problema

A la hora de dimensionar un parque eólico se tienen en cuenta numerosos factores, estos factores son tóricos, y muchos se basan en previsiones como es el caso de la disponibilidad de recurso eólico. Además también se tiene en cuenta factores como el posicionamiento de los aerogeneradores respecto a los propios que confirman el propio parque, como los que componen otros parques eólicos cercanos, además de la orografía o el tipo de aerogenerador seleccionado, entre otros factores.

Una vez se ha definido la capacidad de generación del parque eólico, se debe dimensionar la red y la aparamenta eléctrica que se va a necesitar para su correcto funcionamiento. Es importante mencionar que este dimensionamiento se realiza en base a la capacidad instalada del propio parque pero no siempre se reúnen las condiciones necesarias para que la planta llegue a producir la capacidad energética para la que se ha dimensionado.

Por este motivo, se pretende instalar una planta solar fotovoltaica que proporcione la potencia que no es capaz de producir el parque eólico durante los meses de poco recurso eólico en los que si hay una gran capacidad fotovoltaica.

## 1.2 Objetivo y alcance del proyecto

El objeto del presente documento es la descripción del proyecto de la planta solar fotovoltaica Monforte III de 36,14 MWp, ubicada en Zaragoza, en Monforte de Moyuela y Losco, tal y como se muestra en la Ilustración 2: Ubicación de Monforte III.

Este proyecto está hibridado a un parque eólico cuyo punto de conexión ya ha sido concedido y cuyo proyecto ya está en funcionamiento. Estas dos tecnologías generan energía totalmente renovable: Por un lado, energía solar fotovoltaica, mediante la instalación de módulos fotovoltaicos montados sobre estructuras denominadas seguidores solares, que generan energía eléctrica a partir de la energía aportada por la radiación solar que incide sobre dichos módulos; y por otro, energía eólica, mediante

aerogeneradores, que transforman la energía mecánica de las palas impulsadas por el viento, en energía eléctrica.



*Ilustración 2: Ubicación Monforte III*

Ambas tecnologías generan energía eléctrica en corriente continua, que posteriormente es transformada en corriente alterna, mediante dispositivos externos en el caso de la fotovoltaica e internos en el caso de la eólica, y es elevada en tensión, en ambos casos, mediante centros de transformación. Esta energía es evacuada de las plantas fotovoltaicas o de los parques eólicos mediante circuitos de media tensión (MT) que parten desde centros de transformación o centros de seccionamiento hasta el punto de conexión en la subestación.

Otra de las características de este proyecto, es que parte de la energía generada en la planta fotovoltaica será almacenada mediante un sistema de almacenamiento de energía formado por baterías de litio, que entrará en funcionamiento cuando los módulos fotovoltaicos estén inactivos debido a la ausencia de radiación solar. Además se presentan los mantenimientos más relevantes para tener en cuenta para el correcto funcionamiento de la planta solar.

### 1.3 Condiciones del proyecto

Las especificaciones de materiales y equipos y las de ejecución establecen cómo y con qué hay que realizar el proyecto. El Pliego de Condiciones consta de las siguientes partes:

#### 1.3.1 Condiciones Generales

A continuación, se especificarán las características principales de la planta solar fotovoltaica como en la Tabla 1: Características generales de la planta solar fotovoltaica Monforte III, por otro lado, también se representan las características generales del centro de seccionamiento en la Tabla 2: Características generales del centro de seccionamiento de la planta solar fotovoltaica Monforte III. Por último, se detallan las características de las baterías que se van a incorporar en la propia planta en la Tabla 3: Características generales de las baterías de la planta solar fotovoltaica Monforte III

La potencia instalada representada en la Tabla 1: Características generales de la planta solar fotovoltaica Monforte III, está definida según art. 3 del Real Decreto 413/2014 [12] 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” y cumpliendo la disposición adicional primera del Real Decreto 1183/2020 [13], de 29 de diciembre, de “acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica”.

*Tabla 1: Características generales de la planta solar fotovoltaica Monforte III*

Datos generales	
Término municipal del PFV	Moyuela y Loscos
Potencia máxima inversores (a 35°C)	34,3 MW

Potencia total módulos fotovoltaicos	36,14 MWp
Potencia instalada	34,3 MWins

*Tabla 2: Características generales del centro de seccionamiento de la planta solar fotovoltaica Monforte III*

CENTRO DE SECCIONAMIENTO	
Tipo	Prefabricado en superficie con aparatación GIS (Aparatación con aislamiento de gas)
Tensión nominal	30 kVef
Tensión asignada	36 kVef

*Tabla 3: Características generales de las baterías de la planta solar fotovoltaica Monforte III*

BATERÍAS	
Tensión nominal AC	550 V
Rango tensiones DC	800-1500 V
Potencia nominal	5 MVA

Todos los cálculos eléctricos se especificarán en el capítulo 3 y capítulo 4.

### 1.3.2 Especificaciones de Materiales y Equipos

A continuación, se recapitulan los equipos que se requerirán para poder llevar a cabo esta instalación.

- Módulo fotovoltaico
- Estructura
- String Box
- Centro de transformación
  - Inversores fotovoltaicos.
  - Transformador de potencia
- Celdas de media tensión
- Cuadro de comunicaciones SCADA
- Baterías e inversor

Todos estos elementos serán definidos en el capítulo 3, donde se analizarán las opciones y se optará por la más conveniente.

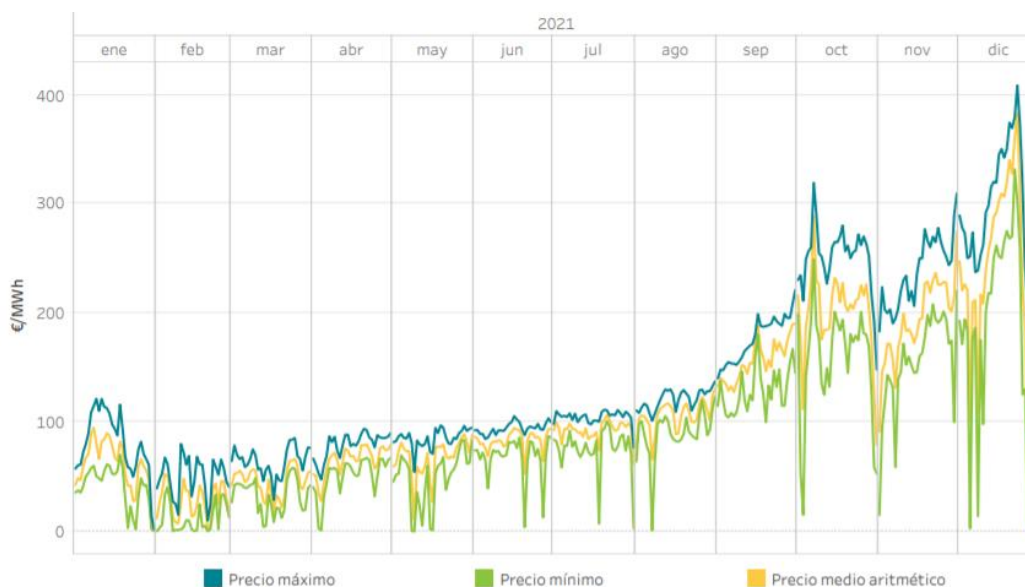
## Capítulo 2. JUSTIFICACIÓN DE LA IMPLANTACIÓN

A lo largo de este capítulo, se presentarán los motivos por los que se ha tomado la decisión de implantar una instalación solar fotovoltaica de manera híbrida al parque eólico.

### 2.1 Razones de justificación de la implantación del parque

Además de lo comentado en el capítulo anterior, es necesario mencionar que el consumo de energía eléctrica se ha disparado en los últimos años convirtiéndose en un recurso de primera necesidad para la sociedad. En España, el consumo eléctrico, se basa a su vez, en el consumo de combustibles fósiles que permiten generar energía eléctrica mediante su combustión [14].

Durante los últimos meses del 2021, el precio de la energía se ha incrementado, tal y como se aprecia en la Ilustración 3: Precio de la energía eléctrica 2021[15], esto supone una gran oportunidad para las empresas productoras de energía eléctrica, ya que la venta de la energía producida se realiza en función del precio del mercado.



*Ilustración 3: Precio de la energía eléctrica 2021*

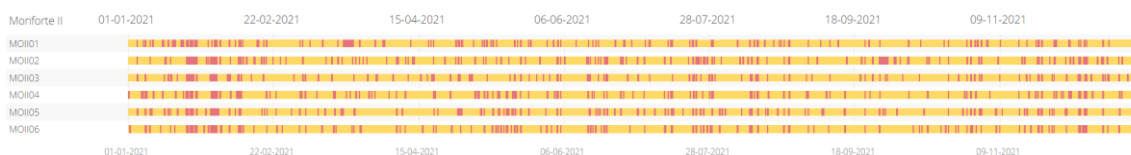
De la mano del aumento en el consumo de combustibles fósiles, causado a su vez, por el aumento de la demanda energética, se encuentra la preocupación por el medio ambiente, la naturaleza, y la calidad de vida. Por esto, es necesario analizar nuevas fuentes de energías limpias y renovables que aumentan la sensación de proporcionar fuentes eficaces con garantías de abastecimiento y sin dañar al medio ambiente cumpliendo con las exigencias de consumos actuales.



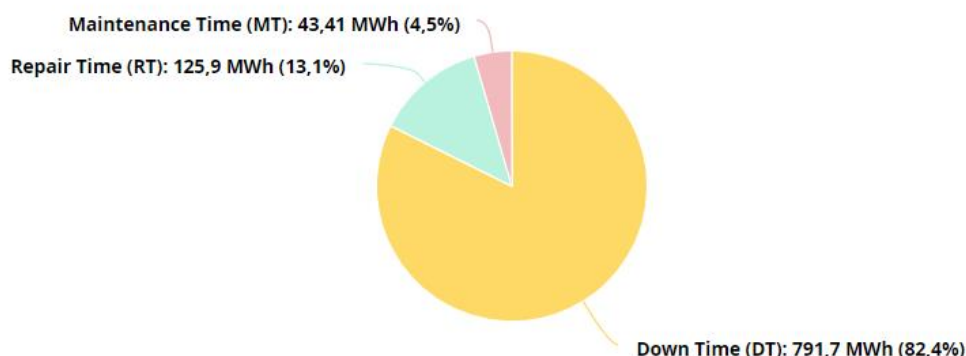
Este proyecto se define en el marco de actuación global de energías renovables en una zona valorada de interés desde el punto de vista solar ya que el estudio del potencial solar y las medidas llevadas a cabo así lo garantizan.

## 2.2 Criterios de situación de la implantación

A lo largo del año 2021 se han registrado periodos en los que ambos parques que vierten a SET Monforte, Monforte I y Monforte II, no han estado disponibles para poder generar energía eléctrica a causa de mantenimientos (preventivos y correctivos), estos periodos se representan en color rojo en la Ilustración 4: Producción del parque Monforte II 2021 así como en la Ilustración 6: Producción del parque Monforte I 2021

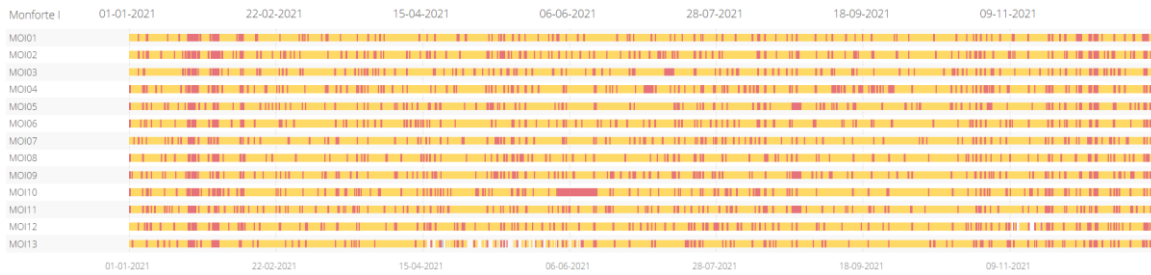


*Ilustración 4: Producción del parque Monforte II 2021*

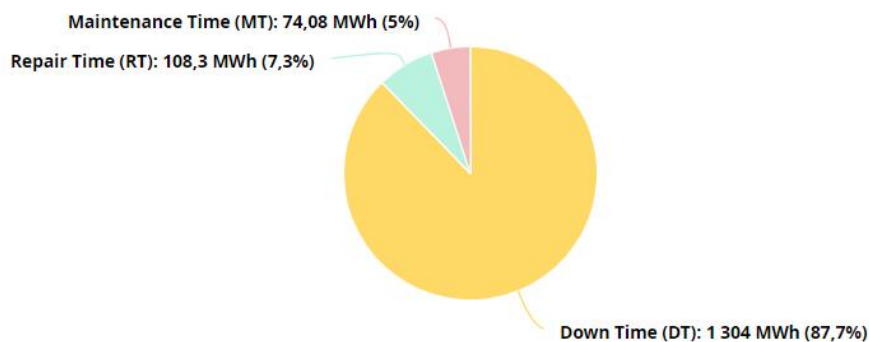


*Ilustración 5: Paradas en Parque eólico Monforte II*

De todas las paradas que sufren los aerogeneradores del parque eólico de Monforte I, representadas en la Ilustración 5: Paradas en Parque eólico Monforte II, las paradas por mantenimientos preventivos suponen un 4,5%, mientras que las paradas por mantenimientos correctivos suponen un 13,1%. El 82,7% restante son paradas por relacionadas con descargos o con paradas necesarias para el correcto funcionamiento de estos.



*Ilustración 6: Producción del parque Monforte I 2021*



*Ilustración 7: Paradas en Parque eólico Monforte I*

De todas las paradas que sufren los aerogeneradores del parque eólico de Monforte I, representadas en la Ilustración 7: Paradas en Parque eólico Monforte I, las paradas por mantenimientos preventivos suponen un 5%, mientras que las paradas por mantenimientos correctivos suponen un 7,3%. El 87,7% restante son paradas por relacionadas con descargos o con paradas necesarias para el correcto funcionamiento de estos.

En la Ilustración 8: Curva de potencia Monforte II 2021, y en la Ilustración 9: Curva de potencia Monforte I 2021, se pueden apreciar paradas, representadas cuando la producción es cero, esto se puede producir:

- A alta velocidad de viento, en la que los aerogeneradores se paran para la protección de este.
- A baja velocidad de viento, en la que no hay velocidad de viento suficiente para que la máquina se ponga en marcha.
- A velocidad media en los que el aerogenerador debería estar produciendo, pero no lo hace por mantenimientos.

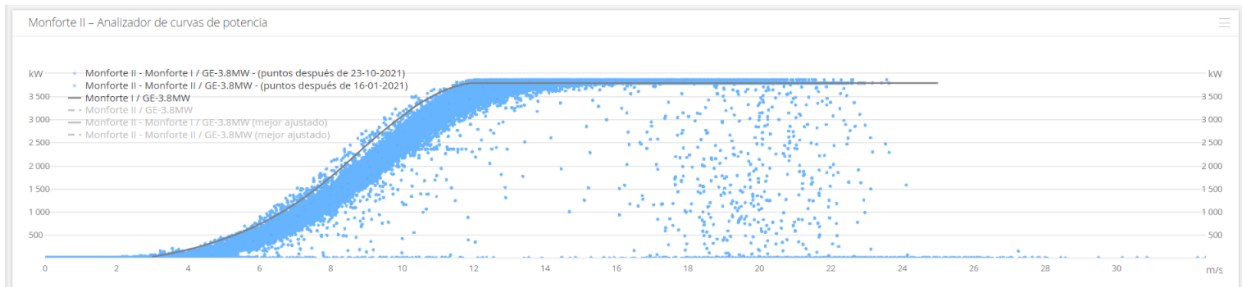


Ilustración 8: Curva de potencia Monforte II 2021

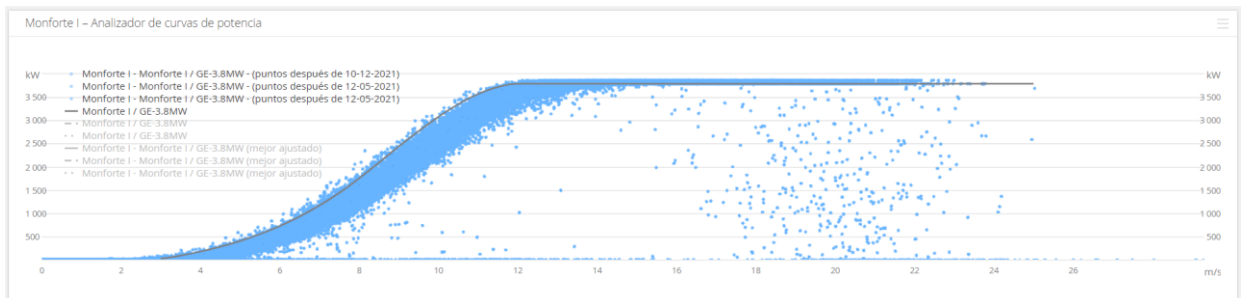


Ilustración 9: Curva de potencia Monforte I 2021

Estos periodos en los que los parques no producen energía a causa de mantenimientos, escasez de viento o por el contrario, exceso de viento, son los que se pretenden suplir o complementar gracias a la energía producida por la planta solar fotovoltaica (planta hija).

Para determinar la potencia de la planta solar fotovoltaica, planta hija, se ha tenido en cuenta la potencia (real) generada durante el año 2021 y la potencia nominal de cada uno de los parques, para calcular la diferencia entre ambas y de este modo determinar la potencia promedio que necesitaría la planta, tal y como se puede apreciar en la Ilustración 10: Gráfica producción Monforte (MOI & MOII)

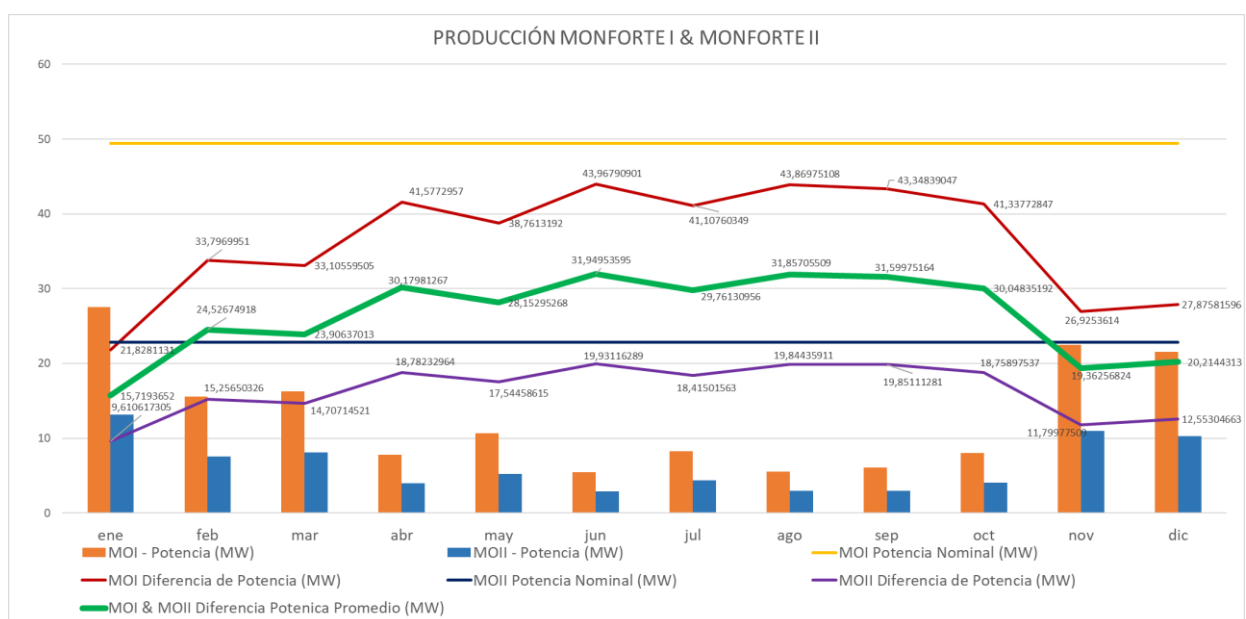


Ilustración 10: Gráfica producción Monforte (MOI & MOII)

## Capítulo 3. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN

### 3.1 Situación y emplazamiento

La planta solar fotovoltaica Monforte III deberá ubicarse en una zona próxima a la subestación SET Monforte, de este modo se evitarán las pérdidas que se pueden generar al transporta la energía desde grandes distancias. En la subestación Set Monforte donde los parques Monforte I y Monforte II vierten la energía generada por ambos parques eólicos, a los cuales se les unirá la energía generada por la planta solar fotovoltaica Monforte III.

Por este motivo, se ha seleccionado una superficie apta para la instalación de la planta, a más de 500 m de cualquier aerogenerador, evitando que produzcan cualquier tipo de sombras que perjudiquen la producción de la planta solar fotovoltaica, tal y como se muestra en la Ilustración 11: Ubicación Monforte III

Figura 2.1: Localización del proyecto



Figura 2.2: Vista de mapa en detalle

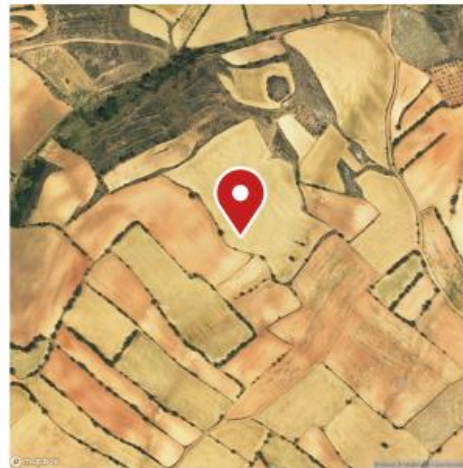
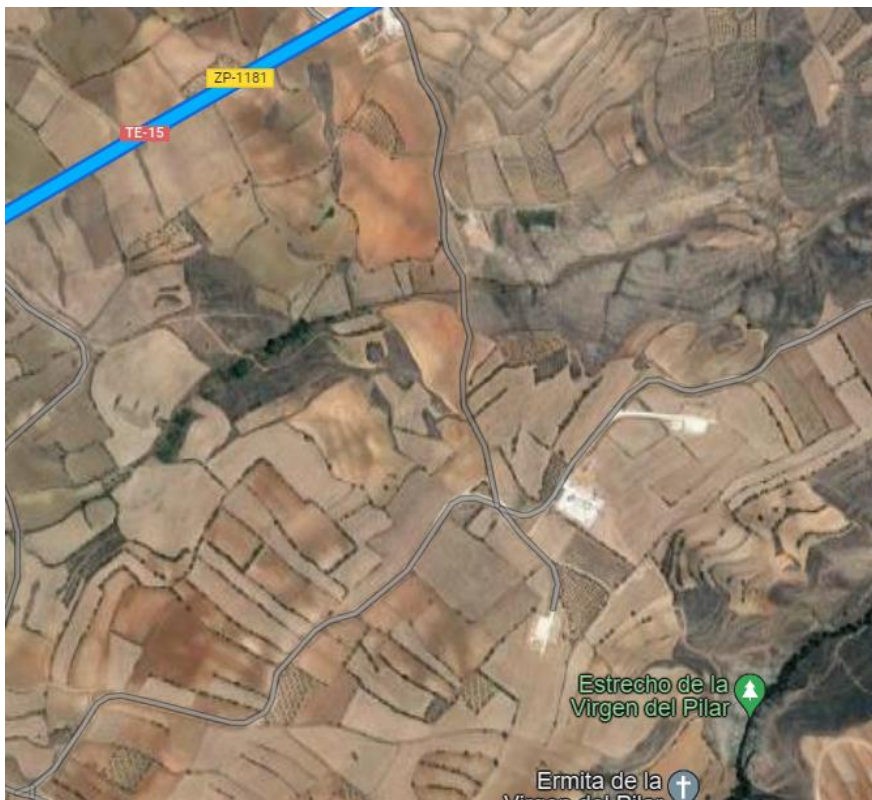


Ilustración 11: Ubicación Monforte III

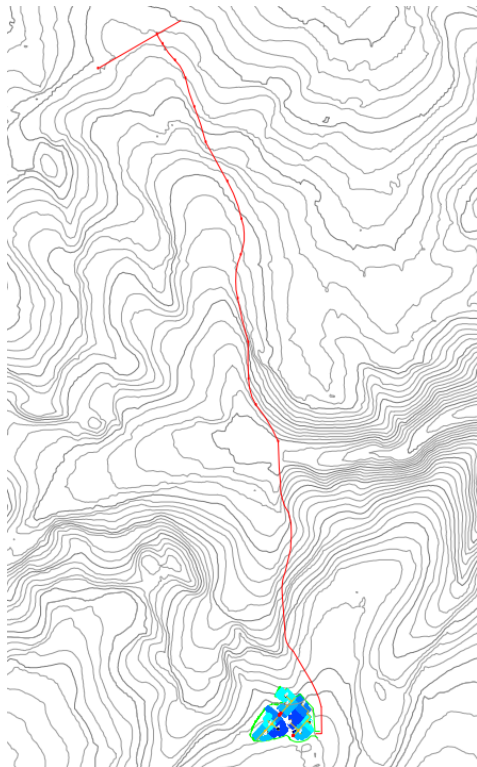
La ubicación de la nueva planta solar fotovoltaica Monforte III se localizará en Monforte de Moyuela, Los Loscos, Teruel, 1.083769°, -001.017284° (41°05'02", -001°01'02") [16].

### 3.2 Acceso a la planta

El acceso al proyecto se realiza desde la carretera ZP-1181, 44493 Loscos, Teruel, tal y como se muestra en la Ilustración 12: Carretera de acceso a Monforte III, así como en la Ilustración 13: Accesos Monforte III



*Ilustración 12: Carretera de acceso a Monforte III*



*Ilustración 13:Accesos Monforte III*

Desde la carretera ZP-1181, se puede acceder a la carretera que permite acceso a la subestación de Monforte (SET Monforte), no obstante habrá que crear una nueva vía de acceso para la planta solar fotovoltaica Monforte III. Todo esto se tendrá en cuenta en el capítulo 7.

### **3.3 Recurso solar**

Para la planificación de una instalación de aprovechamiento solar, se debe partir de una estimación lo más precisa posible de radiación para el emplazamiento previsto. Un buen pronóstico de ubicación y de rendimiento apoya la decisión del futuro explotador de la instalación.

Para determinar las condiciones de recurso en el lugar planificado, se han considerado los datos meteorológicos del estudio energético realizado en PVSYST[17], así como los datos de interés como la radiación de SOLARGIS [18].

Los datos de SOLARGIS[18] proporcionan los datos en función de la ubicación tal y como se aprecia en la Ilustración 14: Datos SOLARGIS y en las gráficas del informe de SOLARGIS Ilustración 15: Gráfico de irradiación + Irradiación difusa horizontal SOLARGIS[18], así como en la Ilustración 16:Irradiación directa normal

Mes	GHI kWh/m <sup>2</sup>	DNI kWh/m <sup>2</sup>	DIF kWh/m <sup>2</sup>	D2G	GTI <sub>opta</sub> kWh/m <sup>2</sup>	TEMP °C	WS m/s	CDD Grados día	HDD Grados día
Ene	66.3	117.8	24.0	0.362	120.0	4.6	3.8	0	416
Feb	87.9	130.1	29.8	0.339	136.9	5.4	3.9	0	355
Mar	137.1	164.1	46.8	0.341	177.3	8.3	3.7	0	300
Abr	160.8	162.6	59.0	0.367	175.1	10.7	3.4	0	219
May	193.5	177.6	72.6	0.375	187.1	14.8	3.0	19	117
Jun	212.9	200.2	72.2	0.339	195.9	19.6	2.6	88	39
Jul	230.1	234.9	67.2	0.292	218.0	22.6	2.6	156	13
Ago	199.2	207.5	61.8	0.310	210.1	22.1	2.4	142	15
Sep	148.9	165.1	51.3	0.345	180.4	17.6	2.6	53	63
Oct	108.0	140.9	39.7	0.368	155.3	13.4	2.9	8	149
Nov	70.3	114.3	25.9	0.369	120.1	7.7	3.6	0	308
Dic	58.6	111.9	21.6	0.368	112.5	5.0	3.6	0	404
<b>Anual</b>	<b>1673.6</b>	<b>1926.9</b>	<b>571.9</b>	<b>0.342</b>	<b>1988.6</b>	<b>12.7</b>	<b>3.2</b>	<b>467</b>	<b>2398</b>

Ilustración 14: Datos SOLARGIS

GHI: Irradiación global horizontal, que representa el valor promedio de la suma anual, mensual o diaria de la irradiación global horizontal en kWh/m<sup>2</sup>.

DNI: Irradiación directa normal, que representa el valor promedio de la suma anual, mensual o diaria de la irradiación directa normal en kWh/m<sup>2</sup>.

DIF: Irradiación difusa horizontal, que representa el valor promedio de la suma anual, mensual o diaria de la radiación difusa horizontal.

D2G: ratio entre y radiación difusa y global que representa la ratio entre la irradiación difusa horizontal e irradiación global horizontal (DIF/GHI).

GTI<sub>opta</sub>: Irradiación global inclinada por el ángulo óptimo que representa el valor promedio de la suma anual, mensual o diaria de la irradiación global inclinada para módulos fotovoltaicos instalados en estructura fija para el ángulo óptimo kWh/m<sup>2</sup>.

TEMP: Temperatura, que representa los valores anuales, mensuales y diarios promedio de la temperatura del aire a 2 metros sobre el suelo ( °C ).

WS: Velocidad del viento, que representa valores anuales, mensuales y diarios promedio de la velocidad del viento a 10 metros sobre el suelo (m/s).

CDD: Grados día de refrigeración, que cuantifica la demanda de energía necesaria para refrigerar un edificio. Los "grados día de refrigeración" son una medida de cuánto (en grados), y por cuánto tiempo (en días), la temperatura del aire exterior fue más alta que una temperatura media diaria específica de referencia (18°C). Los valores anuales y mensuales se agregan a partir de los valores

diarios (grados día).

HDD: Grados día de calefacción, que cuantifica demanda de energía necesaria para calefactar un edificio. Los "grados día de calefacción" son una medida de cuánto (en grados), y

por cuánto tiempo (en días), la temperatura del aire exterior fue más baja que una temperatura media diaria específica de referencia (18°C). Los valores anuales y mensuales se agregan a partir de los valores diarios (grados día).

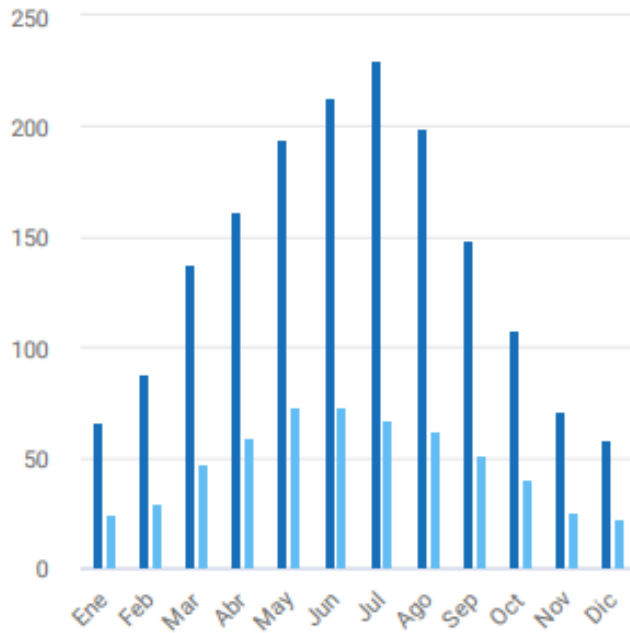
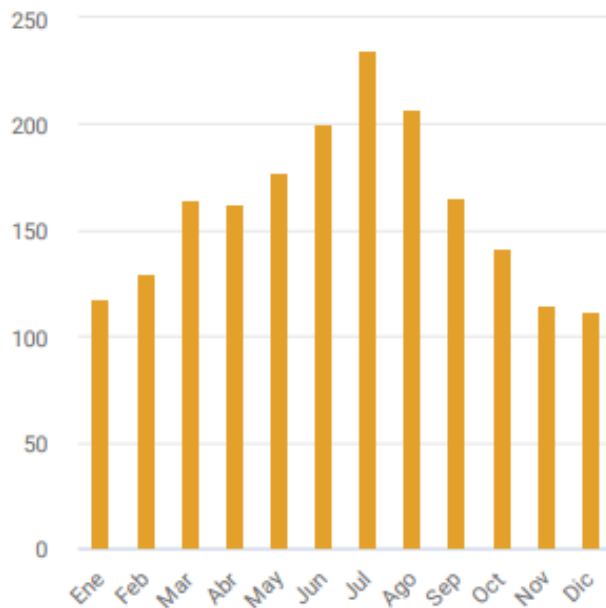


Ilustración 15: Gráfico de irradiación + Irradiación difusa horizontal SOLARGIS





*Ilustración 16: Irradiación directa normal*

### 3.4 Módulo fotovoltaico

La energía solar fotovoltaica, se obtiene a través de la transformación de la energía de la radiación solar en energía eléctrica mediante los módulos fotovoltaicos. Los módulos están compuestos por células fotovoltaicas de material semiconductor como el silicio e incluyen una serie de diodos necesarios para conducir la corriente eléctrica. [19]

La corriente que se genera mediante los módulos es corriente continua, ésta será transformada en corriente alterna y elevada su tensión en los centros de transformación y de ahí conducida hasta el punto de conexión donde se situará un sistema de medida que cuantificará la cantidad de energía que se inyecta en la red. [20] [21]

La producción de energía depende, por tanto, del recurso solar del emplazamiento, de la potencia que sean capaces de generar los módulos fotovoltaicos [22], de la eficiencia de los equipos y de las pérdidas de energía que se produzcan entre los módulos [23] y el punto de conexión a red.

Los módulos fotovoltaicos son los componentes más importantes de una planta solar fotovoltaica, gracias a ellos se consigue transformar la radiación solar en energía eléctrica.

Actualmente se está apostando por el uso de tecnología bifacial, la cual se caracteriza por ser capaz de captar la radiación solar por ambas caras del panel solar. Para captar la radiación por la parte superior, se emplea la misma tecnología que los paneles monofaciales que son capaces de captar la radiación gracias a elementos semiconductores [19]. No obstante, con esta tecnología se puede captar la radiación que se pierde en la parte superior (albedo solar), gracias a la incorporación de láminas transparentes fabricada con vidrio templado doble, de esta manera ambos lados del panel son capaces de captar la radiación [24]. Para poder captar el máximo de radiación por la parte inferior, se empleará grava de color blanco en el suelo para aumentar la reflexión y posterior captación.

Se ha realizado un estudio para determinar cual deberá ser la potencia para generar por la planta solar fotovoltaica. Calculando la potencia que generan los aerogeneradores a lo largo de un año, y sabiendo cual es la potencia nominal del parque, se ha determinado que la potencia máxima que debería proporcionar la planta solar sea de 31,94 MW durante el mes de junio, tal y como se aprecia en la Ilustración 10:Gráfica producción Monforte (MOI & MOII), no obstante, se realizará una planta de 36,14 MWp teniendo ese ligero margen respecto a la potencia necesaria cubriendo las pérdidas que se generarán y se estudiarán en Apartado 3.12, del Capítulo 3. Así mismo, este margen de producción permitirá abastecer el sistema de almacenamiento de baterías sin tener que consumir energía de la red.

Por lo anteriormente mencionado, para este proyecto, se han considerado módulos fotovoltaicos bifaciales de silicio monocristalino de alta eficiencia, los cuales, serán los encargados de producir energía eléctrica a partir de la energía procedente de la radiación solar. Debido a la capacidad de absorber radiación por ambas caras, el suelo de la planta deberá contener grava blanca para lograr reflejar el máximo de radiación posible.

El fabricante del módulo será Jinko Solar [25], modelo JKM520M-7TL4-TV [26] y tendrá las características mostradas en la Tabla 4:Características técnicas principales del módulo fotovoltaico en condiciones STC .[27]

*Tabla 4:Características técnicas principales del módulo fotovoltaico en condiciones STC*

Datos eléctricos (en condiciones estándar STC)	
Potencia máxima, Wp	520
Tolerancia de potencia nominal (%)	3
Tensión en el punto P <sub>máx</sub> -VMPP (V)	41,80
Corriente en el punto P <sub>máx</sub> -IMPP (A)	12,44
Tensión en circuito abierto-VOC (V)	49,34V
Corriente de cortocircuito-ISC (A)	13,16A
Eficiencia del módulo (%)	21,01
Dimensiones (mm)	2206×1122×35
Peso (kg)	28,2

### 3.5 Estructura

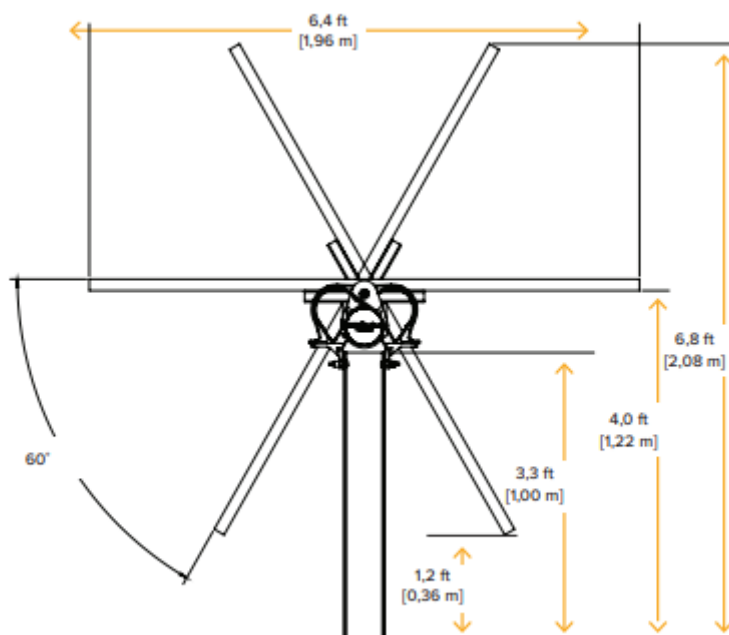
Los módulos fotovoltaicos se instalarán sobre estructuras metálicas denominadas seguidores solares. Estas estructuras, permiten el movimiento sobre un eje horizontal orientado norte-sur para realizar el seguimiento al sol en sentido este-oeste a lo largo del día, maximizando así la producción de los módulos fotovoltaicos en cada momento.

La estructura está constituida por diferentes perfiles y soportes metálicos y cuenta con un sistema de accionamiento para el seguimiento solar gobernado por un sistema de control que permite, entre otras funciones, llevar y bloquear el seguidor en posición de defensa en caso de vientos fuertes, o rectificar el ángulo de giro para evitar sombras

entre módulos fotovoltaicos de seguidores adyacentes, lo que se denomina backtracking.

La estructura considerada en este proyecto es NX Horizon 1V del fabricante NEXTracker [28] proporciona una configuración de módulos de un eje vertical tal y como se muestra en la Ilustración 17: Estructura seleccionada .

Se ha seleccionado este proveedor, ya que esta estructura no requiere de energía de red para su funcionamiento, tienen un montaje rápido en campo y no requiere de soldadura, además es uno de los suministradores más fiables cuyas estructuras están compuestas por acero galvanizado e inoxidable, además, es económicamente rentable dadas sus características y cuentan con una garantía de 10 años para componentes estructurales y 5 años para sistemas de accionamiento y control.



*Ilustración 17: Estructura seleccionada*

Como criterio general, la estructura tendrá una altura tal que se garantice una distancia libre desde el suelo a la parte baja del módulo cuando éste esté en su máximo ángulo de giro de 50 cm.

El sistema de fijación de los seguidores al terreno se realizará a una distancia de 6m respecto ellas para evitar las pérdidas por backtracking y porque que a nivel económico supone un menor impacto a la hora de cablear todas las estructuras. Además, se seguirán los requerimientos del fabricante. Por lo general, será mediante el hincado directo de perfiles metálicos.

En la Tabla 5: Características principales de los seguidores se representan las características principales del seguidor.

Tabla 5: Características principales de los seguidores

Características de los seguidores	
Número de módulos por estructura	81 / 54
Ángulo rotación	$\pm 60^\circ$
Longitud de la fila (m)	96,85 / 65,3
Paso entre filas (pitch) (m)	5,5

Teniendo en cuenta el número de paneles solares fotovoltaicos capaces de incorporarse en una estructura y el número de paneles solares fotovoltaicos que necesita la planta solar fotovoltaica, se ha determinado que se necesitarán 908 estructuras.

El fabricante de estas estructuras posee modelos capaces de albergar 81 y 54 módulos. Por lo que serán necesarias 760 estructuras capaces de albergar 81 módulos, y 148 estructuras que alberguen 54 unidades.

Tal y como se muestra en la Tabla 6: Cálculo del número de estructuras, con este diseño de distribución de módulos en las estructuras disponibles se consiguen distribuir todos los paneles de planta solar fotovoltaica descrita en capítulos anteriores.

Tabla 6: Cálculo del número de estructuras

CÁLCULO DEL NÚMERO DE ESTRUCTURAS		
Capacidad de la estructura (Nº módulos)	81	54
Nº de estructuras	760	148
Total de estructuras	908	
Nº total de paneles en función de la estructura	69552	
Nº Módulos necesarios	69500	

### 3.6 Strings

Un string, es un conjunto de paneles solares fotovoltaicos que se conectan en serie formando una cadena, también llamado “string”[29]. Resulta necesario saber cuántos paneles se pueden conectar en serie para este proyecto.

El número máximo de módulos conectados en serie viene limitado por la tensión máxima de entrada DC al inversor [30] [31] tal y como se muestra en la Ecuación 1: módulos máximos conectados en serie. Ésta se corresponde con la tensión de circuito abierto del generador FV cuando la temperatura del módulo es mínima, esto es, en condiciones de baja irradiancia y mínima temperatura ambiente (en el sitio considerado, la condición más desfavorable corresponde a  $-3,1^\circ\text{C}$  y  $523,3 \text{ W/m}^2$ ).[32]

Ecuación 1: Módulos máximos conectados en serie

$$N = \frac{U_{max,inv}}{U_{ca}(-3,1^\circ\text{C}; 523,3 \text{ W/m}^2)} = \frac{1500V}{U_{ca}(-3,1^\circ\text{C}; 523,3 \text{ W/m}^2)_{max}}$$

Donde:

- $U_{ca}(-3.1\text{ }^{\circ}\text{C}; 523.3\text{ W/m}^2)$  se calcula como la tensión de la celda cuando las condiciones ambientales son las desfavorables de  $-3,1^{\circ}\text{C}$  e irradiancia de  $523,3\text{ W/m}^2$ .
- $U_{max,inv}$  es la tensión máxima de entrada DC al inversor

Se ha estimado el valor de la tensión, utilizando la característica I-V del módulo fotovoltaico registrada en el PVSYST[17] para esas condiciones:

$$U_{ca}(-3,1\text{ }^{\circ}\text{C}; 523,3\text{ W/m}^2) = 50,28\text{ V}$$

$$N = \frac{U_{max,inv}}{U_{ca}(-3,1^{\circ}\text{C}; 523,3\text{ W/m}^2)} = \frac{1500\text{ V}}{50,28} = 29,83\text{ módulos}$$

Por lo tanto, en estas condiciones, es posible configurar en serie un máximo de 29 módulos.

Por otro lado, el número mínimo de módulos por serie está limitado por la tensión mínima DC de entrada al inversor en la que sigue la máxima potencia tal y como define la Ecuación 2: Número mínimo de módulos conectados en serie. El valor mínimo de la tensión de entrada al inversor debe ser menor o igual que la tensión de máxima potencia mínima del generador fotovoltaico; que corresponde cuando la temperatura ambiente es relativamente elevada y la irradiancia es relativamente baja [30] [31]. Analizando los datos de SOLARGIS[18], la condición más desfavorable encontrada es a  $34,1\text{ }^{\circ}\text{C}$  y  $47,356\text{ W/m}^2$ :

*Ecuación 2: Número mínimo de módulos conectados en serie*

$$N = \frac{U_{mp,inv}}{U_{mp}(34,1^{\circ}\text{C}; 47,356\text{ W/m}^2)} = \frac{936\text{ V}}{U_{mp}(34,1^{\circ}\text{C}; 47,356\text{ W/m}^2)_{min}}$$

Donde:

- $U_{mp}(34,1^{\circ}\text{C}; 47,356\text{ W/m}^2)$  se calcula como la tensión de la célula en condiciones ambientales de  $34,1^{\circ}\text{C}$  e irradiancia de  $47,356\text{ W/m}^2$ .
- $U_{mp,inv}$  es la tensión mínima DC de entrada al inversor

La tensión, utilizando la característica I-V del módulo fotovoltaico registrada en el PVSYST [17], se ha estimado el valor de tensión:

$$U_{mp}(34,1^{\circ}\text{C}; 47,356\text{ W/m}^2) = 34,71\text{ V}$$

$$N = \frac{U_{mp,inv}}{U_{mp}(34,1^{\circ}\text{C}; 47,356\text{ W/m}^2)} = \frac{936\text{ V}}{34,71\text{ V}_{min}} = 26,96\text{ módulos}$$

De este modo, se obtiene que cada serie deba constar, con un mínimo de 26 módulos. Finalmente, el número de módulos en serie por string será de 27.

Una vez se han determinado el número de módulos máximos conectados en serie dentro de un único string, se determinará el número de string que se conectarán en paralelo y que conformarán un string box.

### 3.7 String box

Las cajas de string (string box) son las cajas de conexiones en corriente continua que combinan en paralelo los cables solares procedentes de los strings convergiendo en un único circuito, están situadas entre los paneles y el inversor.

El número máximo de ramales en paralelo está condicionado por la máxima corriente de entrada admisible por el inversor (4000A) [30] [31]. Así, el número máximo de ramales a conectar en paralelo en condiciones de máxima irradiancia y temperatura se determina gracias a la Ecuación 3: Cálculos String Box

*Ecuación 3: Cálculos String Box*

$$N_{par-MAX} = \frac{I_{MAX-DC}}{I_{mpp}(25\text{ }^{\circ}C; 1000\text{ W}/m^2)} = \frac{4000\text{ A}}{12,44\text{ A}} = 321$$

Donde:

- $I_{MAX-DC}$  es la intensidad máxima admisible por el inversor, según especificaciones técnicas.
- $I_{mpp}(25\text{ }^{\circ}C; 1000\text{ W}/m^2)$  es la intensidad generada en condiciones de máxima irradiancia y temperatura, utilizando la característica I-V del módulo fotovoltaico registrada en el PVSYST.

Siguiendo estas premisas, y con el objetivo de utilizar la máxima capacidad del inversor a un rendimiento óptimo, se han diseñado 2.574 ramas en paralelo repartidas por inversores, en agrupaciones de 252, 255, 256, 257, 258, 259 y 260 strings, y 27 módulos en serie en cada rama para cada inversor.

Para este proyecto se han considerado cajas de string de 8 y 18 entradas [33] ya que resulta una opción económica recomendable teniendo en cuenta las dimensiones de la instalación. El proveedor seleccionado para estas cajas será Ingeteam, ya que es uno de los suministradores más conocidos en el sector y proporciona precios competitivos.

Ya que esta caja debe instalarse en el exterior, a la intemperie, estarán preparados y protegidos contra el polvo, aunque no es completamente hermético al polvo, pero sí está completamente protegido contra objetos sólidos. También es protegido contra salpicaduras de agua desde cualquier ángulo, por lo que tendrá una calificación de IP54 [34].

### 3.8 Centro de transformación e inversor

El inversor es el encargado de convertir la corriente continua generada por los módulos fotovoltaicos en corriente alterna a la misma frecuencia de la red eléctrica del punto de conexión.[35]

Los inversores disponen de un sistema de control que permite un funcionamiento completamente automatizado. Debido a la característica de intermitencia y dependencia del recurso solar para variar la tensión e intensidad del módulo, el inversor debe contar con un rango de tensiones de entrada amplio que permita obtener la máxima eficiencia posible en el rango más amplio de funcionamiento.

La potencia de los inversores, así como el factor de potencia se controla y limita mediante los equipos de control de la planta, en concreto a través del sistema de monitorización (SCADA) y del controlador de los inversores (Power Plant Controller o PPC por sus siglas en inglés). Esto permite de forma dinámica reducir el nivel de potencia activa o variar la potencia reactiva para ayudar en la gestión de la red eléctrica en el punto de interconexión. Además permite controlar la variación de potencia reactiva que consume y genera la planta.

En la salida del inversor al transformador, irá equipado con un interruptor magnetotérmico para proteger los elementos que componen la instalación solar fotovoltaica. El inversor incluye fusibles en la entrada de CC e interruptor automático en la salida CA.



## LV5+ Solar Inverter Data Sheet



GE has accumulated more than 7.5 gigawatts of total global installed base for its solar inverter technology, and was the first to introduce 1,500-volt to the solar market.

GE's LV5+ Solar Inverter builds on proven power electronics technology, demonstrated global manufacturing experience and an extensive global installed base.

**The LV5+ Solar Inverter is designed to integrate into GE's plug & play LV5+ Solar Power Station for efficient, cost effective and dispatchable solar power.**

#### LV5+ Solar Inverter Features:

- UL or IEC compliant configurations
- 2.7 - 3.5 MW output power
- High efficiency
- Filter-less air-cooling system
- Plug & play
- Night time disconnect option
- Direct outdoor installation
- Containerized for optimized logistics and reduced on site installation and commissioning
- Fibre-optic SCADA interface
- Digital APM ready

*Ilustración 18: Inversor seleccionado*

Los inversores considerados para este proyecto son LV5+ 1566 Solar Inverter de General Electric [36], tal y como se muestra en la Ilustración 18: Inversor seleccionado. Las principales características son las indicadas en la Tabla 7: Características eléctricas del inversor.

Tabla 7: Características eléctricas del inversor

<b>VALORES DE ENTRADA (CC)</b>	
Rango de tensión MPP	936 – 1300 V
Tensión máxima	1500 V
Corriente máxima	4000 / 3200 A (a 35°C / 50°C)
Nº entradas con portafusibles	24
Entradas MPPT independientes	1
<b>PROTECCIONES DE ENTRADA</b>	
Protecciones de sobretensión	IEC 61643-1 Class II / UL 1449
Protección DC	Motorized DC Switch
<b>VALORES DE SALIDA (AC)</b>	
Potencia	3,43 / 3,04 MW (a 35°C / 50°C)
Corriente	3000 / 2655 A (a 35°C / 50°C)
Tensión nominal	660 V
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz
Coseno Phi ajustable	0-1
THD (Distorsión Armónica Total)	< 3 %
<b>PROTECCIONES DE SALIDA</b>	
Protecciones de sobretensión	IEC 61643-1 Class II / UL 1449
Protección AC	Motorized AC Circuit Breaker
<b>PRESTACIONES</b>	
Consumo máximo	≤ 200 W
<b>DATOS GENERALES</b>	
Dimensiones (ancho x alto x fondo)	2,0 x 2,4 x 2,9 m
Temperatura de funcionamiento	-25 / +50°C
Humedad relativa (sin condensación)	5-100 % (rated for outdoor installation)
Grado de protección	IP54
Altitud máxima	2000 m
Emisión acústica	≤ 85 / 75 dBA (a 1 / 10 m)

En los centros de transformación se ubicarán todos los equipos necesarios para la conversión de la corriente continua en baja tensión en corriente alterna en media tensión. También se encontrarán los servicios auxiliares de la planta fotovoltaica.[37]

Los principales elementos [38] de los que consta un centro de transformación son:

- Inversores fotovoltaicos.
- Transformador de potencia.



Para este proyecto, se han seleccionado los centros de transformación de General Electric [36], por ser esta una de las empresas más consolidadas en el sector y tener la variedad de productos necesarios para la instalación de Monforte III empleando componentes duraderos y con gran versatilidad, además de ser compactos, más económicos y resistentes gracias a su especial montaje en exteriores.[37]

Tras realizar una búsqueda de los equipos disponibles, se ha optado por el modelo LV5+ 1566 Solar Power Station de General Electric [39] tal y como muestra la Ilustración 19: Transformador CT y la Ilustración 20: Centro de transformación (CT) seleccionado. Cada uno de estos centros de transformación, estará compuesto por un inversor de 3,43 / 3,04 MW (a 35°C / 50°C) de potencia y un transformador de 4 MVA, necesario para poder transformar la tensión de baja a media tensión descrito en la Tabla 8: Características del transformador de BT a MT



Ilustración 19: Transformador CT

Tabla 8: Características del transformador de BT a MT

TRANSFORMADOR BT/MT	
Potencia nominal	4 MVA
Frecuencia	50 Hz
Tipo	Sellado en aceite
Relación de tensiones	0,660/30 kV
Grupo de conexión	Dy11
Conmutador de tomas sin carga (primario)	$\pm 2,5\% \pm 5\%$
Nivel de aislamiento:	36 kV
Refrigeración	ONAN
Temperatura máxima ambiente	50°C



## LV5+ Solar Power Station Data Sheet



The LV5+ Solar Power Station combines GE's LV5+ 1500V solar inverter, with medium voltage power transformer, optional MV switchgear, and various options for a reliable, plug & play, factory integrated power conversion solution for utility-scale solar installations.

The LV5+ Solar Inverter is one of the industry's leading 1500V developments and is GE's latest evolution in renewable power electronics. Building on expertise in the renewables industry, GE now offers its latest power conversion technology for efficient, cost effective and dispatchable solar power.

### LV5+ Solar Power Station Features:

- UL or IEC compliant configurations
- 2.7 - 3.5 MW output power
- High efficiency
- Filter-less air-cooling system
- Plug & play
- Night time disconnect option
- Direct outdoor installation
- Standard 20ft ISO high cube container for optimized logistics and reduced on site installation and commissioning
- Fibre-optic SCADA interface
- Digital APM ready



### *Ilustración 20: Centro de transformación (CT) seleccionado*

El cableado en corriente alterna de baja tensión entre el inversor y el transformador, en caso de centros de transformación integrados, dispone de una conexión diseñada y preparada en fábrica que permite una instalación más rápida y segura al no disponer de elementos en tensión accesibles una vez finalizada la instalación.

### **3.9 Baterías e inversor**

En este proyecto se van a utilizar baterías de General Electric para poder alimentar el sistema, de tal forma que, parte de la energía generada en la planta fotovoltaica será almacenada mediante un sistema de almacenamiento de energía formado por baterías de litio, que entrará en funcionamiento cuando los módulos fotovoltaicos estén inactivos debido a la ausencia de radiación solar.

Se ha estimado que el sistema de baterías contará con una potencia total de 5 MW y una capacidad de almacenamiento de 5 MWh. Se ha optado por este sistema de

almacenamiento para poder alimentar los equipos en caso de cortes de tensión, y así poder alimentar la subestación en caso de necesidad.

El sistema, constructivamente, estará formado por contenedores que albergarán dos módulos de baterías RSU-4000/12 [40] con una capacidad de 2.510,4 kWh (Reservoir Storage Unit) cada uno, y dos inversores compatibles con esta unidad de almacenamiento mencionada anteriormente. Tal y como se muestra en la hoja de especificaciones técnicas de la unidad de almacenamiento, el modelo de inversor seleccionado será el RIU-2750MV con una capacidad de de 2500 kW.[40]

Algunas características de dichos elementos que componen la unidad de almacenamiento de las baterías y los inversores se representan en la Tabla 9: Características de las baterías y en la Tabla 10: Características de los inversores

*Tabla 9: Características de las baterías*

RSU-4000/12	
Capacidad de energía	2510,4 kWh.dc
Tecnología	Ion-Litio
Clase tensión	1500 V
Tensión nominal DC	1300 V
Tensión mínima DC	770 V
Corriente máxima DC	960 A

*Tabla 10: Características de los inversores*

RIU-2750MV	
Potencia nominal (45°C)	2500 kW
Tensión operación AC	550 V
Rango de operación de tensión AC	+/-10%
Rango de tensiones DC	800 - 1500 V
Corriente máxima DC	3500 A
Rango de factor de potencia	-1,0 a 1,0

### 3.10 Sistemas de puesta a tierra

El proyecto contará con un sistema de puesta a tierra con el objetivo de limitar las tensiones de paso y contacto que puedan producirse en la instalación, evitando así el peligro de electrocución causada por contactos directos e indirectos [41].

La puesta a tierra de la planta estará formada por una red radial que une todas las masas de la planta con un conductor de tierra enterrado bajo zanja, utilizando para ello cable desnudo de cobre enterrado de sección adecuada. El cálculo de estas secciones se tendrá en cuenta el Reglamento electrotécnico de baja tensión [41] por el que los

elementos de tierra deberán tener una sección mínima en función de la Tabla 11: Secciones mínimas convencionales de los conductores de tierra y la Tabla 12: Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fases

*Tabla 11: Secciones mínimas convencionales de los conductores de tierra*

TIPO	Protegido mecánicamente	No protegido mecánicamente
<b>Protegido contra la corrosión*</b>	Según apartado 3.4	16 mm <sup>2</sup> Cobre 16 mm <sup>2</sup> Acero Galvanizado
<b>No protegido contra la corrosión</b>	25 mm <sup>2</sup> Cobre 50 mm <sup>2</sup> Hierro	
* La protección contra la corrosión puede obtenerse mediante una envolvente		

*Tabla 12: Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fases*

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

Ya que los cables constarán de una protección mecánica, se empleará el criterio de la Tabla 12: Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fases. Todas las secciones de los cables de protección cuentan con secciones de 6mm<sup>2</sup>, 200 mm<sup>2</sup> y 75mm<sup>2</sup> todas las especificaciones de cada uno de los cables de tierra se encontrarán en el apartado de anexos.

Según lo establecido en el apartado 6.1 de la ITC-RAT 13 [42], se conectarán a las tierras de protección todas las partes metálicas no sometidas a tensión, pero que pueden estarlo como consecuencia de averías, accidentes, sobretensiones por descargas atmosféricas o tensiones inductivas. Por este motivo, se unirán a la malla de tierra:

- Los chasis y cubiertas de aparatos de maniobra. [42]
- Los envolventes de los conjuntos de armarios metálicos. [42]
- Las puertas metálicas de los locales. [42]
- Las armaduras metálicas de los cables. [42]
- Las carcasas de transformadores. [42]
- Los elementos de derivación a tierra de los seccionadores de puesta a tierra.
- Pantalla de separación de los circuitos primario y secundario de los transformadores de medida o protección. [42]

En el caso de los centros de transformación, la puesta a tierra se efectuará mediante un anillo de cobre desnudo con ocho picas de puesta a tierra de unos 0,8 metros de

profundidad. Este anillo se unirá a la red general de puesta a tierra del parque garantizando su equipotencialidad. [42]

### 3.11 Producción energética

A la hora de realizar los cálculos necesarios para determinar la producción de la planta solar fotovoltaica, y la distribución de los propios paneles, se han empleado los datos de radiación, así como el tipo de módulo, seguidor e inversor seleccionados y definidos en capítulos anteriores. Gracias a la herramienta de PVSYST [17] se han obtenido los datos representados en la Ilustración 21: Energía generada estimada de producción energética anual.

**Monforte III**  
**Balances y resultados principales**

	<b>GlobHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>DiffHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>T_Amb</b> °C	<b>GlobInc</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>GlobEff</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>EArray</b> MWh	<b>E_Grid</b> MWh	<b>PR</b>
<b>Enero</b>	66,3	24,00	4,60	94,6	90,8	3365	3215	0,941
<b>Febrero</b>	87,9	29,80	5,40	120,8	116,3	4265	4081	0,935
<b>Marzo</b>	137,1	46,80	8,30	187,3	180,2	6498	6225	0,920
<b>Abril</b>	160,8	59,00	10,70	215,9	207,7	7379	7066	0,905
<b>Mayo</b>	193,5	72,60	14,80	253,4	243,6	8458	8103	0,885
<b>Junio</b>	212,9	72,20	19,60	283,7	273,1	9315	8929	0,871
<b>Julio</b>	230,1	67,20	22,60	310,1	298,9	10068	9653	0,861
<b>Agosto</b>	199,2	61,80	22,10	267,4	257,4	8750	8390	0,868
<b>Septiembre</b>	148,9	51,30	17,60	203,4	195,7	6818	6539	0,890
<b>Octubre</b>	108,0	39,70	13,40	147,8	142,0	5051	4839	0,906
<b>Noviembre</b>	70,3	25,90	7,70	99,1	95,2	3487	3332	0,930
<b>Diciembre</b>	58,6	21,60	5,00	82,1	78,8	2921	2784	0,938
<b>Año</b>	1673,6	571,90	12,70	2265,6	2179,5	76376	73157	0,893

Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal      GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados  
 DiffHor Irradiación difusa horizontal      EArray Energía efectiva en la salida del conjunto  
 T\_Amb T amb.      E\_Grid Energía inyectada en la red  
 GlobInc Global incidente plano receptor      PR Índice de rendimiento

*Ilustración 21: Energía generada estimada*

### 3.12 Pérdidas energética

Tras realizar el estudio en PVSYST[17], se determinan las pérdidas eléctricas anuales asociadas a este tipo de instalación solar fotovoltaica, en función del tipo de paneles solares fotovoltaicos y centro de transformación seleccionados. A continuación se definirán algunas de las pérdidas estudiadas para este proyecto [43]

- Pérdidas eléctricas por suciedad

La acumulación del polvo y la suciedad de los paneles provoca pérdidas en la generación de energía eléctrica a causa de las lluvias, los desechos de las aves que puedan sobrevolar la zona, el paso de los vehículos al recorrer la planta solar entre otros puede provocar estas pérdidas. Estas pérdidas han sido dimensionadas en un año con valor de un 1,5%. Para poder evitar la acumulación de suciedad en los módulos se deberá realizar una limpieza periódica de los mismos y así evitar que estas pérdidas generen un fuerte impacto en la producción de energía eléctrica. [43]

- Pérdidas por cableado

Son las pérdidas producidas por las conexiones entre los módulos (entre ellos), las conexiones de los terminales de entrada del inversor, al transformador y a todos los elementos eléctricos que componen la instalación y que requieren de cableado para su funcionamiento. [43] A lo largo de un año, el programa PVSYST han dimensionado una pérdidas ocasionadas por este cableado del 4,39%.

- Pérdidas por temperatura

El factor térmico tiene una gran importancia en la producción de energía, ya que influye en la temperatura de la célula, y por tanto en el rendimiento de la producción de energía eléctrica. Además cabe destacar que el efecto de la temperatura es uno de los más importantes a la hora de realizar mantenimientos en la planta, es por este motivo que deberán producirse termografías para saber si existe “recalentamiento” en alguna zona del módulo que pueda llegar a provocar una ignición del módulo solar fotovoltaico [43]. El programa PVSYST estima unas pérdidas anuales con valor del 3,65%

- Pérdidas angulares

Corresponde al decremento de la irradiancia que llega a las células del módulo en comparación con la irradiancia normal al plano de captación, debido a las reflexiones que se produce por el ángulo de incidencia, el cristal protector del módulo produce reflexiones que se transforman en pérdidas. Se ha tratado de reducir al máximo este tipo de pérdidas con la instalación de los paneles solares fotovoltaicos en estructuras capaces de seguir el sol en un solo eje, no obstante,

se deben tener en cuenta a la hora de plantear las pérdidas [43]. Estas pérdidas han sido dimensionadas en un año con valor de un 6,85%

- Pérdidas por degradación inducida por potencial

Son las pérdidas que se producen por la disminución del rendimiento de los módulos fotovoltaicos con el paso del tiempo [43]. El programa PVSYST realiza una simulación para un año y aplica una degradación independientemente de los módulos.

Además existen pérdidas que no se han tenido en cuenta en el programa PVSYST pero que por supuesto deben tenerse en cuenta, como son las pérdidas por indisponibilidad debido a desconexiones por mantenimientos o averías.

En la Ilustración 22: Análisis de las pérdidas de la planta solar Monforte III, se detallan los factores que se han tenido en cuenta para el análisis de las pérdidas eléctricas, además se muestra el valor numérico y el impacto de las pérdidas eléctricas finales a lo largo de un año, realizadas en el programa PVSYST. En el apartado de anexos se integra el informe de PVSYST realizado para este proyecto.

Diagrama de pérdida durante todo el año

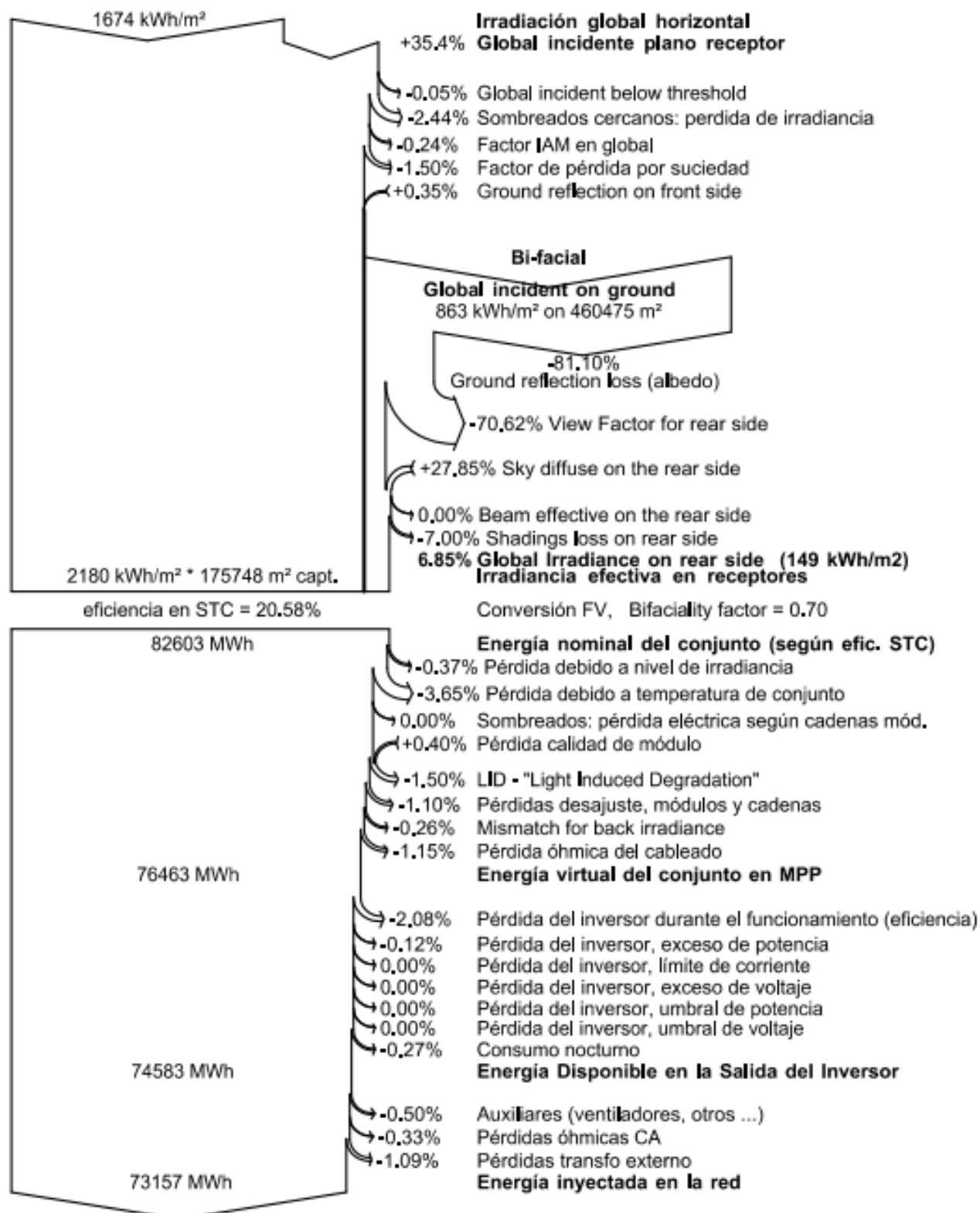


Ilustración 22: Análisis de las pérdidas de la planta solar Monforte III



## Capítulo 4. INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA

### 4.1 Cableado solar en corriente continua

Los cables de corriente continua (CC) entre strings y cajas de strings han sido diseñados con una caída de voltaje media máxima de 0,5% y una caída de tensión media acumulada del 1,5% según ITC-BT-19 [44] en las condiciones estándares de 25°C, 1000 w/m<sup>2</sup> e índice de densidad del aire de 1,5 (IAM). Para determinar la sección del cable correcta en función de la caída de la tensión se debe estimar dicha sección, y calcular la caída de tensión con la Ecuación 4: Cálculo del conductor en función de la caída de tensión

*Ecuación 4: Cálculo del conductor en función de la caída de tensión*

$$\Delta U\% = \frac{2 \cdot I_{sc} \cdot Np \cdot \varphi \cdot L}{S}$$

Donde:

- $I_{sc}$  es la intensidad de cortocircuito del módulo
- $Np$  es el número de strings
- $\varphi$  es la resistividad del cable a T<sup>a</sup> de servicio (mm<sup>2</sup>/m)
- L es la longitud del cable
- S es la sección del conductor

Una vez se determina la sección que cumple con la norma (caída máxima de 1,5%) para todas las secciones, se procederá a calcular la sección del cable en función de la intensidad máxima admisible

La intensidad de diseño  $I_{diseño}$  se calcula en función de la intensidad del módulo y del número de módulos conectados, tal y como se muestra en la Ecuación 5: Cálculo de la Intensidad de diseño

*Ecuación 5: Cálculo de la Intensidad de diseño*

$$I_{diseño} = I_{sc} \cdot Np \cdot 1,25$$

Donde:

- $I_{sc}$  es la intensidad de cortocircuito del módulo
- $Np$  es el número de strings

Una vez calculada la Intensidad de diseño, se debe calcular la intensidad máxima admisible  $I_{max.admisible}$  con la Ecuación 6: Cálculo de la intensidad máxima admisible en función del tipo del cable seleccionado, por este motivo se deberá predimensionar y

preseleccionar el tipo de cable que se va a emplear. Posteriormente se comprobará que la  $I_{diseño} < I_{max.admisible\ corregida}$

#### *Ecuación 6: Cálculo de la intensidad máxima admisible*

$$I_{max.admisible\ corregida} = I_{max\ cable} \cdot F_t \cdot F_r \cdot F_{ag} \cdot F_p$$

Donde:

- $I_{max\ cable}$  es la Intensidad máxima del cable en función de la sección del cable seleccionado y del tipo del cable seleccionado.
- $F_t$  es el factor de corrección por temperatura según tabla B.52.14 UNE HD 60364-5-52.
- $F_r$  es el factor de corrección por resistividad del terreno según tabla B.52.16 UNE HD 60364-5-52.
- $F_{ag}$  es el factor de corrección por agrupamiento según tabla B.52.19 UNE HD 60364-5-52.
- $F_p$  es el factor de corrección por profundidad según tabla UNE 221435.

En cumplimiento del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) [45] y de la UNE HD 60364 [46], los cables deben ser 0,6/1 kV ( $U_0 = 1,8$  kV) conductor de cobre unipolar flexible, no propagación de llama y libre de halógenos, resistente a la absorción de agua, rayos ultravioleta, agentes químicos, grasas y aceites, la abrasión y los impactos. Además, los cables de CC se deben fabricar como cable flexible de Clase 5 con protección solar UV especial (ZZ-F) según UNE-EN 60228 [47] e IEC 60228[48] tal y como muestra la Ilustración 23: Cable 0,6/1KV unipolar TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K



*Ilustración 23: Cable 0,6/1KV unipolar TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K*

Deben ser capaces de soportar altas temperaturas y soportar condiciones climatológicas adversas por lo que se ha optado por la protección de estos a través de una estructura que irá fijada al seguidor y a la entrada de la caja de strings.

Los componentes eléctricos de BT deberán ser capaces de soportar la tensión máxima de funcionamiento del inversor solar y del equipo de corriente continua (CC) (1500 Vcc). La sección del cableado será de 6 mm<sup>2</sup> Cu, en concreto se seleccionará el modelo TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K [49].

Así mismo, se han calculado los fusibles necesarios para las conexiones de los strings y posteriormente formar los string box. Para determinar la intensidad de los fusibles se predimensionarán calculando la intensidad de diseño de estos tal y como se aprecia en la Ecuación 7: Cálculo de la intensidad de diseño

*Ecuación 7: Cálculo de la intensidad de diseño*

$$I_{diseño} = I_{sc} \cdot Np \cdot 1,25$$

Donde:

- $I_{sc}$  es la intensidad de cortocircuito del módulo
- $Np$  es el número de strings

A su vez, se determinará la intensidad mínima de diseño, siguiendo la Ecuación 8: Cálculo de intensidad mínima de diseño, a partir de la intensidad de diseño previamente calculada

*Ecuación 8: Cálculo de intensidad mínima de diseño*

$$I_{minima\ diseño} = \frac{I_{diseño}}{0,9} = \frac{I_{sc} \cdot Np \cdot 1,25}{0,9}$$

Una vez se calcula la intensidad de diseño, se selecciona la intensidad del fusible predimensionado ( $I_n$ ), de tal modo que cumpla el criterio expresado en la Ecuación 9: Criterio de selección de intensidad de fusible

*Ecuación 9: Criterio de selección de intensidad de fusible*

$$I_{minima\ diseño} \leq I_n \leq I_{diseño}$$

Siguiendo este criterio, la intensidad del fusible seleccionado será un fusible de una intensidad de 20 A tal y como se aprecia en la Ilustración 24: Fusibles 20A.



*Ilustración 24:Fusibles 20A*

Es importante destacar que los cálculos se han realizado para un centro de transformación en concreto, siendo el seleccionado el más “desfavorable” es decir es el que mayor número de Stings tiene conectados, configuración de 260 tal y como se define en el apartado 3.7

## 4.2 Cableado de baja tensión en corriente continua

Para definir la sección del cable correcta, se debe determinar dicha sección en función del criterio por la caída de la tensión y de la intensidad máxima admisible tal y como se ha explicado anteriormente y descrito en la Ecuación 4: Cálculo del conductor en función de la caída de tensión, en la Ecuación 5: Cálculo de la Intensidad de diseño, y en la Ecuación 6: Cálculo de la intensidad máxima admisible

Los cables de baja tensión (BT) y corriente continua (CC) desde los Stings box hasta los inversores han sido diseñados con una caída media máxima del voltaje de 1,5% según ITC-BT-19 [44] en las condiciones estándar.

En cumplimiento de la norma UNE HD 60364 [46] y con el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT)[45] los cables son de aluminio, aislamiento XLPE y cubierta tipo PVC ( $U_0 = 1,8$  kV). Las secciones tipo a considerar para el cable enterrado serán de 150 y 400 mm<sup>2</sup> e irán directamente enterrados en zanjas. [50] En este caso se seleccionarán los modelos HARMOHNY XZ1 (Al)

Los componentes eléctricos de baja tensión (BT) y en corriente continua (CC) deberán ser capaces de soportar la tensión máxima de funcionamiento del del equipo de CC que es de 1500 Vcc y que coincide con la tensión de entrada máxima del inversor.

Es importante destacar que los cálculos se han realizado para un centro de transformación en concreto, siendo el seleccionado el más “desfavorable” es decir es el que mayor número de strings tiene conectados, configuración de 260 tal y como se define en el apartado 3.7

Todos los cálculos realizados para determinar el tipo de cable así como el recubrimiento seleccionado se deja reflejado en apartado de anexos. Además, se ha determinado el tipo de fusibles necesarios [51] tal como se aprecia en la Ilustración 25: Fusible 355A y en la Ilustración 26: Fusibles 160A para cada string box 355 A y 160 A. El criterio de selección que se ha tenido es el mismo que se ha empleado anteriormente para el cálculo de los fusibles de 20 A, siguiendo las ecuaciones descritas con anterioridad, Ecuación 7: Cálculo de la intensidad de diseño, Ecuación 8: Cálculo de intensidad mínima de diseño, y la Ecuación 9: Criterio de selección de intensidad de fusible.



*Ilustración 25:Fusible 355A*



*Ilustración 26:Fusibles 160A*

### **4.3 Cableado de corriente alterna de baja tensión**

La conexión, o cableado, en baja tensión entre el inversor y el transformador que se encuentra en cada uno de los Centros de transformación (CT) [39], está diseñada y preparada en fábrica, por lo que quedará excluida del cálculo ya que será la empresa suministradora, la responsable de que el CT funcione correctamente.

### **4.4 Cableado de corriente alterna en media tensión**

Los cálculos de media tensión, se han realizado para un centro de transformación en concreto (CT01), siendo el seleccionado el más “desfavorable” es decir es el que mayor número de strings tiene conectados, configuración de 260 tal y como se define en el apartado 3.7

Una vez se dimensionan todos los centros de transformación de la planta, deben agruparse entre sí, con el objetivo de recoger todas las líneas de media tensión y evacuar la energía en un único circuito (centro de seccionamiento) , como se ha mencionado anteriormente, solo se ha dimensionado un único centro de transformación (CT01), no obstante, teniendo en cuenta las dimensiones disponibles del terreno donde se va a realizar la instalación, se ha estimado la distancia máxima entre este y el resto de los centros de transformación a los que debería unirse para formar una de las líneas de evacuación. Esta red de conexión tiene como objetivo unir los distintos centros de transformación con el centro de seccionamiento de la planta (30KV).

Dado que el centro de seccionamiento requiere de una tensión de 30KV, y las líneas de media tensión en corriente alterna ya salen de cada uno de los Centros de transformación con una tensión de 30KV, la conexión entre ellos deberá ser en paralelo.

En este caso, ya que se ha centrado el estudio en el CT01, se determinará el tipo de cable necesario para la conexión de este CT con el de mayor proximidad, en este caso el CT02.

Para definir la sección del cable correcta, se debe determinar dicha sección en función del criterio por la caída de la tensión y de la intensidad máxima admisible tal y como se ha explicado anteriormente y descrito en la Ecuación 4: Cálculo del conductor en función de la caída de tensión, en la Ecuación 5: Cálculo de la Intensidad de diseño, y en la Ecuación 6: Cálculo de la intensidad máxima admisible

La sección del cableado será elegida de manera que se cumplan los criterios de caída de tensión máxima, de intensidad máxima admisible y de cortocircuito [52]. Los cables de media tensión de corriente alterna (CA) de los centros de transformación al centro de seccionamiento de la planta se han calculado con una caída de tensión media máxima del 0,04 %. y consideran los requerimientos del Reglamento de Líneas Eléctricas de Alta Tensión (RLAT)[53]. El cable de media tensión será de un solo núcleo de 18/30 kV de aluminio, con una sección de 150 mm<sup>2</sup> y con una capa semiconductora extruida, aislamiento XLPE. El cable seleccionado será el X-VOLT RH5Z1 AL de Top Cable[54], como el que se muestra en la Ilustración 27: X-VOLT RH5Z1 AL de Top Cable, ya que cumple con la normativa ITC-LAT 06.



*Ilustración 27: X-VOLT RH5Z1 AL de Top Cable*

Todos los cálculos realizados para determinar el tipo de cable así como el recubrimiento seleccionado se deja reflejado en apartado de anexos

#### **4.5 Celdas de media tensión**

Se instalarán celdas compactas [55], tal y como se muestra en la Ilustración 28: Celdas de media tensión, debido a que, entre otras ventajas, permiten una operación segura y sencilla, tienen pequeñas dimensiones y poco peso, aumentan la protección frente a condiciones ambientales y accidentes, y generalmente la manipulación e instalación es rápida y sencilla.[56]



*Ilustración 28: Celdas de media tensión*

Habrán cuatro celdas, tres de línea (circuitos de media tensión) con interruptor o seccionador en carga y una celda para las baterías. Estas celdas contienen elementos y medidas de protección integradas que protegerán las líneas y permitirán hacer un corte de tensión en cada una de ellas de manera independiente. Las características constructivas y de diseño de las celdas responden a los siguientes valores nominales [57] se representan en la Tabla 13: Características de celdas de media tensión y en la Ilustración 29: Referencias celdas

*Tabla 13: Características de celdas de media tensión*

<b>CARACTERÍSTICAS DE CELDAS DE MEDIA TENSIÓN</b>	
Tensión nominal	30 kV
Tensión máxima de servicio	36 kV
Tensión de ensayo a frecuencia industrial, 50 Hz	70 kV
Tensión de ensayo a onda de choque tipo rayo	170 kV
Corriente admisible asignada de corta duración 1 s	20 kA
Corriente asignada en servicio continuo del embarrado	630
Corriente asignada en servicio continuo de las derivaciones	200/630
Frecuencia	50 Hz

REFERENCIA NORMATIVA según IEC 62271-200		CARACTERÍSTICAS AMBIENTALES	
SERIE DE CUADROS	TPR6 36kV OUTDOOR	MAX. TEMPERATURA AMBIENTE	50 °C
CLASE DE COMPARTIMENTACIÓN	PM (tabique metálico)	MIN. TEMPERATURA AMBIENTE	-5 °C
CATEGORÍA DE PÉRDIDA DE CONTINUIDAD DE SERVICIO	Clase LSC2	ALTITUDE COMPARADO CON EL NIVEL DEL MAR	1000m
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS		HUMEDAD RELATIVA	95 %
TENSIÓN ASIGNADA	36 kV	CUMPLIMIENTO DE NORMAS	
TENSIÓN DE SERVICIO	30 kV	Aparato bajo envoltura metálica para corriente alterna de tensiones de 1 kV a 52kV IEC 62271-200	
TENSIÓN SOPORTADA ASIGNADA A FRECUENCIA INDUSTRIAL (1 min)	70/80 kV	Interruptores automáticos de corriente alterna para alta tensión IEC 62271-100	
TENSIÓN SOPORTADA ASIGNADA A IMPULSO TIPO RAYO	170/195 kV	Interruptores de maniobra e interruptores de maniobra-seccionadores para alta tensión IEC 62271-103	
TENSIÓN AUXILIAR PARA CONTROL Y SEÑALIZACIÓN	24Vdc	Seccionadores y seccionados de puesta a tierra de corriente alterna IEC 62271-102	
FRECUENCIA ASIGNADA	50 Hz	Combinación interruptor-fusibles de corriente alterna para alta tensión IEC 62271-105	
SISTEMA ELÉCTRICO	TRIFÁSICO	CABLEADO AUXILIAR	
CORRIENTE ASIGNADA	630 A	TIPO DE CABLE	
CORRIENTE DE CORTA DURACIÓN ADMISIBLE (con $T_k = X$ s)	20 kA x 1sec	FS17	
CORRIENTE DE CORTA DURACIÓN ADMISIBLE (Valor de pico)	50 kA	SECCIÓN / COLOR DEL CIRCUITO AUXILIAR	
CLASIFICACIÓN DE ARCO INTERNO (ALIVIO DE PRESIÓN HACIA ARRIBA)	20 kA x 1sec A-FLR	MIN 1mmc / NEGRO	
CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS		PINTURA	
SECUENCIA DE MANIOBRAS DEL INTERRUPTOR	0-0,3s-CO-3min-CO	TIPO	
NUMERO DE UNIDADES	1	PINTURA TERMOSETRANTE EN POLVO APTA PARA PRODUCTOS EXTERIORES (POLIÉSTER)	
PARTICIÓN DEL TABLERO	UNIDAD SINGULAR	COLOR	
DIMENSIONES (mm) AnxA1xD	1445x1802x1066	RAL7035	
CABLES DE LLEGADA	PORTE INFERIOR	CLASE DE CORROSIÓN	
CABLES DE SALIDA	PORTE INFERIOR	C4 ALTA DURABILIDAD	
GRADO DE PROTECCIÓN EN EL FRENTE	IP 54		
GRADO DE PROTECCIÓN INTERNO	IP 67		
PESO APROXIMADO	780 kg		

### Ilustración 29: Referencias celdas

El modelo seleccionado de las celdas será el SM6-36 de Schneider tal y como se muestra en la Ilustración 30: Celdas SM6[58]

Proporcionan opciones flexibles, que se adaptan a las necesidades de este proyecto ya que está compuesta de unidades modulares de aparellaje de conexión de hasta 36 kV, con envoltura metálica.



Ilustración 30: Celdas SM6



## 4.6 Centro de seccionamiento

La misión principal del centro de seccionamiento es proporcionar el corte de la línea [59] de manera segura que aisle la planta de la Red para realizar mantenimientos sin tensión proporcionando seguridad para los operarios. Es un edificio que proporciona una protección ante las inclemencias ambientales

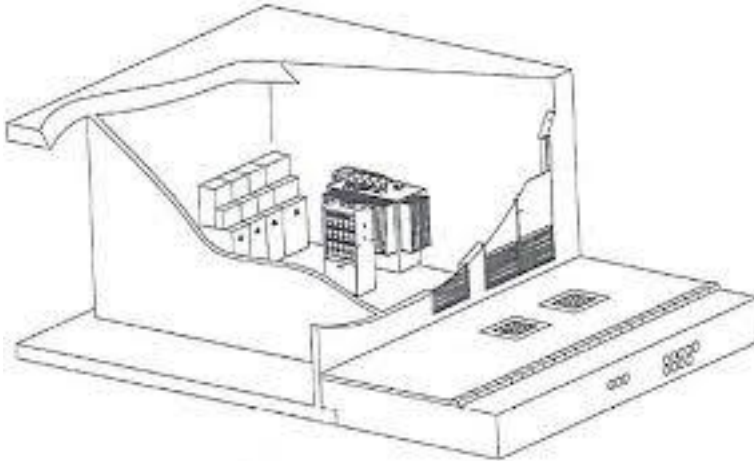
Tal y como se ha descrito anteriormente, el proyecto requiere de un centro de seccionamiento capaz de agrupar las diferentes líneas de media tensión y las celdas, para crear un punto común de evacuación

Además, en este punto también se junta la línea de las baterías y los cuadros de los servicios auxiliares. Estos servicios auxiliares compuestos por las baterías y el inversor descritos en el capítulo 3 se almacenarán también en este edificio para proporcionar protección. Las características más generales se resumen en la Tabla 14: Características generales del centro de seccionamiento de la planta solar fotovoltaica Monforte III.

*Tabla 14: Características generales del centro de seccionamiento de la planta solar fotovoltaica Monforte III*

CENTRO DE SECCIONAMIENTO	
Tipo	Prefabricado en superficie con aparamenta con aislamiento de gas
Tensión nominal	30 kVef
Tensión asignada	36 kVef

Se estima que será necesario un edificio prefabricado que cuente con aislamiento de aparamenta de gas SF6 que proporciona protección en caso de que se produzca cualquier tipo de chispa en el interior del edificio. Las dimensiones del centro de seccionamiento serán las necesarias para albergar las tres celdas necesarias descritas anteriormente. Además el edificio contará con una parte anexa, completamente aislada de las celdas, en la que se dispondrá de un despacho, con un dispositivo que permita visualizar el Scada de la planta y actuar en caso de necesidad. Se ha estimado que las dimensiones del edificio deberán ser de 6 m largo x 3 m ancho x 4 m altura, siguiendo como referencia el edificio que se muestra en la Ilustración 31: Boceto centro seccionamiento y en la Ilustración 32: Centro de seccionamiento modelo.



*Ilustración 31: Boceto centro seccionamiento*



*Ilustración 32: Centro de seccionamiento modelo*

Para lograr la protección de las personas y de los equipos se deberá establecer una serie de normas para lograr garantizar que[60]:

- No será posible acceder a las zonas normalmente en tensión, si éstas no han sido puestas a tierra previamente. Por ello, el sistema de enclavamientos interno de las celdas debe tener un sistema de puesta a tierra.[60]
- Las celdas de entrada y salida serán con aislamiento integral y corte en gas, y las conexiones entre sus embarrados deberán ser apantalladas, consiguiendo con ello la insensibilidad a los agentes externos. [60]
- Las bornas de conexión de cables y fusibles serán fácilmente accesibles a los operarios de forma que, en las operaciones de mantenimiento, la posición de trabajo normal no carezca de visibilidad sobre estas zonas. [60]
- Los mandos de la aparatamenta estarán situados frente al operario en el momento de realizar la operación. [60]
- El diseño de las celdas deberá impedir el escape de los gases producidos en el caso de generarse un arco interno.[60]

Así mismo, el centro de seccionamiento deberá contener un mínimo de puntos de luz capaces de proporcionar un nivel de iluminación necesaria para poder maniobrar las celdas contenidas en su interior. El interruptor que acciona la iluminación interior se situará al lado de la puerta de entrada, de esta forma su accionamiento no representará peligro de contacto con otro tipo de elemento eléctrico. Así mismo, se dispondrá de un punto de luz de emergencia de carácter autónomo que señalará los accesos y evacuación del centro de seccionamiento.[60]

Por otro lado, para la evacuación del calor que se generará en el interior del centro de seccionamiento, ocasionado por los elementos que se encuentran en su interior, se logrará por medio de la circulación de aire. Cuando se prevean transmisiones de calor en ambos sentidos de las paredes y/o techos que puedan ser perjudiciales, deberán ser aisladas térmicamente mediante rejillas de ventilación. Dichas rejillas, deberán situarse en la fachada de tal modo que impida el paso de pequeños animales, así como la entrada de agua y los contactos accidentales entre elementos metálicos que se pudieran llegar a introducir y las partes en tensión.[60] La ventilación podrá ser natural o forzada:

- Ventilación natural: Para la renovación del aire en el interior del centro de seccionamiento, se establecerán huecos de ventilación que permitan la admisión de aire frío del exterior, situándose éstos en la parte inferior próxima a los elementos eléctricos. La evacuación del aire caliente se efectuará mediante una serie de salidas situadas en la parte superior del edificio. [60]
- Ventilación forzada: Se adoptará cuando sea imposible la ventilación natural. Los conductos de ventilación forzada para la refrigeración de los equipos deberán ser independientes de otros conductos de ventilación del edificio más relacionadas con la refrigeración y calefacción del despacho anexo. Las rejillas de admisión y expulsión de aire se instalarán de forma que no pueda producir molestias acústicas según las ordenanzas municipales de Belchite.[60]

No es objeto de este proyecto estudiar la estructura del centro de seccionamiento, ni tampoco el estudio de la conexión entre el centro de seccionamiento y el punto de evacuación a red, por lo que no forma parte del proyecto quedando excluidos de todo el proceso de cálculo.

## **Capítulo 5. SISTEMAS DE MONITORIZACION Y CONTROL**

La planta contará con un sistema de monitorización y control que se encargará de monitorizar, supervisar y gestionar el propio parque en tiempo real. Con este sistema se pretenden controlar todos aquellos equipos y parámetros esenciales del funcionamiento de la planta para así poder intervenir en caso de necesidad [61].

Principalmente el sistema de monitorización y control permite:

- Supervisión y Control en tiempo real de la planta [61]
  - Arranque y parada de la planta.
  - Operación normal. Regulación de potencia activa y reactiva.
  - Control sobre los diferentes componentes y mandos
- Monitorización de los parámetros de los diferentes componentes de la planta [61]
- Registro de los datos históricos. [61]
- Notificación de alarmas, faltas, eventos y disparos [61]

Para ello, la planta contará con los siguientes dispositivos y medios de transmisión [61]:

- Analizadores de redes para monitorización de la energía generada por los Strings en las cajas de los strings
- Módulos de comunicación en los puntos de medida para monitorizar la energía generada y la exportada a la red.
- Módulo para poder adquirir los de datos en los inversores.
- Scada.
- Comunicación con los seguidores (trackers), incorporados en la propia estructura.
- Instrumentación: Sensores de temperatura, radiación y diversas condiciones ambientales.
- Sistema de control de potencia de la planta (PPC) con el que se monitoriza y controla la potencia activa y reactiva producida y consumida por la planta. De este modo se puede controlar y regular, determinados parámetros fijados por el operador del sistema eléctrico. Este dispositivo permitirá el cumplimiento de la disposición adicional primera del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica [13]

Se instalará un cuadro de Scada en cada uno de los CT (centros de transformación) para la monitorización de cada uno de ellos, el cual monitorizará toda la información recibida y permitirá como mínimo.

Los diferentes cuadros estarán unidos entre sí mediante una red de fibra óptica, distribuida a lo largo de la planta mediante una topología de varios anillos, de modo que cada estación está conectada a la siguiente y esta última a la primera comunicando la información (recogiendo y entregando los paquetes) evitando la pérdida de comunicación debido a solapamientos en la emisión y recepción de la información [62]

Para comunicar los inversores con los cuadros de SCADA ubicados en los CT, se empleará un cable de ethernet ya que la distancia entre los equipos es reducida [63]. En la Ilustración 33: Scada modelo se puede apreciar el tipo de Scadas que se emplean para el control de la planta. En este imagen principal del Scada se pueden comprobar los

principales indicadores de potencia activa, disponibilidad, potencia reactiva y radiación de la planta solar fotovoltaica de manera gráfica y de manera digital. Además representa los últimos eventos, que no tienen por qué representar una parada en la producción, registrados en la última media hora, así como el registro de las principales alarmas, las cuales si representan paradas en la producción.

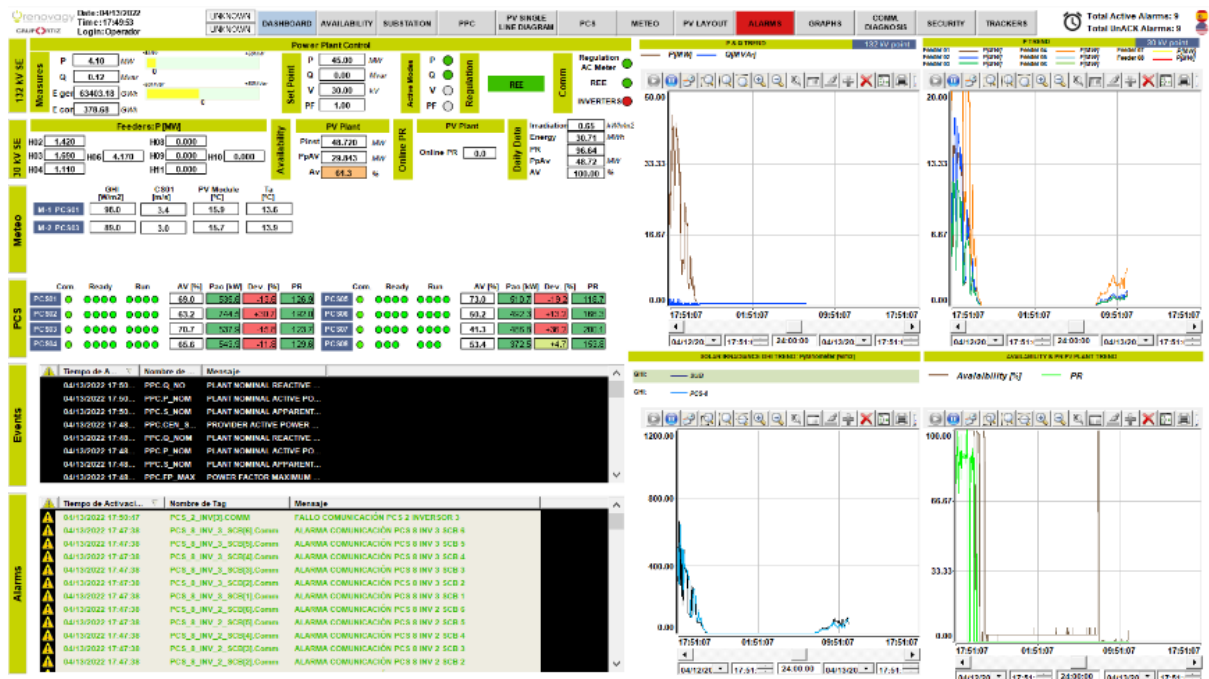


Ilustración 33: Scada modelo

En el resto de las pantallas a las que se puede acceder a través de este Scada, en la parte superior, incluyen la información más detallada de cada uno de los inversores contenidos en los diez CT (Centros de transformación) y a través de estos se puede llegar a controlar de manera remota y manual toda la planta individualizando las actuaciones sobre cada uno de los sectores.

El operador de mercado seleccionado, Wind to Market [64], deberá seguir la estrategia adoptada para ambas instalaciones. Esta estrategia consiste en asignar a la planta madre (parque eólico) el rol de generador base y a la planta hija (planta solar fotovoltaica) el de generador auxiliar de apoyo [65]. Esto quiere decir que mientras le sea posible, el parque eólico absorberá con potencia nominal la demanda de potencia, y la planta solar fotovoltaica, alimentará a las baterías que a su vez alimentan los servicios auxiliares. En caso de que las baterías se encuentren cargadas y no se requiera de más potencia, suponiendo que la planta madre genere a potencia nominal, la planta solar fotovoltaica hija deberá cesar su operación. Por el contrario, en caso de que la planta madre (parque eólico) no llegue a producir la suficiente potencia, será la planta hija (planta solar fotovoltaica) la encargada de completar el resto de la potencia necesaria por el sistema, llegando a limitarse en los momentos en que se pueda alcanzar la potencia solicitada únicamente con la energía solar fotovoltaica.

## Capítulo 6. GESTIÓN DE RESIDUOS

Con carácter general, la producción, almacenamiento y gestión de residuos se realizará de acuerdo con lo establecido en la Ley 22/2011, de 28 de julio, de residuos y suelos contaminados [66], la Ley 11/1997, de 24 de abril de envases y residuos de envases [67], así como de la normativa medioambiental de aplicación a actividades de gestión de residuos como la Ley 16/2002 de prevención y control integral de la Contaminación [68] o el Real Decreto 646/2020, de 7 de julio [69], por el que se regula la eliminación de residuos mediante depósito en vertedero con diferentes contenedores en función de la clasificación que se estudiará a lo largo de este capítulo.

Con motivo de la ejecución de las obras que se contemplan en el presente proyecto, se van a generar residuos de distinta índole durante la fase de ejecución. Los productores o poseedores de residuos actuarán de acuerdo con lo que la normativa establezca para cada tipo de residuo garantizando su almacenamiento en condiciones de higiene y seguridad. Posteriormente, será necesario su adecuada separación y etiquetado, si así se requiriera, así mismo, se determinará la gestión particularizada más idónea para cada tipo de residuo generado mediante operaciones de eliminación o valoración según los casos[70] .

Para este proyecto se ha destinado una superficie anexa a la planta cuya función principal será el almacenamiento de los diferentes residuos que se puedan generar a lo largo de la obra.

Todos los contenedores estarán debidamente señalizados indicándose el tipo de residuo para el cual está destinado. El área destinada a la ubicación de los contenedores deberá ser señalizada y delimitada mediante vallado flexible temporal. [71]

### 6.1 Clasificación de residuos generados

Los trabajos de construcción de una obra dan lugar a una amplia variedad de residuos que serán almacenados en contenedores

Ante de iniciar los trabajos en la fase de ejecución de la obra es necesario estimar el tipo de residuos que se producirán, así como, organizar las áreas y los contenedores de segregación y recogida de los residuos, e ir adaptando dicha logística a medida que avanza la ejecución de los trabajos.[72]

Se ha realizado la siguiente agrupación de residuos que se pueden generar en la fase de ejecución según la tipología descrita a continuación:

### **6.1.1 Residuos vegetales procedentes del desbroce y/o acondicionamiento del terreno.**

Estos residuos se entienden como aquellos que se generan en la etapa de desbroce de los terrenos en aquellas superficies en las que se van a instalar los equipos y en las superficies en las que se van a realzar las rutas de acceso a la planta. La vegetación afectada, corresponde en su totalidad a un material herbáceo. [72]

Es posible que estos residuos deban ser transportadas a un vertedero, bien sea porque no pueda ser reutilizado en su totalidad, o bien, porque la época no sea la adecuada para su reincorporación al terreno por riesgo de incendio [72]. También se debe tener en cuenta que parte de este residuos se pueda almacenar para proporcionar la cobertura vegetal necesario para la restitución de los terrenos en caso de ser necesario. [72]

Este tipo de residuos se pueden observar en la Ilustración 34: Residuos vegetales procedentes del desbroce, se almacenarán de manera separada al resto y se gestionarán como residuo no peligroso. [72]



*Ilustración 34: Residuos vegetales procedentes del desbroce*

### **6.1.2 Tierras y pétreos de la excavación.**

Estos son los residuos generados a lo largo del transcurso de las obras necesaria para la ejecución del proyecto, siendo estos los excedentes de excavación y de los movimientos de tierra generados en las mismas. Estos materiales son los que provienen de las tierras y materiales pétreos, no contaminados, procedentes de excavaciones, [72] tal y como se puede observar en la Ilustración 35: Tierras y pétreos de la excavación.

A lo largo de la obra, se ha considerado que esta tierra y rocas van a ser reutilizadas tratando de aprovechar al máximo estas tierras de excavación en la creación de terraplenes, de caminos y en caso necesario se emplearán para la nivelación de los terrenos por otro lado, todo lo que no sea posible reutilizar se enviará a vertederos.

Este tipo de residuos se almacenarán de manera separada al resto y se gestionarán como residuo no peligroso. [72]



*Ilustración 35: Tierras y pétreos de la excavación*

### **6.1.3 Residuos inertes de naturaleza pétreo resultantes de la ejecución de la obra (ni tierras, ni pétreos de la excavación).**

Dentro de esta clasificación se han considerado únicamente los residuos generados en las actividades propias del sector de la construcción relativos a la obra civil, que pueden incluir arena, grava, bloques y restos de hormigón, ladrillo, y mezcla de todos ellos. [72]

La solución seleccionada para los soportes de la estructura reduce la cantidad de residuo de hormigón a la hora de la ejecución de la fase de obra del proyecto. [72]

Este tipo de residuos se almacenarán en contenedores separados al resto y se gestionarán como residuo no peligroso. [72]

### **6.1.4 Residuos de naturaleza no pétreo resultantes de la ejecución de la obra.**

Dentro de esta nueva categoría se han incluido muchos residuos que se generarán a lo largo de una obra, que son reciclables y que incluyen elementos metálicos, vidrio, madera, papel, plásticos etc. [72]

En función de la cantidad de residuos generado, se podrá optar por la reutilización de ciertos materiales como maderas para encofrado, o en su defecto, podrán ser reciclados y almacenados en contenedores específicos para metales o vidrio. Estos materiales serán gestionados como residuos no peligrosos tal y como se observa en la Ilustración 36: Residuos de naturaleza no pétreo resultantes de la ejecución de la obra. [72]





*Ilustración 36: Residuos de naturaleza no pétreo resultantes de la ejecución de la obra*

Además de todo lo comentado con anterioridad en este capítulo, se estudiará con más detalle las medidas necesarias para la prevención y minimización de los residuos que se puedan llevar a cabo a la hora de ejecutar el proyecto.

## 6.2 Medidas de prevención y minimización de residuos

Las medidas de prevención a la hora de generar residuos en la obra están basadas en fomentar, su prevención, reutilización, reciclado y otras formas de valorización como en la venta de estos para obtener beneficios económicos. Se debe asegurar que aquellos residuos destinados a operaciones de eliminación reciban un tratamiento adecuado y de manera sostenible. Se van a establecer y definir una serie de medidas que se llevarán a cabo en las diferentes fases de ejecución de obra [70] [73].

### 6.2.1 Medidas de minimización en la adquisición de materiales.

- Es vital que la adquisición los materiales que se van a utilizar en la obra, se realice ajustando la cantidad de los materiales a las mediciones reales de obra, para evitar los excedentes de material al finalizar la obra. [74]
- Se debe requerir a las empresas suministradoras de los elementos necesarios para llevar a cabo la obra, que reduzcan al máximo la cantidad y volumen de embalajes, reduciendo de esta manera la cantidad de residuos generados renunciando a los aspectos decorativos superficiales. [73]
- Se deberá priorizar la adquisición de materiales reciclables frente a otros materiales con las mismas características, pero que son de difícil o imposible reciclado. [73]

- Los elementos que componen la instalación se deberán adquirir en el momento que la obra los requiera, de este modo, y con teniendo las superficies de almacenamiento adecuadas, se evitará que se acumulen de manera innecesaria.[73]

#### **6.2.2 Medidas de minimización en el comienzo de las obras.**

- Se debe realizar una planificación previa a las excavaciones y movimiento de tierras del material que se va a generar y a reutilizar para minimizar la cantidad de sobrantes por excavación. [75] [76]
- Será necesario destinar una o varias zonas para el almacenamiento provisional de tierras que han sido obtenidas de la obra, así como para el movimiento libre de maquinaria y evitar compactaciones del terreno. [75] [76].
- El personal deberá contar con la formación necesaria para identificar, reducir y manejar correctamente los residuos que se generen según el tipo de residuos que se irán generando según avance la obra.[75] [76]

#### **6.2.3 Medidas de minimización en la puesta en obra**

- En caso de ser necesario excavaciones, los trabajos deberán ajustarse a las dimensiones específicas en planos atendiendo a las cotas marcadas.
- En el caso de que existan sobrantes de hormigón a lo largo de la obra, se reutilizarán donde sea necesario la utilización de hormigón antes de que fragüe el material.
- Antes de las labores de limpieza de los recipientes que contengan suciedad, deberán ser completamente vaciados para su posterior limpieza empleando las medidas más oportunas respetando el medio ambiente y clasificando estos restos de suciedad según sea oportuno.
- En la medida de lo posible, se priorizará la elaboración de los productos en talleres, o en fábricas antes que su elaboración en la obra ya que genera una gran cantidad de residuos.
- Es recomendable reutilizar los encofrados cuantas veces sea posible.

[75] [76] [77]

#### **6.2.4 Medidas de minimización del almacenamiento en obra**

- Los materiales se almacenarán de manera eficiente para evitar su deterioro o pérdida de propiedades y serán utilizados cuando sea necesario en obra teniendo en cuenta las explicaciones anteriores. De este modo, se evita que se conviertan en residuo antes de ser utilizado.
- Será necesario determinar la zona de almacenamiento de los residuos, así como su correcta señalización, de manera eficiente y respetando dónde debe almacenarse cada tipo de material según su procedencia.
- Es vital realizar una clasificación eficiente y correcta de los diversos materiales de desecho para lograr su correcta reutilización o eliminación.
- Será necesario mantener un seguimiento y control de las zonas de almacenamiento de los desechos para evitar accidentes o incendios.

[78] [75] [79] [76]

### **6.3 Desmantelamiento**

A lo largo de este apartado, se estudiarán las medidas de desmantelamiento de la planta solar fotovoltaica por si fuera necesario reducir la capacidad instalada o por si fuera necesario finalizar la producción de la planta solar fotovoltaica Monforte III que hibrida a los parques eólicos Monforte I y Monforte II.

#### **6.3.1 Desmantelamiento de los Módulos Fotovoltaicos**

Para el desmantelamiento de los módulos fotovoltaicos será necesario tener en cuenta su estado de funcionamiento. Es conocido que los módulos fotovoltaicos son muy difíciles que pasen de producir energía a no generarla. [80]

Normalmente nos centraremos en los módulos fotovoltaicos con una degradación del 25% [81]. Es por eso, que aparte de aquellos que se encuentren en mal estado o destruidos, los cuales se desmontarán y llevarán a vertedero autorizado o se reciclarán, se procederá a almacenarlos para su utilización en futuros proyectos de instalaciones rurales donde se requieran valores de potencia y pérdidas por “mismatching” menores que en la planta actual. [82]

En la Ilustración 37: Estado de módulos desmantelados se aprecian algunos de los ejemplos de paneles en mal estado que no pueden emplearse en otro tipo de proyecto



*Ilustración 37: Estado de módulos desmantelados*

### **6.3.2 Desmontaje de estructuras**

En esta fase de desmontaje de estructuras se realizará la desconexión y desmontaje de los módulos, y de las estructuras portantes (Trackers). Se realizará de manera inversa a la instalación.

En primer lugar, se procederá al desmontaje y desconexión de los módulos fotovoltaicos, quedando apilados a lado de la estructura para su posterior retirada por la empresa contratada y especializada en la instalación inicial de estas estructuras.

Una vez completada esta etapa, se procederá al desmontaje de las bases de los trackers donde se encuentran anclados con el terreno. [82]

Los materiales metálicos que se obtienen se acopiarán y se cargarán en el camión de la empresa mencionada anteriormente con la ayuda de una carretilla elevadora y/o un camión grúa. Posteriormente, es necesario trasladar estos materiales a un vertedero autorizado.

### **6.3.3 Desmontaje de Cajas de conexión, protección y control.**

En esta fase de la desmantelación, se desmontarán todos los string box, cableado y protecciones, desacoplándolas del cableado al que van unidas, arrancándolas de las peanas de fábrica donde se encuentran situadas, que serán demolidas. [83] Un ejemplo de desmontaje de las cajas de conexión se puede apreciar en la Ilustración 38: Desmontaje de Cajas de conexión, protección y control.



*Ilustración 38: Desmontaje de Cajas de conexión, protección y control*

### **6.3.4 Retirada del cableado subterráneo y restauración de las zanjas**

En esta etapa de desmantelación, se procederá a la extracción del cableado, para lo cual se abrirán las zanjas por las que discurre empleando topadoras adecuadas tal y como se muestra en la Ilustración 39: Topadoras, que extraerán los tubos y el cableado para su posterior retirada.[84]



*Ilustración 39: Topadoras*

Es posible que la retirada de este cableado implique trabajos de desbroce, abrir las zanjas, volver a cerrar y restaurar.

### **6.3.5 Restitución de los nuevos viales internos y sus cunetas**

Será necesaria la restitución del suelo afectado por la construcción inicial de los viales de accesos internos y todos aquellos que dan acceso a la planta solar fotovoltaica. El terreno habrá sufrido un desbroce y una compactación que se debe subsanar con el objetivo de devolver al terreno al mismo estado previo a la existencia de la planta solar.[85]

Con esta intención sólo serán objeto de desmantelamiento y posterior revegetación los viales de nueva construcción, sin tener en cuenta los viales preexistentes. Para la recuperación del suelo ocupado por los viales de nueva construcción, se propone realizar una retirada con retroexcavadora para eliminar la tierra compactada y su posterior retirada a vertedero. A continuación, se procederá a su relleno con la tierra apropiada, con el objetivo de la restauración de suelo y a su revegetación.[85]

### **6.3.6 Desmontaje de estructuras prefabricadas**

Se extraerán los equipos del interior de los centros de transformación por parte de la empresa instaladora de los mismo, o en su defecto por la empresa contratada para este objetivo.

Las estructuras prefabricadas se retirarán de su ubicación mediante una grúa y se desmantelarán todos sus elementos para su posterior reutilización o retirada de cada uno de los elementos que los componen siguiendo con la normativa definida por el Real

Decreto 470/2021, por el que se aprueba el Código Estructural [86] donde se incluye el desmantelamiento de estas estructuras.

### **6.3.7 Pistas interiores y vallado perimetral**

Para desmontar la malla galvanizada se cortarán los alambres que la sujetan a los postes. Una vez cortada se enrollará para proceder a su retirada.

Los postes de anclaje que componen el vallado perimetral se retirarán con la ayuda de una excavadora que libere del terreno al poste. Todos los elementos metálicos se trasladarán a un centro de recuperaciones metálicas. [82]

### **6.3.8 Desmantelamiento de la infraestructura de evacuación**

La infraestructura común de evacuación de la energía, no forma parte de este proyecto, ya que es responsabilidad de la compañía distribuidora.[87]

Será necesaria la desconexión de la extensión de la línea, así como de la infraestructura común de evacuación del resto de la redes que puedan estar conectadas al punto de conexión de media tensión para asegurar el buen funcionamiento de la red. [88]

En segundo lugar, se deben desmontar todos los equipos de los elementos que constituyen los centros de transformación.[88]

Para realizar los trabajos anteriores, será necesario emplear un camión grúa en el que se juntarán todos los materiales para posteriormente transportarlos a un vertedero autorizado.

## Capítulo 7. OBRA CIVIL

En este capítulo es importante el control de ejecución, cuya finalidad es vigilar y comprobar que las actividades realizadas se ajustan a lo especificado. El control geométrico, controla que las paredes laterales, así como el fondo de las zanjas terminados tienen la forma y dimensiones de los planos.

Si aparecen irregularidades, el contratista será responsable haciéndose cargo del coste y de acuerdo con las instrucciones de la Dirección Técnica.

La obra civil constará de varias fases en las que se desarrollarán varios procesos para completar la obra.[89]

Fase 1: Obra Civil, comprendiendo la obra civil como:

- La correcta preparación de los terrenos. Se describirán a lo largo de este capítulo
- La correcta preparación de los elementos que se necesitarán durante el proceso de la obra, como casetas y almacenes de todos aquellos participantes en la obra (diferentes suministradores de equipos).
- Elaboración de las obras necesarias para la creación de los accesos y viales internos de la instalación solar fotovoltaica.
- Preparación del terreno para la creación de zanjas necesarias para el cableado.
- Señalización de los puntos en los que se montará de la estructura soporte de los paneles fotovoltaicos (seguidores).
- Realizar la obra necesaria para instalar el vallado perimetral.

Fase 2: Montaje:

Una vez finalizada la obra civil se procederá al montaje de los equipos necesarios para el correcto funcionamiento de la instalación. La secuencia será:

- Montaje mecánico de las estructuras y componentes necesarios para llevar a cabo la instalación solar fotovoltaica hija.
- Montaje eléctrico de todos los elementos necesarios para llevar a cabo la instalación solar fotovoltaica hija.
- Montaje de todos los instrumentos y componentes necesarios para la correcta comunicación de la planta

Fase 3: Pruebas y Puesta en Marcha.

- Pruebas necesarias para comprobar el correcto funcionamiento de la planta. Pruebas de la correcta recepción de datos provenientes de la planta a través del Scada.
- Se deberán tener en cuenta las consideraciones descritas para la minimización de generación de residuos y que se han estudiado en capítulo 6.

## 7.1 Movimiento de tierras

### 7.1.1 Limpieza y desbroce

Este proceso consiste en despejar y retirar de maleza, plantas, tocones, escombros y cualquier otro material innecesario para la obra [90], con el fin de dejar el terreno completamente limpio y despejado para la iniciación de los trabajos de ejecución de la obra [91].

En esta etapa se incluye también la retirada de la capa vegetal que ya existía inicialmente, la cual será almacenada siguiendo las recomendaciones ambientales, para posteriormente utilizarla en caso de ser necesario para nivelar el terreno y conservar al máximo posible las condiciones originales del terreno en las zonas en las que sea necesario.[90]

En caso de la existencia de agua, es fundamental adoptar las medidas para evitar que el agua entre en la zona de excavación mediante la creación de zanjas, cunetas, drenajes o conductos de desagüe protegiendo la zona de obra. Además, para evitar la inestabilidad del terreno, el agua deberá ser encauzadas antes de que se acerquen a los taludes o paredes de la excavación y pueda provocar derrumbes.[92]

Será importante que en el proyecto se cumplan unas normativas fijadas por el CTE: “CTE: NTE-ADE Normas Tecnológicas de la Edificación. Acondicionamiento del terreno, desmontes” [93].

### 7.1.2 Excavación y nivelación

Consiste en el conjunto de operaciones para excavar y nivelar las zonas donde han de asentarse los seguidores, caminos, tanto internos como de acceso, y centros de transformación. incluyendo explanada, taludes y cuneta, así como el consiguiente transporte de productos removidos a vertedero autorizado.

El contratista deberá efectuar las entibaciones (estructura de contención provisional empleada en obras de ingeniería), de zanjas y pozos (tendrán la forma y dimensiones exigidas por los planos), para eludir desprendimientos de terreno, sin ser necesarias las indicaciones u órdenes del director de la obra siempre que las características y la profundidad de la excavación así como la seguridad del terreno lo requieran[94]

Se pueden distinguir diferentes tipos de excavación en función del terreno inicial existente en el emplazamiento. Estos tipos son:

- La roca: “Toda masa de roca, terrenos estratificados, materiales cementados o materiales que por sus características solo puedan ser excavados y retirados por materiales explosivos”.
- Terreno de tránsito: “Todos aquellos materiales de roca blanda, descompuestas, tierra compacta o las que no requieran materiales explosivos para retirarlo”.



- Tierras Todo terreno: “Aquellas que no entran en la clasificación anterior”.

La excavación en roca se realizará sin que afecte, dañe o desprenda la roca no excavada ni los taludes, por lo que, si estas excavaciones causan una inestabilidad en la cimentación de la futura explanada se tomarán las medidas necesarias para corregir la obra [93].

La tierra vegetal se utilizará posteriormente para la protección de taludes o superficies erosionadas manteniéndose este material aislado del resto de los productos excavados. También pueden ser usados para esta función los fragmentos de rocas o bolos de piedra. Además, los materiales que se obtengan de la excavación serán empleados en la formación de rellenos, siempre y cuando su clasificación así lo permita. Los materiales que se han excavados y no puedan ser reutilizables en la obra deberán ser trasladados a vertederos autorizados. [93] Es importante mantener el cumplimiento de la normativa necesaria para realizar la obra que son las siguientes:

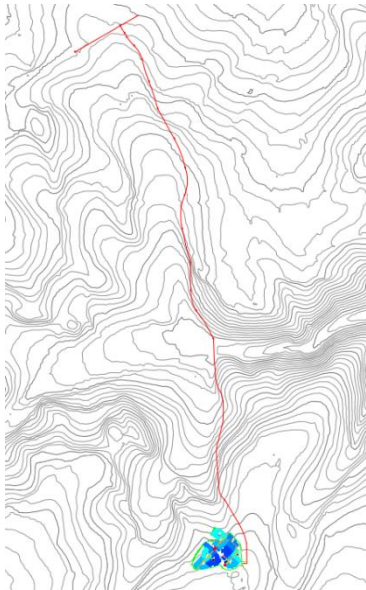
- Normas UNE: 24013/1953: Nomenclatura de terrenos para excavaciones y materiales de construcción.
- Ordenanzas municipales de Belchite.
- Convenios colectivos sectoriales.
- Ley de Prevención de Riesgos Laborales: Ley 31/1995 del 8 de noviembre. [95]
- Reglamento electrotécnico para Baja tensión. [44]
- Reglamento de Seguridad en las Maquinas. Real Decreto 1495/1986, de 26 de mayo, por el que se aprueba el Reglamento de Seguridad en las máquinas [96]

Se podrá utilizar como referencia siempre que no se oponga a ninguna disposición del CTE la siguiente documentación:

- NTE-ADV. Normas Tecnológicas de la Edificación. Acondicionamiento del terreno, vaciados. [97]
- NTE-ADE. Normas Tecnológicas de la Edificación. Acondicionamiento del terreno, desmontes, zanjas y pozos. [98]

## 7.2 Viales de acceso

Para poder acceder a la planta solar fotovoltaica se deberá crear una ruta de acceso (color rojo) tal y como se muestra en la Ilustración 40: Vial de acceso Monforte III desde la carretera ZP-1181 y la ruta que se dirige hasta la subestación de Monforte a la superficie de la planta solar Monforte III. Se ha seleccionado esta ruta respetando la ya existente, a la vez que se respeta la orografía de la zona en la que se va a realizar la instalación.



*Ilustración 40: Vial de acceso Monforte III*

Se ha destinado una partida presupuestaria para poder llevar a cabo la obra destinada al acceso de la planta. En este apartado también se deberán tener en cuenta los accesos desde la propia planta a los distintos módulos para poder realizar los mantenimientos necesarios para que la planta funcione de manera correcta. Los accesos a la planta deberán ser lo suficientemente anchos como para poder permitir el acceso a vehículos autorizados para realizar las labores de mantenimiento.

Así mismo en el interior de la planta solar fotovoltaica, también se realizarán accesos para garantizar el paso en el interior, esto facilitará las labores de mantenimiento como la limpieza de los paneles solares fotovoltaicos, acceso a los paneles, y a los string box.

## Capítulo 8. SEGURIDAD Y SALUD

Es necesario conocer el concepto de salud, para evaluar los factores que pueden ponerla en riesgo. La Organización Mundial de la Salud (OMS) define salud como “el estado de bienestar físico, mental y social completo y no únicamente como la ausencia de daño o enfermedad” [99]

Por otro lado en el ámbito del empleo o del trabajo físico, se debe definir el concepto de factor de riesgo, conocido como “situaciones del trabajo que pueden afectar negativamente la salud de los trabajadores”[100]. A lo largo de este capítulo se analizarán los riesgos más probables que se pueden dar en una obra.

Dentro del marco que contiene la fase de ejecución de un proyecto, se pueden encontrar diferentes roles, siendo los más evidentes[101]:

- Supervisores: Durante la planificación de la obra es fundamental establecer la figura del supervisor. Éste referente es quien se encarga de supervisar la seguridad de la construcción. Esta persona recibe diversos nombre como “capataz”, “sobrestante” o “encargado”. Todo supervisor cuenta con el apoyo del director de la obra y sus competencias específicas incluyen [101]:
  - Debe velar por unas condiciones de trabajo óptimas que garanticen la seguridad y bienestar de todos los empleados. [101]
  - Deberá realizar inspecciones de seguridad de manera regular. [101]
  - Es su obligación educar a los trabajadores para realizar tareas específicas. [101]
  - Debe aprobar medidas que garanticen la seguridad. [101]
  - Debe facilitar a los trabajadores el equipo necesario y su correcto uso. [101]
  - Deberá realizar inspecciones regulares para reducir los accidentes laborales. [101]
- Trabajadores: Los cuales tienen la obligación legal y moral, de velar por su seguridad, la de sus compañeros y la de terceras personas. Existen varias maneras de que los trabajadores se impliquen activamente en la seguridad a la hora de ejecutar las labores de obra [101]:
  - Charlas previas: Consiste en realizar reuniones de varios minutos de duración con los supervisores antes de empezar a realidad la actividad laboral. Con este acto los obreros pueden comentar los problemas que pueden darse en la jornada y posteriormente proponer soluciones o recomendaciones en la ejecución de los trabajos. [101]
  - Control de la seguridad: Es una prueba que realizan los trabajadores antes de empezar a trabajar para corregir situaciones peligrosas que les puedan poner en peligro.[101]

Los trabajos necesarios para la ejecución de la obra de este proyecto, se realizará en el exterior lo que hace que, al estar los trabajadores a la intemperie, tengan que soportar en ocasiones condiciones ambientales duras. Con este ambiente laboral, los trabajadores habitualmente tratan de llevar a cabo las actividades de la manera más rápida para terminar lo antes posible, y de esta manera, se exponen a mayores despistes, posiciones mantenidas inadecuadas para su salud y el consiguiente factor de riesgo que acabe con una lesión por parte de los trabajadores [101] [102].

Un informe de Siniestralidad Laboral de 2012 del Instituto Nacional de Seguridad e Higiene en el Trabajo (INSHT) concluye que la mayor parte de los accidentes se producen en el sector de la construcción (6.642 en 2012) [102]. Para este estudio, se realizó una comparación en la incidencia de accidentes laborales (total de accidentes por cada 100.000 empleados) a lo largo del tiempo. Los datos del estudio concluyeron que se disminuyó la incidencia de accidentes laborales totales un 13%, tal y como se puede observar en la Ilustración 41: Informe de siniestralidad laboral, en especial de los accidentes leves. A pesar de este último dato tal alentador, el sector de la construcción sigue teniendo datos de siniestralidad laboral altos en comparación con otros sectores.[102]

TOTAL NACIONAL						
SECTOR	POBLACIÓN AFILIADA	variación en % respecto periodo anterior	NUMERO TOTAL DE ACCIDENTES	variación en % respecto periodo anterior	INDICE DE INCIDENCIA	variación en % respecto periodo anterior
Agrario	1.068.762	-0,9%	27.430	-5,3%	2,567	-4,4%
Industria	1.968.259	-3,8%	99.108	-19,2%	5,035	-16,1%
Construcción	914.747	-17,7%	59.115	-31,3%	6,462	-16,6%
Servicios	10.555.008	-1,1%	251.798	-13,5%	2,386	-14,4%
Total	14.506.776	-1,2%	437.451	-17,3%	3,015	-16,3%

*Ilustración 41: Informe de siniestralidad laboral*

Los datos de este estudio revelan que a pesar de haber una disminución en el número de trabajadores dedicados a la construcción también se han disminuido el porcentaje de accidentes laborales en un 26,6% con respecto a los datos del año anterior.[102]

En la Ilustración 42: Accidentes laborales se aprecia la cantidad de accidentes laborales en diferentes sectores de trabajo y como el sector de la construcción es el sector con mayor tasa de incidencia de accidentes. Por otro lado, también se puede apreciar que los accidentes mortales son en otros sectores, por lo que son los accidentes leves y menos graves los que tienen menor incidencia gracias a las medidas tomadas por trabajadores y supervisores [102]

TOTAL NACIONAL							
SECTOR	NÚMERO DE ACCIDENTES DE TRABAJO LEVES	NÚMERO DE ACCIDENTES DE TRABAJO GRAVES	NÚMERO DE ACCIDENTES DE TRABAJO MORTALES	NUMERO TOTAL DE ACCIDENTES	POBLACIÓN AFILIADA	INDICE DE INCIDENCIA	variación en % respecto periodo anterior
Agrario	26.892	474	64	27.430	1.068.762	2,567	-4,4%
Industria	98.150	852	106	99.108	1.968.259	5,035	-16,1%
Construcción	58.243	777	95	59.115	914.747	6,462	-16,6%
Servicios	249.851	1.733	241	251.798	10.555.008	2,386	-14,4%
Total	433.136	3.836	479	437.451	14.506.776	3,015	-16,3%

#### Ilustración 42: Accidentes laborales

El Estudio de Seguridad y Salud es un documento en el que se definen las medidas necesarias para la prevención y protección ante ciertos accidentes que se pueden dar a lo largo de la ejecución de una obra, con el objetivo de que esta se desarrolle de una forma segura salvaguardando la salud de los empleados [103]. Además de la fase de obra, el documento también debe tener en cuenta la seguridad y la salud de los empleados que vayan a desempeñar funciones en la instalación.

Basándose en el Estudio de Seguridad y Salud, se deberá elaborar otro documento conocido como “Plan de Seguridad y Salud en el Trabajo”, que analiza y desarrolla en más profundidad el contenido del estudio inicialmente mencionado.[103]

El Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre [104], “establece en el marco de la Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales [95], las disposiciones mínimas de seguridad y de salud aplicables a las obras de construcción”. El artículo 4 de dicho Real Decreto, establece que “es del promotor la obligatoriedad de redacción del Estudio de Seguridad y Salud o de un estudio básico de seguridad y salud de las obras”.

De acuerdo con dicho artículo, “dicho estudio deberá formar parte del proyecto de ejecución de obra o, en su caso, del proyecto de obra, ser coherente con el contenido de este y recoger las medidas preventivas adecuadas a los riesgos que conlleve la realización de la obra.”[104], a su vez, dicho artículo define que el promotor está obligado a que en la fase de redacción del proyecto se elabore un Estudio de Seguridad y Salud en aquellas obras donde se cumplan algunas de las siguientes condiciones [104],:

- “Que el presupuesto de ejecución por contrata incluido en el proyecto sea igual o superior a 450.759,08 euros.”
- “Que la duración estimada sea superior a 30 días laborables, empleándose en algún momento a más de 20 trabajadores simultáneamente”.
- “Que el volumen de mano de obra estimada, entendiéndose por tal la suma de los días de trabajo del total de los trabajadores en la obra, sea superior a 500”.
- “Las obras de túneles, galerías, conducciones subterráneas y presas”.

[104]

El estudio de seguridad y salud debe incluir [103]:

- “Memoria descriptiva, en el que se incluirá como mínimo”:
  - “Identificación de los procedimientos, equipos técnicos y medios auxiliares que se van a emplear o cuyo uso pueda llegar a emplearse”.
  - “Identificación de los riesgos laborales que puedan llegar a producirse, indicando las medidas técnicas necesarias para evitarlos o reducirlos”
  - “Descripción de los servicios sanitarios de los que se van a disponer en el centro de trabajo de la obra, en función del número de trabajadores de la obra”.
- “Pliego de Condiciones particulares”.
- “Planos”.
- “Mediciones y Presupuesto”.

[103]

## 8.1 Identificación y notificación de riesgos

El responsable de la ejecución de la obra está obligado a comunicar los riesgos que puedan apreciar en el desarrollo de su actividad laboral y en ese caso plantear las correspondientes modificaciones necesarias de protección y prevención en dicha actividad. [105] [101] [106]

Para ello se deberán realizar los siguientes pasos [105] [101] [106]:

- 1) Observación del riesgo: Antes de comenzar la actividad laboral, se realizará un análisis de los procedimientos, equipos y medios auxiliares que deban utilizarse. Con esto, se identifican los riesgos evitables para establecer posteriormente las medidas más adecuadas para evitarlos. [104] [100] [105]
- 2) Notificación del riesgo: Será necesario informar de inmediato a los supervisores si en el transcurso de la actividad laboral aparecen riesgos que no se hayan identificado antes de comenzar la actividad relacionado con la instalación, máquinas, herramientas y equipos de trabajo. También ha de notificarse en el caso de que la actividad laboral ponga en riesgo al trabajador y a terceras personas. [104] [100] [105]
- 3) Medidas correctoras: Tras observar y notificar el riesgo, se tomarán las medidas necesarias para priorizar la salud colectiva sobre la individual. [105] [101] [106]

## 8.2 Actuación en caso de accidente

Los accidentes no son causados de manera espontánea o casual, son causados por la exposición indebida a los riesgos con los que se convive diariamente en una obra. Para poder evitar estos accidentes es imprescindible la investigación de los sucesos que pueden llevarse a cabo, encontrar y analizar las causas que han llevado a dicho accidente y por consiguiente, implantar medidas que eviten su repetición. Para ello la manera de proceder será la siguiente [105] [101] [106]:

- En primer lugar se debe identificar los posibles accidentes, definiendo accidente como “toda acción anormal no deseado que irrumpa de manera inesperada la continuidad de la actividad laboral que puede llegar a causar lesiones leves, graves o mortales al trabajador”. [105] [101] [106]
- Tras el accidente, deben prestarse los primeros auxilios al accidentado, necesarios en cada caso. Si el daño causado es grave se organizará el traslado al centro hospitalario más próximo. [105] [101] [106]
- Después de prestar la ayuda médica al trabajador se investigarán las causas del accidente que permitirán establecer los cambios necesarios para evitar que vuelva a producirse dicho accidente. [105] [101] [106]

### 8.3 Causas de accidentes más frecuentes

#### 8.3.1 Excavaciones

- Uno de los riesgos a los que se exponen los operarios es el riesgo a encontrarse atrapado o sepultado por cualquier tipo de derrumbe de terreno.
- El riesgo existente a que el operario sea golpeado por componentes presentes en la obra.
- Posibles precipitaciones en el interior de la excavación.
- Posible riesgo de quedar atrapado en caso de que la obra quede anegada por lluvias.
- Posibles desprendimiento de paredes como consecuencia de emplear maquinaria pesada hasta el borde de estas.

Para evitar estos accidentes es necesario implementar medidas que eviten los derrumbes y desprendimientos en las obras tales como:

- Realizar zanjas con una inclinación de 45 grados.
- Emplear puntales con materiales que eliminen el riesgo frente a los posibles derrumbe.
- Es importante realizar estudios del terreno para analizar las medidas oportunas de seguridad en función del tipo de materiales que lo componen.
- Emplear revestimientos especiales en la obra.
- Será necesario colocar barreras que sobresalgan del suelo para indicar las excavaciones.
- Emplear topes bien anclados para evitar el desnivel del terreno evitando que cualquier maquinaria pueda volcar.
- Emplear la iluminación necesaria en todos los puntos de acceso de la planta.
- Es esencial proporcionar la educación necesaria a los obreros para saber actuar en caso de derrumbe.

[105] [101] [106]

### 8.3.2 Cables eléctricos

- Es posible que exista contacto involuntario con el cableado que se encuentra bajo tierra provocando quemaduras.
- Uno de los accidentes más peligrosos es el choque eléctrico

Para evitar esto es necesario:

- Suponer que cualquier cable puede estar electrificado, y evitar su contacto sin las medidas de protección individual necesarias.
- Estudiar con las empresas eléctricas y las autoridades la propiedad antes de cavar.
- Emplear marcas y elementos de señalización para localizar el cableado.
- Será primordial no usar herramientas eléctricas a menos de 1,5 metros de distancia del cableado eléctrico.

Para atender el choque eléctrico es necesario en primer lugar que la víctima deje de estar en contacto con la carga eléctrica, preferiblemente con un objeto no-conductor seco como un pedazo de madera. El segundo paso es apagar la corriente, no se debe tocar a la persona hasta confirmar el corte de corriente. [105] [101] [106]

Una vez confirmada la ausencia de corriente por contacto por parte de la víctima, será necesario determinar la respiración de la víctima. Si la víctima respira, se la colocará de lado y se le abrirán las vías aéreas con la maniobra “frente mentón” hasta que lleguen los servicios de emergencia previamente avisados mediante una llamada al 112. Por el contrario, si la víctima no respira, se llamará de inmediato al teléfono de urgencias de asistencia médica previamente mencionado, posteriormente se empiezan con las técnicas de reanimación cardiovascular realizando 30 compresiones y una ventilación de acuerdo con la norma PAS (Proteger, Avisar, Socorrer) [105] [101] [106].

### 8.3.3 Vehículos

A continuación se detallan las causas de accidentes más frecuentes a la hora de conducir un vehículo en una obra:

- El uso de vehículos mediante técnicas de conducción inapropiadas como puede ser accionar la maniobra de la marcha atrás sin mirar al realizar la maniobra.
- El desconocimiento de los riesgos de la conducción en las proximidades de las líneas eléctricas aéreas.
- El mal mantenimiento de los vehículos puede llegar a provocar accidentes muy graves.
- A la hora de la conducción es importante trabajar los terrenos para evitar accidentes como el volcado de vehículos
- Es probable que puedan provocarse caídas de la carga al ser transportada.

Para mantener la seguridad es necesario:



- Se debe formar a los conductores de los posibles riesgos que puede ocasionar su trabajo de conducción
- Los conductores deben poder manejarse en situaciones comunes habituales en una obra (cunetas, rampas, tierra)
- Es importante poder nivelar el terreno, así como marcarlo para poder transitar de manera segura con el vehículo
- Establecer límites de velocidad con señales y si es posible marcar la ruta del vehículo
- Se deben utilizar barreras, elementos de señalización y mantener la vigilancia de los terrenos.
- Será esencial proteger la carga para evitar que los materiales se desprendan del vehículo causando posibles daños en el terreno y a aquellos operarios que se encuentren en las inmediaciones del vehículo al volcar dicha carga.

[105] [101] [106]

## **8.4 Elementos de protección individual**

La empresa responsable de la ejecución de la obra está obligado el uso de los equipos de protección individual (E.P.I) que a continuación se desarrollan.[107]

### **8.4.1 Protectores de la cabeza.**

- Para que los operarios estén protegidos ante impactos serán equipados con cascos de seguridad, no metálicos.
- Elementos de protección auditivos complementarios al casco de seguridad.
- Elementos de protección visual como gafas que permitan la protección ante impactos y polvo.
- Protección facial mediante pantallas.
- Protección de las vías aéreas mediante el uso de mascarilla antipolvo.
- Protección facial ante soldaduras.

[107]

### **8.4.2 Protectores de manos y brazos.**

- Elementos protectores frente a agresiones mecánicas mediante el uso de guantes que protejan frente perforaciones, cortes, o vibraciones.
- Elementos protectores para aquellos que trabajen con hormigón, mediante el uso de guantes de goma finos
- Elementos protectores para baja tensión (BT). mediante el uso de guantes dieléctricos
- Protección frente a soldaduras usando guantes de soldador.
- Para la protección de las muñecas se usarán muñequeras.

- Protección frente a agresiones térmicas empleando guantes especializados.
- Para que el uso de herramientas no cause daños a los operarios se emplearán herramientas dotadas de un mango aislante de protección.

[107]

#### **8.4.3 Protectores de pies y piernas.**

- Protección de los pies usando un calzado provisto con suelas y punteras metálicas que garanticen la seguridad contra las agresiones mecánicas.
- Protección de los pies usando un calzado dieléctricas para garantizar la protección de baja tensión.
- Protección térmica de los pies empleando un cubrecalzado que permita la protección frente cambios térmicos.
- Protección de los pies frente a la humedad usando botas impermeables.
- Protección frente a accidentes ocasionados en los trabajos de soldadura empleando polainas de soldador.
- Protección de las piernas mediante el uso de rodilleras.

[107]

#### **8.4.4 Protectores total del cuerpo.**

- En caso de necesidad se deberá contar con un equipo de protección frente a caídas de altura.
- Para la protección de la vida de los operarios será necesario emplear equipos anticaídas deslizantes.
- Equipos de protección mediante el uso de arneses.
- Equipos de protección empleando cinturones de sujeción.
- Ropa de protección.
- Uso de ropa de especial de protección contra las posibles agresiones mecánicas.
- Para la protección corporal frente a posibles proyecciones de elementos metálicos en la fusión se empleará ropa específica de protección
- Para la protección corporal frente a grande cambios térmicos posibles proyecciones de elementos metálicos en la fusión se empleará ropa específica de protección.

[107]

## 8.5 Estudio de ergonomía

A continuación se realizará el estudio de ergonomía para la fase de ejecución de la obra, además, ya que se espera que el edificio que alberga las celdas (centro de seccionamiento) cuente con una oficina anexa también se tendrá en cuenta en el estudio ergonómico que debe formar parte de los planes de seguridad y salud, para todos los empleados incluyendo el jefe de parque que se encuentren en la oficina.

En primer lugar, se deberá hacer una breve descripción de algunos conceptos básicos para posteriormente saber a qué términos y conceptos se refiere el estudio de ergonomía:

- Ergonomía: También llamada “ingeniería humana”. “Es la rama de la ciencia que intenta promover la integración entre los trabajadores, el ambiente labora y la maquinaria con el objetivo de adaptar la organización, las actividades laborales y ambientes en función de las aptitudes y limitaciones de los trabajadores”. [108]
- Fatiga: Según la RAE es la “Molestia ocasionada por un esfuerzo más o menos prolongado o por otras causas y que se manifiesta en la respiración que es más frecuente o difícil”. [109]
- Manipulación manual de la carga: “Transporte o sostenimiento de una carga realizada por los trabajadores como por ejemplo: desplazamiento, elevación, tracción o empuje, que por la manera incorrecta en la que se hace puede acabar causando daños en la columna de los trabajadores”. [108]
- Pausa activa: “Periodos cortos de descanso de la actividad laboral para mejorar la condición física y psicológica general y prevenir los desbarajustes causantes de la fatiga”. [108]
- Posturas forzadas: “Son aquellas que sacan al trabajador de su posición habitual de confort para realizar una actividad en la que la postura que se toma genera posiciones en las que el cuerpo puede dañarse como la hiperflexión, hiperrotación y hiperextensión”. [108]
- Movimiento repetitivo: “Todos los movimientos que se realizan de manera constante en el tiempo involucrando los mismos músculos, nervios, tendones, ligamentos y articulaciones los cuales son susceptibles a sufrir una lesión, dolor, fatiga o riesgos laborales.” [108]

Para alcanzar una ergonomía cómoda y precisa es imprescindible clasificar la ergonomía como concepto en diferentes tipos para poder alcanzar los objetivos en función de la actividad laboral que se realice:

- Ergonomía física: “Son las características físicas, fisiológicas, anatómicas, antropológicas y biomecánicas del trabajador en función de la actividad física. Se

ocupa de las posturas forzadas, los movimientos repetitivos y alteraciones musculoesqueléticas causantes de los factores de riesgo causantes de diferentes grados de lesiones.” [108]

- Ergonomía cognitiva: “Está relacionada con la capacidad del trabajador de procesar la información a partir de la percepción como por ejemplo la memoria o el raciocinio. Con este tipo de ergonomía se estudia la toma de decisiones o la carga mental de trabajo y como estas pueden influenciar en el estrés laboral.”[110]
- Ergonomía organizacional: “Estudia cómo mejorar la optimización de los factores sociales, la comunicación, el trabajo en equipo o el diseño de la jornada laboral en los trabajadores” [110]
- Ergonomía ambiental: “Analiza los factores ambientales y como estos se relacionan entre la maquinaria y los trabajadores. Dentro de estos se pueden encontrar el ambiente térmico (temperatura, velocidad del viento), el ambiente visual (iluminación del área)”, etc.[110]

Los empleados se enfrentan a mayores riesgos de padecer accidentes laborales leves por pertenecer al sector de la construcción. La mayoría de las dolencias de los trabajadores de la construcción son de carácter musculoesquelético, es decir, del aparato locomotor, se centran en la región lumbar, con dolor, contracturas, golpes, etc. La causa más frecuente de estos dolores suele ser por la adopción de posturas dolorosas, mantenidas y fatigantes.[110]

Para realizar una actividad laboral determinada, el obrero puede exponerse a diferentes daños, entre ellos, los musculoesqueléticos. Los principales riesgos son los derivados de la mala organización de la actividad laboral y un inadecuado manejo de las cargas que pueden causar[110]:

- Forzar ciertas posturas.
- Repetitividad de los movimiento.
- Sobrecargas o sobreesfuerzo.
- Peligros por vibraciones.
- Peligros por exposición a ruidos.

En función de que actividad laboral se realice, los obreros, tendrá que adoptar las medidas necesarias para evitar los riesgos que pueden causarle las lesiones

Es importante conocer el manejo de las cargas para que al sostenerlas o elevarlas no produzcan un riesgo en la salud del trabajador. El manejo inadecuado de las cargas es la principal causa de lesiones en todas las profesiones con un mayor hincapié en la construcción. Para desarrollar un buen manejo de las cargas [110], el Instituto Nacional para la Seguridad y Salud Ocupacional (NIOSH) de los EEUU dicta un método empírico que examina las manipulaciones de la carga con el objetivo de evitar, en la medida que sea posible la aparición de problemas musculoesqueléticos como dolores en la región baja de la espalda o dolencias relacionadas con los miembros superiores [111].

El estudio realizado por el NIOSH define el índice de levantamiento (IL) como la estimación del nivel de riesgo asociada a una tarea concreta de levantamiento manual. Se calcula como el cociente entre el peso de la carga límite y el Límite de Peso Recomendado (LPR) gracias a la ecuación 10 [111]

*Ecuación 10: Estimación del nivel de riesgo asociada a una tarea concreta de levantamiento manual*

$$\text{LPR} = \text{LC} \cdot \text{HM} \cdot \text{VM} \cdot \text{DM} \cdot \text{AM} \cdot \text{FM} \cdot \text{CM}$$

Donde:

- *LC*= Límite de la carga fijado en 23kg.
- *HM*=Factor de distancia horizontal donde H es la distancia. horizontal de la carga en cm entre 25cm y 63.5cm.
  - Si H es < 25, HM es 1.
  - Si H es >63.5 debe reestructurarse la actividad laboral hasta que resulte menor.
- *VM*= Posición vertical de la carga
- *V*= entre 0cm y 178cm
- *DM*= Factor de desplazamiento de la carga
  - Si D es < 25 cm, DM=1
  - El máximo permitido de D= 175cm
- *AM*= Factor de asimetría
- *A*= Ángulo de asimetría en grados entre 0 y 135 grados
- *FM*= Factor de frecuencia
  - Cuando la carga es <75 cm de altura, FM disminuye a 0
  - La FM se calcula a partir de la frecuencia de elevación de la carga (elevaciones/min) utilizando la tabla representada en la Ilustración 43:  
Factor de frecuencia
- *CM*= Factor de agarre, a partir de la siguiente tabla representada en la Ilustración 44: Factor de arranque

Frecuencia (Elev./min.)	= 1h.		>1 h y = 2 h		> 2 h y = 8 h	
	V<75 cm	V=75 cm	V<75 cm	V=75 cm	V<75 cm	V=75 cm
0,2	1,00	1,00	0,95	0,95	0,85	0,85
0,5	0,97	0,97	0,92	0,92	0,81	0,81
1,0	0,94	0,94	0,88	0,88	0,75	0,75
2,0	0,91	0,91	0,84	0,84	0,65	0,65
3,0	0,88	0,88	0,79	0,79	0,55	0,55
4,0	0,84	0,84	0,72	0,72	0,45	0,45
5,0	0,80	0,80	0,60	0,60	0,35	0,35
6,0	0,75	0,75	0,50	0,50	0,27	0,27
7,0	0,70	0,70	0,42	0,42	0,22	0,22
8,0	0,60	0,60	0,35	0,35	0,18	0,18
9,0	0,52	0,52	0,30	0,30	0	0,15
10,0	0,45	0,45	0,26	0,26	0	0,13
11,0	0,41	0,41	0	0,23	0	0
12,0	0,37	0,37	0	0,21	0	0
13,0	0,00	0,34	0	0	0	0
15,0	0	0,28	0	0	0	0
16,0	0	0	0	0	0	0

Ilustración 43: Factor de frecuencia

Agarre	V<75 cm	V=75 cm
Bueno	1,00	1,00
Regular	0,95	1,00
Malo	0,90	0,90

Ilustración 44: Factor de arranque

Cuando el valor obtenido de LCR es  $< 1$ , implica que el riesgo es limitado, por lo que una gran parte de los trabajadores no tendrían problemas para levantar la carga pudiendo realizar la actividad laboral.[111]

Cuando el valor obtenido de LCR es  $< 3$ , implica que el riesgo es moderado, por lo que algunos trabajadores tienen riesgo de padecer lesiones si ejecutan su actividad laboral. Por ello, los trabajadores seleccionados para ejecutar esta actividad laboral con los conocimientos específicos también podrían lesionarse. La actividad laboral deberá reestructurarse asignándose a trabajadores seleccionados y debe ser supervisado.[111]

Cuando el valor obtenido de LCR es  $> 3$ , implica que la actividad laboral deberá reestructurarse ya que no es una tarea adecuada desde el punto de vista ergonómico.[111]

Los movimientos repetitivos también formarán parte de este estudio. Son todos los movimientos que se mantienen durante la actividad laboral que causa entre otras cosas fatiga, dolor... y con ello una lesión al trabajador. Para ello se aplica el método OCRA.[112]

El Índice “Check List OCRA(ICKL)” valora el riesgo asociado a un trabajo repetitivo observado clasificándose el riesgo como Óptimo, Aceptable, Muy ligero, Ligero, Medio o Alto.

Otro método empleado es el “RULA “que depende de la posición observada. La RULA divide el cuerpo en dos grupos, el A (abarca los miembros superiores) y el B (miembros inferiores, cabeza y tronco). A partir de unas tablas específicas usadas para este método se le da un valor en función de la medición de los ángulos o la posición en la que se encuentra. Después, las puntuaciones obtenidas en ambos grupos pueden variar en función de la actividad laboral desarrollada, clasificada desde el 1 en el que la postura es adecuada para la actividad que se realiza hasta 4 que indica la necesidad de realizar cambios que hagan que el trabajador mejore la calidad del movimiento. Esa puntuación final, es directamente proporcional al riesgo de aparición de daños o lesiones en el trabajador.[112]

A continuación se representan las puntuaciones en función de los movimientos y las partes corporales implicadas, tal y como recogen las ilustraciones detalladas a continuación: Ilustración 45: Posición del brazo; Ilustración 46: Modificaciones del brazo; Ilustración 47: Posición del antebrazo; Ilustración 48: Modificaciones del antebrazo; Ilustración 49: Posición de la muñeca; Ilustración 50: Modificación de la muñeca; Ilustración 51: Posición del cuello; Ilustración 52: Modificación del cuello; Ilustración 53: Posición del tronco; Ilustración 54: Modificación del tronco; Ilustración 55: Posición de las piernas; Ilustración 56: puntuación final también puede variar en función del tipo de actividad (C) y por último la Ilustración 57: Puntuación en función la carga o fuerzas realizadas en dicha actividad (D).

### **POSICION DEL BRAZO**

Posición	Puntuación
Desde 20° de extensión a 20° de flexión	1
Extensión >20° o flexión >20° y <45°	2
Flexión >45° y 90°	3
Flexión >90°	4

Posición	Puntuación
Hombro elevado o brazo rotado	+1
Brazos abducidos	+1
Existe un punto de apoyo	-1

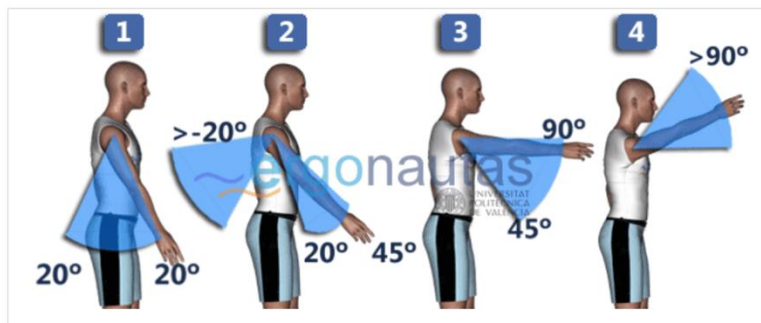


Ilustración 45: Posición del brazo

**MODIFICACIONES DEL BRAZO**

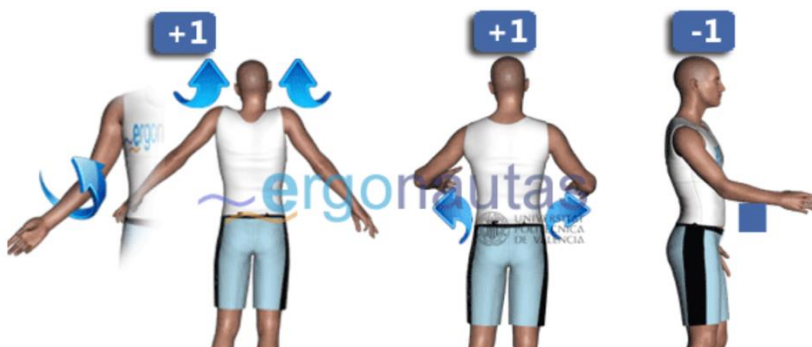


Ilustración 46: Modificaciones del brazo

**POSICION DEL ANTEBRAZO:**

Posición	Puntuación
Flexión entre 60° y 100°	1
Flexión <60° o >100°	2

Posición	Puntuación
A un lado del cuerpo	+1
Cruza la línea media	+1



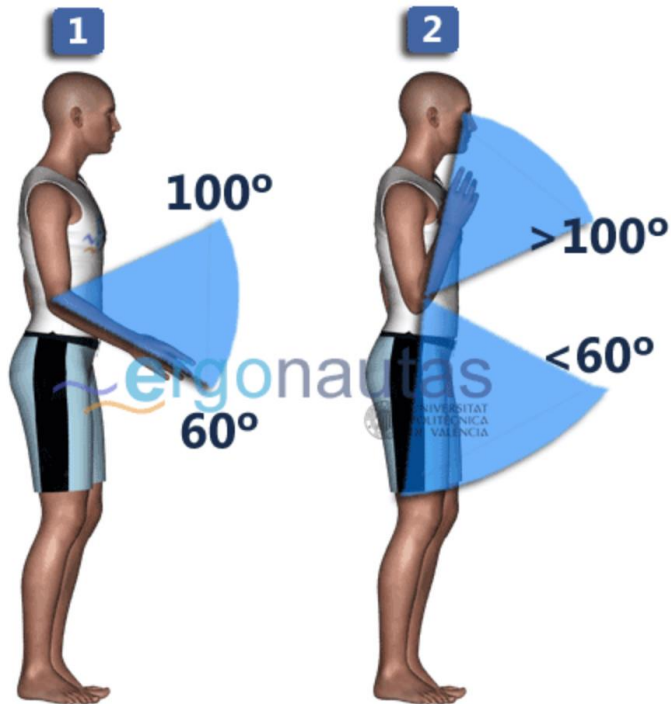


Ilustración 47: Posición del antebrazo

### **MODIFICACIONES DEL ANTEBRAZO**



Ilustración 48: Modificaciones del antebrazo

### **POSICIÓN DE LA MUÑECA**

Posición	Puntuación
Posición neutra	1
Flexión o extensión $> 0^\circ$ y $< 15^\circ$	2
Flexión o extensión $> 15^\circ$	3

Posición	Puntuación
Desviación radial	+1
Desviación cubital	+1

*Ilustración 49: Posición de la muñeca*

**MODIFICACION DE LA MUÑECA:**



*Ilustración 50: Modificación de la muñeca*

Las valoraciones del grupo B incluyen:

**POSICION DEL CUELLO/ CABEZA**

Posición	Puntuación
Flexión entre 0° y 10°	1
Flexión >10° y ≤20°	2
Flexión >20°	3
Extensión en cualquier grado	4

Posición	Puntuación
Cabeza rotada	+1
Cabeza con inclinación lateral	+1

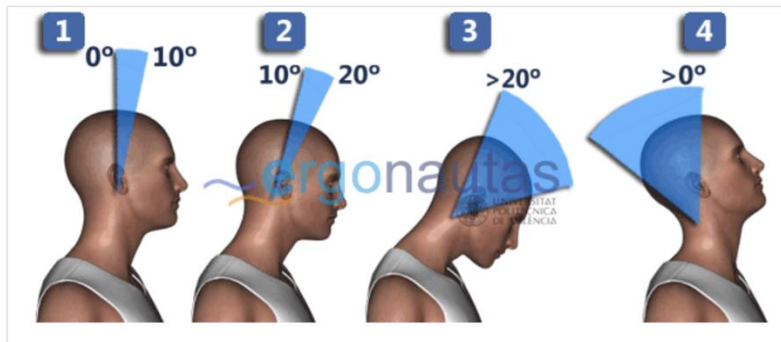


Ilustración 51: Posición del cuello

**MODIFICACION DEL CUELLO/ CABEZA:**

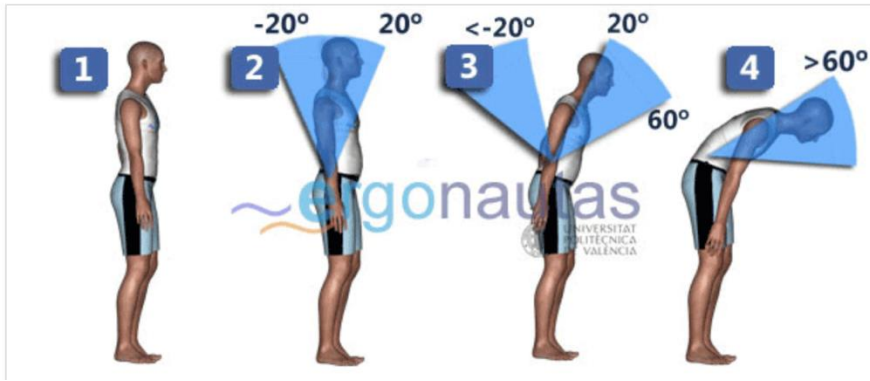


Ilustración 52: Modificación del cuello

**POSICION DEL TRONCO:**

Posición	Puntuación
Sentado, bien apoyado y con un ángulo tronco-caderas >90°	1
Flexión entre 0° y 20°	2
Flexión >20° y ≤60°	3
Flexión >60°	4

Posición	Puntuación
Tronco rotado	+1
Tronco con inclinación lateral	+1



*Ilustración 53: Posición del tronco*

**MODIFICACION DEL TRONCO**



*Ilustración 54: Modificación del tronco*

**POSICION DE LAS PIERNAS:**

Posición	Puntuación
Sentado, con piernas y pies bien apoyados	1
De pie con el peso simétricamente distribuido y espacio para cambiar de posición	1
Los pies no están apoyados o el peso no está simétricamente distribuido	2



*Ilustración 55: Posición de las piernas*

La puntuación final también puede variar en función del tipo de actividad (C), y en función de la carga o fuerzas realizadas en dicha actividad (D). Por esto, las puntuaciones finales estarán comprendidos ente 1 y 7, siendo 1 de menor riesgo y 7 el máximo riesgo a la hora de realizar una actividad laboral. [112]

### **En función de la actividad (C)**

Tipo de actividad	Puntuación
Estática (se mantiene más de un minuto seguido)	+1
Repetitiva (se repite más de 4 veces cada minuto)	+1
Ocasional, poco frecuente y de corta duración	0

*Ilustración 56: puntuación final también puede variar en función del tipo de actividad (C)*

### **En función de la fuerza y la carga (D)**

Carga o fuerza	Puntuación
Carga menor de 2 Kg. mantenida intermitentemente	0
Carga entre 2 y 10 Kg. mantenida intermitentemente	+1
Carga entre 2 y 10 Kg. estática o repetitiva	+2
Carga superior a 10 Kg mantenida intermitentemente	+2
Carga superior a 10 Kg estática o repetitiva	+3
Se producen golpes o fuerzas bruscas o repentinas	+3

*Ilustración 57: Puntuación en función la carga o fuerzas realizadas en dicha actividad (D).*

En cuanto a la manipulación manual de las cargas, el Real Decreto 487/1997,[113] estima necesario que para mantener unas condiciones mínimas de seguridad y salud con las que los trabajadores tengan menos lesiones musculares en la región lumbar (o espalda baja) será obligatorio que el trabajador pueda disponer de los medios apropiados para evitarle cualquier daño, además de educar a los trabajadores adecuadamente para manipular las cargas correctamente mostrándoles además cuales podrían ser los daños en caso de no hacerlo de la manera previamente enseñada.

Por otro lado, el Real Decreto 1627/1997[104] define cada uno de los participantes en una obra y les dota en función de su actividad laboral de sus derechos y deberes dentro del proyecto. Además, establece la figura del “contratista” o “subcontratista”, que es el responsable último de velar por la seguridad y salud de todos los participantes de la obra, siendo encargado de dotar a los trabajadores con la formación, medios e información necesarias para desempeñar su actividad laboral sin peligro.

Es importante también el Real Decreto 1311/2005, [114]en lo relacionado con cómo afecta la transmisión de vibraciones no solo en el cuerpo sino también en el miembro superior del trabajador. Con esto se especifica las medidas necesarias para si no evitar, disminuir al máximo posible el efecto de la vibración sobre el cuerpo. Además se incluyen las medidas necesarias para evitar que el trabajador se exponga a las condiciones climáticas adversas dotándoles de medios de protección en esos casos.

Por último, se incluye en este apartado el convenio colectivo de la construcción 2012-2016,[115] que detalla con exactitud , el peso formativo adquirido por un trabajador (indicado en el tiempo invertido que suele ser de 20 horas) para desempeñar su determinada actividad laboral dentro de la obra y regula la prevención de riesgos laborales no teniendo en cuenta la ergonomía para prevenir accidentes.

#### **8.5.1 Medidas para combatir la inadecuada ergonomía**

De acuerdo con la Agencia Europea para la Seguridad y Salud en el trabajo, entre un 60% y el 90% de la población padecerá diversos dolores de espalda en algún momento de su vida como consecuencia de la actividad laboral que desempeña. Asimismo según esta agencia entorno al 15% y al 40% o de dichos dolores de espalda serán de forma crónica. Otras dolencias como las contracturas musculares, la desviación de columna, el estrés y

la falta de actividad física están relacionadas con una postura inadecuada en el trabajo. [116]

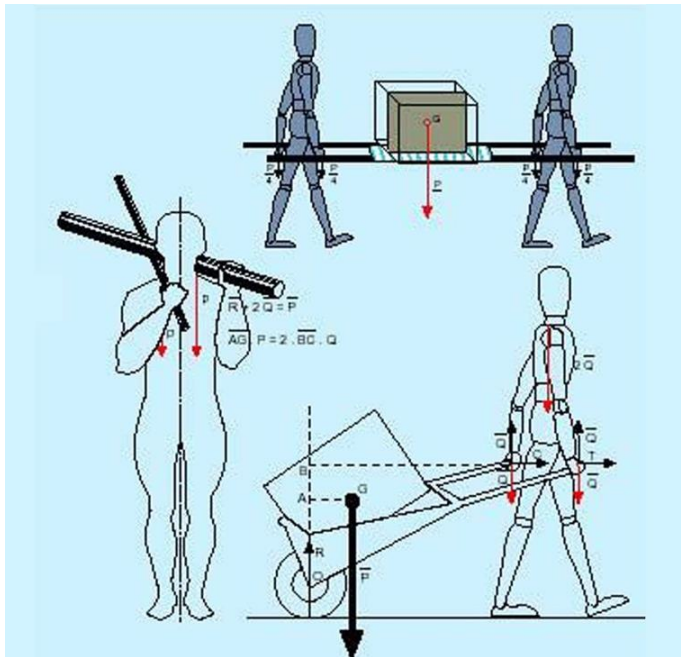
Las medidas para combatir la inadecuada ergonomía en los trabajos de obra (ejecución del proyecto) [110]:

- Mantener un espacio adecuadamente ordenado y limpio usando para ello palés o plataformas para evitar para organizar los materiales de construcción.
- Evitar que el trabajador realice desplazamientos innecesarios para recoger materiales o transportarlos durante largas jornadas laborales.
- Garantizar una adecuada flexión de columna únicamente cuando sea necesario en trabajos que se realicen a ras del suelo.
- En caso de trabajar a ras de suelo, es importante que el trabajador cuente con las medidas protectoras adecuadas haciendo pequeños descansos cada 20 minutos para hacer estiramientos específicos en la columna y miembros inferiores.
- Mantener los materiales necesarios a una altura adecuada situada a la altura del hombro y la muñeca.
- Evitar elevar los brazos sobre los hombros ya que podrían causar lesiones por excesiva extensión del cuello. Para proporcionar una adecuada ergonomía es necesario el uso de plataformas o escaleras para que los materiales que se vayan a emplear estén a una altura que favorece coger la carga de manera óptima.
- Para manipular las cargas es conveniente el uso de maquinarias que eviten un sobreesfuerzo por parte de los trabajadores por transportar varias cargas al mismo tiempo. Por supuesto, se puede realizar con dos obreros para repartir la carga entre ambos tal y como se muestra en la Ilustración 58: Forma adecuada de transportar la carga.
- En caso de ser necesario soportar y transportar una carga se deberán hacer paradas cada 20 minutos para relajar la columna lumbar y los miembros superiores.
- El gobierno establece el peso máximo de la carga que debe soportar, siendo ergonómicamente beneficioso coger la carga con la columna recta flexionando las rodillas.
- Por supuesto será de vital importancia que mientras el obrero realice la actividad laboral, o simplemente entre en la zona de la obra, lleve consigo un casco que le protegerá de posibles lesiones causadas por la precipitación de cualquier material. De no llevarlo puesto, el trabajador o terceras personas que accedan a

la obra podrían desarrollar lesiones cerebrales graves incluso la, muerte si les cae algo encima.

- Para manejar mejor las cargas será necesario disminuir en la medida que sea posible las distancias y con ello el tiempo que hay que cargar los materiales.

[110]



*Ilustración 58: Forma adecuada de transportar la carga*

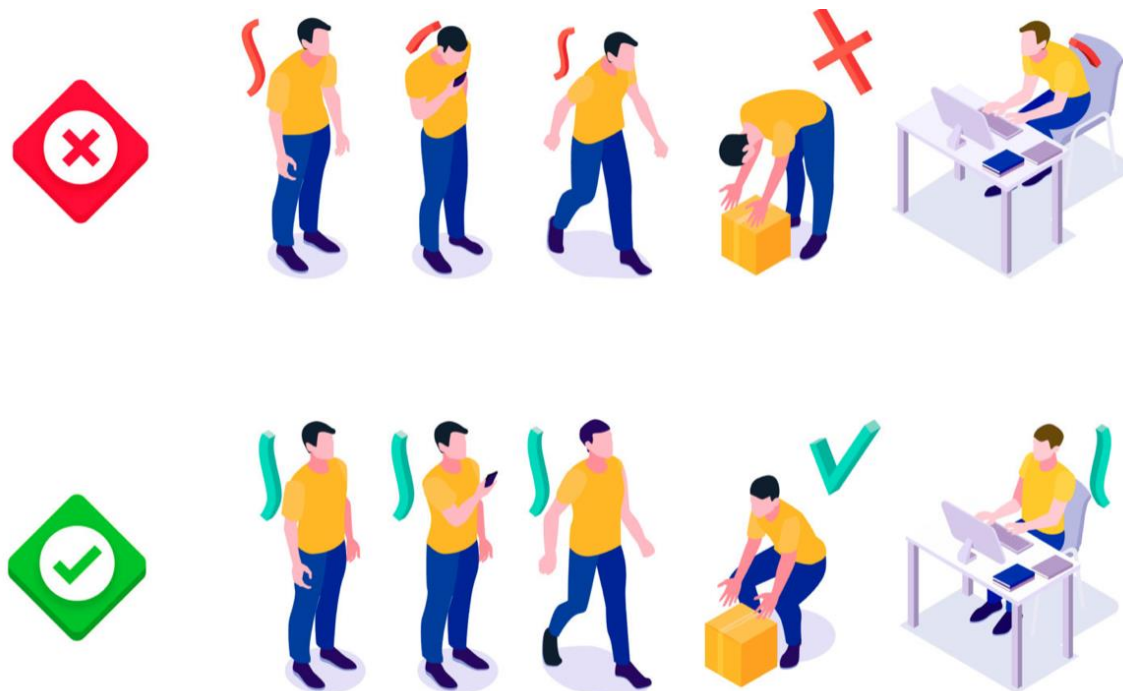
Las medidas para combatir la inadecuada ergonomía en los trabajos de oficina se analizarán las medidas, recomendadas por el colegio profesional de fisioterapeutas, en función de los elementos que compondrán la oficina[116]

#### MESA DE TRABAJO:

La altura de la mesa de trabajo es sumamente importante, siendo necesario suficiente espacio para poder moverse alrededor cambiando de posición cada cierto tiempo.[116]

Evitar mantener posturas mantenidas durante mucho tiempo sentado ya que pueden desencadenar en problemas musculoesqueléticos diversos. Para eludir estos problemas, tal y como se muestra en la Ilustración 59 : Movimientos correctos del empleado, el empleado puede colocar una pierna sobre un taburete para estirar la columna.[116]





*Ilustración 59 : Movimientos correctos del empleado*

#### PANTALLAS Y MONITORES:

Evitar una imagen en la pantalla con destellos, una pantalla con iconos mal definidos, sin espacio para poder tener una dimensión suficiente teniendo un buen contraste entre los iconos y el fondo de la pantalla.[116]

Una iluminación que no sea demasiado brillante y oscura que pueda afectar de alguna manera la capacidad visual del trabajador[116]. Para ello se recomienda que la distancia mínima entre la cara del trabajador y la pantalla sea de 55 cm[117]

Para evitar los daños visuales es recomendable darle descansos a la vista cada cierto tiempo durante algunos minutos. Esto se conseguirá cambiando el objeto al que se presta atención pasando de mirar la pantalla al horizonte tras la pantalla u otro objeto.[117] Otra manera de evitar la fatiga visual producida por los brillos de la pantalla es el uso de gafas con lentes de protección ultravioleta.[118]

La pantalla no deberá tener reflejos que puedan molestar al trabajador. Será necesario que la pantalla de trabajo pueda orientarse e inclinarse a voluntad del trabajador para que se adapte a las características individuales del trabajador. Si es necesario, estará permitido utilizar un apoyo bajo el monitor de la pantalla y así regularlo en altura siempre que el monitor de trabajo no tenga la capacidad de elevarse o inclinarse.[116] Todas estas medidas se pueden apreciar en la Ilustración 60 : Movimientos correctos del empleado.



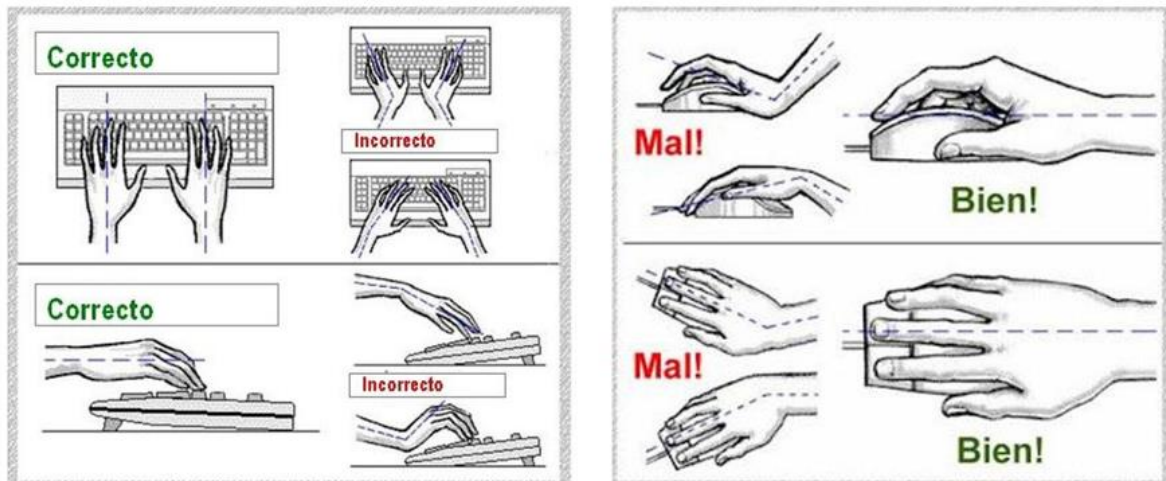
*Ilustración 60: Correcta ergonomía para trabajar frente a una pantalla*

#### TECLADO Y RATÓN:

Deberá tener un espacio significativo delante del teclado para que el trabajador pueda colocar ambos brazos y manos. Se debe evitar que el teclado sea brillante, es preferible que sea mate para que este no proyecte reflejos que puedan dañar la vista al trabajados [116].

Los símbolos de las teclas deberán resaltar siendo legibles en la posición en la que se encuentre el trabajador [116]. Un mal uso del teclado y el ratón pueden causar a la larga problemas de salud, en especial el síndrome del túnel carpiano, que es una de las patologías más frecuentes en personas que pasan la mayor parte de la jornada laboral frente al ordenador. Para evitarlo, se evitarán las posturas bruscas, se ha de mantener una postura en la que la mano esté alineada con el antebrazo y la mano siempre esté relajada. [119]

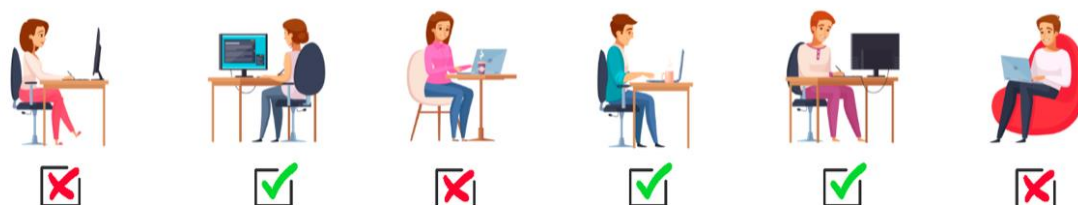
En la medida de lo posible se recomienda el uso de ratones ergonómicos representados en la Ilustración 61: Correcta ergonomía en ratón y teclado creados para adoptar una postura cómoda y relajada además de asegurar la simetría entre el antebrazo y la línea media de la mano (línea imaginaria que atraviesa verticalmente el centro del antebrazo y se une a la mano atravesándola por el dedo corazón)[119].



*Ilustración 61: Correcta ergonomía en ratón y teclado*

#### SILLA DE TRABAJO:

El asiento y el respaldo tendrá que ser estable, inclinable y regulable en altura para proporcionar al trabajador la libertad de movimiento necesario para que adopte una postura ergonómicamente estable al mismo tiempo que proporcione una postura confortable.[119] tal y como se puede observar en la Ilustración 62: Buena ergonomía en la silla de trabajo.

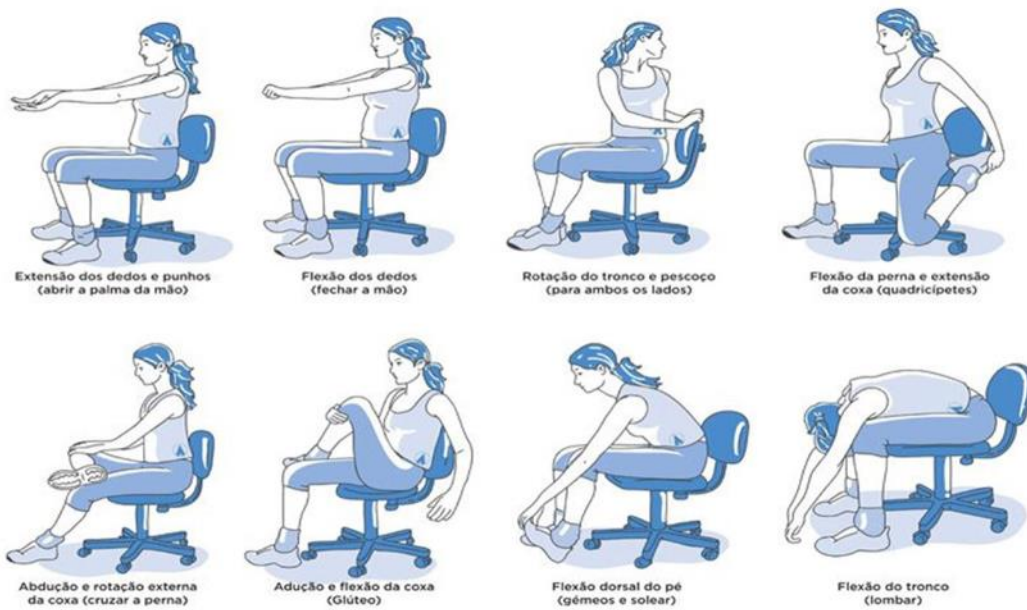


*Ilustración 62: Buena ergonomía en la silla de trabajo*

Para la mantener una ergonomía óptima es necesario hacer pausas a lo largo de la jornada laboral. Adoptar esta simple medida ha demostrado una mejora significativa en la calidad de vida y salud de los trabajadores a largo plazo. Las pausas no necesariamente han de ser excesivamente largas, basta con hacer una pequeña pausa de 10 minutos cada tres horas de actividad laboral. Existen varias maneras de ejercitarse durante la actividad laboral, ya bien sea en la obra o en la oficina permite despejar la mente, la vista, la circulación y la musculatura [119].

Para favorecer la circulación, en especial en la oficina, es necesario realizar caminatas cortas o mantenerse en pie por unos minutos ya que la falta de movimiento en los miembros inferiores es causante de trombosis venosa profunda que puede desencadenar en ictus, infarto o tromboembolismo pulmonar, las cuales son patologías muy graves [119]. Además es recomendable realizar una serie de estiramientos para

combatir la sensación de fatiga tal y como se muestra en la Ilustración 63: Estiramientos recomendados en la oficina.



*Ilustración 63: Estiramientos recomendados en la oficina*

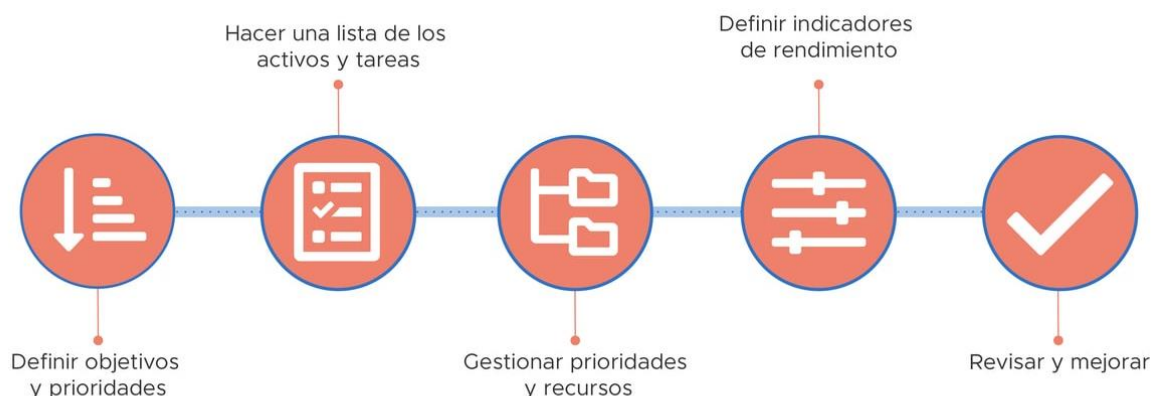
## Capítulo 9. MANTENIMIENTOS EN UNA INSTALACION SOLAR FOTOVOLTAICA

El buen mantenimiento de una instalación solar fotovoltaica es esencial para lograr máximos rendimientos y lograr alargar la vida útil de la instalación solar fotovoltaica. El mantenimiento preventivo tiene como objetivo evitar o mitigar las consecuencias de los fallos o averías que se puedan llegar a producir en la instalación solar fotovoltaica tratando de prevenir las incidencias antes de que ocurran, todas las actividades que se tengan que realizar en los distintos tipos de mantenimientos preventivos de la planta deben detallarse con el plan de mantenimiento preventivo que permite verificar que se cumplan dichos mantenimientos y se logren los objetivos definidos con el fin de evitar tiempos de no producción por fallos que se podrían haber detectado antes de que ocurran. [120]

Es recomendable que los mantenimientos tengan una periodicidad temporal para mantener controlada la planta en todo momento estos mantenimientos pueden ser semanales, mensuales, trimestrales, semestrales o anuales. A lo largo de este de este capítulo se definirán los mantenimientos preventivos que se suelen llevar a cabo en una planta solar fotovoltaica de las dimensiones descritas con anterioridad.[121]

Los pasos que se deben llevar a cabo a la hora de elaborar tareas de mantenimiento preventivo se pueden apreciar en la Ilustración 64: Pasos para elaborar tareas de mantenimiento, incluyen [122]:

1. Definir Objetivos y prioridades
2. Enumerar los activos y las tareas
3. Gestionar las prioridades y recursos
4. Definir indicadores de rendimiento
5. Revisar y mejorar



*Ilustración 64: Pasos para elaborar tareas de mantenimiento*

## 9.1 Mantenimientos mensuales

Mensualmente se deben realizar inspecciones visuales donde se supervisen aspectos como[121]:

- Se debe analizar que los módulos fotovoltaicos no reciban sombras de obstáculos o materiales extraños que se puedan haber colado en las inmediaciones de la planta
- Se debe asegurar que el cristal que protege el módulo no esté roto
- Se debe confirmar que los tornillos de fijación y los soportes del módulo y ajustarlos en caso de que fuera necesario, tal y como se muestra en la Ilustración 65:Mantenimiento de la estructura
- Se ha de confirmar que no haya rastros de quemaduras en las conexiones del cableado presentes en la instalación.
- Se ha de verificar la ausencia de indicios de presencia animal otro tipo de fauna que pueda ocasionar daños a la propia instalación

[123] [121]



*Ilustración 65:Mantenimiento de la estructura*

## 9.2 Mantenimientos trimestrales

Es recomendable realizar tareas de limpieza de los paneles solares fotovoltaicos de manera periódica, no obstante, considerando las dimensiones de la planta se realizará la limpieza de manera trimestral

El momento perfecto para llevar a cabo este tipo de mantenimiento es a primera hora de la mañana o al finalizar el día ya que la radiación durante ese periodo de tiempo es mínimo además se evitan posibles descargas eléctricas o choques térmicos. La acumulación de polvo y suciedad en la parte frontal de los módulos así como en la parte

trasera reduce considerablemente la generación de potencia por lo que se recomienda la limpieza semanal del módulo.[121]

Es importante destacar que no se podrán utilizar productos ni materiales abrasivos que pongan en riesgo la protección que recubre el módulo fotovoltaico.[121]

De manera trimestral se realizarán inspecciones en los módulos fotovoltaicos con cámaras termográficas, tal y como se muestra en la Ilustración 66: Análisis termográfico, para detectar cualquier punto caliente que se pueda producir en el propio panel evitando así que puedan llegar a arder, además permite determinar defectos no solo en el módulo sino en el cableado de la instalación. Este tipo de mantenimientos son especialmente importantes durante los meses de más calor como los de julio y agosto. [121] [124]



*Ilustración 66: Análisis termográfico*

### **9.3 Mantenimientos semestrales**

Los mantenimientos semestrales que se pueden llevar en una planta solar fotovoltaica están muy relacionados con el cableado y los elementos de conexión de la propia planta. Estos mantenimientos incluyen actividades como la representada en la Ilustración 67: Comprobación del cableado y que incluyen actividades como:

- Será necesario examinar si los cables de conexión fotovoltaicos tienen signos de desperfectos
- Se debe comprobar que el cableado no presenta daños producidos por animales, corrosión, desgaste etc.
- Es primordial asegurar que no haya fugas eléctricas a tierra
- Habrá que confirmar que el estado de los elementos de protección es el correcto para el funcionamiento de la instalación.



*Ilustración 67: Comprobación del cableado*

#### **9.4 Mantenimientos anuales**

Una vez al año deben realizarse mantenimientos exhaustivos de la planta por ese motivo será necesaria la participación de una empresa externa que se encargue de realizar estos mantenimientos de manera efectiva.[121]

La importancia de estos mantenimientos invita a llevar a cabo un protocolo que proporcione seguimiento de la ejecución y resultados obtenidos de los mantenimientos realizados, se pueden emplear diversos modelos como el que se muestra en la Ilustración 68: Modelo de seguimiento de los mantenimientos realizados y en la Ilustración 69: Modelo de seguimiento de los mantenimientos realizados en una instalación solar.



#### D. CIRCUITO HIDRAULICO

Fluido refrigerante	Cada 12 meses		Comprobar su densidad y PH
Estanqueidad	Cada 24 meses		Efectuar prueba de presión
Aislamiento exterior	Cada 6 meses	<b>IV</b>	degradación protección uniones y ausencia de humedad
Aislamiento interior	Cada 12 meses	<b>IV</b>	uniones y ausencia de humedad
Purgador automático	Cada 12 meses	<b>CF</b>	limpieza
Purgador manual	Cada 6 meses		Vaciar el aire del botellín
Bomba	Cada 12 meses		Estanqueidad
Vaso de expansión cerrado	Cada 6 meses		Comprobación de la presión
Vaso de expansión abierto	Cada 6 meses		Comprobación del nivel
Sistema de llenado	Cada 6 meses	<b>CF</b>	actuación
Válvula de corte	Cada 12 meses	<b>CF</b>	actuaciones (abrir y cerrar) para evitar agarrotamiento
Válvula de seguridad	Cada 12 meses	<b>CF</b>	actuación

#### E. SISTEMA ELÉCTRICO Y DE CONTROL

Cuadro eléctrico	Cada 12 meses		Comprobar que este bien cerrado y sin polvo
Control diferencial	Cada 12 meses	<b>CF</b>	actuación
Termostato	Cada 12 meses	<b>CF</b>	actuación

#### F. SISTEMA DE ENERGÍA AUXILIAR

Combinar que funcione correctamente. Hacer pruebas cada 6 meses.			
--	--	--	--

Ilustración 68: Modelo de seguimiento de los mantenimientos realizados

SECCIÓN: <b>ENERGÍAS RENOVABLES</b>		Nº PRESUP.:	Nº IDE.:																																																																	
TÍTULO: <b>INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA</b>		INSPECTOR:	Fecha:																																																																	
<b>TOMA A TIERRA</b>																																																																				
POS	A INSPECCI ONAR	INSPECCIÓN	CORRECTO																																																																	
			SI	NO																																																																
1	<input type="checkbox"/>	CAJA SECCIONADORA TOMA DE TIERRA COLOCADA Y CONECTADA	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>																																																																
2	<input type="checkbox"/>	ELECTRODOS TOMA DE TIERRA CONECTADOS	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>																																																																
3	<input type="checkbox"/>	LÍNEAS DE TOMA DE TIERRA PRINCIPAL - SECUNDARIAS CONECTADAS	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>																																																																
4	<input type="checkbox"/>	RESISTENCIA A TIERRA MEDIDA: Valor medido: _____ ( <b>Valor máximo permitido - 30Ω</b> ) <b>código del aparato utilizado</b>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>																																																																
5	<input type="checkbox"/>	VALOR DE LA TENSIÓN DE CONTACTO EN LA TABLA: (círculo en el que corresponda) <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <tr> <td><b>R(Ω)</b></td> <td>1</td><td>2</td><td>3</td><td>4</td><td>5</td><td>6</td><td>7</td><td>8</td><td>9</td><td>10</td><td>11</td><td>12</td><td>13</td><td>14</td><td>15</td> </tr> <tr> <td><b>V(Volt)</b></td> <td>0,03</td><td>0,06</td><td>0,09</td><td>0,12</td><td>0,15</td><td>0,18</td><td>0,21</td><td>0,24</td><td>0,27</td><td>0,30</td><td>0,33</td><td>0,36</td><td>0,39</td><td>0,42</td><td>0,45</td> </tr> <tr> <td><b>R(Ω)</b></td> <td>16</td><td>17</td><td>18</td><td>19</td><td>20</td><td>21</td><td>22</td><td>23</td><td>24</td><td>25</td><td>26</td><td>27</td><td>28</td><td>29</td><td>30</td> </tr> <tr> <td><b>V(Volt)</b></td> <td>0,48</td><td>0,51</td><td>0,54</td><td>0,57</td><td>0,60</td><td>0,63</td><td>0,66</td><td>0,69</td><td>0,72</td><td>0,75</td><td>0,78</td><td>0,81</td><td>0,84</td><td>0,87</td><td>0,90</td> </tr> </table> VALOR DE LA TENSIÓN DE CONTACTO: _____ <b>(Valor máximo permitido - 25 Volt.)</b>	<b>R(Ω)</b>	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	<b>V(Volt)</b>	0,03	0,06	0,09	0,12	0,15	0,18	0,21	0,24	0,27	0,30	0,33	0,36	0,39	0,42	0,45	<b>R(Ω)</b>	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	<b>V(Volt)</b>	0,48	0,51	0,54	0,57	0,60	0,63	0,66	0,69	0,72	0,75	0,78	0,81	0,84	0,87	0,90	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
<b>R(Ω)</b>	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15																																																					
<b>V(Volt)</b>	0,03	0,06	0,09	0,12	0,15	0,18	0,21	0,24	0,27	0,30	0,33	0,36	0,39	0,42	0,45																																																					
<b>R(Ω)</b>	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30																																																					
<b>V(Volt)</b>	0,48	0,51	0,54	0,57	0,60	0,63	0,66	0,69	0,72	0,75	0,78	0,81	0,84	0,87	0,90																																																					
OBSERVACIONES DEL INSPECTOR (Si se detectase alguna no conformidad, anotar en el registro de NCIs):																																																																				

Ilustración 69: Modelo de seguimiento de los mantenimientos realizados en una instalación solar

Las actividades que se desempeñan en este tipo de revisiones exhaustivas incluyen [121]:

- Revisión de los inversores y transformadores [121]:

- Se debe comprobar el correcto funcionamiento comprobando las alarmas visuales (luces).
- Se debe comprobar la correcta comunicación con el Scada de la planta.
- Será vital comprobar el buen estado y funcionamiento de los elementos de protección eléctrica.
- Se deberán llevar a cabo pruebas de arranque y parada en distintos momentos de funcionamiento para ver como se comporta el equipo.
  
- Se deben hacer revisiones en todo el cableado [121]:
  - Se debe comprobar el estado mecánico de cables y terminales incluyendo cables de tomas de tierra, pletinas, etc.
  - Se deben comprobar las conexión de los centros de transformación.
  - Se debe comprobar el estado de conexiones y realizar pruebas de funcionamiento de la planta a través del cableado.
  - Se deben comprobar los estados de las conexiones y en caso de encontrar elementos sueltos, se procederá al apriete y corrección de este pero su correcto funcionamiento.
  
- Se debe comprobar el correcto funcionamiento de los elementos de medida (contadores) [121]
  
- Se deben hacer revisiones en el centro de seccionamiento[121]:
  - Se deben revisar todos los equipos de seguridad las celdas
  - Se debe revisar el estado del cableado de las celdas.
  - El centro de seccionamiento debe estar limpio, por lo que se realizarán labores de limpieza.
  - Se deberá comprobar el estado de puertas y cerraduras para evitar que extraños puedan acceder al centro de seccionamiento.
  - Se debe comprobar el estado general del edificio: ventilación focos de iluminación pintura elementos de protección de personal señalización enclavamientos rotulaciones de limpieza y elementos de protección contra incendios.
  
- Mantenimiento de la monitorización remota (Scada) [121]:
  - Se debe comprobar el correcto funcionamiento del sistema de adquisición de datos, mediante pruebas en remoto comprobando los datos desde la planta.
  - Se deben comprobar los elementos de medida como medidores de temperatura y radiación que puedan haber sido instalados en las primeras fases de estudio de la instalación.
  - Será necesaria la comprobación del funcionamiento de los sistemas de transmisión de los datos desde la planta.

## Capítulo 10. PRESUPUESTO

Para determinar el presupuesto necesario para este proyecto se han tenido en cuenta el precio unitario de los elementos, así como el coste estimado de la instalación de cada uno de ellos, obteniendo los valores representados en la Tabla 15: Coste del proyecto

*Tabla 15: Coste del proyecto*

COSTE DEL PROYECTO	
PANELES	9.457.858,02 €
ESTRUCTURA	2.612.630,80 €
STRING BOX	17.177,40 €
CABLEADO BT	917.019,72 €
CABLEADO MT	263.388,03 €
CENTRO TRANSFORMADOR (Trasfo + inversor)	1.328.002,21 €
BATERIAS E INVERSOR	1.000.000,00 €
OBRA CIVIL	4.215.207,87 €
GESTIÓN DE RESIDUOS	1.158.024,14 €
OTROS GASTOS	231.604,83 €
INGENIERIA	150.000,00 €
<b>TOTAL</b>	<b>21.350.913,01 €</b>

Tal y como se aprecia en la tabla se ha tenido en cuenta también una partida de “ingeniería” que incluye el coste por el estudio técnico del proyecto, así como el concepto “otros gastos” considerado como fondo auxiliar en caso de necesidad causada por retrasos.

Para la ejecución de este proyecto se necesitará un presupuesto de contará con un presupuesto inicial propio de 8.540.365,20€, se espera que la obra de comienzo al tercer año desde el inicio de este, por lo que durante estos primeros tres años solo se tendrá en cuenta los gastos por el estudio de ingeniería.

Una vez se ha iniciado la obra, se estima la intervención de un grupo de accionistas que aportarán el segundo, y último bloque económico con valor de 15.474.134,62. Se espera que la fase de puesta en marcha termine al finalizar el octavo año desde el inicio del estudio. La obra civil finalizará al quinto año de ejecución del proyecto.

Se ha realizado el balance económico de los ocho años en los que se espera la puesta en marcha, teniendo en cuenta unos ingresos económicos estimados provenientes de la venta de energía. Estos ingresos estimados se han obtenido a partir de la producción energética de la planta solar fotovoltaica en un año y por horas, casándolo con el precio horario de la energía (estimado en base a los datos históricos del precio de la energía), teniendo en cuenta los ingresos estimados para poder plantear los indicadores de Valor Actual Neto (VAN) y Tasa Interna de Retorno (TIR), con esto se pretende determinar si la inversión es económicamente rentable.

Finalmente tal y como se muestra en la Tabla 16: Resultados estudio económico, se ha obtenido un VAN de 5.600.373,82€ teniendo en cuenta una tasa interna de retorno del 10%, y un TIR del 86%, lo que significa que es un proyecto de inversión muy rentable. Se ha determinado que se recuperará la inversión a los 7,8 años después de haberse puesto en funcionamiento la instalación.

*Tabla 16: Resultados estudio económico*

TASA DE DESCUENTO	10%
FLUJO CAJA AÑO 3	- 8.540.365,20 €
FLUJO CAJA AÑO 4	
FLUJO CAJA AÑO 5	
FLUJO CAJA AÑO 6	15.474.134,62 €
FLUJO CAJA AÑO 7	
FLUJO CAJA AÑO 8	766.391,36 €
<b>VAN</b>	<b>5.600.373,82 €</b>
<b>TIR</b>	<b>86%</b>
<b>RETORNO DE LA INVERSION</b>	<b>7,845994427</b>

## **Capítulo 11.      NORMATIVA DE APLICACIÓN**

A continuación se numeran las normas que se han estudiado a lo largo del estudio, además de las que no se han llegado a incluir de manera explícita pero si se deben tener en cuenta dadas las dimensiones del proyecto. Dado que la instalación se realizará en Aragón, se debe consultar la normativa de la zona para llevar a cabo el proyecto dentro de la legalidad vigente.

Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.

Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.

Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión, y sus Instrucciones Técnicas Complementarias.

Real Decreto 560/2010, de 7 de mayo, por el que se modifican diversas normas reglamentarias en materia de seguridad industrial para adecuarlas a la Ley 17/2009, de 23 de noviembre, sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio, y a la Ley 25/2009, de 22 de diciembre, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la Ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio.

Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.

Real Decreto 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.

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 1074/2015, de 27 de noviembre, por el que se modifican distintas disposiciones en el sector eléctrico.

Pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red establecidas por el IDAE en su apartado destinado a Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica (PCT-C.-Julio 2011).

Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Orden IET/2735/2015, de 17 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2016 y se aprueban determinadas instalaciones tipo y parámetros retributivos de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Orden ETU/130/2017, de 17 de febrero, por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, a efectos de su aplicación al semiperiodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2017.

International Standardization Organización (ISO)

International Electrotechnical Commission (IEC)

UNE-HD 60364-5-52

Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, Aprueba del Reglamento Electrotécnico Baja Tensión. Ministerio de Ciencia y Tecnología (18-09-2002)

Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.

UNE 211435:2011: Guía para la elección de cables eléctricos de tensión asignada superior o igual a 0,6/1 kV para circuitos de distribución de energía eléctrica.

UNE-HD 60364-5-52:2014: Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 5-52: Selección e instalación de equipos eléctricos. Canalizaciones.

UNE-HD 60364-7-712:2017: Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 7-712: Requisitos para instalaciones o emplazamientos especiales. Sistemas de alimentación solar fotovoltaica (FV).

UNE 21089-1:2002: Identificación de los conductores aislados de los cables.

UNE 21144:2012: Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible.

UNE 21123-2:2017: Cables eléctricos de utilización industrial de tensión asignada 0,6/1 kV. Parte Cables con aislamiento de polietileno reticulado y cubierta de policloruro de vinilo.

UNE-EN 60228:2005: Conductores de cables aislados.

UNE-EN 50525-2-51:2012: Cables eléctricos de baja tensión. Cables de tensión asignada inferior o igual a 450/750 V (Uo/U). Parte 2-51: Cables de utilización general. Cables de control resistentes al aceite con aislamiento termoplástico (PVC).

UNE-EN 61439-1/2/3:2012: Conjuntos de aparamenta de baja tensión.

UNE-EN 60947-1:2008: Aparamenta de baja tensión. Parte 1, Reglas generales.

IEC 60364:2011: Instalaciones eléctricas de baja tensión.

Real Decreto Legislativo 8/2015, de 30 de octubre, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley General de la Seguridad Social.

Real Decreto Legislativo 2/2015, de 23 de octubre, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley del Estatuto de los Trabajadores.

Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.

Real Decreto 1109/2007, de 24 de agosto, por el que se desarrolla la Ley 32/2006, de 18 de octubre, reguladora de la subcontratación en el sector de la construcción.

Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención.

Real Decreto 337/2010, de 19 de marzo, por el que se modifican el Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención.

Real Decreto 598/2015, de 3 de julio, por el que se modifican el Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los servicios de prevención.

Real Decreto 899/2015, de 9 de octubre, por el que se modifica el Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención.

Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud de las obras de construcción, y sus posteriores modificaciones.

Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.

Real Decreto 1644/2008, de 10 de octubre, por el que se establecen las normas para la comercialización y puesta en servicio de las máquinas.

Real Decreto 773/1997, de 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de los equipos de protección individual.

Real Decreto 485/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.

Real Decreto 486/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.

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 dorso lumbar, para los trabajadores.

Real Decreto 665/1997, de 12 de mayo, sobre la protección de los trabajadores contra los riesgos relacionados con la exposición a agentes cancerígenos durante el trabajo.

Real Decreto 374/2001, de 6 de abril, sobre la protección de la salud y seguridad de los trabajadores contra los riesgos relacionados con los agentes químicos durante el trabajo.

Convenio Colectivo General del Sector de la Construcción vigente.

Real Decreto 1407/1992, de 20 de noviembre, por el que se regulan las condiciones para la comercialización y libre circulación intracomunitaria de los equipos de protección individual y sus modificaciones posteriores.

Real Decreto 286/2006, de 10 de marzo, sobre la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores contra los riesgos relacionados a la exposición al ruido.

Reglamento de aparatos elevadores, Real Decreto 2291/1985 de 8 de noviembre, derogado parcialmente por Real Decreto 1314/1997 de 1 de agosto.

Convenio Colectivo de la Construcción.

Orden de 9 de marzo de 1971 por la que se aprueba la Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo.

Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.

Real Decreto 1432/2008, de 29 de agosto, por el que se establecen medidas para la Protección de la avifauna contra la colisión y la electrocución en líneas eléctricas de alta tensión (BOE nº 222, 13/09/2008).

Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del Ruido.

Ley 7/2006, de 22 de junio, de Protección Ambiental de Aragón.



Ley 11/2014 de 4 de diciembre. Comunidad Autónoma de Aragón (Prevención y Protección Ambiental).

Ley 6/2010, de 24 de marzo, de modificación del texto refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos, aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2008, de 11 de enero.

Real Decreto 102/2011, de 28 de enero, relativo a la mejora de la calidad del aire.

Real Decreto 100/2011, de 28 de enero, por el que se actualiza el catálogo de actividades potencialmente contaminadoras de la atmósfera y se establecen las disposiciones básicas para su aplicación.

Decreto Legislativo 1/2010, de 18/05/2010, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Ordenación del Territorio y de la Actividad Urbanística.

Plan General de ordenación urbana (P.G.O.U.) de Belchite y Almonacid de la Cuba.

Reglamento de Suelo Rústico (Decreto 242/2004)

Ordenanzas Municipales de Belchite y Almonacid de la Cuba.

Demás condiciones impuestas por los Organismos públicos afectados y ordenanzas Municipales.

Real Decreto Ley 15/2018 de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.

Real Decreto Ley 1/2019 medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación con las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural.

Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.

Real Decreto 470/2021, de 29 de junio, por el que se aprueba el Código Estructural.

## Capítulo 12. CONCLUSIONES Y FUTURAS LÍNEAS DE TRABAJO

El sector energético ha sido siempre escenario de progreso y transformación, motivado en gran parte por la necesidad de reducción del cambio climático así como por el consumo eficiente de los recursos naturales. La Ley de Cambio Climático y Transición Energética [125], junto con el PNIEC[8], forman parte de los dos grandes pilares del marco estratégico de energía y clima para el periodo 2021-2030 en España. En estos pilares, la generación de energía a través de fuentes renovables forma parte de los objetivos para lograr la descarbonización del sistema eléctrico.[126]

La hibridación en la generación renovable, destacando su relevancia en el contexto energético de la próxima década, como solución integradora de las instalaciones renovables resulta un suplemento muy rentable a la hora de proporcionar energía.[126]

Entre los retos que plantea la hibridación se incluyen la viabilidad económica y la seguridad de la inversión, las pérdidas de generación en el momento en el que ambas tecnologías produzcan al mismo tiempo (en potencia nominal), viabilidad medioambiental, y un marco regulatorio más estable.[126]

La generación energética a partir de la hibridación proporciona beneficios en el sistema eléctrico, entre los que se incluyen: Reducción del riesgo de posibles sobrecargas y restricciones técnicas en la red, por el elevado número de instalaciones conectadas. Reducción del número de puntos de acceso y conexión. La reducción del impacto ambiental de nuevas instalaciones renovables optimizando el aprovechamiento del terreno en los emplazamientos que ocupan los puntos de evacuación, ya existentes, o, compartiendo espacio con los parques ya construidos. Por último, el ahorro en el desarrollo de la diversas infraestructuras eléctricas como las líneas, centros de transformación, etc.[127]

Tal y como se ha estudiado a lo largo del proyecto, la hibridación de cualquier parque eólico (planta madre) con una instalación solar fotovoltaica (planta hija) es una forma eficiente para generar la potencia que un parque eólico no llega a ser capaz de generar por diversos factores mencionados con anterioridad. La inversión para obtener energía eléctrica a través del sol siempre va a resultar beneficiosa en mayor o menor medida, puesto que, a diferencia de la energía eólica, la energía solar presenta disponibilidad de recurso diario, sin embargo, no todos los días existe el recurso eólico suficiente para poder mover las palas de un aerogenerador, o viceversa.

Como futura línea de trabajo, en caso de poder llevar a cabo el estudio de la instalación de Monforte III se deberá poner más detalle en el diseño eléctrico de la instalación (diagrama unifilar), así como en el diseño civil de las infraestructuras necesarias para llevar a cabo la correcta instalación acorde con la normativa mencionada anteriormente. En caso de ser necesario, se estudiará la posibilidad de incorporar a la planta solar fotovoltaica un sistema de baterías capaces de almacenar el excedente de producción de la planta solar hija.

## ANEXOS

### Cálculo paneles solares fotovoltaicos y de estructura

Datos eléctricos (en condiciones estándar STC)	
Potencia máxima, Wp	520
Tolerancia de potencia nominal (%)	3
Tensión en el punto P <sub>máx</sub> -VMPP (V)	41,8
Corriente en el punto P <sub>máx</sub> -IMPP (A)	12,44
Tensión en circuito abierto-VOC (V)	49,34
Corriente de cortocircuito-ISC (A)	13,16
Eficiencia del módulo (%)	21,01
Dimensiones (mm)	2206×1122×35
Peso (kg)	28,2
Potencia necesaria MWp	36,14
Potencia necesaria Wp	36140000
NºMódulos	69500
Precio por módulo	136,08
Coste por instalación /modulo (€/mod)	2,19
Coste módulos	9.457.560,00 €
Coste por instalación total	298,02 €
<b>CCOSTE TOTAL</b>	<b>9.457.858,02 €</b>

DATOS DE LA ESTRUCTURA		
Nº módulos por estructura	81 / 54	
Ángulo rotación	± 60°	
Longitud de la fila (m)	96,85 / 65,3	
Paso entre filas (pitch) (m)	5,5	
Capacidad de la estructura (Nº módulos)	81	54
Nº de estructuras	760	148
Nº total de paneles en funcion de la estructura	69552	
NºMódulos necesarios	69500	
Precio por estructura (individual)	2413,476	1608,98
Coste por instalación	595,00 €	595,00 €
<b>PRECIO TOTAL</b>	<b>2.612.630,80 €</b>	

### Cálculos String Box

Número máximo de módulos por string	
U <sub>max</sub>	1500
U <sub>ca</sub>	50,28
N	29,83293556
Número mínimo de módulos por string	
U <sub>mp</sub>	936
U <sub>ca</sub>	34,71
N	26,96629213

$$N = \frac{U_{max,inv}}{U_{ca}(-3.1^{\circ}C; 523.3 W/m^2)} = \frac{1500V}{U_{ca}(-3.1^{\circ}C; 523.3 W/m^2)_{max}}$$

$$N = \frac{U_{mp,inv}}{U_{mp}(34.1^{\circ}C; 47.356 W/m^2)} = \frac{936 V}{U_{mp}(34.1^{\circ}C; 47.356 W/m^2)_{min}}$$

### Cálculos Estructura

CÁLCULO DEL NÚMERO DE ESTRUCTURAS		
Capacidad de la estructura (Nº módulos)	81	54
Nº de estructuras	760	148
Total de estructuras	908	
Nº total de paneles en funcion de la estructura	69552	
NºMódulos necesarios	69500	
		<b>BUENA ELECCIÓN</b>

**Cálculo cableado**

CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	INVERSOR	CAJA DE STRING	TRAMO DE CABLE	Nº DE STRINGS	TIPO DE INSTALACIÓN			MEDICIONES			
					Tipo de conductor	INSTALACIÓN	Método de instalación (UNE HD 60364-5-52)	Longitud (m)	Longitud Z (m)	+ (%) Desviaciones	Longitud total (m)
CT01	INV1	SB01	INV1-SB01-S01	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	81,00	2	1,25	84,245
			INV1-SB01-S02								
			INV1-SB01-S03								
			INV1-SB01-S04	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	75,00	2	1,16	78,155
			INV1-SB01-S05								
			INV1-SB01-S06								
			INV1-SB01-S07	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	70,00	2	1,08	73,08
			INV1-SB01-S08								
			INV1-SB01-S09								
			INV1-SB01-S10	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	70,00	2	1,08	73,08
			INV1-SB01-S11								
			INV1-SB01-S12								
			INV1-SB01-S13	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	75,00	2	1,16	78,155
			INV1-SB01-S14								
			INV1-SB01-S15								
			INV1-SB01-S16	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	81,00	2	1,25	84,245
			INV1-SB01-S17								
			INV1-SB01-S18								
<b>INV1-SB01</b>	<b>18</b>	<b>Al</b>	<b>Directamente Enterrado</b>	<b>D2</b>	<b>252,00</b>	<b>10</b>	<b>3,93</b>	<b>265,93</b>			

														CÁLCULO POR CAÍDA DE TENSIÓN			1,50%
CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	INVERSOR	CAJA DE STRING	TRAMO DE CABLE	Nº DE STRINGS	Umpp (V)	Impp (A)	Sección Cable (mm <sup>2</sup> )	Nº de cond./polo	Tª de servicio del cable (°C)	Resistividad del cable a Tª de servicio (mm <sup>2</sup> /m)	Resistencia cable a Tª servicio (ohm/km)	Caída de tensión del tramo (V)	Caída de tensión del tramo (%)	Caída de tensión acumulada (%)	COMPROBACIÓN CRITERIO CDT MAX. < 1,5%		
CT01	INV1	SB01	INV1-SB01-S01	1	1129	12,44	6	1	32,26	0,0189	0,2649	6,59	0,58%	1,44%	CUMPLE		
			INV1-SB01-S02														
			INV1-SB01-S03														
			INV1-SB01-S04	1	1129	12,44	6	1	34,88	0,0191	0,2481	6,17	0,55%				
			INV1-SB01-S05														
			INV1-SB01-S06														
			INV1-SB01-S07	1	1129	12,44	6	1	41,11	0,0195	0,2374	5,91	0,52%				
			INV1-SB01-S08														
			INV1-SB01-S09														
			INV1-SB01-S10	1	1129	12,44	6	1	42,57	0,0196	0,2386	5,94	0,53%				
			INV1-SB01-S11														
			INV1-SB01-S12														
			INV1-SB01-S13	1	1129	12,44	6	1	37,67	0,0192	0,2507	6,24	0,55%				
			INV1-SB01-S14														
			INV1-SB01-S15														
			INV1-SB01-S16	1	1129	12,44	6	1	33,42	0,0189	0,2660	6,62	0,59%				
			INV1-SB01-S17														
			INV1-SB01-S18														
<b>INV1-SB01</b>	<b>18</b>	<b>1129</b>	<b>223,92</b>	<b>400</b>	<b>1</b>	<b>48,83</b>	<b>0,0324</b>	<b>0,021</b>	<b>9,637</b>	<b>0,85%</b>							

**CÁLCULO POR INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE**

CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	INVERSOR	CAJA DE STRING	TRAMO DE CABLE	Nº DE STRINGS	Intensidad de diseño $I_{sc} * 1,25 * N_p$	Sección Cable (mm <sup>2</sup> )	Iz: Intensidad admisible (A)	Temperatura ambiente o terreno (°C)	Ft: Factor de corrección por T <sup>a</sup>	Resistividad del terreno (K.m/W)	Fr: Factor de corrección por resistividad del terreno	Nº de circuitos	Distancia entre cables (m)	Fag: Factor de corrección por acrubamiento	Profundidad de instalación (m)	Fp: Factor de corrección por Profundidad	Imax. adm corregida (A)	Comprobación Criterio ( $I_{sc} * 1,25 * N_p < I_{max.adm}$ )
CT01	INV1	SB01	INV1-SB01-S01	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	3	Nula	0,70	1,5	0,95	37,22	CUMPLE
			INV1-SB01-S02															
			INV1-SB01-S03															
			INV1-SB01-S04	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	6	Nula	0,60	1,5	0,95	31,90	CUMPLE
			INV1-SB01-S05															
			INV1-SB01-S06															
			INV1-SB01-S07	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	9	Nula	0,47	1,5	0,95	24,99	CUMPLE
			INV1-SB01-S08															
			INV1-SB01-S09															
			INV1-SB01-S10	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	10	Nula	0,45	1,5	0,95	23,93	CUMPLE
			INV1-SB01-S11															
			INV1-SB01-S12															
			INV1-SB01-S13	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	7	Nula	0,53	1,5	0,95	28,18	CUMPLE
			INV1-SB01-S14															
			INV1-SB01-S15															
			INV1-SB01-S16	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	4	Nula	0,65	1,5	0,95	34,56	CUMPLE
			INV1-SB01-S17															
			INV1-SB01-S18															
<b>INV1-SB01</b>	<b>18</b>	<b>296,1</b>	<b>400</b>	<b>434</b>	<b>25</b>	<b>0,96</b>	<b>1,5</b>	<b>1,28</b>	<b>10</b>	<b>0,5m</b>	<b>0,73</b>	<b>1,25</b>	<b>0,95</b>	<b>369,84</b>	<b>CUMPLE</b>			

			CALCULO FUSIBLE CABLES					TIERRAS
CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	INVERSOR	CAJA DE STRING	TRAMO DE CABLE	Fusible minimo (A) = Isc*1,25*Np / derrateo fusible (0,9)	Isc*2,4*Np	Fusible propuesto In	Comprobación Criterio Fusible mínimo <= In <= Isc*2,4*Np	Sección Cable (mm2)
CT01	INV1	SB01	INV1-SB01-S01	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB01-S02					
			INV1-SB01-S03					
			INV1-SB01-S04	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB01-S05					
			INV1-SB01-S06					
			INV1-SB01-S07	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB01-S08					
			INV1-SB01-S09					
			INV1-SB01-S10	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB01-S11					
			INV1-SB01-S12					
			INV1-SB01-S13	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB01-S14					
			INV1-SB01-S15					
			INV1-SB01-S16	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB01-S17					
			INV1-SB01-S18					
			<b>INV1-SB01</b>	<b>329</b>	<b>568,512</b>	<b>355</b>	<b>VERDADERO</b>	<b>200</b>



CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	INVERSOR	CAJA DE STRING	TRAMO DE CABLE	Nº DE STRINGS	TIPO DE INSTALACIÓN			MEDICIONES			
					Tipo de conductor	INSTALACIÓN	Método de instalación (UNE HD 60364-5-52)	Longitud (m)	Longitud Z (m)	+	Longitud total (m)
										(%) Desviaciones	
									1,50%		
CT01	INV1	SB02	INV1-SB02-S01	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	81,00	2	1,25	84,245
			INV1-SB02-S02								
			INV1-SB02-S03								
			INV1-SB02-S04	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	75,00	2	1,16	78,155
			INV1-SB02-S05								
			INV1-SB02-S06								
			INV1-SB02-S07	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	70,00	2	1,08	73,08
			INV1-SB02-S08								
			INV1-SB02-S09								
			INV1-SB02-S10	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	70,00	2	1,08	73,08
			INV1-SB02-S11								
			INV1-SB02-S12								
			INV1-SB02-S13	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	75,00	2	1,16	78,155
			INV1-SB02-S14								
			INV1-SB02-S15								
			INV1-SB02-S16	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	81,00	2	1,25	84,245
			INV1-SB02-S17								
			INV1-SB02-S18								
			<b>INV1-SB02</b>	<b>18</b>	<b>Al</b>	<b>Directamente Enterrado</b>	<b>D2</b>	<b>219,00</b>	<b>10</b>	<b>3,44</b>	<b>232,44</b>

CÁLCULO POR CAÍDA DE TENSIÓN															1,50%
CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	INVERSOR	CAJA DE STRING	TRAMO DE CABLE	Nº DE STRINGS	Umpp (V)	Impp (A)	Sección Cable (mm <sup>2</sup> )	Nº de cond./polo	Tª de servicio del cable (°C)	Resistividad del cable a Tª de servicio (mm <sup>2</sup> /m)	Resistencia cable a Tª servicio (ohm/km)	Caída de tensión del tramo	Caída de tensión del tramo (%)	Caída de tensión acumulada (%)	COMPROBACIÓN CRITERIO CDT MAX. < 1,5%
<b>CT01</b>	<b>INV1</b>	<b>SB02</b>	INV1-SB02-S01	1	1129	12,44	6	1	33,42	0,0189	0,2660	6,62	0,59%	<b>1,34%</b>	<b>CUMPLE</b>
			INV1-SB02-S02												
			INV1-SB02-S03												
			INV1-SB02-S04	1	1129	12,44	6	1	37,67	0,0192	0,2507	6,24	0,55%		
			INV1-SB02-S05												
			INV1-SB02-S06												
			INV1-SB02-S07	1	1129	12,44	6	1	42,57	0,0196	0,2386	5,94	0,53%		
			INV1-SB02-S08												
			INV1-SB02-S09												
			INV1-SB02-S10	1	1129	12,44	6	1	44,24	0,0197	0,2401	5,97	0,53%		
			INV1-SB02-S11												
			INV1-SB02-S12												
			INV1-SB02-S13	1	1129	12,44	6	1	39,23	0,0194	0,2521	6,27	0,56%		
			INV1-SB02-S14												
			INV1-SB02-S15												
			INV1-SB02-S16	1	1129	12,44	6	1	34,88	0,0191	0,2675	6,65	0,59%		
			INV1-SB02-S17												
INV1-SB02-S18															
<b>INV1-SB02</b>	<b>18</b>	1129	223,92	<b>400</b>	1	50,19	0,0325	0,0189	8,464	0,75%					

CÁLCULO POR INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE																		
CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	INVERSOR	CAJA DE STRING	TRAMO DE CABLE	Nº DE STRINGS	Intensidad de diseño $I_{sc} * 1,25 * N_p$	Sección Cable (mm <sup>2</sup> )	Iz: Intensidad admisible (A)	Temperatura ambiente o terreno (°C)	Ft: Factor de corrección por T <sup>a</sup>	Resistividad del terreno (K.m/W)	Fr: Factor de corrección por resistividad del terreno	Nº de circuitos agrupados	Distancia entre cables (m)	Fag: Factor de corrección por agrupamiento	Profundidad de instalación (m)	Fp: Factor de corrección por Profundidad	I <sub>max</sub> . adm corregida (A)	Comprobación Criterio ( $I_{sc} * 1,25 * N_p < I_{max.adm}$ corregida)
CT01	INV1	SB02	INV1-SB02-S01	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	4	Nula	0,65	1,5	0,95	34,56	CUMPLE
			INV1-SB02-S02															
			INV1-SB02-S03															
			INV1-SB02-S04	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	7	Nula	0,53	1,5	0,95	28,18	CUMPLE
			INV1-SB02-S05															
			INV1-SB02-S06															
			INV1-SB02-S07	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	10	Nula	0,45	1,5	0,95	23,93	CUMPLE
			INV1-SB02-S08															
			INV1-SB02-S09															
			INV1-SB02-S10	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	11	Nula	0,43	1,5	0,95	22,86	CUMPLE
			INV1-SB02-S11															
			INV1-SB02-S12															
			INV1-SB02-S13	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	8	Nula	0,50	1,5	0,95	26,58	CUMPLE
			INV1-SB02-S14															
			INV1-SB02-S15															
			INV1-SB02-S16	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	5	Nula	0,60	1,5	0,95	31,90	CUMPLE
			INV1-SB02-S17															
			INV1-SB02-S18															
<b>INV1-SB02</b>	<b>18</b>	<b>296,1</b>	<b>400</b>	<b>434</b>	<b>25</b>	<b>0,96</b>	<b>1,5</b>	<b>1,28</b>	<b>12</b>	<b>0,5m</b>	<b>0,71</b>	<b>1,25</b>	<b>0,95</b>	<b>359,71</b>	<b>CUMPLE</b>			

					CALCULO FUSIBLE CABLES				TIERRAS
CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	INVERSOR	CAJA DE STRING	TRAMO DE CABLE	Nº DE STRINGS	Fusible mínimo (A) = Intensidad de diseño $I_{sc} \cdot 1,25 \cdot N_p$ / derrateo fusible (0,9)	$I_{sc} \cdot 2,4 \cdot N_p$	Fusible propuesto $I_n$	Comprobación Criterio Fusible mínimo $\leq I_n \leq I_{sc} \cdot 2,4 \cdot N_p$	Sección Cable (mm <sup>2</sup> )
CT01	INV1	SB02	INV1-SB02-S01	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB02-S02						
			INV1-SB02-S03						
			INV1-SB02-S04	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB02-S05						
			INV1-SB02-S06						
			INV1-SB02-S07	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB02-S08						
			INV1-SB02-S09						
			INV1-SB02-S10	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB02-S11						
			INV1-SB02-S12						
			INV1-SB02-S13	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB02-S14						
			INV1-SB02-S15						
			INV1-SB02-S16	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB02-S17						
			INV1-SB02-S18						
<b>INV1-SB02</b>	<b>18</b>	<b>329</b>	<b>568,512</b>	<b>355</b>	<b>VERDADERO</b>	<b>200</b>			

CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	INVERSOR	CAJA DE STRING	TRAMO DE CABLE	Nº DE STRINGS	TIPO DE INSTALACIÓN			MEDICIONES			
					Tipo de conductor	INSTALACIÓN	Método de instalación (UNE HD 60364-5-52)	Longitud (m)	Longitud Z (m)	+ (%) Desviaciones 1,50%	Longitud total (m)
CT01	INV1	SB03	INV1-SB03-S01	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	81,00	2	1,25	84,245
			INV1-SB03-S02								
			INV1-SB03-S03								
			INV1-SB03-S04	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	75,00	2	1,16	78,155
			INV1-SB03-S05								
			INV1-SB03-S06								
			INV1-SB03-S07	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	70,00	2	1,08	73,08
			INV1-SB03-S08								
			INV1-SB03-S09								
			INV1-SB03-S10	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	70,00	2	1,08	73,08
			INV1-SB03-S11								
			INV1-SB03-S12								
			INV1-SB03-S13	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	75,00	2	1,16	78,155
			INV1-SB03-S14								
			INV1-SB03-S15								
			INV1-SB03-S16	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	81,00	2	1,25	84,245
			INV1-SB03-S17								
			INV1-SB03-S18								
<b>INV1-SB03</b>	<b>18</b>	<b>Al</b>	<b>Directamente Enterrado</b>	<b>D2</b>	<b>186,00</b>	<b>10</b>	<b>2,94</b>	<b>198,94</b>			

CÁLCULO POR CAÍDA DE TENSIÓN															1,50%
CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	INVERSOR	CAJA DE STRING	TRAMO DE CABLE	Nº DE STRINGS	Umpp (V)	Impp (A)	Sección Cable (mm <sup>2</sup> )	Nº de cond./polo	Tª de servicio del cable (°C)	Resistividad del cable a Tª de servicio (mm <sup>2</sup> /m)	Resistencia cable a Tª de servicio (ohm/km)	Caída de tensión del tramo (V)	Caída de tensión del tramo (%)	Caída de tensión acumulada (%)	COMPROBACIÓN CRITERIO CDT MAX. < 1,5%
<b>CT01</b>	<b>INV1</b>	<b>SB03</b>	INV1-SB03-S01	1	1129	12,44	6	1	34,88	0,0191	0,2675	6,65	0,59%	<b>1,24%</b>	<b>CUMPLE</b>
			INV1-SB03-S02												
			INV1-SB03-S03												
			INV1-SB03-S04	1	1129	12,44	6	1	39,23	0,0194	0,2521	6,27	0,56%		
			INV1-SB03-S05												
			INV1-SB03-S06												
			INV1-SB03-S07	1	1129	12,44	6	1	44,24	0,0197	0,2401	5,97	0,53%		
			INV1-SB03-S08												
			INV1-SB03-S09												
			INV1-SB03-S10	1	1129	12,44	6	1	46,17	0,0198	0,2417	6,01	0,53%		
			INV1-SB03-S11												
			INV1-SB03-S12												
			INV1-SB03-S13	1	1129	12,44	6	1	41,11	0,0195	0,2539	6,32	0,56%		
			INV1-SB03-S14												
			INV1-SB03-S15												
			INV1-SB03-S16	1	1129	12,44	6	1	37,67	0,0192	0,2702	6,72	0,60%		
			INV1-SB03-S17												
			INV1-SB03-S18												
<b>INV1-SB03</b>	<b>18</b>	1129	223,92	<b>400</b>	1	50,19	0,0325	0,0161778	7,2450818	0,64%					

**CÁLCULO POR INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE**

CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	INVERSOR	CAJA DE STRING	TRAMO DE CABLE	Nº DE STRINGS	Intensidad de diseño $I_{sc} * 1,25 * N_p$	Sección Cable (mm <sup>2</sup> )	Iz: Intensidad admisible (A)	Temperatura ambiente o terreno (°C)	Ft: Factor de corrección por Tª	Resistividad del terreno (K.m/W)	Fr: Factor de corrección por resistividad del	Nº de circuitos agrupados	Distancia entre cables (m)	Fag: Factor de corrección por agrupamiento	Profundidad de instalación (m)	Fp: Factor de corrección por Profundidad	Imax. adm corregida (A)	Comprobación Criterio $(I_{sc} * 1,25 * N_p < I_{max.adm} \text{ corregida})$
CT01	INV1	SB03	INV1-SB03-S01	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	5	Nula	0,60	1,5	0,95	31,90	CUMPLE
			INV1-SB03-S02															
			INV1-SB03-S03															
			INV1-SB03-S04	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	8	Nula	0,50	1,5	0,95	26,58	CUMPLE
			INV1-SB03-S05															
			INV1-SB03-S06															
			INV1-SB03-S07	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	11	Nula	0,43	1,5	0,95	22,86	CUMPLE
			INV1-SB03-S08															
			INV1-SB03-S09															
			INV1-SB03-S10	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	12	Nula	0,41	1,5	0,95	21,80	CUMPLE
			INV1-SB03-S11															
			INV1-SB03-S12															
			INV1-SB03-S13	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	9	Nula	0,47	1,5	0,95	24,99	CUMPLE
			INV1-SB03-S14															
			INV1-SB03-S15															
			INV1-SB03-S16	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	7	Nula	0,53	1,5	0,95	28,18	CUMPLE
			INV1-SB03-S17															
			INV1-SB03-S18															
<b>INV1-SB03</b>	<b>18</b>	<b>296,1</b>	<b>400</b>	<b>434</b>	<b>25</b>	<b>0,96</b>	<b>1,5</b>	<b>1,28</b>	<b>12</b>	<b>0,5m</b>	<b>0,71</b>	<b>1,25</b>	<b>0,95</b>	<b>359,71</b>	<b>CUMPLE</b>			

					CALCULO FUSIBLE CABLES				TIERRAS
CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	INVERSOR	CAJA DE STRING	TRAMO DE CABLE	Nº DE STRINGS	Fusible minimo (A) = Intensidad de diseño $I_{sc} * 1,25 * N_p$ / derrateo fusible (0,9)	$I_{sc} * 2,4 * N_p$	Fusible propuesto $I_n$	Comprobación Criterio Fusible mínimo $\leq I_n \leq I_{sc} * 2,4 * N_p$	Sección Cable (mm2)
CT01	INV1	SB03	INV1-SB03-S01	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB03-S02						
			INV1-SB03-S03						
			INV1-SB03-S04	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB03-S05						
			INV1-SB03-S06						
			INV1-SB03-S07	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB03-S08						
			INV1-SB03-S09						
			INV1-SB03-S10	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB03-S11						
			INV1-SB03-S12						
			INV1-SB03-S13	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB03-S14						
			INV1-SB03-S15						
			INV1-SB03-S16	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB03-S17						
			INV1-SB03-S18						
<b>INV1-SB03</b>	<b>18</b>	<b>329</b>	<b>568,512</b>	<b>355</b>	<b>VERDADERO</b>	<b>200</b>			



CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	INVERSOR	CAJA DE STRING	TRAMO DE CABLE	Nº DE STRINGS	TIPO DE INSTALACIÓN			MEDICIONES			
					Tipo de conductor	INSTALACIÓN	Método de instalación (UNE HD 60364-5-52)	Longitud (m)	Longitud Z (m)	+ (%) Desviaciones 1,50%	Longitud total (m)
CT01	INV1	SB04	INV1-SB04-S01	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	81,00	2	1,25	84,245
			INV1-SB04-S02								
			INV1-SB04-S03								
			INV1-SB04-S04	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	75,00	2	1,16	78,155
			INV1-SB04-S05								
			INV1-SB04-S06								
			INV1-SB04-S07	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	70,00	2	1,08	73,08
			INV1-SB04-S08								
			INV1-SB04-S09								
			INV1-SB04-S10	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	70,00	2	1,08	73,08
			INV1-SB04-S11								
			INV1-SB04-S12								
			INV1-SB04-S13	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	75,00	2	1,16	78,155
			INV1-SB04-S14								
			INV1-SB04-S15								
			INV1-SB04-S16	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	81,00	2	1,25	84,245
			INV1-SB04-S17								
			INV1-SB04-S18								
<b>INV1-SB04</b>	<b>18</b>	<b>Al</b>	<b>Directamente Enterrado</b>	<b>D2</b>	<b>153,00</b>	<b>10</b>	<b>2,45</b>	<b>165,45</b>			

CÁLCULO POR CAÍDA DE TENSIÓN															1,50%
CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	INVERSOR	CAJA DE STRING	TRAMO DE CABLE	Nº DE STRINGS	Umpp (V)	Impp (A)	Sección Cable (mm2)	Nº de cond./polo	Tª de servicio del cable (°C)	Resistividad del cable a Tª de servicio (mm2/m)	Resistencia cable a Tª servicio (ohm/km)	Caída de tensión del tramo (V)	Caída de tensión del tramo (%)	Caída de tensión acumulada (%)	COMPROBACIÓN CRITERIO CDT MAX. < 1,5%
<b>CT01</b>	<b>INV1</b>	<b>SB04</b>	INV1-SB04-S01	1	1129	12,44	6	1	34,88	0,0191	0,2675	6,65	0,59%	<b>1,13%</b>	<b>CUMPLE</b>
			INV1-SB04-S02												
			INV1-SB04-S03												
			INV1-SB04-S04	1	1129	12,44	6	1	37,67	0,0192	0,2507	6,24	0,55%		
			INV1-SB04-S05												
			INV1-SB04-S06												
			INV1-SB04-S07	1	1129	12,44	6	1	42,57	0,0196	0,2386	5,94	0,53%		
			INV1-SB04-S08												
			INV1-SB04-S09												
			INV1-SB04-S10	1	1129	12,44	6	1	42,57	0,0196	0,2386	5,94	0,53%		
			INV1-SB04-S11												
			INV1-SB04-S12												
			INV1-SB04-S13	1	1129	12,44	6	1	42,57	0,0196	0,2552	6,35	0,56%		
			INV1-SB04-S14												
			INV1-SB04-S15												
			INV1-SB04-S16	1	1129	12,44	6	1	41,11	0,0195	0,2736	6,81	0,60%		
			INV1-SB04-S17												
			INV1-SB04-S18												
<b>INV1-SB04</b>	<b>18</b>	1129	223,92	<b>400</b>	1	48,83	0,0324	0,0133882	5,9957779	0,53%					

**CÁLCULO POR INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE**

CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	INVERSOR	CAJA DE STRING	TRAMO DE CABLE	Nº DE STRINGS	Intensidad de diseño $I_{sc} * 1,25 * N_p$	Sección Cable (mm <sup>2</sup> )	Iz: Intensidad admisible (A)	Temperatura ambiente o terreno (°C)	Ft: Factor de corrección por T <sup>a</sup>	Resistividad del terreno (K.m/W)	Fr: Factor de corrección por resistividad del terreno	Nº de circuitos agrupados	Distancia entre cables (m)	Fag: Factor de corrección por agrupamiento	Profundidad de instalación (m)	Fp: Factor de corrección por Profundidad	I <sub>max</sub> . adm corregida (A)	Comprobación Criterio ( $I_{sc} * 1,25 * N_p < I_{max.adm}$ corregida)
CT01	INV1	SB04	INV1-SB04-S01	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	5	Nula	0,60	1,5	0,95	31,90	CUMPLE
			INV1-SB04-S02															
			INV1-SB04-S03															
			INV1-SB04-S04	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	7	Nula	0,53	1,5	0,95	28,18	CUMPLE
			INV1-SB04-S05															
			INV1-SB04-S06															
			INV1-SB04-S07	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	10	Nula	0,45	1,5	0,95	23,93	CUMPLE
			INV1-SB04-S08															
			INV1-SB04-S09															
			INV1-SB04-S10	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	10	Nula	0,45	1,5	0,95	23,93	CUMPLE
			INV1-SB04-S11															
			INV1-SB04-S12															
			INV1-SB04-S13	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	10	Nula	0,45	1,5	0,95	23,93	CUMPLE
			INV1-SB04-S14															
			INV1-SB04-S15															
			INV1-SB04-S16	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	9	Nula	0,47	1,5	0,95	24,99	CUMPLE
			INV1-SB04-S17															
			INV1-SB04-S18															
<b>INV1-SB04</b>	<b>18</b>	<b>296,1</b>	<b>400</b>	<b>434</b>	<b>25</b>	<b>0,96</b>	<b>1,5</b>	<b>1,28</b>	<b>10</b>	<b>0,5m</b>	<b>0,73</b>	<b>1,25</b>	<b>0,95</b>	<b>369,84</b>	<b>CUMPLE</b>			

					CALCULO FUSIBLE CABLES				TIERRAS
CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	INVERSOR	CAJA DE STRING	TRAMO DE CABLE	Nº DE STRINGS	Fusible mínimo (A) = Intensidad de diseño $I_{sc} * 1,25 * N_p$ / derrateo fusible (0,9)	$I_{sc} * 2,4 * N_p$	Fusible propuesto $I_n$	Comprobación Criterio Fusible mínimo $\leq I_n \leq I_{sc} * 2,4 * N_p$	Sección Cable (mm <sup>2</sup> )
CT01	INV1	SB04	INV1-SB04-S01	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB04-S02						
			INV1-SB04-S03						
			INV1-SB04-S04	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB04-S05						
			INV1-SB04-S06						
			INV1-SB04-S07	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB04-S08						
			INV1-SB04-S09						
			INV1-SB04-S10	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB04-S11						
			INV1-SB04-S12						
			INV1-SB04-S13	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB04-S14						
			INV1-SB04-S15						
			INV1-SB04-S16	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB04-S17						
			INV1-SB04-S18						
<b>INV1-SB04</b>	<b>18</b>	<b>329</b>	<b>568,512</b>	<b>355</b>	<b>VERDADERO</b>	<b>200</b>			

CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	INVERSOR	CAJA DE STRING	TRAMO DE CABLE	Nº DE STRINGS	TIPO DE INSTALACIÓN			MEDICIONES			
					Tipo de conductor	INSTALACIÓN	Método de instalación (UNE HD 60364-5-52)	Longitud (m)	Longitud Z (m)	+ (%) Desviaciones	Longitud total (m)
										1,50%	
CT01	INV1	SB05	INV1-SB05-S01	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	81,00	2	1,25	84,245
			INV1-SB05-S02								
			INV1-SB05-S03								
			INV1-SB05-S04	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	75,00	2	1,16	78,155
			INV1-SB05-S05								
			INV1-SB05-S06								
			INV1-SB05-S07	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	70,00	2	1,08	73,08
			INV1-SB05-S08								
			INV1-SB05-S09								
			INV1-SB05-S10	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	70,00	2	1,08	73,08
			INV1-SB05-S11								
			INV1-SB05-S12								
			INV1-SB05-S13	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	75,00	2	1,16	78,155
			INV1-SB05-S14								
			INV1-SB05-S15								
			INV1-SB05-S16	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	81,00	2	1,25	84,245
			INV1-SB05-S17								
			INV1-SB05-S18								
<b>INV1-SB05</b>	<b>18</b>	<b>Al</b>	<b>Directamente Enterrado</b>	<b>D2</b>	<b>120,00</b>	<b>10</b>	<b>1,95</b>	<b>131,95</b>			

CÁLCULO POR CAÍDA DE TENSIÓN															1,50%
CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	INVERSOR	CAJA DE STRING	TRAMO DE CABLE	Nº DE STRINGS	Umpp (V)	Imp (A)	Sección Cable (mm <sup>2</sup> )	Nº de cond./polo	Tª de servicio del cable (°C)	Resistividad del cable a Tª de servicio (mm <sup>2</sup> /m)	Resistencia cable a Tª servicio (ohm/km)	Caída de tensión del tramo (V)	Caída de tensión del tramo (%)	Caída de tensión acumulada (%)	COMPROBACIÓN CRITERIO CDT MAX. < 1,5%
<b>CT01</b>	<b>INV1</b>	<b>SB05</b>	INV1-SB05-S01	1	1129	12,44	6	1	41,11	0,0195	0,2736	6,81	0,60%	<b>1,03%</b>	<b>CUMPLE</b>
			INV1-SB05-S02												
			INV1-SB05-S03												
			INV1-SB05-S04	1	1129	12,44	6	1	41,11	0,0195	0,2539	6,32	0,56%		
			INV1-SB05-S05												
			INV1-SB05-S06												
			INV1-SB05-S07	1	1129	12,44	6	1	42,57	0,0196	0,2386	5,94	0,53%		
			INV1-SB05-S08												
			INV1-SB05-S09												
			INV1-SB05-S10	1	1129	12,44	6	1	42,57	0,0196	0,2386	5,94	0,53%		
			INV1-SB05-S11												
			INV1-SB05-S12												
			INV1-SB05-S13	1	1129	12,44	6	1	39,23	0,0194	0,2521	6,27	0,56%		
			INV1-SB05-S14												
			INV1-SB05-S15												
			INV1-SB05-S16	1	1129	12,44	6	1	37,67	0,0192	0,2702	6,72	0,60%		
			INV1-SB05-S17												
			INV1-SB05-S18												
<b>INV1-SB05</b>	<b>18</b>	1129	223,92	<b>400</b>	1	48,83	0,0324	0,0106777	4,7819088	0,42%					

CÁLCULO POR INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE																		
CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	INVERSOR	CAJA DE STRING	TRAMO DE CABLE	Nº DE STRINGS	Intensidad de diseño $I_{sc} * 1,25 * N_p$	Sección Cable (mm <sup>2</sup> )	Iz: Intensidad admisible (A)	Temperatura ambiente o terreno (°C)	Ft: Factor de corrección por T <sup>a</sup>	Resistividad del terreno (K.m/W)	Fr: Factor de corrección por resistividad del terreno	Nº de circuitos agrupados	Distancia entre cables (m)	Fag: Factor de corrección por agrupamiento	Profundidad de instalación (m)	Fp: Factor de corrección por Profundidad	Imax. adm corregida (A)	Comprobación Criterio $(I_{sc} * 1,25 * N_p < I_{max.adm \text{ corregida}})$
CT01	INV1	SB05	INV1-SB05-S01	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	9	Nula	0,47	1,5	0,95	24,99	CUMPLE
			INV1-SB05-S02															
			INV1-SB05-S03															
			INV1-SB05-S04	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	9	Nula	0,47	1,5	0,95	24,99	CUMPLE
			INV1-SB05-S05															
			INV1-SB05-S06															
			INV1-SB05-S07	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	10	Nula	0,45	1,5	0,95	23,93	CUMPLE
			INV1-SB05-S08															
			INV1-SB05-S09															
			INV1-SB05-S10	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	10	Nula	0,45	1,5	0,95	23,93	CUMPLE
			INV1-SB05-S11															
			INV1-SB05-S12															
			INV1-SB05-S13	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	8	Nula	0,50	1,5	0,95	26,58	CUMPLE
			INV1-SB05-S14															
			INV1-SB05-S15															
			INV1-SB05-S16	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	7	Nula	0,53	1,5	0,95	28,18	CUMPLE
			INV1-SB05-S17															
			INV1-SB05-S18															
<b>INV1-SB05</b>	<b>18</b>	<b>296,1</b>	<b>400</b>	<b>434</b>	<b>25</b>	<b>0,96</b>	<b>1,5</b>	<b>1,28</b>	<b>10</b>	<b>0,5m</b>	<b>0,73</b>	<b>1,25</b>	<b>0,95</b>	<b>369,84</b>	<b>CUMPLE</b>			

					CALCULO FUSIBLE CABLES				TIERRAS
CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	INVERSOR	CAJA DE STRING	TRAMO DE CABLE	Nº DE STRINGS	Fusible mínimo (A) = Intensidad de diseño $I_{sc} * 1,25 * N_p$ / derrateo fusible (0,9)	$I_{sc} * 2,4 * N_p$	Fusible propuesto $I_n$	Comprobación Criterio Fusible mínimo $\leq I_n \leq I_{sc} * 2,4 * N_p$	Sección Cable (mm2)
CT01	INV1	SB05	INV1-SB05-S01	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB05-S02						
			INV1-SB05-S03						
			INV1-SB05-S04	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB05-S05						
			INV1-SB05-S06						
			INV1-SB05-S07	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB05-S08						
			INV1-SB05-S09						
			INV1-SB05-S10	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB05-S11						
			INV1-SB05-S12						
			INV1-SB05-S13	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB05-S14						
			INV1-SB05-S15						
			INV1-SB05-S16	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB05-S17						
			INV1-SB05-S18						
<b>INV1-SB05</b>	<b>18</b>	<b>329</b>	<b>568,512</b>	<b>355</b>	<b>VERDADERO</b>	<b>200</b>			



CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	INVERSOR	CAJA DE STRING	TRAMO DE CABLE	Nº DE STRINGS	TIPO DE INSTALACIÓN			MEDICIONES			
					Tipo de conductor	INSTALACIÓN	Método de instalación (UNE HD 60364-5-52)	Longitud (m)	Longitud Z (m)	+ (%) Desviaciones 1,50%	Longitud total (m)
CT01	INV1	SB06	INV1-SB06-S01	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	81,00	2	1,25	84,245
			INV1-SB06-S02								
			INV1-SB06-S03								
			INV1-SB06-S04	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	75,00	2	1,16	78,155
			INV1-SB06-S05								
			INV1-SB06-S06								
			INV1-SB06-S07	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	70,00	2	1,08	73,08
			INV1-SB06-S08								
			INV1-SB06-S09								
			INV1-SB06-S10	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	70,00	2	1,08	73,08
			INV1-SB06-S11								
			INV1-SB06-S12								
			INV1-SB06-S13	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	75,00	2	1,16	78,155
			INV1-SB06-S14								
			INV1-SB06-S15								
			INV1-SB06-S16	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	81,00	2	1,25	84,245
			INV1-SB06-S17								
			INV1-SB06-S18								
<b>INV1-SB06</b>	<b>18</b>	<b>Al</b>	<b>Directamente Enterrado</b>	<b>D2</b>	<b>87,00</b>	<b>10</b>	<b>1,46</b>	<b>98,46</b>			

														CÁLCULO POR CAÍDA DE TENSIÓN			1,50%
CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	INVERSOR	CAJA DE STRING	TRAMO DE CABLE	Nº DE STRINGS	U <sub>mpp</sub> (V)	I <sub>mpp</sub> (A)	Sección Cable (mm <sup>2</sup> )	Nº de polos	Tª de servicio del cable (°C)	Resistividad del cable a Tª de servicio (mm <sup>2</sup> /m)	Resistencia cable a Tª de servicio (ohm/km)	Caída de tensión del tramo (V)	Caída de tensión del tramo (%)	Caída de tensión acumulada (%)	COMPROBACIÓN CRITERIO CDT MAX. < 1,5%		
CT01	INV1	SB06	INV1-SB06-S01	1	1129	12,44	6	1	41,11	0,0195	0,2736	6,81	0,60%	0,92%	CUMPLE		
			INV1-SB06-S02														
			INV1-SB06-S03														
			INV1-SB06-S04	1	1129	12,44	6	1	48,39	0,0200	0,2606	6,48	0,57%				
			INV1-SB06-S05														
			INV1-SB06-S06														
			INV1-SB06-S07	1	1129	12,44	6	1	48,39	0,0200	0,2436	6,06	0,54%				
			INV1-SB06-S08														
			INV1-SB06-S09														
			INV1-SB06-S10	1	1129	12,44	6	1	48,39	0,0200	0,2436	6,06	0,54%				
			INV1-SB06-S11														
			INV1-SB06-S12														
			INV1-SB06-S13	1	1129	12,44	6	1	42,57	0,0196	0,2552	6,35	0,56%				
			INV1-SB06-S14														
			INV1-SB06-S15														
			INV1-SB06-S16	1	1129	12,44	6	1	37,67	0,0192	0,2702	6,72	0,60%				
			INV1-SB06-S17														
			INV1-SB06-S18														
<b>INV1-SB06</b>	<b>18</b>	<b>1129</b>	<b>223,92</b>	<b>400</b>	<b>1</b>	<b>52,46</b>	<b>0,0328</b>	<b>0,0080717</b>	<b>3,614</b>	<b>0,32%</b>							

CÁLCULO POR INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE																		
CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	INVERSOR	CAJA DE STRING	TRAMO DE CABLE	Nº DE STRINGS	Intensidad de diseño $I_{sc} * 1,25 * N_p$	Sección Cable (mm <sup>2</sup> )	Iz: Intensidad admisible (A)	Temperatura ambiente o terreno	Ft: Factor de corrección por T <sup>a</sup>	Resistividad del terreno (K.m/W)	Fr: Factor de corrección por	Nº de circuitos agrupados	Distancia entre cables (m)	Fag: Factor de corrección por	Profundidad de instalación (m)	Fp: Factor de corrección por Profundidad	Imax. adm corregida (A)	Comprobación Criterio $(I_{sc} * 1,25 * N_p < I_{max.adm.corregida})$
CT01	INV1	SB06	INV1-SB06-S01	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	9	Nula	0,47	1,5	0,95	24,99	CUMPLE
			INV1-SB06-S02															
			INV1-SB06-S03															
			INV1-SB06-S04	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	13	Nula	0,39	1,5	0,95	20,74	CUMPLE
			INV1-SB06-S05															
			INV1-SB06-S06															
			INV1-SB06-S07	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	13	Nula	0,39	1,5	0,95	20,74	CUMPLE
			INV1-SB06-S08															
			INV1-SB06-S09															
			INV1-SB06-S10	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	13	Nula	0,39	1,5	0,95	20,74	CUMPLE
			INV1-SB06-S11															
			INV1-SB06-S12															
			INV1-SB06-S13	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	10	Nula	0,45	1,5	0,95	23,93	CUMPLE
			INV1-SB06-S14															
			INV1-SB06-S15															
			INV1-SB06-S16	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	7	Nula	0,53	1,5	0,95	28,18	CUMPLE
			INV1-SB06-S17															
			INV1-SB06-S18															
<b>INV1-SB06</b>	<b>18</b>	<b>296,1</b>	<b>400</b>	<b>434</b>	<b>25</b>	<b>0,96</b>	<b>1,5</b>	<b>1,28</b>	<b>16</b>	<b>0,5m</b>	<b>0,68</b>	<b>1,25</b>	<b>0,95</b>	<b>344,51</b>	<b>CUMPLE</b>			

					CALCULO FUSIBLE CABLES				TIERRAS
CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	INVERSOR	CAJA DE STRING	TRAMO DE CABLE	Nº DE STRINGS	Fusible mínimo (A) = Intensidad de diseño $I_{sc} * 1,25 * N_p$ / derrateo fusible (0,9)	$I_{sc} * 2,4 * N_p$	Fusible propuesto $I_n$	Comprobación Criterio Fusible mínimo $\leq I_n \leq I_{sc} * 2,4 * N_p$	Sección Cable (mm <sup>2</sup> )
CT01	INV1	SB06	INV1-SB06-S01	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB06-S02						
			INV1-SB06-S03						
			INV1-SB06-S04	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB06-S05						
			INV1-SB06-S06						
			INV1-SB06-S07	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB06-S08						
			INV1-SB06-S09						
			INV1-SB06-S10	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB06-S11						
			INV1-SB06-S12						
			INV1-SB06-S13	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB06-S14						
			INV1-SB06-S15						
			INV1-SB06-S16	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB06-S17						
			INV1-SB06-S18						
<b>INV1-SB06</b>	<b>18</b>	329	568,512	<b>355</b>	FALSO	200			

CENTRO DE TRANSFORMACIÓN N	INVERSOR	CAJA DE STRING	TRAMO DE CABLE	Nº DE STRINGS	TIPO DE INSTALACIÓN			MEDICIONES			
					Tipo de conductor	INSTALACIÓN	Método de instalación (UNE HD 60364-5-52)	Longitud (m)	Longitud Z (m)	+	Longitud total (m)
										1,50%	
CT01	INV1	SB07	INV1-SB07-S01	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	81,00	2	1,25	84,245
			INV1-SB07-S02								
			INV1-SB07-S03								
			INV1-SB07-S04	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	75,00	2	1,16	78,155
			INV1-SB07-S05								
			INV1-SB07-S06								
			INV1-SB07-S07	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	70,00	2	1,08	73,08
			INV1-SB07-S08								
			INV1-SB07-S09								
			INV1-SB07-S10	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	70,00	2	1,08	73,08
			INV1-SB07-S11								
			INV1-SB07-S12								
			INV1-SB07-S13	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	75,00	2	1,16	78,155
			INV1-SB07-S14								
			INV1-SB07-S15								
			INV1-SB07-S16	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	81,00	2	1,25	84,245
			INV1-SB07-S17								
			INV1-SB07-S18								
<b>INV1-SB07</b>	<b>18</b>	<b>Al</b>	<b>Directamente Enterrado</b>	<b>D2</b>	<b>54,00</b>	<b>10</b>	<b>0,96</b>	<b>64,96</b>			

															CÁLCULO POR CAÍDA DE TENSIÓN							1,50%
CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	INVERSOR	CAJA DE STRING	TRAMO DE CABLE	Nº DE STRINGS	Umpp (V)	Impp (A)	Sección Cable (mm <sup>2</sup> )	Nº de cond./polo	Tª de servicio del cable (°C)	Resistividad del cable a Tª de servicio (mm <sup>2</sup> /m)	Resistencia cable a Tª servicio (ohm/km)	Caída de tensión del tramo (V)	Caída de tensión del tramo (%)	Caída de tensión acumulada (%)	COMPROBACIÓN CRITERIO CDT MAX. < 1,5%							
CT01	INV1	SB07	INV1-SB07-S01	1	1129	12,44	6	1	42,57	0,0196	0,2751	6,84	0,61%	0,82%	CUMPLE							
			INV1-SB07-S02																			
			INV1-SB07-S03																			
			INV1-SB07-S04	1	1129	12,44	6	1	42,57	0,0196	0,2552	6,35	0,56%									
			INV1-SB07-S05																			
			INV1-SB07-S06																			
			INV1-SB07-S07	1	1129	12,44	6	1	46,17	0,0198	0,2417	6,01	0,53%									
			INV1-SB07-S08																			
			INV1-SB07-S09																			
			INV1-SB07-S10	1	1129	12,44	6	1	44,24	0,0197	0,2401	5,97	0,53%									
			INV1-SB07-S11																			
			INV1-SB07-S12																			
			INV1-SB07-S13	1	1129	12,44	6	1	42,57	0,0196	0,2552	6,35	0,56%									
			INV1-SB07-S14																			
			INV1-SB07-S15																			
			INV1-SB07-S16	1	1129	12,44	6	1	39,23	0,0194	0,2718	6,76	0,60%									
			INV1-SB07-S17																			
			INV1-SB07-S18																			
<b>INV1-SB07</b>	<b>18</b>	1129	223,92	<b>400</b>	1	50,19	0,0325	0,0052826	2,365741	0,21%												

**CÁLCULO POR INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE**

CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	INVERSOR	CAJA DE STRING	TRAMO DE CABLE	Nº DE STRINGS	Intensidad de diseño $I_{sc} * 1,25 * N_p$	Sección Cable (mm <sup>2</sup> )	Iz: Intensidad admisible (A)	Temperatura ambiente o terreno	Ft: Factor de corrección por T <sup>a</sup>	Resistividad del terreno (K.m/W)	Fr: Factor de corrección por	Nº de circuitos agrupados	Distancia entre cables (m)	Fag: Factor de corrección por agrupamiento	Profundidad de instalación (m)	Fp: Factor de corrección por Profundidad	Imax. adm corregida (A)	Comprobación Criterio ( $I_{sc} * 1,25 * N_p < I_{max.adm} \text{ corregida}$ )
CT01	INV1	SB07	INV1-SB07-S01	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	10	Nula	0,45	1,5	0,95	23,93	CUMPLE
			INV1-SB07-S02															
			INV1-SB07-S03															
			INV1-SB07-S04	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	10	Nula	0,45	1,5	0,95	23,93	CUMPLE
			INV1-SB07-S05															
			INV1-SB07-S06															
			INV1-SB07-S07	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	12	Nula	0,41	1,5	0,95	21,80	CUMPLE
			INV1-SB07-S08															
			INV1-SB07-S09															
			INV1-SB07-S10	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	11	Nula	0,43	1,5	0,95	22,86	CUMPLE
			INV1-SB07-S11															
			INV1-SB07-S12															
			INV1-SB07-S13	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	10	Nula	0,45	1,5	0,95	23,93	CUMPLE
			INV1-SB07-S14															
			INV1-SB07-S15															
			INV1-SB07-S16	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	8	Nula	0,50	1,5	0,95	26,58	CUMPLE
			INV1-SB07-S17															
			INV1-SB07-S18															
<b>INV1-SB07</b>	<b>18</b>	<b>296,1</b>	<b>400</b>	<b>434</b>	<b>25</b>	<b>0,96</b>	<b>1,5</b>	<b>1,28</b>	<b>12</b>	<b>0,5m</b>	<b>0,71</b>	<b>1,25</b>	<b>0,95</b>	<b>359,71</b>	<b>CUMPLE</b>			

CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	INVERSOR	CAJA DE STRING	TRAMO DE CABLE	Nº DE STRINGS	CALCULO FUSIBLE CABLES				TIERRAS
					Fusible mínimo (A) = Intensidad de diseño $I_{sc} * 1,25 * N_p$ / derrateo fusible (0,9)	$I_{sc} * 2,4 * N_p$	Fusible propuesto $I_n$	Comprobación Criterio Fusible mínimo $\leq I_n \leq I_{sc} * 2,4 * N_p$	Sección Cable (mm <sup>2</sup> )
CT01	INV1	SB07	INV1-SB07-S01	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB07-S02						
			INV1-SB07-S03						
			INV1-SB07-S04	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB07-S05						
			INV1-SB07-S06						
			INV1-SB07-S07	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB07-S08						
			INV1-SB07-S09						
			INV1-SB07-S10	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB07-S11						
			INV1-SB07-S12						
			INV1-SB07-S13	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB07-S14						
			INV1-SB07-S15						
			INV1-SB07-S16	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB07-S17						
			INV1-SB07-S18						
<b>INV1-SB07</b>	<b>18</b>	<b>329</b>	<b>568,512</b>	<b>355</b>	<b>VERDADERO</b>	<b>200</b>			



CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	INVERSOR	CAJA DE STRING	TRAMO DE CABLE	Nº DE STRINGS	Tipo de conductor	TIPO DE INSTALACIÓN		MEDICIONES			
						INSTALACIÓN	Método de instalación (UNE HD 60364-5-52)	Longitud (m)	Longitud Z (m)	+ (%) Desviaciones	Longitud total (m)
										1,50%	
CT01	INV1	SB08	INV1-SB08-S01	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	81,00	2	1,25	84,245
			INV1-SB08-S02								
			INV1-SB08-S03								
			INV1-SB08-S04	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	75,00	2	1,16	78,155
			INV1-SB08-S05								
			INV1-SB08-S06								
			INV1-SB08-S07	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	70,00	2	1,08	73,08
			INV1-SB08-S08								
			INV1-SB08-S09								
			INV1-SB08-S10	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	70,00	2	1,08	73,08
			INV1-SB08-S11								
			INV1-SB08-S12								
			INV1-SB08-S13	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	86,00	2	1,32	89,32
			INV1-SB08-S14								
			INV1-SB08-S15								
			INV1-SB08-S16	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	92,00	2	1,41	95,41
			INV1-SB08-S17								
			INV1-SB08-S18								
<b>INV1-SB08</b>	<b>18</b>	<b>Al</b>	<b>Directamente Enterrado</b>	<b>D2</b>	<b>54,00</b>	<b>10</b>	<b>0,96</b>	<b>64,96</b>			

															CÁLCULO POR CAÍDA DE TENSIÓN			1,50%
CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	INVERSOR	CAJA DE STRING	TRAMO DE CABLE	Nº DE STRINGS	Umpp (V)	Impp (A)	Sección Cable (mm2)	Nº de cond./polo	Tª de servicio del cable (°C)	Resistividad del cable a Tª de servicio (mm2/m)	Resistencia cable a Tª servicio (ohm/km)	Caída de tensión del tramo (V)	Caída de tensión del tramo (%)	Caída de tensión acumulada (%)	COMPROBACIÓN CRITERIO CDT MAX. < 1,5%			
CT01	INV1	SB08	INV1-SB08-S01	1	1129	12,44	6	1	32,26	0,0189	0,2649	6,59	0,58%	0,86%	CUMPLE			
			INV1-SB08-S02															
			INV1-SB08-S03															
			INV1-SB08-S04	1	1129	12,44	6	1	33,42	0,0189	0,2468	6,14	0,54%					
			INV1-SB08-S05															
			INV1-SB08-S06															
			INV1-SB08-S07	1	1129	12,44	6	1	34,88	0,0191	0,2320	5,77	0,51%					
			INV1-SB08-S08															
			INV1-SB08-S09															
			INV1-SB08-S10	1	1129	12,44	6	1	34,88	0,0191	0,2320	5,77	0,51%					
			INV1-SB08-S11															
			INV1-SB08-S12															
			INV1-SB08-S13	1	1129	12,44	6	1	33,42	0,0189	0,2821	7,02	0,62%					
			INV1-SB08-S14															
			INV1-SB08-S15															
			INV1-SB08-S16	1	1129	12,44	6	1	30,56	0,0187	0,2981	7,42	0,66%					
			INV1-SB08-S17															
			INV1-SB08-S18															
<b>INV1-SB08</b>	<b>18</b>	1129	223,92	<b>400</b>	1	44,84	0,0319	0,005181	2,3202794	0,21%								

**CÁLCULO POR INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE**

CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	INVERSOR	CAJA DE STRING	TRAMO DE CABLE	Nº DE STRINGS	Intensidad de diseño $I_{sc} * 1,25 * N_p$	Sección Cable (mm2)	Iz: Intensidad admisible (A)	Temperatura ambiente o terreno (°C)	Ft: Factor de corrección por Tª	Resistividad del terreno (K.m/W)	Fr: Factor de corrección por resistividad del terreno	Nº de circuitos agrupados	Distancia entre cables (m)	Fag: Factor de corrección por agrupamiento	Profundidad de instalación (m)	Fp: Factor de corrección por Profundidad	Imax. adm corregida (A)	Comprobación Criterio ( $I_{sc} * 1,25 * N_p < I_{max.adm} corregida$ )
CT01	INV1	SB08	INV1-SB08-S01	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	3	Nula	0,70	1,5	0,95	37,22	CUMPLE
			INV1-SB08-S02															
			INV1-SB08-S03															
			INV1-SB08-S04	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	4	Nula	0,65	1,5	0,95	34,56	CUMPLE
			INV1-SB08-S05															
			INV1-SB08-S06															
			INV1-SB08-S07	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	6	Nula	0,60	1,5	0,95	31,90	CUMPLE
			INV1-SB08-S08															
			INV1-SB08-S09															
			INV1-SB08-S10	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	5	Nula	0,60	1,5	0,95	31,90	CUMPLE
			INV1-SB08-S11															
			INV1-SB08-S12															
			INV1-SB08-S13	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	4	Nula	0,65	1,5	0,95	34,56	CUMPLE
			INV1-SB08-S14															
			INV1-SB08-S15															
			INV1-SB08-S16	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	2	Nula	0,80	1,5	0,95	42,54	CUMPLE
			INV1-SB08-S17															
			INV1-SB08-S18															
<b>INV1-SB08</b>	<b>18</b>	<b>296,1</b>	<b>400</b>	<b>434</b>	<b>25</b>	<b>0,96</b>	<b>1,5</b>	<b>1,28</b>	<b>6</b>	<b>0,5m</b>	<b>0,8</b>	<b>1,25</b>	<b>0,95</b>	<b>405,31</b>	<b>CUMPLE</b>			

CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	INVERSOR	CAJA DE STRING	TRAMO DE CABLE	Nº DE STRINGS	CALCULO FUSIBLE CABLES				TIERRAS
					Fusible mínimo (A) = Intensidad de diseño $I_{sc} * 1,25 * N_p$ / derrateo fusible (0,9)	$I_{sc} * 2,4 * N_p$	Fusible propuesto $I_n$	Comprobación Criterio Fusible mínimo $\leq I_n \leq I_{sc} * 2,4 * N_p$	Sección Cable (mm <sup>2</sup> )
CT01	INV1	SB08	INV1-SB08-S01	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB08-S02						
			INV1-SB08-S03						
			INV1-SB08-S04	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB08-S05						
			INV1-SB08-S06						
			INV1-SB08-S07	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB08-S08						
			INV1-SB08-S09						
			INV1-SB08-S10	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB08-S11						
			INV1-SB08-S12						
			INV1-SB08-S13	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB08-S14						
			INV1-SB08-S15						
			INV1-SB08-S16	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB08-S17						
			INV1-SB08-S18						
<b>INV1-SB08</b>	<b>18</b>	329	568,512	<b>355</b>	VERDADERO	200			

CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	INVERSOR	CAJA DE STRING	TRAMO DE CABLE	Nº DE STRINGS	TIPO DE INSTALACIÓN			MEDICIONES			
					Tipo de conductor	INSTALACIÓN	Método de instalación (UNE HD 60364-5-52)	Longitud (m)	Longitud Z (m)	+ (%) Desviaciones	Longitud total (m)
										1,50%	
CT01	INV1	SB09	INV1-SB09-S01	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	81,00	2	1,25	84,245
			INV1-SB09-S02								
			INV1-SB09-S03								
			INV1-SB09-S04	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	75,00	2	1,16	78,155
			INV1-SB09-S05								
			INV1-SB09-S06								
			INV1-SB09-S07	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	70,00	2	1,08	73,08
			INV1-SB09-S08								
			INV1-SB09-S09								
			INV1-SB09-S10	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	70,00	2	1,08	73,08
			INV1-SB09-S11								
			INV1-SB09-S12								
			INV1-SB09-S13	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	75,00	2	1,16	78,155
			INV1-SB09-S14								
			INV1-SB09-S15								
			INV1-SB09-S16	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	81,00	2	1,25	84,245
			INV1-SB09-S17								
			INV1-SB09-S18								
<b>INV1-SB09</b>	<b>18</b>	<b>Al</b>	<b>Directamente Enterrado</b>	<b>D2</b>	<b>98,00</b>	<b>10</b>	<b>1,62</b>	<b>109,62</b>			

															CÁLCULO POR CAÍDA DE TENSIÓN										1,50%
CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	INVERSOR	CAJA DE STRING	TRAMO DE CABLE	Nº DE STRINGS	U <sub>mpp</sub> (V)	I <sub>mpp</sub> (A)	Sección Cable (mm <sup>2</sup> )	Nº de cond./polo	Tª de servicio del cable (°C)	Resistividad del cable a Tª de servicio	Resistencia cable a Tª de servicio	Caída de tensión del tramo (V)	Caída de tensión del	Caída de tensión acumulada (%)	COMPROBACIÓN CRITERIO CDT MAX. < 1.5%										
CT01	INV1	SB09	INV1-SB09-S01	1	1129	12,44	6	1	30,56	0,0187	0,2632	6,55	0,58%	0,93%	CUMPLE										
			INV1-SB09-S02																						
			INV1-SB09-S03																						
			INV1-SB09-S04	1	1129	12,44	6	1	33,42	0,0189	0,2468	6,14	0,54%												
			INV1-SB09-S05																						
			INV1-SB09-S06																						
			INV1-SB09-S07	1	1129	12,44	6	1	34,88	0,0191	0,2320	5,77	0,51%												
			INV1-SB09-S08																						
			INV1-SB09-S09																						
			INV1-SB09-S10	1	1129	12,44	6	1	34,88	0,0191	0,2320	5,77	0,51%												
			INV1-SB09-S11																						
			INV1-SB09-S12																						
			INV1-SB09-S13	1	1129	12,44	6	1	32,26	0,0189	0,2457	6,11	0,54%												
			INV1-SB09-S14																						
			INV1-SB09-S15																						
			INV1-SB09-S16	1	1129	12,44	6	1	30,56	0,0187	0,2632	6,55	0,58%												
			INV1-SB09-S17																						
			INV1-SB09-S18																						
<b>INV1-SB09</b>	<b>18</b>	1129	223,92	<b>400</b>	1	44,84	0,0319	0,008743	3,9154714	0,35%															

					CÁLCULO POR INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE													
CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	INVERSOR	CAJA DE STRING	TRAMO DE CABLE	Nº DE STRINGS	Intensidad de diseño $I_{sc} * 1,25 * N_p$	Sección Cable (mm <sup>2</sup> )	Iz: Intensidad admisible (A)	Temperatura ambiente o terreno (°C)	Ft: Factor de corrección por T <sup>a</sup>	Resistividad del terreno (K.m/W)	Fr: Factor de corrección por resistividad del terreno	Nº de circuitos agrupados	Distancia entre cables (m)	Fag: Factor de corrección por agrupamiento	Profundidad de instalación (m)	Fp: Factor de corrección por Profundidad	I <sub>max. adm</sub> corregida (A)	Comprobación Criterio ( $I_{sc} * 1,25 * N_p <$ I <sub>max.adm</sub> corregida)
CT01	INV1	SB09	INV1-SB09-S01	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	2	Nula	0,80	1,5	0,95	42,54	CUMPLE
			INV1-SB09-S02															
			INV1-SB09-S03															
			INV1-SB09-S04	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	4	Nula	0,65	1,5	0,95	34,56	CUMPLE
			INV1-SB09-S05															
			INV1-SB09-S06															
			INV1-SB09-S07	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	5	Nula	0,60	1,5	0,95	31,90	CUMPLE
			INV1-SB09-S08															
			INV1-SB09-S09															
			INV1-SB09-S10	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	5	Nula	0,60	1,5	0,95	31,90	CUMPLE
			INV1-SB09-S11															
			INV1-SB09-S12															
			INV1-SB09-S13	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	3	Nula	0,70	1,5	0,95	37,22	CUMPLE
			INV1-SB09-S14															
			INV1-SB09-S15															
			INV1-SB09-S16	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	2	Nula	0,80	1,5	0,95	42,54	CUMPLE
			INV1-SB09-S17															
			INV1-SB09-S18															
<b>INV1-SB09</b>	<b>18</b>	<b>296,1</b>	<b>400</b>	<b>434</b>	<b>25</b>	<b>0,96</b>	<b>1,5</b>	<b>1,28</b>	<b>5</b>	<b>0,5m</b>	<b>0,8</b>	<b>1,25</b>	<b>0,95</b>	<b>405,31</b>	<b>CUMPLE</b>			

					CALCULO FUSIBLE CABLES				TIERRAS
CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	INVERSOR	CAJA DE STRING	TRAMO DE CABLE	Nº DE STRINGS	Fusible mínimo (A) = Intensidad de diseño $I_{sc} * 1,25 * N_p$ / derrateo fusible (0,9)	$I_{sc} * 2,4 * N_p$	Fusible propuesto $I_n$	Comprobación Criterio Fusible mínimo $\leq I_n \leq I_{sc} * 2,4 * N_p$	Sección Cable (mm <sup>2</sup> )
CT01	INV1	SB09	INV1-SB09-S01	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB09-S02						
			INV1-SB09-S03						
			INV1-SB09-S04	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB09-S05						
			INV1-SB09-S06						
			INV1-SB09-S07	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB09-S08						
			INV1-SB09-S09						
			INV1-SB09-S10	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB09-S11						
			INV1-SB09-S12						
			INV1-SB09-S13	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB09-S14						
			INV1-SB09-S15						
			INV1-SB09-S16	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB09-S17						
			INV1-SB09-S18						
<b>INV1-SB09</b>	<b>18</b>	<b>329</b>	<b>568,512</b>	<b>355</b>	<b>VERDADERO</b>	<b>200</b>			



CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	INVERSOR	CAJA DE STRING	TRAMO DE CABLE	Nº DE STRINGS	TIPO DE INSTALACIÓN			MEDICIONES			
					Tipo de conductor	INSTALACIÓN	Método de instalación (UNE HD 60364-5-52)	Longitud (m)	Longitud Z (m)	+ (%) Desviaciones	Longitud total (m)
										1,50%	
CT01	INV1	SB10	INV1-SB10-S01	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	81,00	2	1,25	84,245
			INV1-SB10-S02								
			INV1-SB10-S03								
			INV1-SB10-S04	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	75,00	2	1,16	78,155
			INV1-SB10-S05								
			INV1-SB10-S06								
			INV1-SB10-S07	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	70,00	2	1,08	73,08
			INV1-SB10-S08								
			INV1-SB10-S09								
			INV1-SB10-S10	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	70,00	2	1,08	73,08
			INV1-SB10-S11								
			INV1-SB10-S12								
			INV1-SB10-S13	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	75,00	2	1,16	78,155
			INV1-SB10-S14								
			INV1-SB10-S15								
			INV1-SB10-S16	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	81,00	2	1,25	84,245
			INV1-SB10-S17								
			INV1-SB10-S18								
<b>INV1-SB10</b>	<b>18</b>	<b>Al</b>	<b>Directamente Enterrado</b>	<b>D2</b>	<b>252,00</b>	<b>10</b>	<b>3,93</b>	<b>265,93</b>			

CÁLCULO POR CAÍDA DE TENSIÓN															1,50%
CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	INVERSOR	CAJA DE STRING	TRAMO DE CABLE	Nº DE STRINGS	U <sub>mpp</sub> (V)	I <sub>mpp</sub> (A)	Sección Cable (mm <sup>2</sup> )	Nº de cond./polo	Tª de servicio del cable (°C)	Resistividad del cable a Tª de servicio (mm <sup>2</sup> /m)	Resistencia cable a Tª servicio (ohm/km)	Caída de tensión del tramo (V)	Caída de tensión del tramo	Caída de tensión acumulada (%)	COMPROBACIÓN CRITERIO CDT MAX. < 1,5%
CT01	INV1	SB10	INV1-SB10-S01	1	1129	12,44	6	1	32,26	0,0189	0,2649	6,59	0,58%	<b>1,44%</b>	<b>CUMPLE</b>
			INV1-SB10-S02												
			INV1-SB10-S03												
			INV1-SB10-S04	1	1129	12,44	6	1	34,88	0,0191	0,2481	6,17	0,55%		
			INV1-SB10-S05												
			INV1-SB10-S06												
			INV1-SB10-S07	1	1129	12,44	6	1	41,11	0,0195	0,2374	5,91	0,52%		
			INV1-SB10-S08												
			INV1-SB10-S09												
			INV1-SB10-S10	1	1129	12,44	6	1	42,57	0,0196	0,2386	5,94	0,53%		
			INV1-SB10-S11												
			INV1-SB10-S12												
			INV1-SB10-S13	1	1129	12,44	6	1	37,67	0,0192	0,2507	6,24	0,55%		
			INV1-SB10-S14												
			INV1-SB10-S15												
			INV1-SB10-S16	1	1129	12,44	6	1	33,42	0,0189	0,2660	6,62	0,59%		
			INV1-SB10-S17												
			INV1-SB10-S18												
<b>INV1-SB10</b>	<b>18</b>	<b>1129</b>	<b>223,92</b>	<b>400</b>	<b>1</b>	<b>48,83</b>	<b>0,0324</b>	<b>0,0215197</b>	<b>9,6373854</b>	<b>0,85%</b>					

**CÁLCULO POR INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE**

CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	INVERSOR	CAJA DE STRING	TRAMO DE CABLE	Nº DE STRINGS	Intensidad de diseño $I_{sc} * 1,25 * N_p$	Sección Cable (mm <sup>2</sup> )	Iz: Intensidad admisible (A)	Temperatura ambiente o terreno (°C)	Ft: Factor de corrección por T <sup>a</sup>	Resistividad del terreno (K.m/W)	Fr: Factor de corrección por resistividad del terreno	Nº de circuitos	Distancia entre cables (m)	Fag: Factor de corrección por agrupamiento	Profundidad de instalación (m)	Fp: Factor de corrección por Profundidad	Imax. adm corregida (A)	Comprobación Criterio ( $I_{sc} * 1,25 * N_p < I_{max.adm.corregida}$ )
CT01	INV1	SB10	INV1-SB10-S01	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	3	Nula	0,70	1,5	0,95	37,22	CUMPLE
			INV1-SB10-S02															
			INV1-SB10-S03															
			INV1-SB10-S04	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	6	Nula	0,60	1,5	0,95	31,90	CUMPLE
			INV1-SB10-S05															
			INV1-SB10-S06															
			INV1-SB10-S07	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	9	Nula	0,47	1,5	0,95	24,99	CUMPLE
			INV1-SB10-S08															
			INV1-SB10-S09															
			INV1-SB10-S10	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	10	Nula	0,45	1,5	0,95	23,93	CUMPLE
			INV1-SB10-S11															
			INV1-SB10-S12															
			INV1-SB10-S13	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	7	Nula	0,53	1,5	0,95	28,18	CUMPLE
			INV1-SB10-S14															
			INV1-SB10-S15															
			INV1-SB10-S16	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	4	Nula	0,65	1,5	0,95	34,56	CUMPLE
			INV1-SB10-S17															
			INV1-SB10-S18															
<b>INV1-SB10</b>	<b>18</b>	<b>296,1</b>	<b>400</b>	<b>434</b>	<b>25</b>	<b>0,96</b>	<b>1,5</b>	<b>1,28</b>	<b>10</b>	<b>0,5m</b>	<b>0,73</b>	<b>1,25</b>	<b>0,95</b>	<b>369,84</b>	<b>CUMPLE</b>			

CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	INVERSOR	CAJA DE STRING	TRAMO DE CABLE	Nº DE STRINGS	CALCULO FUSIBLE CABLES				TIERRAS
					Fusible mínimo (A) = Intensidad de diseño $I_{sc} * 1,25 * N_p$ / derrateo fusible (0,9)	$I_{sc} * 2,4 * N_p$	Fusible propuesto $I_n$	Comprobación Criterio Fusible mínimo $\leq I_n \leq I_{sc} * 2,4 * N_p$	Sección Cable (mm <sup>2</sup> )
CT01	INV1	SB10	INV1-SB10-S01	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB10-S02						
			INV1-SB10-S03						
			INV1-SB10-S04	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB10-S05						
			INV1-SB10-S06						
			INV1-SB10-S07	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB10-S08						
			INV1-SB10-S09						
			INV1-SB10-S10	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB10-S11						
			INV1-SB10-S12						
			INV1-SB10-S13	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB10-S14						
			INV1-SB10-S15						
			INV1-SB10-S16	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB10-S17						
			INV1-SB10-S18						
<b>INV1-SB10</b>	<b>18</b>	<b>329</b>	<b>568,512</b>	<b>355</b>	<b>VERDADERO</b>	<b>200</b>			

CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	INVERSOR	CAJA DE STRING	TRAMO DE CABLE	Nº DE STRINGS	Tipo de conductor	TIPO DE INSTALACIÓN		MEDICIONES			
						INSTALACIÓN	Método de instalación (UNE HD 60364-5-52)	Longitud (m)	Longitud Z (m)	+ (%) Desviaciones	Longitud total (m)
										1,50%	
CT01	INV1	SB11	INV1-SB11-S01	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	81,00	2	1,25	84,245
			INV1-SB11-S02								
			INV1-SB11-S03								
			INV1-SB11-S04	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	75,00	2	1,16	78,155
			INV1-SB11-S05								
			INV1-SB11-S06								
			INV1-SB11-S07	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	70,00	2	1,08	73,08
			INV1-SB11-S08								
			INV1-SB11-S09								
			INV1-SB11-S10	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	70,00	2	1,08	73,08
			INV1-SB11-S11								
			INV1-SB11-S12								
			INV1-SB11-S13	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	75,00	2	1,16	78,155
			INV1-SB11-S14								
			INV1-SB11-S15								
			INV1-SB11-S16	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	81,00	2	1,25	84,245
			INV1-SB11-S17								
			INV1-SB11-S18								
<b>INV1-SB11</b>	<b>18</b>	<b>Al</b>	<b>Directamente Enterrado</b>	<b>D2</b>	<b>219,00</b>	<b>10</b>	<b>3,44</b>	<b>232,44</b>			

														CÁLCULO POR CAÍDA DE TENSIÓN			1,50%
CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	INVERSOR	CAJA DE STRING	TRAMO DE CABLE	Nº DE STRINGS	U <sub>mp</sub> (V)	I <sub>mp</sub> (A)	Sección Cable (mm <sup>2</sup> )	Nº de cond./polo	Tª de servicio del cable (°C)	Resistividad del cable a Tª de servicio (mm <sup>2</sup> /m)	Resistencia cable a Tª servicio (ohm/km)	Caída de tensión del tramo (V)	Caída de tensión del tramo (%)	Caída de tensión acumulada (%)	COMPROBACIÓN CRITERIO CDT MAX. < 1,5%		
CT01	INV1	SB11	INV1-SB11-S01	1	1129	12,44	6	1	33,42	0,0189	0,2660	6,62	0,59%	1,34%	CUMPLE		
			INV1-SB11-S02														
			INV1-SB11-S03														
			INV1-SB11-S04	1	1129	12,44	6	1	37,67	0,0192	0,2507	6,24	0,55%				
			INV1-SB11-S05														
			INV1-SB11-S06														
			INV1-SB11-S07	1	1129	12,44	6	1	42,57	0,0196	0,2386	5,94	0,53%				
			INV1-SB11-S08														
			INV1-SB11-S09														
			INV1-SB11-S10	1	1129	12,44	6	1	44,24	0,0197	0,2401	5,97	0,53%				
			INV1-SB11-S11														
			INV1-SB11-S12														
			INV1-SB11-S13	1	1129	12,44	6	1	39,23	0,0194	0,2521	6,27	0,56%				
			INV1-SB11-S14														
			INV1-SB11-S15														
			INV1-SB11-S16	1	1129	12,44	6	1	34,88	0,0191	0,2675	6,65	0,59%				
			INV1-SB11-S17														
			INV1-SB11-S18														
<b>INV1-SB11</b>	<b>18</b>	1129	223,92	<b>400</b>	1	50,19	0,0325	0,01890	8,4649169	0,75%							

**CÁLCULO POR INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE**

CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	INVERSOR	CAJA DE STRING	TRAMO DE CABLE	Nº DE STRINGS	Intensidad de diseño $I_{sc} * 1,25 * N_p$	Sección Cable (mm <sup>2</sup> )	Iz: Intensidad admisible (A)	Temperatura ambiente o $T_a$ (°C)	Ft: Factor de corrección por $T_a$	Resistividad del terreno (K.m/W)	Fr: Factor de corrección por resistividad del terreno	Nº de circuitos agrupados	Distancia entre cables (m)	Fag: Factor de corrección por agrupamiento	Profundidad de instalación (m)	Fp: Factor de corrección por Profundidad	I <sub>max. adm corregida</sub> (A)	Comprobación Criterio ( $I_{sc} * 1,25 * N_p < I_{max.adm corregida}$ )
CT01	INV1	SB11	INV1-SB11-S01	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	4	Nula	0,65	1,5	0,95	34,56	CUMPLE
			INV1-SB11-S02															
			INV1-SB11-S03															
			INV1-SB11-S04	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	7	Nula	0,53	1,5	0,95	28,18	CUMPLE
			INV1-SB11-S05															
			INV1-SB11-S06															
			INV1-SB11-S07	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	10	Nula	0,45	1,5	0,95	23,93	CUMPLE
			INV1-SB11-S08															
			INV1-SB11-S09															
			INV1-SB11-S10	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	11	Nula	0,43	1,5	0,95	22,86	CUMPLE
			INV1-SB11-S11															
			INV1-SB11-S12															
			INV1-SB11-S13	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	8	Nula	0,50	1,5	0,95	26,58	CUMPLE
			INV1-SB11-S14															
			INV1-SB11-S15															
			INV1-SB11-S16	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	5	Nula	0,60	1,5	0,95	31,90	CUMPLE
			INV1-SB11-S17															
			INV1-SB11-S18															
<b>INV1-SB11</b>	<b>18</b>	<b>296,1</b>	<b>400</b>	<b>434</b>	<b>25</b>	<b>0,96</b>	<b>1,5</b>	<b>1,28</b>	<b>12</b>	<b>0,5m</b>	<b>0,71</b>	<b>1,25</b>	<b>0,95</b>	<b>359,7</b>	<b>CUMPLE</b>			

					CALCULO FUSIBLE CABLES				TIERRAS
CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	INVERSOR	CAJA DE STRING	TRAMO DE CABLE	Nº DE STRINGS	Fusible mínimo (A) = Intensidad de diseño $I_{sc} * 1,25 * N_p$ / derrateo fusible (0,9)	$I_{sc} * 2,4 * N_p$	Fusible propuesto $I_n$	Comprobación Criterio Fusible mínimo $\leq I_n \leq I_{sc} * 2,4 * N_p$	Sección Cable (mm <sup>2</sup> )
CT01	INV1	SB11	INV1-SB11-S01	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB11-S02						
			INV1-SB11-S03						
			INV1-SB11-S04	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB11-S05						
			INV1-SB11-S06						
			INV1-SB11-S07	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB11-S08						
			INV1-SB11-S09						
			INV1-SB11-S10	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB11-S11						
			INV1-SB11-S12						
			INV1-SB11-S13	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB11-S14						
			INV1-SB11-S15						
			INV1-SB11-S16	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB11-S17						
			INV1-SB11-S18						
			<b>INV1-SB11</b>	<b>18</b>	<b>329</b>	<b>568,512</b>	<b>355</b>	<b>VERDADERO</b>	<b>200</b>



CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	INVERSOR	CAJA DE STRING	TRAMO DE CABLE	Nº DE STRINGS	TIPO DE INSTALACIÓN			MEDICIONES			
					Tipo de conductor	INSTALACIÓN	Método de instalación (UNE HD 60364-5-52)	Longitud (m)	Longitud Z (m)	+ (%) Desviaciones	Longitud total (m)
										1,50%	
CT01	INV1	SB12	INV1-SB12-S01	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	81,00	2	1,25	84,245
			INV1-SB12-S02								
			INV1-SB12-S03								
			INV1-SB12-S04	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	75,00	2	1,16	
			INV1-SB12-S05								
			INV1-SB12-S06								
			INV1-SB12-S07	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	70,00	2	1,08	
			INV1-SB12-S08								
			INV1-SB12-S09								
			INV1-SB12-S10	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	70,00	2	1,08	
			INV1-SB12-S11								
			INV1-SB12-S12								
			INV1-SB12-S13	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	43,00	2	0,68	
			INV1-SB12-S14								
			INV1-SB12-S15								
			INV1-SB12-S16	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	49,00	2	0,77	
			INV1-SB12-S17								
			INV1-SB12-S18								
<b>INV1-SB12</b>	<b>18</b>	<b>Al</b>	<b>Directamente Enterrado</b>	<b>D2</b>	<b>186,00</b>	<b>10</b>	<b>2,94</b>	<b>198,94</b>			

														CÁLCULO POR CAÍDA DE TENSIÓN				1,50%
CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	INVERSOR	CAJA DE STRING	TRAMO DE CABLE	Nº DE STRINGS	Umpp (V)	Impp (A)	Sección Cable (mm2)	Nº de cond./polo	Tª de servicio del cable (°C)	Resistividad del cable a Tª de servicio (mm2/m)	Resistencia cable a Tª servicio (ohm/km)	Caída de tensión del tramo (V)	Caída de tensión del tramo (%)	Caída de tensión acumulada (%)	COMPROBACIÓN CRITERIO CDT MAX. < 1.5%			
<b>CT01</b>	<b>INV1</b>	<b>SB12</b>	INV1-SB12-S01	1	1129	12,44	6	1	34,88	0,0191	0,2675	6,65	0,59%	<b>1,23%</b>	<b>CUMPLE</b>			
			INV1-SB12-S02															
			INV1-SB12-S03															
			INV1-SB12-S04	1	1129	12,44	6	1	39,23	0,0194	0,2521	6,27	0,56%					
			INV1-SB12-S05															
			INV1-SB12-S06															
			INV1-SB12-S07	1	1129	12,44	6	1	44,24	0,0197	0,2401	5,97	0,53%					
			INV1-SB12-S08															
			INV1-SB12-S09															
			INV1-SB12-S10	1	1129	12,44	6	1	46,17	0,0198	0,2417	6,01	0,53%					
			INV1-SB12-S11															
			INV1-SB12-S12															
			INV1-SB12-S13	1	1129	12,44	6	1	41,11	0,0195	0,1484	3,69	0,33%					
			INV1-SB12-S14															
			INV1-SB12-S15															
			INV1-SB12-S16	1	1129	12,44	6	1	37,67	0,0192	0,1660	4,13	0,37%					
			INV1-SB12-S17															
			INV1-SB12-S18															
<b>INV1-SB12</b>	<b>18</b>	1129	223,92	<b>400</b>	1	50,19	0,0325	0,0161778	7,2450818	0,64%								

**CÁLCULO POR INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE**

CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	INVERSOR	CAJA DE STRING	TRAMO DE CABLE	Nº DE STRINGS	Intensidad de diseño $I_{sc} * 1,25 * N_p$	Sección Cable (mm2)	Iz: Intensidad admisible (A)	Temperatura ambiente o terreno (°C)	Ft: Factor de corrección por Tª	Resistividad del terreno (K.m/W)	Fr: Factor de corrección por resistividad del terreno	Nº de circuitos agrupados	Distancia entre cables (m)	Fag: Factor de corrección por agrupamiento	Profundidad de instalación (m)	Fp: Factor de corrección por Profundidad	Imax. adm corregida (A)	Comprobación Criterio $(I_{sc} * 1,25 * N_p < I_{max.adm} \text{ corregida})$
CT01	INV1	SB12	INV1-SB12-S01	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	5	Nula	0,60	1,5	0,95	31,90	CUMPLE
			INV1-SB12-S02															
			INV1-SB12-S03															
			INV1-SB12-S04	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	8	Nula	0,50	1,5	0,95	26,58	CUMPLE
			INV1-SB12-S05															
			INV1-SB12-S06															
			INV1-SB12-S07	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	11	Nula	0,43	1,5	0,95	22,86	CUMPLE
			INV1-SB12-S08															
			INV1-SB12-S09															
			INV1-SB12-S10	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	12	Nula	0,41	1,5	0,95	21,80	CUMPLE
			INV1-SB12-S11															
			INV1-SB12-S12															
			INV1-SB12-S13	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	9	Nula	0,47	1,5	0,95	24,99	CUMPLE
			INV1-SB12-S14															
			INV1-SB12-S15	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	7	Nula	0,53	1,5	0,95	28,18	CUMPLE
			INV1-SB12-S16															
			INV1-SB12-S17	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	4	Nula	0,65	1,5	0,95	34,56	CUMPLE
			INV1-SB12-S18															
<b>INV1-SB12</b>	<b>18</b>	<b>296,1</b>	<b>400</b>	<b>434</b>	<b>25</b>	<b>0,96</b>	<b>1,5</b>	<b>1,28</b>	<b>12</b>	<b>0,5m</b>	<b>0,71</b>	<b>1,25</b>	<b>0,95</b>	<b>359,71</b>	<b>CUMPLE</b>			

					CALCULO FUSIBLE CABLES				TIERRAS
CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	INVERSOR	CAJA DE STRING	TRAMO DE CABLE	Nº DE STRINGS	Fusible mínimo (A) = Intensidad de diseño $I_{sc} * 1,25 * N_p$ / derrateo fusible (0,9)	$I_{sc} * 2,4 * N_p$	Fusible propuesto $I_n$	Comprobación Criterio Fusible mínimo $\leq I_n \leq I_{sc} * 2,4 * N_p$	Sección Cable (mm <sup>2</sup> )
CT01	INV1	SB12	INV1-SB12-S01	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB12-S02						
			INV1-SB12-S03						
			INV1-SB12-S04	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB12-S05						
			INV1-SB12-S06						
			INV1-SB12-S07	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB12-S08						
			INV1-SB12-S09						
			INV1-SB12-S10	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB12-S11						
			INV1-SB12-S12						
			INV1-SB12-S13	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB12-S14						
			INV1-SB12-S15						
			INV1-SB12-S16	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB12-S17						
			INV1-SB12-S18						
<b>INV1-SB12</b>	<b>18</b>	<b>329</b>	<b>568,512</b>	<b>355</b>	<b>VERDADERO</b>	<b>200</b>			

CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	INVERSOR	CAJA DE STRING	TRAMO DE CABLE	Nº DE STRINGS	TIPO DE INSTALACIÓN			MEDICIONES			
					Tipo de conductor	INSTALACIÓN	Método de instalación (UNE HD 60364-5-52)	Longitud (m)	Longitud Z (m)	+	Longitud total (m)
										(%) Desviaciones	
CT01	INV1	SB13	INV1-SB13-S01	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	57,00	2	0,89	59,885
			INV1-SB13-S02								
			INV1-SB13-S03	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	51,00	2	0,80	53,795
			INV1-SB13-S04								
			INV1-SB13-S05	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	46,00	2	0,72	48,72
			INV1-SB13-S06								
			INV1-SB13-S07	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	40,00	2	0,63	42,63
			INV1-SB13-S08								
			INV1-SB13-S09	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	35,00	2	0,56	37,555
			INV1-SB13-S10								
			INV1-SB13-S11	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	40,00	2	0,63	42,63
			INV1-SB13-S12								
			INV1-SB13-S13	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	46,00	2	0,72	48,72
			INV1-SB13-S14								
			INV1-SB13-S15	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	51,00	2	0,80	53,795
			INV1-SB13-S16								
			INV1-SB13-S17	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	57,00	2	0,89	59,885
			INV1-SB13-S18								
			<b>INV1-SB13</b>	<b>18</b>	Al	Directamente Enterrado	D2	139,00	10	2,24	151,24

															CÁLCULO POR CAÍDA DE TENSIÓN			1,50%
CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	INVERSOR	CAJA DE STRING	TRAMO DE CABLE	Nº DE STRINGS	U <sub>mpp</sub> (V)	I <sub>mpp</sub> (A)	Sección Cable (mm <sup>2</sup> )	Nº de cond./polo	Tª de servicio del cable (°C)	Resistividad del cable a Tª de servicio (mm <sup>2</sup> /m)	Resistencia cable a Tª servicio (ohm/km)	Caída de tensión del tramo (V)	Caída de tensión del tramo (%)	Caída de tensión acumulada (%)	COMPROBACIÓN CRITERIO CDT MAX. < 1,5%			
CT01	INV1	SB13	INV1-SB13-S01	1	1129	12,44	6	1	37,67	0,0192	0,1921	4,78	0,42%	0,92%	CUMPLE			
			INV1-SB13-S02															
			INV1-SB13-S03	1	1129	12,44	6	1	42,57	0,0196	0,1757	4,37	0,39%					
			INV1-SB13-S04															
			INV1-SB13-S05	1	1129	12,44	6	1	42,57	0,0196	0,1591	3,96	0,35%					
			INV1-SB13-S06															
			INV1-SB13-S07	1	1129	12,44	6	1	42,57	0,0196	0,1392	3,46	0,31%					
			INV1-SB13-S08															
			INV1-SB13-S09	1	1129	12,44	6	1	41,11	0,0195	0,1220	3,04	0,27%					
			INV1-SB13-S10															
			INV1-SB13-S11	1	1129	12,44	6	1	39,23	0,0194	0,1375	3,42	0,30%					
			INV1-SB13-S12															
			INV1-SB13-S13	1	1129	12,44	6	1	41,11	0,0195	0,1583	3,94	0,35%					
			INV1-SB13-S14															
			INV1-SB13-S15	1	1129	12,44	6	1	41,11	0,0195	0,1747	4,35	0,39%					
			INV1-SB13-S16															
			INV1-SB13-S17	1	1129	12,44	6	1	42,57	0,0196	0,1956	4,87	0,43%					
			INV1-SB13-S18															
<b>INV1-SB13</b>	<b>18</b>	1129	223,92	<b>400</b>	1	48,83	0,0324	0,01223	5,48080	0,49%								

					CÁLCULO POR INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE													
CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	INVERSOR	CAJA DE STRING	TRAMO DE CABLE	Nº DE STRINGS	Intensidad de diseño $I_{sc} * 1,25 * N_p$	Sección Cable (mm <sup>2</sup> )	Iz: Intensidad admisible (A)	Temperatura ambiente o terreno (°C)	Ft: Factor de corrección por T <sup>a</sup>	Resistividad del terreno (K.m/W)	Fr: Factor de corrección por resistividad del terreno	Nº de circuitos agrupados	Distancia entre cables (m)	Fag: Factor de corrección por agrupamiento	Profundidad de instalación (m)	Fp: Factor de corrección por Profundidad	I <sub>max</sub> . adm corregida (A)	Comprobación Criterio ( $I_{sc} * 1,25 * N_p < I_{max.adm}$ corregida)
CT01	INV1	SB13	INV1-SB13-S01	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	7	Nula	0,53	1,5	0,95	28,18	CUMPLE
			INV1-SB13-S02															
			INV1-SB13-S03	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	10	Nula	0,45	1,5	0,95	23,93	CUMPLE
			INV1-SB13-S04															
			INV1-SB13-S05	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	10	Nula	0,45	1,5	0,95	23,93	CUMPLE
			INV1-SB13-S06															
			INV1-SB13-S07	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	10	Nula	0,45	1,5	0,95	23,93	CUMPLE
			INV1-SB13-S08															
			INV1-SB13-S09	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	9	Nula	0,47	1,5	0,95	24,99	CUMPLE
			INV1-SB13-S10															
			INV1-SB13-S11	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	8	Nula	0,50	1,5	0,95	26,58	CUMPLE
			INV1-SB13-S12															
			INV1-SB13-S13	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	9	Nula	0,47	1,5	0,95	24,99	CUMPLE
			INV1-SB13-S14															
			INV1-SB13-S15	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	9	Nula	0,47	1,5	0,95	24,99	CUMPLE
			INV1-SB13-S16															
			INV1-SB13-S17	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	10	Nula	0,45	1,5	0,95	23,93	CUMPLE
			INV1-SB13-S18															
<b>INV1-SB13</b>	<b>18</b>	<b>296,1</b>	<b>400</b>	<b>434</b>	<b>25</b>	<b>0,96</b>	<b>1,5</b>	<b>1,28</b>	<b>10</b>	<b>0,5m</b>	<b>0,73</b>	<b>1,25</b>	<b>0,95</b>	<b>369,84</b>	<b>CUMPLE</b>			

CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	INVERSOR	CAJA DE STRING	TRAMO DE CABLE	Nº DE STRINGS	CALCULO FUSIBLE CABLES				TIERRAS
					Fusible mínimo (A) = Intensidad de diseño $I_{sc} \cdot 1,25 \cdot N_p$ / derrateo fusible (0,9)	$I_{sc} \cdot 2,4 \cdot N_p$	Fusible propuesto $I_n$	Comprobación Criterio Fusible mínimo $\leq I_n \leq I_{sc} \cdot 2,4 \cdot N_p$	Sección Cable (mm <sup>2</sup> )
CT01	INV1	SB13	INV1-SB13-S01	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB13-S02						
			INV1-SB13-S03	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB13-S04						
			INV1-SB13-S05	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB13-S06						
			INV1-SB13-S07	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB13-S08						
			INV1-SB13-S09	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB13-S10						
			INV1-SB13-S11	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB13-S12						
			INV1-SB13-S13	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB13-S14						
			INV1-SB13-S15	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB13-S16						
			INV1-SB13-S17	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB13-S18						
	<b>INV1-SB13</b>	<b>18</b>	329	568,512	<b>355</b>	VERDADERO	200		



CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	INVERSOR	CAJA DE STRING	TRAMO DE CABLE	Nº DE STRINGS	Tipo de conductor	TIPO DE INSTALACIÓN		MEDICIONES			
						INSTALACIÓN	Método de instalación (UNE HD 60364-5-52)	Longitud (m)	Longitud Z (m)	+	Longitud total (m)
										(%) Desviaciones	
									1,50%		
CT01	INV1	SB14	INV1-SB14-S01	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	54,00	2	0,84	56,84
			INV1-SB14-S02								
			INV1-SB14-S03	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	49,00	2	0,77	51,765
			INV1-SB14-S04								
			INV1-SB14-S05	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	43,00	2	0,68	45,675
			INV1-SB14-S06								
			INV1-SB14-S07	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	70,00	2	1,08	73,08
			INV1-SB14-S08								
			INV1-SB14-S09	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	70,00	2	1,08	73,08
			INV1-SB14-S10								
			INV1-SB14-S11								
			INV1-SB14-S12	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	75,00	2	1,16	78,155
			INV1-SB14-S13								
			INV1-SB14-S14								
			INV1-SB14-S15	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	81,00	2	1,25	84,245
			INV1-SB14-S16								
			INV1-SB14-S17								
			INV1-SB14-S18	18	Al	Directamente Enterrado	D2	92,00	10	1,53	103,53
INV1-SB14											

															<b>CÁLCULO POR CAÍDA DE TENSIÓN</b>		<b>1,50%</b>
CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	INVERSOR	CAJA DE STRING	TRAMO DE CABLE	Nº DE STRINGS	Umpp (V)	Impp (A)	Sección Cable (mm <sup>2</sup> )	Nº de cond./polo	Tª de servicio del cable (°C)	Resistividad del cable a Tª de servicio (mm <sup>2</sup> /m)	Resistencia cable a Tª servicio (ohm/km)	Caída de tensión del tramo (V)	Caída de tensión del tramo (%)	Caída de tensión acumulada (%)	COMPROBACIÓN CRITERIO CDT MAX. < 1,5%		
CT01	INV1	SB14	INV1-SB14-S01	1	1129	12,44	6	1	37,67	0,0192	0,1823	4,54	0,40%	0,94%	CUMPLE		
			INV1-SB14-S02														
			INV1-SB14-S03	1	1129	12,44	6	1	37,67	0,0192	0,1660	4,13	0,37%				
			INV1-SB14-S04														
			INV1-SB14-S05	1	1129	12,44	6	1	41,11	0,0195	0,1484	3,69	0,33%				
			INV1-SB14-S06														
			INV1-SB14-S07	1	1129	12,44	6	1	46,17	0,0198	0,2417	6,01	0,53%				
			INV1-SB14-S08														
			INV1-SB14-S09														
			INV1-SB14-S10	1	1129	12,44	6	1	48,39	0,0200	0,2436	6,06	0,54%				
			INV1-SB14-S11														
			INV1-SB14-S12														
			INV1-SB14-S13	1	1129	12,44	6	1	48,39	0,0200	0,2606	6,48	0,57%				
			INV1-SB14-S14														
			INV1-SB14-S15														
			INV1-SB14-S16	1	1129	12,44	6	1	42,57	0,0196	0,2751	6,84	0,61%				
			INV1-SB14-S17														
			INV1-SB14-S18														
<b>INV1-SB14</b>	<b>18</b>	<b>1129</b>	<b>223,92</b>	<b>400</b>	<b>1</b>	<b>52,46</b>	<b>0,0328</b>	<b>0,0084878</b>	<b>3,8011708</b>	<b>0,34%</b>							

CÁLCULO POR INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE																		
CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	INVERSOR	CAJA DE STRING	TRAMO DE CABLE	Nº DE STRINGS	Intensidad de diseño $I_{sc} * 1,25 * N_p$	Sección Cable (mm <sup>2</sup> )	Iz: Intensidad admisible (A)	Temperatura ambiente o terreno (°C)	Ft: Factor de corrección por T <sup>a</sup>	Resistividad del terreno (K.m/W)	Fr: Factor de corrección por resistividad del terreno	Nº de circuitos agrupados	Distancia entre cables (m)	Fag: Factor de corrección por agrupamiento	Profundidad de instalación (m)	Fp: Factor de corrección por Profundidad	I <sub>max. adm corregida</sub> (A)	Comprobación Criterio ( $I_{sc} * 1,25 * N_p < I_{max.adm corregida}$ )
CT01	INV1	SB14	INV1-SB14-S01	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	7	Nula	0,53	1,5	0,95	28,18	CUMPLE
			INV1-SB14-S02															
			INV1-SB14-S03	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	7	Nula	0,53	1,5	0,95	28,18	CUMPLE
			INV1-SB14-S04															
			INV1-SB14-S05	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	9	Nula	0,47	1,5	0,95	24,99	CUMPLE
			INV1-SB14-S06															
			INV1-SB14-S07	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	12	Nula	0,41	1,5	0,95	21,80	CUMPLE
			INV1-SB14-S08															
			INV1-SB14-S09															
			INV1-SB14-S10	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	13	Nula	0,39	1,5	0,95	20,74	CUMPLE
			INV1-SB14-S11															
			INV1-SB14-S12															
			INV1-SB14-S13	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	13	Nula	0,39	1,5	0,95	20,74	CUMPLE
			INV1-SB14-S14															
			INV1-SB14-S15															
			INV1-SB14-S16	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	10	Nula	0,45	1,5	0,95	23,93	CUMPLE
			INV1-SB14-S17															
			INV1-SB14-S18															
<b>INV1-SB14</b>	<b>18</b>	<b>296,1</b>	<b>400</b>	<b>434</b>	<b>25</b>	<b>0,96</b>	<b>1,5</b>	<b>1,28</b>	<b>16</b>	<b>0,5m</b>	<b>0,68</b>	<b>1,25</b>	<b>0,95</b>	<b>344,51</b>	<b>CUMPLE</b>			

CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	INVERSOR	CAJA DE STRING	TRAMO DE CABLE	Nº DE STRINGS	CALCULO FUSIBLE CABLES				TIERRAS
					Fusible mínimo (A) = Intensidad de diseño $I_{sc} * 1,25 * N_p$ / derrateo fusible (0,9)	$I_{sc} * 2,4 * N_p$	Fusible propuesto $I_n$	Comprobación Criterio Fusible mínimo $\leq I_n \leq I_{sc} * 2,4 * N_p$	Sección Cable (mm <sup>2</sup> )
CT01	INV1	SB14	INV1-SB14-S01	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB14-S02						
			INV1-SB14-S03	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB14-S04						
			INV1-SB14-S05	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB14-S06						
			INV1-SB14-S07	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB14-S08						
			INV1-SB14-S09						
			INV1-SB14-S10	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB14-S11						
			INV1-SB14-S12						
			INV1-SB14-S13	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB14-S14						
			INV1-SB14-S15						
			INV1-SB14-S16	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB14-S17						
			INV1-SB14-S18						
<b>INV1-SB14</b>	<b>18</b>	<b>329</b>	<b>568,512</b>	<b>355</b>	<b>FALSO</b>	<b>200</b>			

CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	INVERSOR	CAJA DE STRING	TIPO DE INSTALACIÓN					MEDICIONES			
			TRAMO DE CABLE	Nº DE STRINGS	Tipo de conductor	INSTALACIÓN	Método de instalación (UNE HD 60364-5-52)	Longitud (m)	Longitud Z (m)	+ (%) Desviaciones	Longitud total (m)
										1,50%	
CT01	INV01	SB15	INV1-SB15-S01	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	43,00	2	0,68	45,675
			INV1-SB15-S02								
			INV1-SB15-S03	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	38,00	2	0,60	40,6
			INV1-SB15-S04								
			INV1-SB15-S05	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	38,00	2	0,60	40,6
			INV1-SB15-S06								
			INV1-SB15-S07	1	Cu	Enterrado bajo tubo	D1	43,00	2	0,68	45,675
			INV1-SB15-S08								
<b>INV01-SB15</b>	<b>8</b>	<b>Al</b>	<b>Directamente Enterrado</b>	<b>D2</b>	<b>65,00</b>	<b>10</b>	<b>1,13</b>	<b>76,13</b>			

CÁLCULO POR CAÍDA DE TENSIÓN															1,50%
CENTRO DE TRANSFORMACIÓ	INVERSOR	CAJA DE STRING	TRAMO DE CABLE	Nº DE STRINGS	Umpp (V)	Imp (A)	Sección Cable (mm2)	Nº de cond./polo	Tª de servicio del cable (°C)	Resistividad del cable a Tª de servicio (mm2/m)	Resistencia cable a Tª de servicio (ohm/km)	Caída de tensión del tramo (V)	Caída de tensión del tramo (%)	Caída de tensión acumulada (%)	COMPROBACIÓN CRITERIO CDT MAX. < 1,5%
CT01	INV01	SB15	INV1-SB15-S01	1	1129	12,44	6	1	37,67	0,0192	0,1465	3,65	0,32%	0,60%	CUMPLE
			INV1-SB15-S02												
			INV1-SB15-S03	1	1129	12,44	6	1	41,11	0,0195	0,1319	3,28	0,29%		
			INV1-SB15-S04												
			INV1-SB15-S05	1	1129	12,44	6	1	42,57	0,0196	0,1326	3,30	0,29%		
			INV1-SB15-S06												
			INV1-SB15-S07	1	1129	12,44	6	1	42,57	0,0196	0,1491	3,71	0,33%		
			INV1-SB15-S08												
INV01-SB15	8	1129	99,52	150	1	35,84	0,0309	0,0156567	3,1163194	0,28%					

**CÁLCULO POR INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE**

CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	INVERSOR	CAJA DE STRING	TRAMO DE CABLE	Nº DE STRINGS	Intensidad de diseño $I_{sc} * 1,25 * N_p$	Sección Cable (mm <sup>2</sup> )	Iz: Intensidad admisible (A)	Temperatura ambiente o terreno (°C)	Ft: Factor de corrección por T <sup>a</sup>	Resistividad del terreno (K.m/W)	Fr: Factor de corrección por resistividad del terreno	Nº de circuitos agrupados	Distancia entre cables (m)	Fag: Factor de corrección por agrupamiento	Profundidad de instalación (m)	Fp: Factor de corrección por Profundidad	I <sub>max. adm</sub> corregida (A)	Comprobación Criterio ( $I_{sc} * 1,25 * N_p < I_{max.adm}$ corregida)
CT01	INV01	SB15	INV1-SB15-S01	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	7	Nula	0,53	1,5	0,95	28,18	CUMPLE
			INV1-SB15-S02															
			INV1-SB15-S03	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	9	Nula	0,47	1,5	0,95	24,99	CUMPLE
			INV1-SB15-S04															
			INV1-SB15-S05	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	10	Nula	0,45	1,5	0,95	23,93	CUMPLE
			INV1-SB15-S06															
			INV1-SB15-S07	1	16,45	6	53	25	0,96	1,5	1,1	10	Nula	0,45	1,5	0,95	23,93	CUMPLE
			INV1-SB15-S08															
INV01-SB15	8	131,6	150	261	25	0,96	1,5	1,28	4	0,5m	0,8	1,25	0,95	243,74	CUMPLE			

CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	INVERSOR	CAJA DE STRING	TRAMO DE CABLE	Nº DE STRINGS	CALCULO FUSIBLE CABLES				TIERRAS
					Fusible mínimo (A) = Intensidad de diseño $I_{sc} \cdot 1,25 \cdot N_p$ / derateo fusible (0,9)	$I_{sc} \cdot 2,4 \cdot N_p$	Fusible propuesto $I_n$	Comprobación Criterio Fusible mínimo $\leq I_n \leq I_{sc} \cdot 2,4 \cdot N_p$	Sección Cable (mm <sup>2</sup> )
CT01	INV01	SB15	INV1-SB15-S01	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB15-S02						
			INV1-SB15-S03	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB15-S04						
			INV1-SB15-S05	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB15-S06						
			INV1-SB15-S07	1	18,27777778	31,584	20	VERDADERO	6
			INV1-SB15-S08						
			<b>INV01-SB15</b>	<b>8</b>	<b>146,2222222</b>	<b>252,672</b>	<b>160</b>	<b>VERDADERO</b>	<b>75</b>



	<b>CANT.</b>	<b>COSTO UNITARIO</b>	<b>COSTO TOTAL</b>
CC - Cable Solar (6mm <sup>2</sup> ) Suministro e instalación de cable unipolar de 6mm <sup>2</sup> de cobre electrolítico estañado, clase 5 (flexible) según UNE 60228 e IEC 60228. Aislamiento de Goma libre de halógenos, Cubierta de Goma libre de halógenos y resistente a la radiación UV, incluido suministro y conectores solares multicontact. Marcado y etiquetado del cable. Material sobrante a vertedero con certificado Medio ambiental	206.900,00	1,26 €	260.694,00 €
CC - Cable de baja tensión Al XLPE 0,6/1,8kV DC(150mm <sup>2</sup> ) Suministro e instalación de conductor de aluminio clase 2 según UNE 60228 e IEC 60228. Aislamiento poliuretano reticulado (XLPE), Vaina exterior de PVC flexible resistente a rayos UV, incluido todo el material necesario para la instalación, marcado y etiquetado del cable. Material sobrante a vertedero con certificado Medio ambiental, tendido directamente enterrado según planos y especificaciones de proyecto	10.300,00	3,95 €	40.685,00 €
CC - Cable de baja tensión Al XLPE 0,6/1,8kV DC(400mm <sup>2</sup> ) Suministro e instalación de conductor de aluminio clase 2 según UNE 60228 e IEC 60228. Aislamiento poliuretano reticulado (XLPE), Vaina exterior de PVC flexible resistente a rayos UV, incluido todo el material necesario para la instalación, marcado y etiquetado del cable. Material sobrante a vertedero con certificado Medio ambiental, tendido directamente enterrado según planos y especificaciones de proyecto	43.080,00	4,83 €	208.076,40 €

CÁLCULO CAÍDA DE TENSIÓN Y PÉRDIDAS DE POTENCIA																CAÍDA DE TENSIÓN		PÉRDIDA DE POTENCIA		TIERRAS	
	TRAMO	TENSIÓN (KV)	POTENCIA (KVA)	Nº DE CIRCUITOS	INTENSIDAD (A)	Cos(fi)	Sen(fi)	Longitud (m)	Longitud Z (m)	+ (%) Desviaciones (1,5%)	Longitud total (m)	Sección (mm2)	Tª del cable (°C)	Resistencia Cable a 20°C (ohm/km)	Resistencia Cable Tª de servicio (ohm/km)	Reactancia (Ohm/km)	Caída de tensión (V)	Caída de tensión (%)	PÉRDIDAS DE POTENCIA (w)	PÉRDIDAS DE POTENCIA (%)	Sección Cable (mm2)
<b>CIRCUITO 1</b>	CT01-CT02	30	4.000	1	96,23	0,95	0,31	315	6	4,815	325,82	150	30,85	0,206	0,2150	0,1180	13,09	0,04%	1849	0,05%	75,00

	TRAMO	Longitud (m)	Longitud Z (m)	+ (%) Desviaciones (1,5%)	Longitud total (m)	Sección (mm2)	Temperatura terreno (°C)	Factor de corrección por la Temperatura terreno	Resistividad del terreno (kxm/W)	Factor de corrección por resistividad térmica	Agrupamiento de circuitos	Distancia entre circuitos	Factor de corrección por agrupamiento	Profundidad de instalación	Factor de corrección Profundidad de instalación	I adm.cable (A)	I <sub>max</sub> adm.cable (A)	I línea (A)	COMPROBACION I <sub>línea</sub> < I <sub>max</sub> adm.
<b>CIRCUITO 1</b>	CT01-CT02	315	6	4,815	325,815	150	20	1,04	1,5	1	2	0,2	0,82	0,8	1,02	281	244,43	96,23	<b>CUMPLE</b>

	TRAMO	Longitud (m)	Longitud Z (m)	+ (%) Desviaciones (1,5%)	Longitud total (m)	Sección (mm <sup>2</sup> )	Temperatura max. Admisible en cortocircuito (°C)	Temperatura inicial (°C)	Temperatura max. Admisible en operación (°C)	Duración del cortocircuito (s)	I <sub>cc</sub> (A)	Sección mínima por cortocircuito (mm <sup>2</sup> )	Sc <sub>c</sub> : Sección normalizada inmediatamenta	COMPROBACION Sc <sub>c</sub> < = S escogida
<b>CIRCUITO 1</b>	CT01-CT02	315	6	4,815	325,815	150	250	90	90	0,5	20000	148,865	150	<b>CUMPLE</b>

	uds	€/ud	€
CA - Cable de media tensión cable unipolar tipo RHZ1-2OL 18/30 kV. Al 150 mm <sup>2</sup> . incluido todo el material necesario para la instalación, marcado y etiquetado del cable. Incluye también conformación a tresbolillo y colocación de cinturilla cada 1,5 metros. Material sobrante a vertedero con certificado Medio ambiental, tendido directamente enterrado según planos y especificaciones de proyecto	6400	7,45 €	47.680,00 €
<b>TOTAL DE LA INSTALACIÓN</b>			<b>263.388,03€</b>

COSTE	
PANELES	9.457.858,02 €
ESTRUCTURA	2.612.630,80 €
STRING BOX	17.177,40 €
CABLEADO BT	917.019,72 €
CABLEADO MT	263.388,03 €
CENTRO TRANSFORMADOR (Trasfo + inversor)	1.328.002,21 €
BATERIAS E INVERSOR	1.000.000,00 €
OBRA CIVIL	4.215.207,87 €
GESTIÓN DE RESIDUOS	1.158.024,14 €
OTROS GASTOS	231.604,83 €
INGENIERIA	150.000,00 €
<b>TOTAL</b>	<b>21.350.913,01 €</b>

INGRESOS AÑO 7	
VENTA ENERGÍA	766.391,36 €

**Cálculo balance económico**

BALANCE AÑO 3						
ACTIVO				PASIVO + PATRIMONIO NETO		
+	-		+	-	-	+
CAJA			ESTUDIO DE INGENIERÍA		CAPITAL SOCIAL	
8.540.365,20 €	4.076.244,97 €		90.000,00 €			8.540.365,20 €
	90.000,00 €					
4.374.120,23 €			90.000,00 €			
			+	-		
			OBRA CIVIL			
			4.076.244,97 €			
			4.076.244,97 €			
TOTAL ACTIVO	8.540.365,20 €	8.540.365,20 €			TOTAL PASIVO+PN	8.540.365,20 €
ACTIVO CORRIENTE	4.374.120,23 €					
ACTIVO NO CORRIENTE	4.166.244,97 €					







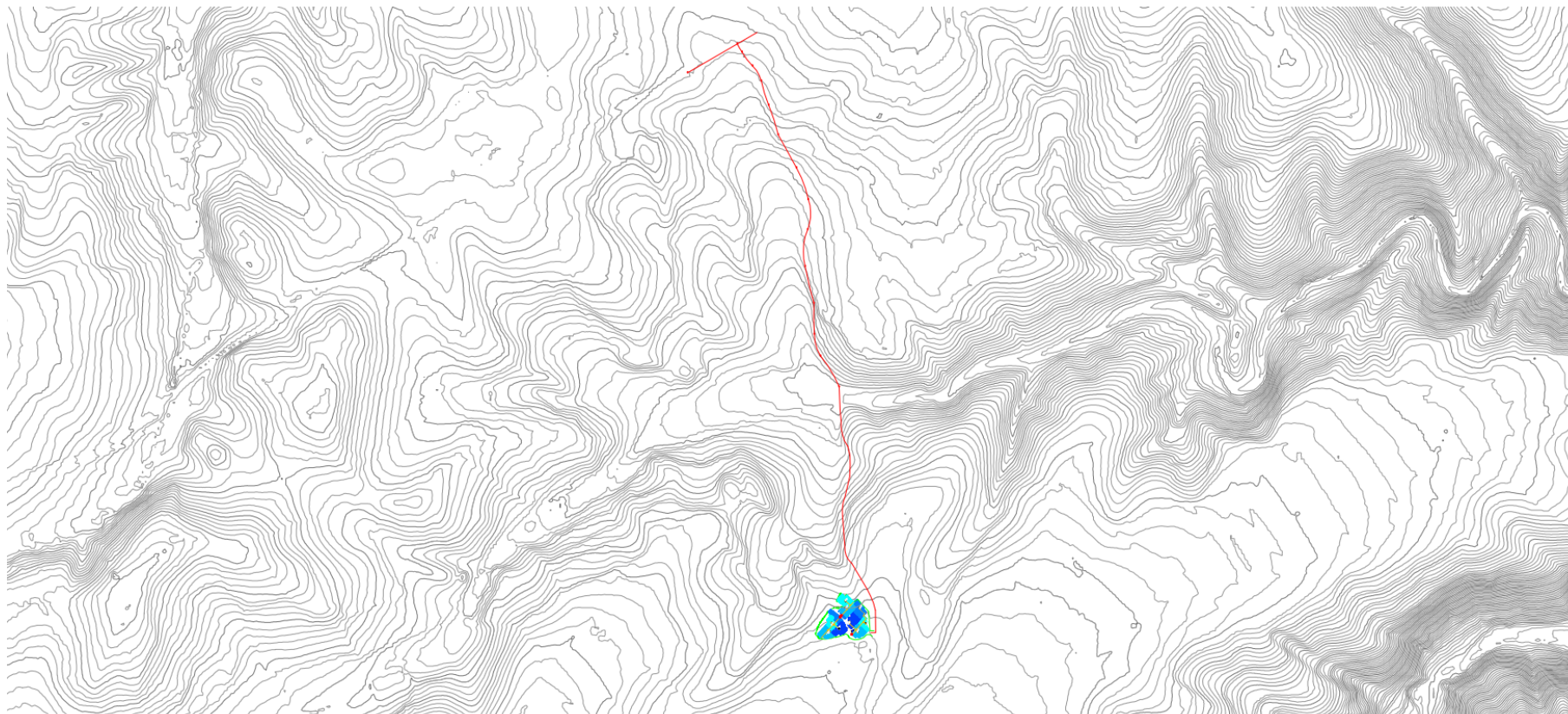


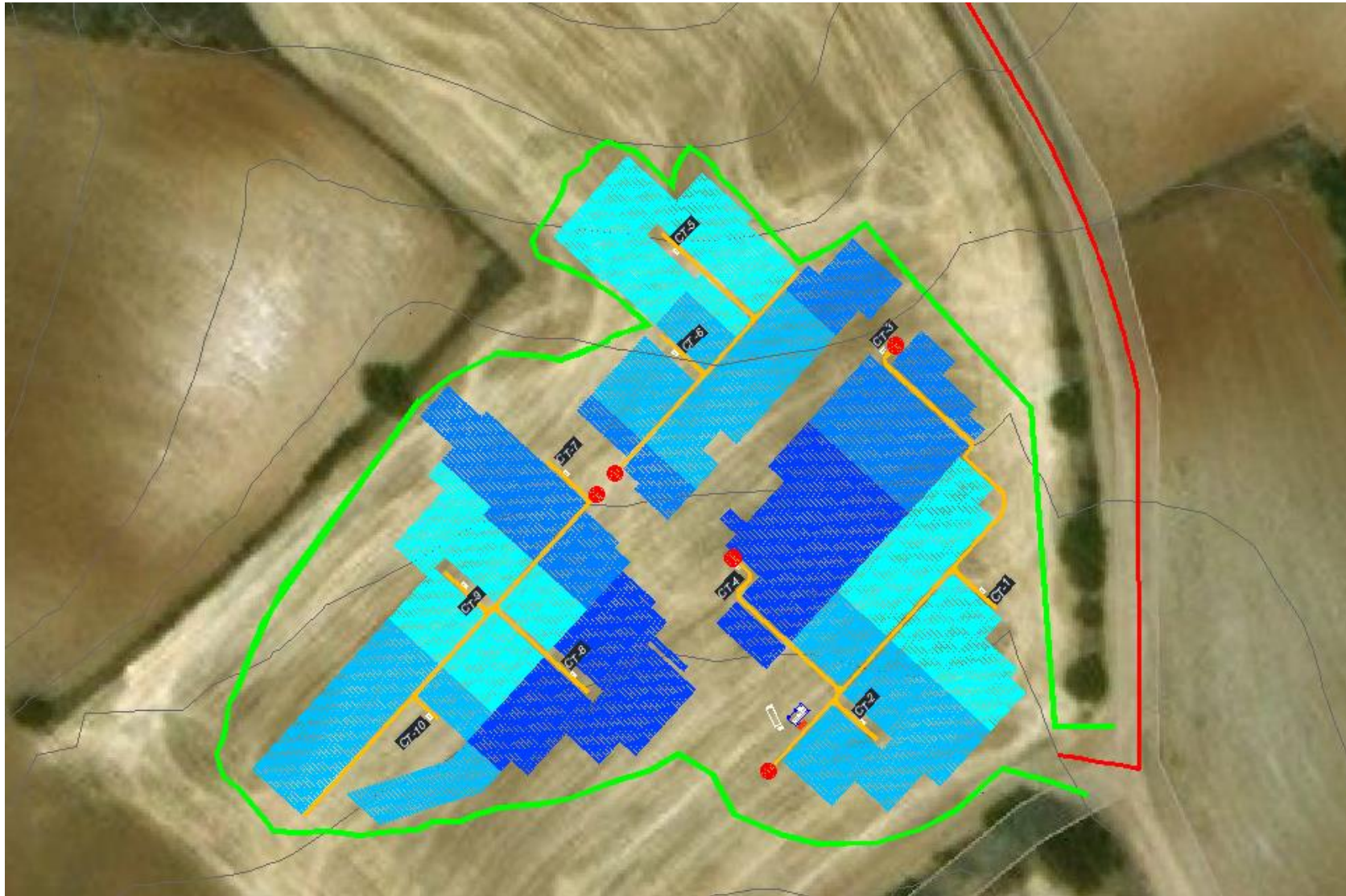




TASA DE DESCUENTO	10%
FLUJO CAJA AÑO 3	- 8.540.365,20 €
FLUJO CAJA AÑO 4	
FLUJO CAJA AÑO 5	
FLUJO CAJA AÑO 6	15.474.134,62 €
FLUJO CAJA AÑO 7	
FLUJO CAJA AÑO 8	766.391,36 €
VAN	5.600.373,82 €
TIR	86%
RETROCESO DE LA INVERSION	7,845994427

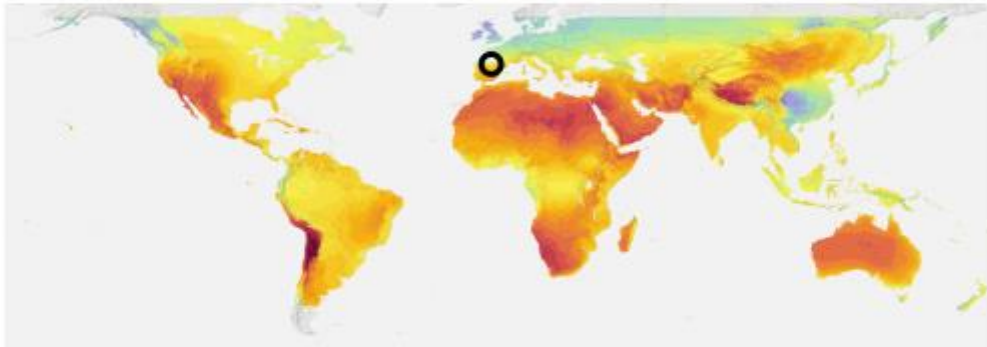
**Planos accesos y planta solar fotovoltaica**







## Informe SOLARGIS



## Evaluación preliminar de la radiación solar del sitio

### Proyecto: Loscos (España)

Coordenadas geográficas	41.083769°,-001.017284° (41°05'02", -001°01'02")
Número de informe	P-sg2 17544-2022-03-15-1147
Informe generado	15/03/2022
Generado por	Solargis
Cliente	Forestalia (Spain)

## Contenidos

1	Resumen .....	1
2	Información del proyecto .....	2
3	Solar y meteo: Estadísticas mensuales .....	4
4	Solar y meteo: Estadísticas diarias .....	8
5	Acrónimos y glosario .....	11
6	Metadatos .....	13
7	Descargo de responsabilidad e información legal .....	14

## 1 Resumen

Tabla 1.1: Promedio anual

<b>Irradiación global horizontal</b>	GHI	1673.6 kWh/m <sup>2</sup>
<b>Irradiación directa normal</b>	DNI	1926.9 kWh/m <sup>2</sup>
<b>Irradiación difusa horizontal</b>	DIF	571.9 kWh/m <sup>2</sup>
<b>Temperatura del aire</b>	TEMP	12.7 °C



**SOLARGIS**

Loscos (España)

## 2 Información del proyecto

<b>Nombre del proyecto</b>	Loscos
<b>Dirección</b>	Loscos, Aragón, España
<b>Coordenadas geográficas</b>	41.083769°,-001.017284° (41°05'02", -001°01'02")
<b>Zona horaria</b>	UTC+01, Europe/Madrid [CET]
<b>Elevación</b>	945 m
<b>Cobertura del terreno</b>	Tierra de cultivo, seco
<b>Densidad de población</b>	3 hab./km <sup>2</sup>
<b>Azimut del terreno</b>	43°
<b>Pendiente del terreno</b>	4°
<b>Localización en el mapa</b>	<a href="https://apps.solargis.com/prospect/map?c=41.083769,-1.017284,10&amp;s=41.083769,-1.017284">https://apps.solargis.com/prospect/map? c=41.083769,-1.017284,10&amp;s=41.083769,-1.017284</a>



Loscos (España)

Figura 2.1: Localización del proyecto



Figura 2.2: Vista de mapa en detalle

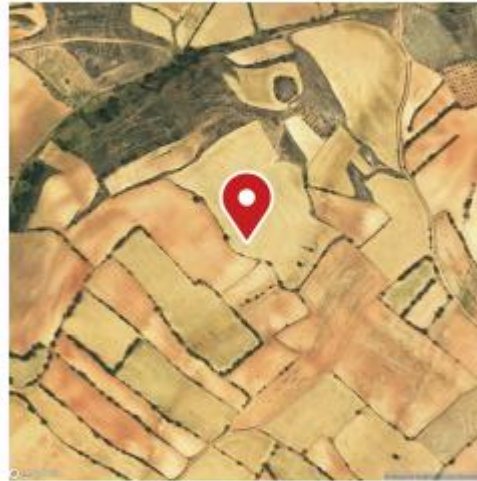


Figura 2.3: Horizonte y trayectoria solar en el sitio

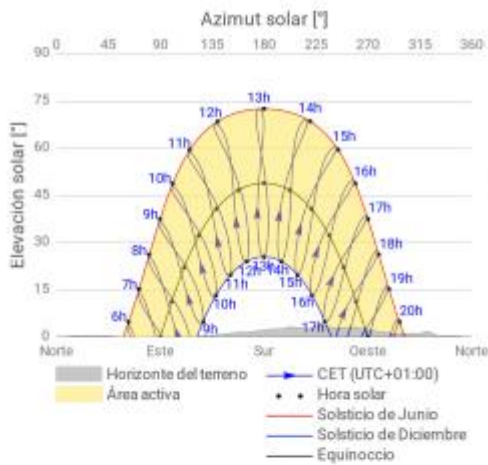
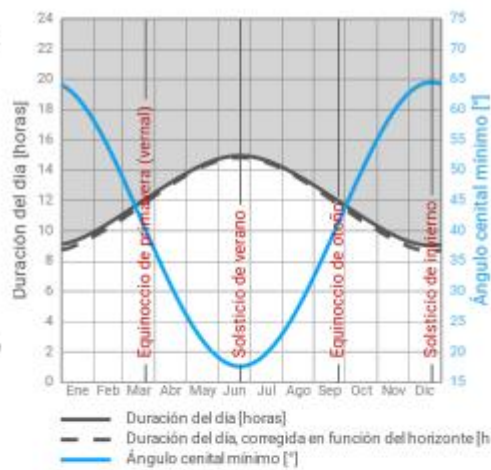


Figura 2.4: Duración del día y ángulo cenital solar



### 3 Solar y meteo: Estadísticas mensuales

El parámetro meteorológico local más importante que determina la producción eléctrica es la radiación solar, la cual alimenta la instalación fotovoltaica. La producción eléctrica también está influenciada por la temperatura del aire. Otros parámetros meteorológicos también afectan al rendimiento, disponibilidad y envejecimiento de la instalación.

**Tabla 3.1:** Radiación solar y parámetros meteorológicos

Mes	GHI kWh/m <sup>2</sup>	DNI kWh/m <sup>2</sup>	DIF kWh/m <sup>2</sup>	D2G	GTI <sub>opta</sub> kWh/m <sup>2</sup>	TEMP °C	WS m/s	CDD Grados día	HDD Grados día
Ene	66.3	117.8	24.0	0.362	120.0	4.6	3.8	0	416
Feb	87.9	130.1	29.8	0.339	136.9	5.4	3.9	0	355
Mar	137.1	164.1	46.8	0.341	177.3	8.3	3.7	0	300
Abr	160.8	162.6	59.0	0.367	175.1	10.7	3.4	0	219
May	193.5	177.6	72.6	0.375	187.1	14.8	3.0	19	117
Jun	212.9	200.2	72.2	0.339	195.9	19.6	2.6	88	39
Jul	230.1	234.9	67.2	0.292	218.0	22.6	2.6	156	13
Ago	199.2	207.5	61.8	0.310	210.1	22.1	2.4	142	15
Sep	148.9	165.1	51.3	0.345	180.4	17.6	2.6	53	63
Oct	108.0	140.9	39.7	0.368	155.3	13.4	2.9	8	149
Nov	70.3	114.3	25.9	0.369	120.1	7.7	3.6	0	308
Dic	58.6	111.9	21.6	0.368	112.5	5.0	3.6	0	404
<b>Anual</b>	<b>1673.6</b>	<b>1926.9</b>	<b>571.9</b>	<b>0.342</b>	<b>1988.6</b>	<b>12.7</b>	<b>3.2</b>	<b>467</b>	<b>2398</b>

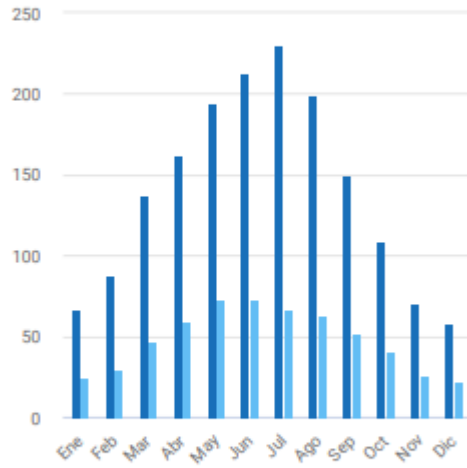
**Tabla 3.2:** Otros parámetros meteorológicos

Mes	ALB	RH %	PWAT kg/m <sup>2</sup>	PREC mm	SNOWD días
Ene	0.16	76	9	23	1
Feb	0.17	69	8	23	0
Mar	0.18	63	9	28	0
Abr	0.18	63	11	41	0
May	0.19	61	14	55	ocasional
Jun	0.20	55	18	49	0
Jul	0.21	50	19	26	0
Ago	0.21	53	20	25	0
Sep	0.19	61	17	35	0
Oct	0.17	67	15	39	ocasional
Nov	0.16	74	11	36	0
Dic	0.16	75	9	27	0
<b>Anual</b>	<b>0.18</b>	<b>64</b>	<b>13</b>	<b>407</b>	<b>4</b>

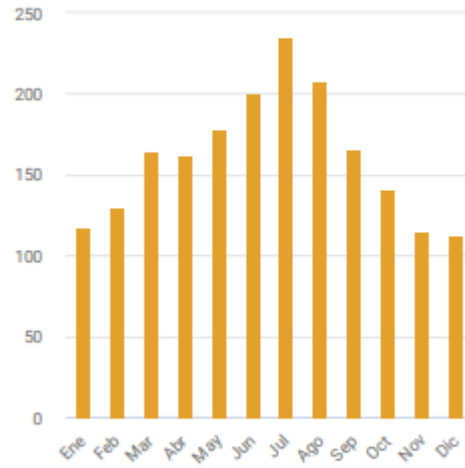
**SOLARGIS**

Loscos (España)

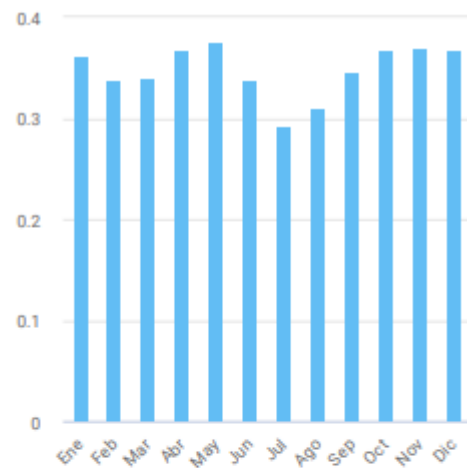
**Figura 3.1:** Irradiación + irradiación difusa horizontal



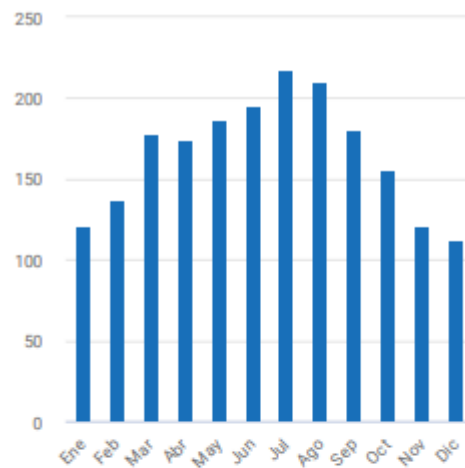
**Figura 3.2:** Irradiación directa normal



**Figura 3.3:** Ratio entre irradiación difusa y global



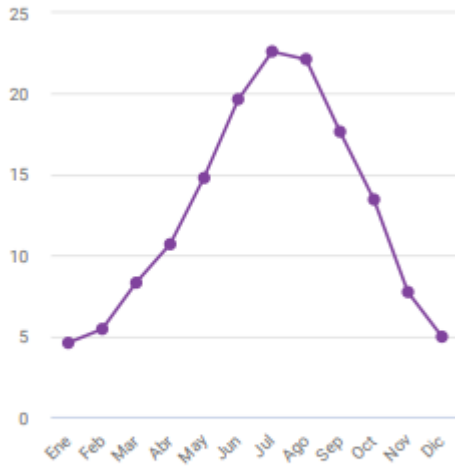
**Figura 3.4:** Irradiación global inclinada para el ángulo óptimo



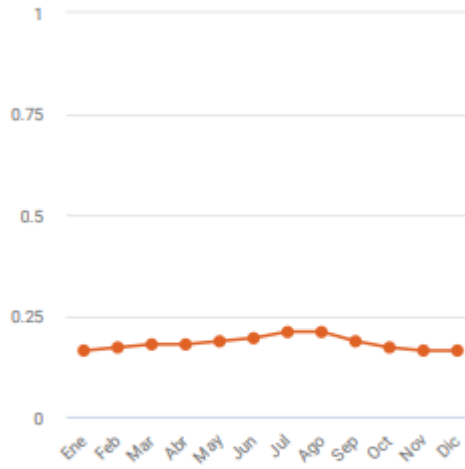
**SOLARGIS**

Loscos (España)

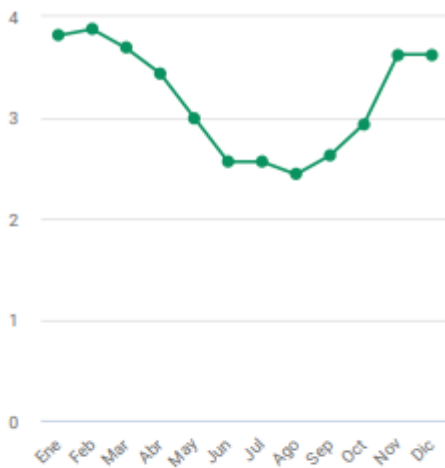
**Figura 3.5:** Temperatura del aire



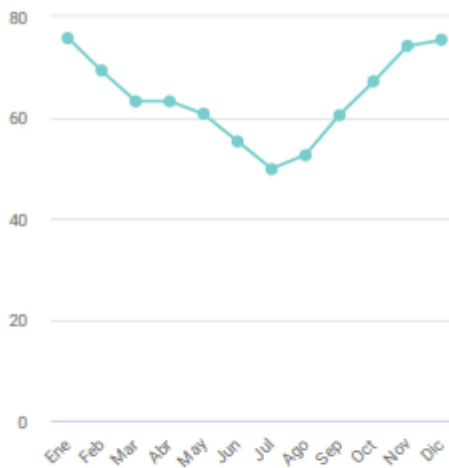
**Figura 3.6:** Albedo de superficie



**Figura 3.7:** Velocidad del viento



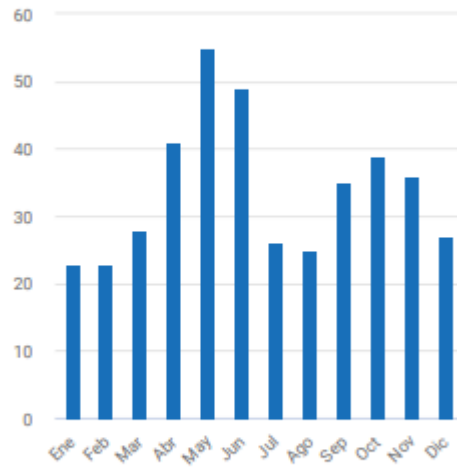
**Figura 3.8:** Humedad relativa



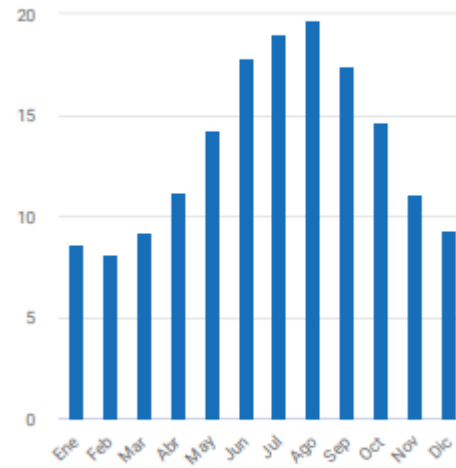
**SOLARGIS**

Loscos (España)

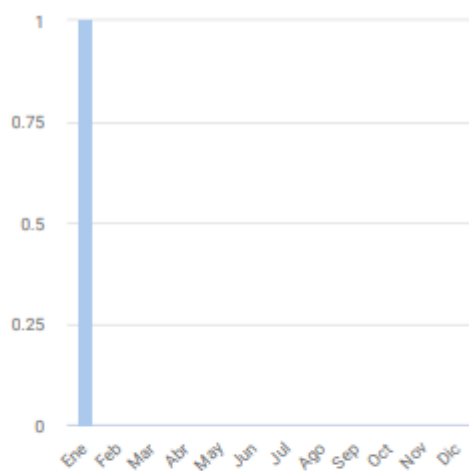
**Figura 3.9:** Precipitación (lluvia)



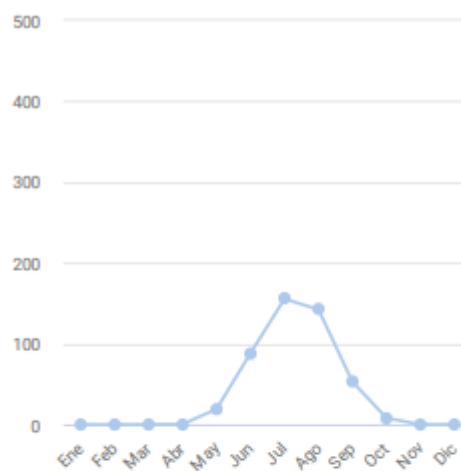
**Figura 3.10:** Agua precipitable



**Figura 3.11:** Días de nieve



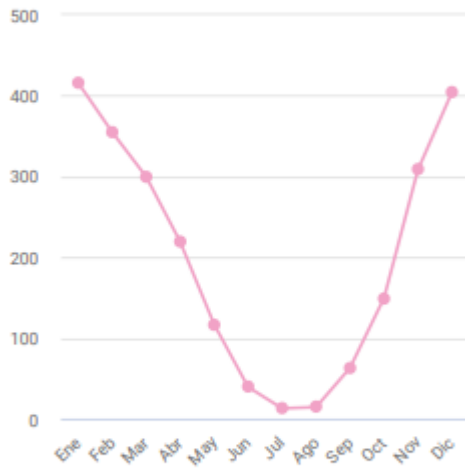
**Figura 3.12:** Grados día de refrigeración



**SOLARGIS**

Loscos (España)

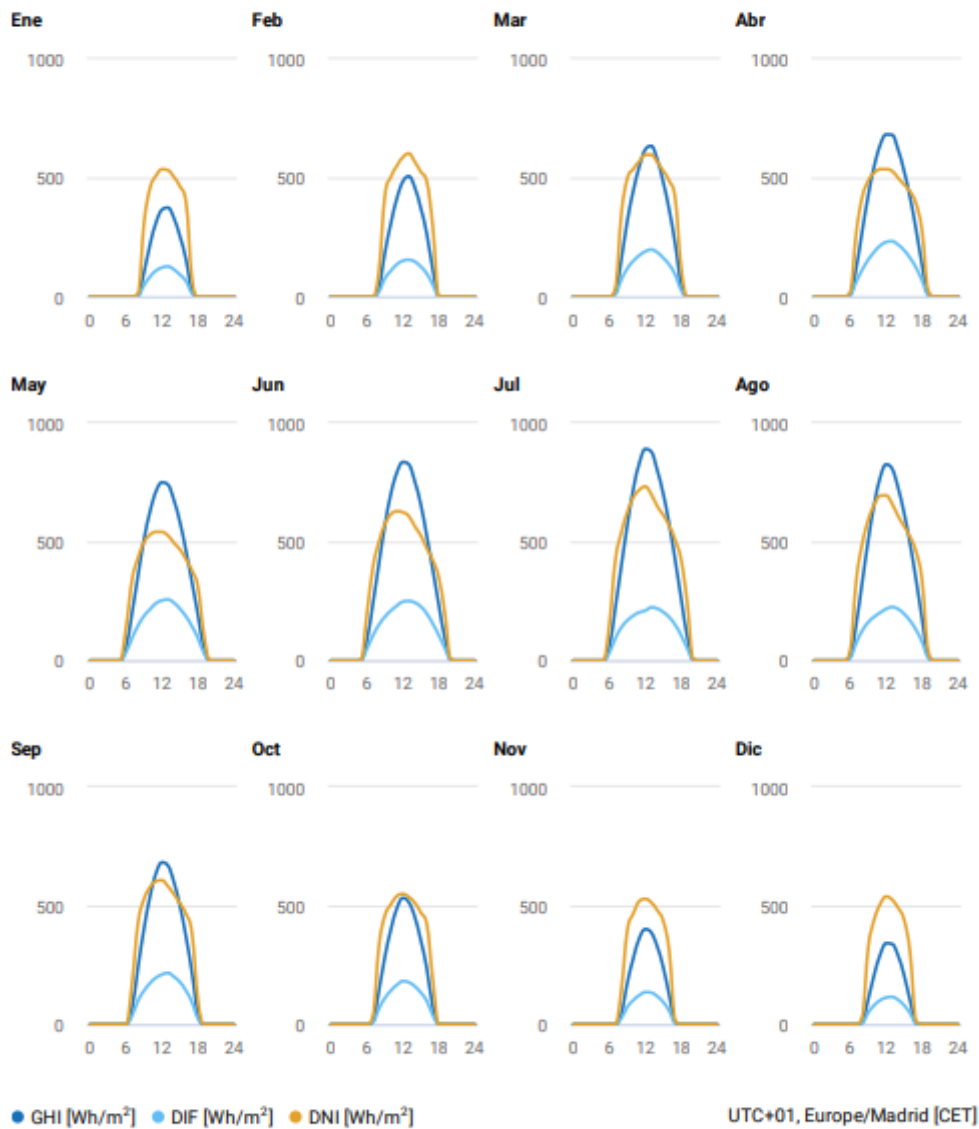
**Figura 3.13:** Grados día de calefacción



## 4 Solar y meteo: Estadísticas diarias

Los perfiles de radiación solar de abajo se calculan como un promedio de todas las horas para cada mes. Los perfiles dan una indicación de los patrones de GHI por día, de forma separada para cada mes. Estos patrones dependen de la geografía, astronomía y clima locales del sitio.

Figura 4.1: GHI, DNI, DIF - promedios diarios





**SOLARGIS**

Loscos (España)

**Tabla 4.1:** Irradiación global horizontal - promedios horarios [Wh/m<sup>2</sup>]

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0 - 1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1 - 2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2 - 3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3 - 4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4 - 5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5 - 6	-	-	-	-	0	2	0	-	-	-	-	-
6 - 7	-	-	-	8	56	84	56	15	0	-	-	-
7 - 8	-	0	14	118	200	239	222	152	67	12	0	-
8 - 9	4	34	154	274	357	406	398	328	241	141	45	8
9 - 10	102	184	319	424	510	569	569	503	404	284	174	104
10 - 11	219	308	445	548	627	702	721	655	538	399	278	208
11 - 12	311	413	547	638	712	791	830	770	636	489	362	293
12 - 13	366	484	619	682	750	835	890	825	682	532	400	341
13 - 14	374	506	634	681	740	825	879	807	668	514	386	338
14 - 15	329	459	577	618	674	753	801	727	598	452	327	289
15 - 16	253	371	481	528	582	656	702	621	498	353	240	207
16 - 17	157	263	364	417	462	523	573	490	370	235	122	100
17 - 18	24	112	220	282	329	381	421	339	218	73	7	5
18 - 19	-	2	48	133	191	234	259	175	43	1	-	-
19 - 20	-	-	0	10	49	94	100	19	0	-	-	-
20 - 21	-	-	-	-	0	4	3	-	-	-	-	-
21 - 22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
22 - 23	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23 - 24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Suma</b>	<b>2139</b>	<b>3138</b>	<b>4423</b>	<b>5360</b>	<b>6241</b>	<b>7098</b>	<b>7423</b>	<b>6426</b>	<b>4963</b>	<b>3483</b>	<b>2343</b>	<b>1892</b>

**SOLARGIS**

Loscos (España)

**Tabla 4.2:** Irradiación directa normal - promedios horarios [Wh/m<sup>2</sup>]

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0 - 1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1 - 2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2 - 3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3 - 4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4 - 5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5 - 6	-	-	-	-	-	2	0	-	-	-	-	-
6 - 7	-	-	-	20	139	196	153	45	0	-	-	-
7 - 8	-	-	36	267	340	392	421	335	173	37	-	-
8 - 9	15	108	347	418	432	499	538	490	427	330	145	32
9 - 10	311	425	497	486	498	573	624	591	528	458	396	322
10 - 11	457	503	537	521	529	615	686	655	577	505	466	440
11 - 12	509	550	569	536	541	628	718	694	603	540	519	506
12 - 13	536	587	597	536	541	624	732	695	607	549	528	538
13 - 14	532	602	597	529	526	608	700	660	581	536	513	525
14 - 15	503	567	567	499	495	564	649	608	547	511	480	491
15 - 16	463	525	529	471	467	526	612	565	510	470	435	440
16 - 17	399	483	486	442	426	471	567	520	465	421	308	302
17 - 18	78	293	412	391	378	421	506	458	384	188	18	15
18 - 19	-	2	120	276	309	349	422	337	102	-	-	-
19 - 20	-	-	-	28	108	200	244	43	-	-	-	-
20 - 21	-	-	-	-	-	5	6	-	-	-	-	-
21 - 22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
22 - 23	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23 - 24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Suma</b>	<b>3800</b>	<b>4645</b>	<b>5293</b>	<b>5419</b>	<b>5730</b>	<b>6674</b>	<b>7578</b>	<b>6692</b>	<b>5504</b>	<b>4544</b>	<b>3808</b>	<b>3610</b>

**Informe PVSYST**

PVSYST V6.88	Hibridación de un parque eólico						15/03/22	Página 1/6					
<b>Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación</b>													
<b>Proyecto :</b>	<b>Monforte III</b>												
<b>Sitio geográfico</b>	<b>Loscos</b>			<b>País España</b>									
<b>Ubicación</b>	Latitud 41,08° N		Longitud -1,02° W										
Tiempo definido como	Hora Legal Huso horario UT+1		Altitud 945 m										
<b>Albedo, valores mensuales</b>	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	
	0.16	0.17	0.18	0.18	0.19	0.20	0.21	0.21	0.19	0.17	0.16	0.16	
<b>Datos meteorológicos:</b>	<b>Loscos</b> SolarGIS Monthly aver. , period not spec. - Synthetic												
<b>Variante de simulación :</b>	<b>Monforte III</b>												
	Fecha de simulación 15/03/22 15h45												
<b>Parámetros de la simulación</b>	Tipo de sistema		<b>Sistema de seguimiento, con retroceso</b>										
<b>Plano de seguimiento, eje inclinado</b>	Inclinación eje		0°		Acimut eje 0°								
Límites de rotación	Fi mínimo		-60°		Fi máximo 60°								
	Tracking algorithm		Astronomic calculation										
<b>Estrategia "Retroceso"</b>	Núm. de helióstatos		85 Conjuntos en cobertizo idénticos										
	Separación helióstatos		6.00 m		Ancho receptor 2.25 m								
Ángulo límite del retroceso	Límites de fi		Factor de ocupación del suelo (GCR) 37.5 %										
<b>Modelos empleados</b>	Transposición		Perez		Difuso Perez, Meteornorm								
<b>Horizonte</b>	Sin horizonte												
<b>Sombreados cercanos</b>	Según cadenas de módulos		Efecto eléctrico		100 %								
<b>Sistema bifacial</b>	Modelo		Unlimited trackers, 2D calculation										
	Separación helióstatos		6.00 m		Ancho helióstatos 2.29 m								
	Backtracking limit angle		67.4°		GCR 38.2 %								
	Average albedo		18.2 %		Axis height above ground 2.10 m								
	Factor de bifacialidad del módulo		70 %		Factor de sombreado trasero 7.0 %								
	Transparencia del módulo		0.0 %		Factor de desajuste trasero 4.0 %								
<b>Monthly albedo</b>	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Año
	16%	17%	18%	18%	19%	20%	21%	21%	19%	17%	16%	16%	18.2%
<b>Necesidades del usuario :</b>	Carga ilimitada (red)												
<b>Características del conjunto FV</b>													
<b>Módulo FV</b>	Si-mono		Modelo		<b>JKM520M-7TL4-TV</b>								
Parámetros definidos por el usuario	Fabricante		Jinkosolar										
Número de módulos FV	En serie		27 módulos		En paralelo 2574 cadenas								
Núm. total de módulos FV	Núm. módulos		69498		Pnom unitaria 520 Wp								
Potencia global del conjunto	Nominal (STC)		<b>36139 kWp</b>		En cond. de funciona. 32987 kWp (50°C)								
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)	U mpp		1015 V		I mpp 32504 A								
Superficie total	Superficie módulos		<b>175748 m²</b>		Superficie célula 165227 m²								
<b>Inversor</b>	Modelo		<b>LV5+-1566-10-SLR.PSX.DR9.0.0 (General)</b>										
Parámetros definidos por el usuario	Fabricante		GE Power Conversion										
Características	Voltaje de funcionam.		938-1450 V		Pnom unitaria 3000 kWac								
					Potencia máx. (=>40°C) 3390 kWac								
Paquete de inversores	Núm. de inversores		10 unidades		Potencia total 30000 kWac								
					Relación Pnom 1.20								

**Factores de pérdida del conjunto FV**

Traducción sin garantía. Solo el texto inglés está garantizado.

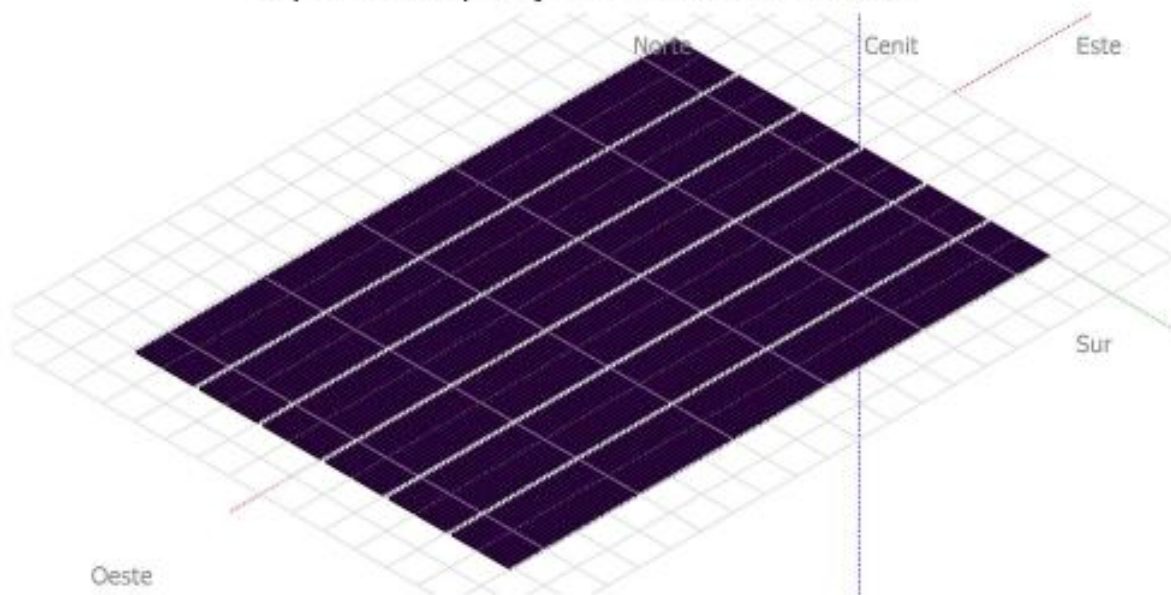
PVSYST V6.88		Hibridación de un parque eólico		15/03/22	Página 2/6				
<b>Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación</b>									
Suciedad del conjunto				Fracción de pérdidas	1.5 %				
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	29,0 W/m²K		Uv (viento)	0,0 W/m²K / m/s				
Pérdida óhmica en el Cableado	Res. global conjunto	0.52 mOhm		Fracción de pérdidas	1.5 % en STC				
LID - "Light Induced Degradation"				Fracción de pérdidas	1.5 %				
Pérdida Calidad Módulo				Fracción de pérdidas	-0.4 %				
Pérdidas de "desajuste" Módulos				Fracción de pérdidas	1.0 % en MPP				
Pérdidas de "desajuste" cadenas				Fracción de pérdidas	0.10 %				
Efecto de incidencia, perfil definido por el usuario (IAM): Perfil personalizado									
	0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
	1,000	1,000	1,000	0,999	0,989	0,964	0,922	0,729	0,000
<b>Factores de pérdida del sistema</b>									
Pérdida CA entre inversor y transfo	Voltaje inversor	660 Vac tri							
	Conductores: 3x20000,0 mm²	66 m		Fracción de pérdidas	0.5 % en STC				
Transformador externo	Pérdida fierro (Conexión 24H)	35238 W		Fracción de pérdidas	0.1 % en STC				
	Pérdidas Resistivas/Inductivas	0.124 mOhm		Fracción de pérdidas	1.0 % en STC				
<b>Pérdidas auxiliares</b>	Proporcional a la potencia	5.0 W/kW.. del umbral de potencia			0.0 kW				

### Sistema Conectado a la Red: Definición del sombreado cercano

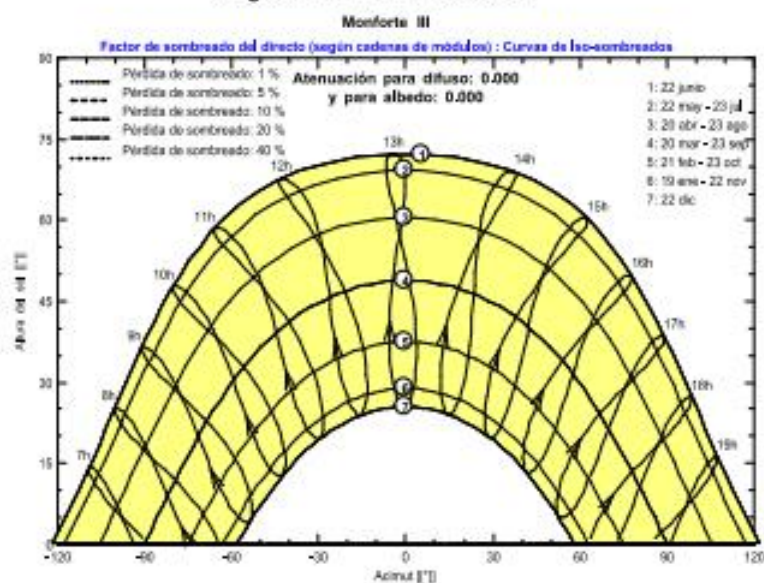
**Proyecto :** Monforte III  
**Variante de simulación :** Monforte III

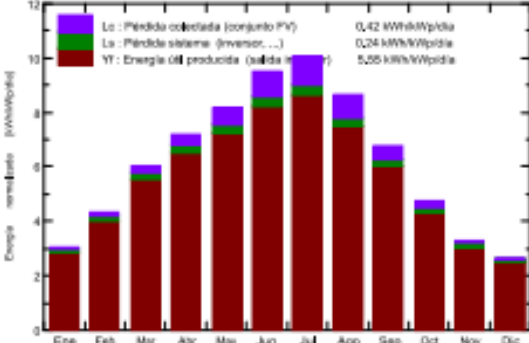
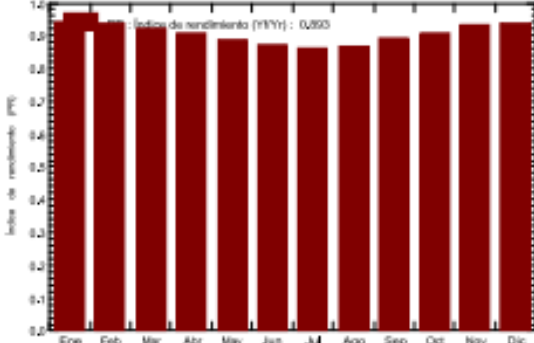
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Sistema de seguimiento, con retroceso
<b>Sombreados cercanos</b>	Según cadenas de módulos	Efecto eléctrico 100 %
Orientación Campos FV	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje 0°	Acimut eje 0°
Módulos FV	Modelo JKM520M-7TL4-TV	Pnom 520 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos 69498	Pnom total <b>36139 kWp</b>
Inversor	LV5+-1566-10-SLR,PSX,DR9,0,0 (General)	Pnom 3000 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades 10,0	Pnom total <b>30000 kW ac</b>
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)	

**Perspectiva del campo FV y situación del sombreado cercano**



**Diagrama de Iso-sombreados**



PVSYST V6.88	Hibridación de un parque eólico		15/03/22	Página 4/6				
<b>Sistema Conectado a la Red: Resultados principales</b>								
<b>Proyecto :</b>		<b>Monforte III</b>						
<b>Variante de simulación :</b>		<b>Monforte III</b>						
<b>Parámetros principales del sistema</b>								
Tipo de sistema		<b>Sistema de seguimiento, con retroceso</b>						
<b>Sombreados cercanos</b>	Según cadenas de módulos	Efecto eléctrico	100 %					
Orientación Camposol	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	Acimut eje	0°					
Módulos FV	Modelo	Pnom	520 Wp					
Conjunto FV	Núm. de módulos	Pnom total	<b>36139 kWp</b>					
Inversor	LV5+-1566-10-SLR,PSX,DR9,0,0 (General)	Pnom	3000 kW ac					
Paquete de inversores	Núm. de unidades	Pnom total	<b>30000 kW ac</b>					
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)							
<b>Resultados principales de la simulación</b>								
Producción del sistema	<b>Energía producida</b>	<b>73157 MWh/año</b>	Produc. específica	2024 kWh/kWp/año				
	Índice de rendimiento (PR)	89,35 %						
Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 36139 kWp								
								
<b>Monforte III</b>								
<b>Balances y resultados principales</b>								
	<b>GlobHor</b>	<b>DiffHor</b>	<b>T_Amb</b>	<b>GlobInc</b>	<b>GlobEff</b>	<b>EArray</b>	<b>E_Grid</b>	<b>PR</b>
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	MWh	MWh	
<b>Enero</b>	66,3	24,00	4,60	94,6	90,8	3365	3215	0,941
<b>Febrero</b>	87,9	29,80	5,40	120,8	116,3	4265	4081	0,935
<b>Marzo</b>	137,1	46,80	8,30	187,3	180,2	6498	6225	0,920
<b>Abril</b>	160,8	59,00	10,70	215,9	207,7	7379	7066	0,905
<b>Mayo</b>	193,5	72,60	14,80	253,4	243,6	8458	8103	0,885
<b>Junio</b>	212,9	72,20	19,60	283,7	273,1	9315	8929	0,871
<b>Julio</b>	230,1	67,20	22,60	310,1	298,9	10068	9653	0,861
<b>Agosto</b>	199,2	61,80	22,10	267,4	257,4	8750	8390	0,868
<b>Septiembre</b>	148,9	51,30	17,60	203,4	195,7	6818	6539	0,890
<b>Octubre</b>	108,0	39,70	13,40	147,8	142,0	5051	4839	0,906
<b>Noviembre</b>	70,3	25,90	7,70	99,1	95,2	3487	3332	0,930
<b>Diciembre</b>	58,6	21,60	5,00	82,1	78,8	2921	2784	0,938
<b>Año</b>	1673,6	571,90	12,70	2265,6	2179,5	76376	73157	0,893
Leyendas:		GlobHor	Irradiación global horizontal	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados			
		DiffHor	Irradiación difusa horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del conjunto			
		T_Amb	T amb.	E_Grid	Energía inyectada en la red			
		GlobInc	Global incidente plano receptor	PR	Índice de rendimiento			

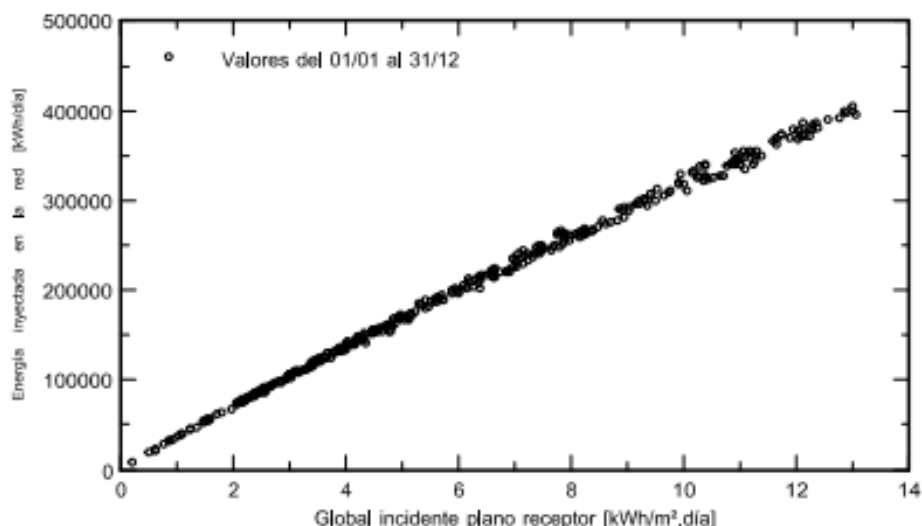
PVSYST V6.88	Hibridación de un parque eólico	15/03/22	Página 5/6
--------------	---------------------------------	----------	------------

### Sistema Conectado a la Red: Gráficos especiales

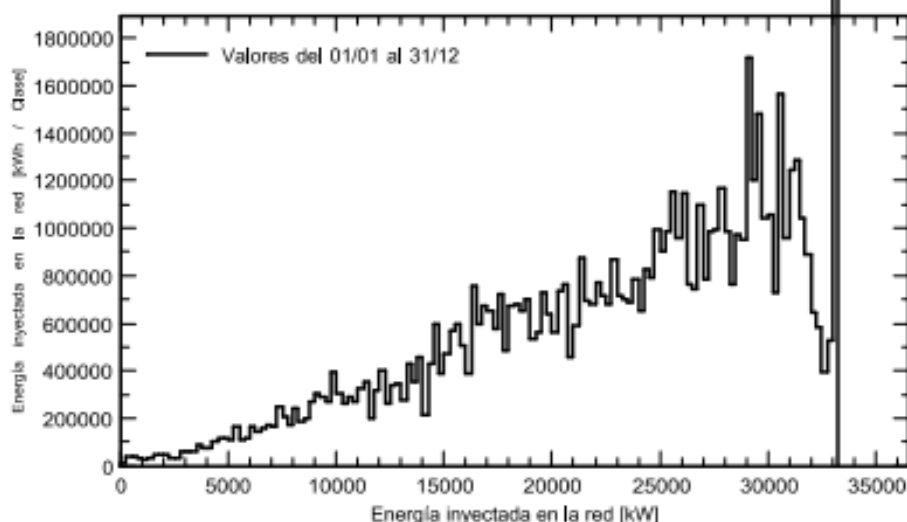
**Proyecto :** Monforte III  
**Variante de simulación :** Monforte III

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Sistema de seguimiento, con retroceso	
<b>Sombreados cercanos</b>	Según cadenas de módulos	Efecto eléctrico	100 %
Orientación Campos FV	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	Acimut eje	0°
Módulos FV	Modelo	Pnom	520 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	Pnom total	<b>36139 kWp</b>
Inversor	LV5+-1566-10-SLR,PSX,DR9,0,0 (General)	Pnom	3000 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	Pnom total	<b>30000 kW ac</b>
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

**Daily Input/Output diagram**



**System Output Power Distribution**



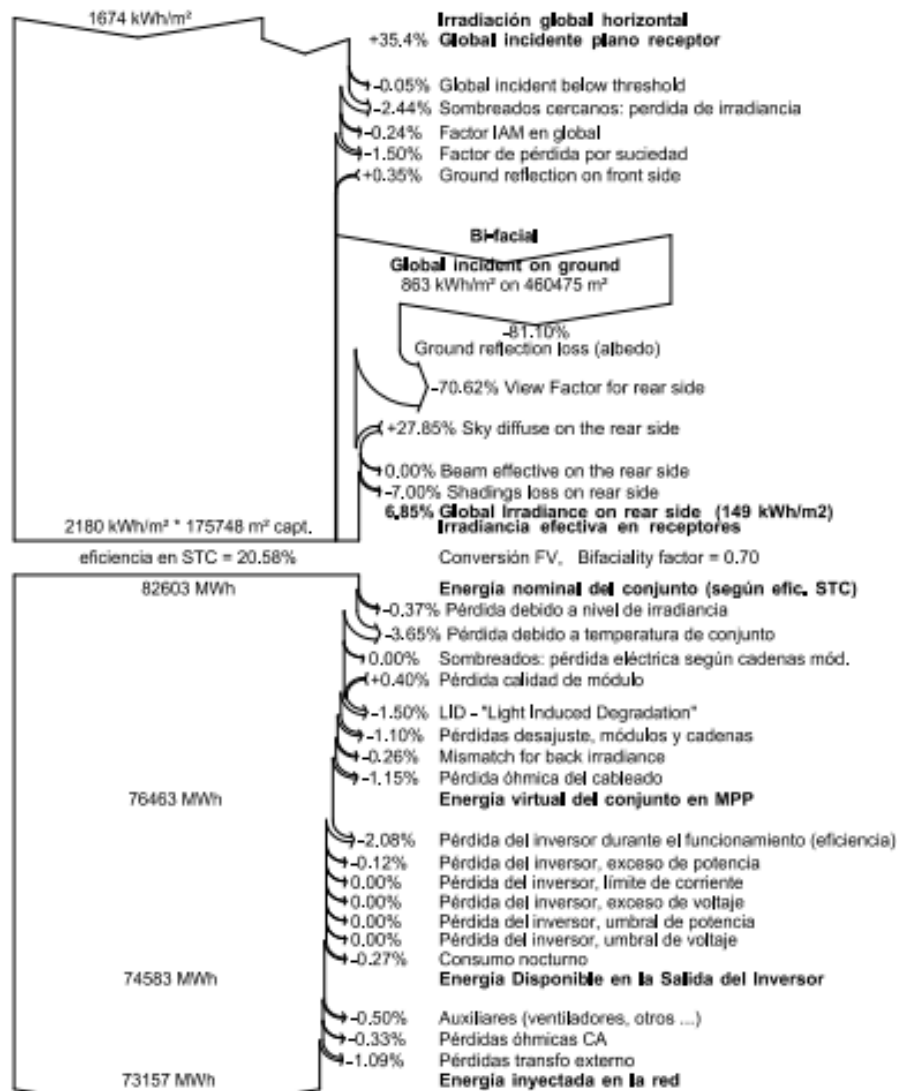
PVSYST V6.88	Hibridación de un parque eólico	15/03/22	Página 6/6
--------------	---------------------------------	----------	------------

### Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

**Proyecto :** Monforte III  
**Variante de simulación :** Monforte III

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Sistema de seguimiento, con retroceso	
<b>Sombreados cercanos</b>	Según cadenas de módulos	Efecto eléctrico	100 %
Orientación Campos	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	Acimut eje	0°
Módulos FV	Modelo	Pnom	520 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	Pnom total	<b>36139 kWp</b>
Inversor	LV5+-1566-10-SLR,PSX,DR9,0,0 (General)	Pnom	3000 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	Pnom total	<b>30000 kW ac</b>
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

Diagrama de pérdida durante todo el año





# FICHAS TÉCNICAS

www.jinkosolar.com



## TR Bifacial 72M 505-525 Watt

Tiling Ribbon (TR) Technology

---

Positive power tolerance of 0~+3%

---

ISO9001:2015, ISO14001:2015, ISO45001:2018  
certified factory

IEC61215, IEC61730 certified product


(Draft)




Tiger Pro




### KEY FEATURES

- 


**TR technology + Half Cell**

TR technology with Half cell aims to eliminate the cell gap to increase module efficiency (bi-facial up to 21.21%)
- 


**MBB instead of 5BB**

MBB technology decreases the distance between bus bars and finger grid line which is benefit to power increase.
- 

**Higher lifetime Power Yield**

2% first year degradation,  
0.45% linear degradation
- 

**Best Warranty**

12 year product warranty,  
30 year linear power warranty
- 

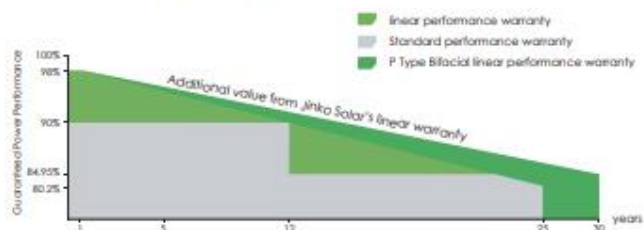
**Strengthened Mechanical Support**

5400 Pa snow load, 2400 Pa wind load

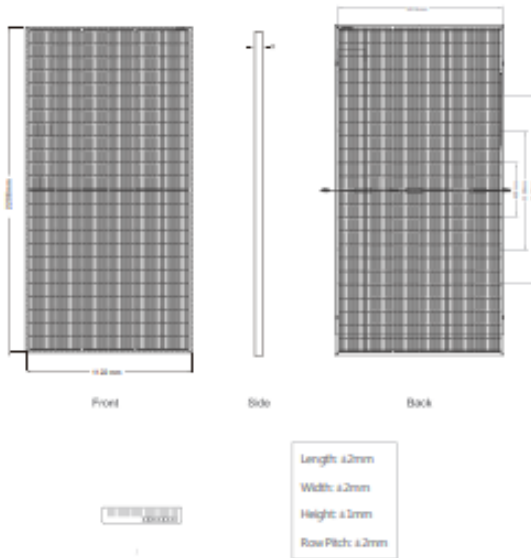


### LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

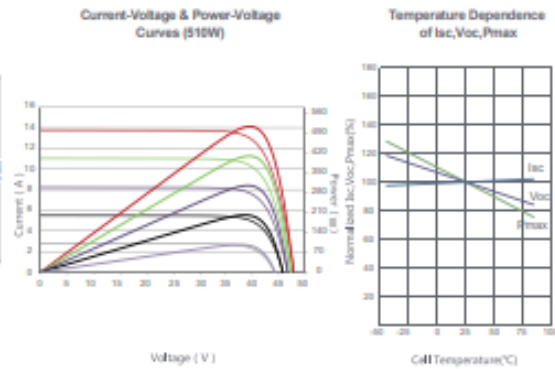
12 Year Product Warranty + 30 Year Linear Power Warranty  
0.45% Annual Degradation Over 30 years



### Engineering Drawings



### Electrical Performance & Temperature Dependence



### Mechanical Characteristics

Cell Type	P type Mono-crystalline
No. of cells	144 (2×72)
Dimensions	2206×1122×35mm (86.85×44.17×1.38 inch)
Weight	28.2 kg (62.17 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm <sup>2</sup> (+) 290mm, (-) 145mm or Customized Length

### Packaging Configuration

( Two pallets = One stack )

31pcs/pallets, 62pcs/stack, 620pcs/ 40'HQ Container

### SPECIFICATIONS

Module Type	JKM505M-7TL4-TV		JKM510M-7TL4-TV		JKM515M-7TL4-TV		JKM520M-7TL4-TV		JKM525M-7TL4-TV	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	505Wp	376Wp	510Wp	379Wp	515Wp	383Wp	520Wp	387Wp	525Wp	391Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	41.50V	38.34V	41.60V	38.44V	41.70V	38.55V	41.80V	38.61V	41.90V	38.75V
Maximum Power Current (Imp)	12.17A	9.80A	12.26A	9.87A	12.35V	9.94A	12.44A	10.02A	12.53V	10.08A
Open-circuit Voltage (Voc)	49.04V	46.19V	49.14V	46.28V	49.24V	46.38V	49.34V	46.47V	49.44V	46.57V
Short-circuit Current (Isc)	12.89A	10.41A	12.98A	10.48A	13.07A	10.56A	13.16A	10.63A	13.25A	10.70A
Module Efficiency STC (%)	20.40%		20.60%		20.81%		21.01%		21.21%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	25A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.35%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									
Refer. Bifacial Factor	70±5%									

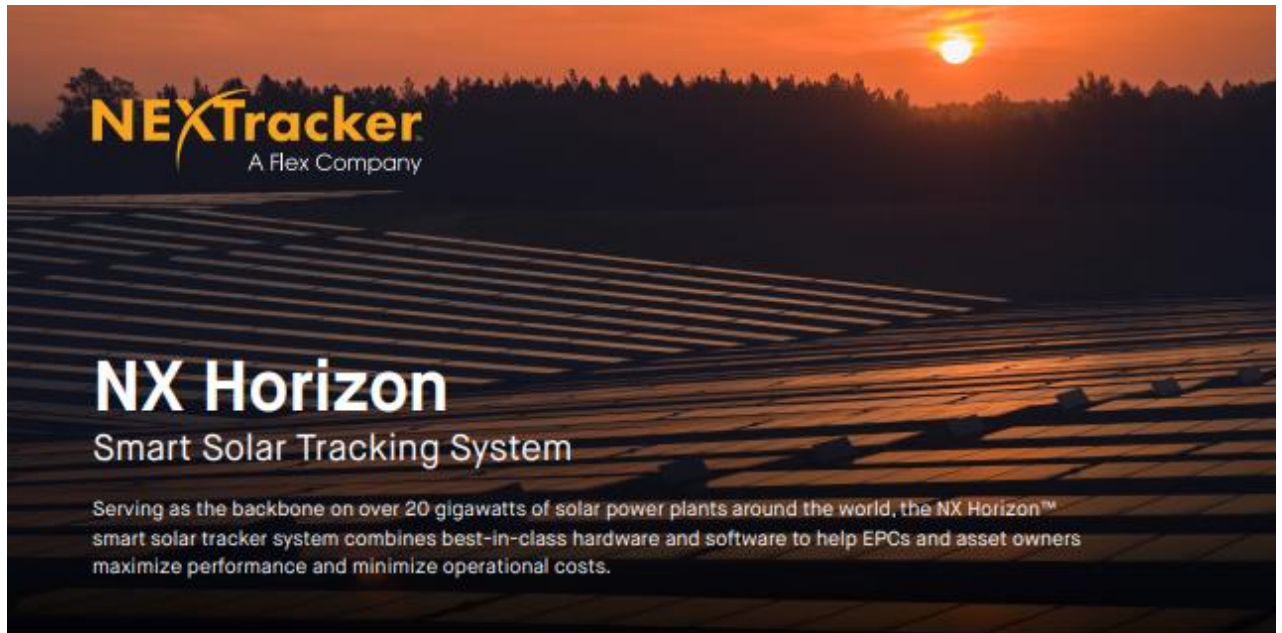
### BIFACIAL OUTPUT-REAR SIDE POWER GAIN

		530Wp	536Wp	541Wp	546Wp	551Wp
5%	Maximum Power (Pmax)	530Wp	536Wp	541Wp	546Wp	551Wp
	Module Efficiency STC (%)	21.42%	21.64%	21.85%	22.06%	22.27%
15%	Maximum Power (Pmax)	581Wp	587Wp	592Wp	598Wp	604Wp
	Module Efficiency STC (%)	23.46%	23.70%	23.93%	24.16%	24.39%
25%	Maximum Power (Pmax)	631Wp	638Wp	644Wp	650Wp	656Wp
	Module Efficiency STC (%)	25.50%	25.76%	26.01%	26.26%	26.51%

\*STC:  Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>  Cell Temperature 25°C  AM=1.5  
 NOCT:  Irradiance 800W/m<sup>2</sup>  Ambient Temperature 20°C  AM=1.5  Wind Speed 1m/s  
 \* Power measurement tolerance: ± 3%

©2020 Jinko Solar Co., Ltd. All rights reserved.  
 Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

TR JKM505-525M-7TL4-TV-D4-EN



## Self-Powered System with Smart Performance Monitoring

NX Horizon's reliable self-powered motor and control system, balanced mechanical design and independent row architecture provide project design flexibility, while lowering operation and maintenance (O&M) costs. NX Horizon works in concert with the NX Data Hub platform, a utility-grade software that uses bidirectional communications to each and every tracker row in the power plant for continuous, real-time monitoring. In addition, NEXTracker's Digital O&M™ services provide real-time analytics and predictive maintenance to help manage operations and minimize O&M costs over the lifetime of the systems.

### Flexible and Resilient by Design

With its self-aligning module rails and vibration-proof fasteners, NX Horizon can be easily and rapidly installed. The self-powered, decentralized architecture allows each row to be commissioned in advance of site power, and is designed to withstand high winds and other adverse weather conditions. On a recent 838 megawatt project in Villanueva, Mexico, these design features allowed for the project to go online nine months ahead of schedule.

### TrueCapture and Bifacial Enabled

Incorporating the most promising innovations in utility scale solar, NX Horizon with TrueCapture™ smart control system can add additional energy production by up to six per cent. Further unlocking the advantages of independent-row architecture and the data collected from thousands of sensors across its built-in wireless network, the software continuously optimizes the tracking algorithm of each row in response to site terrain and changing weather conditions. NX Horizon can also be paired with bifacial PV module technology, which can provide even more energy harvest and performance. With bifacial technology, NX Horizon outperforms conventional tracking systems with over 1% more annual energy.

**4 YEARS IN A ROW**

Global Market Share Leader (2015-18)

**25+ GW**

Delivered on 5 Continents

**BEST-IN-CLASS**

Software Ecosystem and Global Services

**UP TO 6%**

Using TrueCapture Smart Control System

NEXTracker

Smart Single-Axis Solar Tracking System

### Quality and Reliability from Day One

Quality and reliability are designed and tested into every NX Horizon component and system across our supply chain and manufacturing operations. NEXTracker is the leader in dynamic wind analysis and safety stowing, delivering major benefits in uptime and long-term durability. NX Horizon is certified to UL 2703 and UL 3703 standards, underscoring NEXTracker's commitment to safety, reliability and quality.

#### GENERAL AND MECHANICAL

Tracking type	Horizontal single-axis, independent row	Tracking range of motion	Options for $\pm 60^\circ$ or $\pm 50^\circ$
String voltage	1,500 V <sub>DC</sub> or 1,000 V <sub>DC</sub>	Operating temperature range	Self powered: -30°C to 55°C (-22°F to 131°F) AC powered: -40°C to 55°C (-40°F to 131°F)
Typical row size	78 - 90 modules, depending on module string length	Module configuration	1 in portrait, 3 x 1,500V or 4 x 1,000V strings per standard tracker. Partial length trackers available.
Drive type	Non-backdriving, high accuracy slew gear	Module attachment	Self-grounding, electric tool-actuated fasteners
Motor type	24V brushless DC motor	Materials	Galvanized steel
Array height	Rotation axis elevation 1.3 to 1.8 m / 4'3" to 5'10"	Allowable wind speed	Configurable up to 200 kph (125 mph) 3-second gust.
Ground coverage ratio (GCR)	Configurable. Typical range 28-50%	Wind protection	Intelligent wind stowing with symmetric dampers for maximum array stability in all wind conditions.
Modules supported	Mounting options available for virtually all utility-scale crystalline modules, First Solar Series 6 and First Solar Series 4.	Foundations	Standard W6 section foundation posts
Bifacial features	High-rise mounting rails, bearing + driveline gaps and round torque tube		

#### ELECTRONICS AND CONTROLS

Solar tracking method	Astronomical algorithm with backtracking. TrueCapture™ upgrades available for terrain adaptive backtracking and diffuse tracking mode.
Control electronics	NX tracker controller with inbuilt inclinometer and backup battery.
Communications	Zigbee wireless communications to all tracker rows and weather stations via network control units (NCUs).
Nighttime stow	Yes
Power supply	Self powered: NX provided 30 or 60W Smart Panel AC powered: Customer-provided 120-240 V <sub>AC</sub> circuit

#### INSTALLATION, OPERATIONS AND SERVICE

PE stamped structural calculations and drawings	Included
Onsite training and system commissioning	Included
Installation requirements	Simple assembly using swaged fasteners and bolted connections. No field cutting, drilling or welding.
Monitoring	NX Data Hub™ centralized data aggregation and monitoring
Module cleaning compatibility	Compatible with NX qualified cleaning systems.
Warranty	10-year structural, 5-year drive and control components
Codes and standards	UL 3703, UL 2703, IEC 62817

**INGECON**

**SUN**

StringBox

**SIMPLE AND SAFE  
CONNECTION OF  
PHOTOVOLTAIC  
STRINGS, 1500 V,  
WITH CURRENT  
DETECTION**

**M12 / M16 / M18 / M20 / M24 / M32**

The new INGECON® SUN StringBox M is a device for measuring each PV generator string current and detecting defective string current through INGECON® SUN Manager software, INGECON® SUN SCADA and/or other monitoring system. String currents can be monitored through the RS485 serial port.

The new INGECON® SUN StringBox M is a cost-effective PV string monitoring box series designed for central inverter-based PV systems. The INGECON® SUN StringBox M features efficient input and output DC wiring with fully rated DC disconnect switches for safe maintenance.

**A complete range of equipment  
for all types of projects**

Available in models ranging from 12 to 32 inputs and 1,500 V max. DC voltage, the INGECON® SUN StringBox M provide the maximum flexibility and expandability in system design. The compact and rugged IP65 enclosure is designed for installation in outdoor environments, such as roof-mounted systems and large-scale solar farms.

**Maximum protection**

The INGECON® SUN StringBox M is an intelligent combiner box and are equipped with touch-safe DC fuse holders, DC fuses, lightning induced DC surge arresters and load disconnect switch.

**PROTECTIONS**

- Up to 32 pairs of DC fuses.
- Available fuses: 10A, 12A, 15A, 16A, 20A, 25A, 30A, 32A (15A standard).
- Lightning induced DC surge arresters, type 2.
- Manual DC isolating switch.

**OPTIONAL ACCESSORIES**

- Lightning induced DC surge arresters, type 1+2.
- Pole mounting kit.
- PV connectors.

**MAIN FEATURES**

- Built to minimize system costs by providing the maximum flexibility.
- RS485 serial port for currents monitoring
- On-board temperature sensor
- Supervision of the DC isolating switch and SPD protection
- One analog input for external RTD
- Available in 12, 16, 18, 20, 24, 32 inputs versions.
- Rated for 1,500 Vdc maximum voltage.
- Simplifies input and output wiring.
- Capability to connect up to 2 DC output cables per polarity (only for 12 and 16 inputs).
- IP65 protection rating.
- Maximum protection to corrosion and pollution thanks to the isolating polyester enclosure reinforced with fiberglass.



[www.ingeteam.com](http://www.ingeteam.com)  
[solar.energy@ingeteam.com](mailto:solar.energy@ingeteam.com)

**Ingeteam**

INGECON

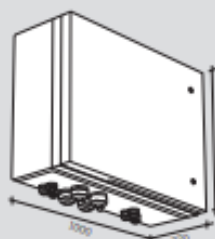
SUN

StringBox

	1,500 V			
	StringBox M 12	StringBox M 12B	StringBox M 16	StringBox M 16B
<b>Input</b>				
Maximum number of input strings	12 / 24 <sup>1)</sup>	12 / 24 <sup>1)</sup>	16 / 32 <sup>1)</sup>	16 / 32 <sup>1)</sup>
Max. number of measurable inputs	12	12	16	16
Maximum current per input (A)	12 / 24	12 / 24	12 / 24	12 / 24
Number of protection fuses	12	24	16	32
Type of fuses	gPV fuses, 10 x 85 mm, 30 kA			
Maximum DC voltage	1,500 Vdc			
Cable inlet	M40 cable glands (n.4 cables entry diameter: 6 to 10 mm for each cable gland)			
Inlet connections	Direct connection to fuse holders or distribution bar, wiring gauge 1.5 to 16 mm <sup>2</sup>			
<b>Output</b>				
Rated total current (A) <sup>2)</sup>	144 / 288	144 / 288	192 / 384	192 / 384
Cable outlet	Up to 2 pairs of M50 cable glands (cable diameter: 27 to 35 mm)			
Outlet connections	Direct connection on copper plates, wiring gauge up to 2 x 240 mm <sup>2</sup> per pole			
DC switch disconnect rating (A)	315 / 400	315 / 400	315 / 400	315 / 400
<b>SPD</b>				
Type	Type 1 (optional: Type 1+2)			
Grounding connection	M20 cable gland (cable diameter: 7 to 13 mm, wiring gauge 2.5 to 35 mm <sup>2</sup> )			
<b>Communication</b>				
Type	RS485, 3 wires (A, B and GND)			
Protocol	Modbus RTU			
Connection	2 x M16 cable gland (cable diameter: 4.5 to 10 mm, wiring gauge 0.34 to 2.5 mm <sup>2</sup> )			
<b>Others</b>				
Digital inputs	Two digital inputs already linked to the auxiliary contact of DC isolating switch and to the surge protection device fault contact			
Analogue inputs	One analog input for one external RTD, precision: higher than 1.5%			
Analogue inputs connection	M16 cable gland (cable diameter: 4.5 to 10 mm, wiring gauge 0.34 to 2.5 mm <sup>2</sup> )			
Current measurement sensors	One sensor for each input, maximum 25 A, accuracy 0.3%			
On-board sensor	One on-board sensor for internal box temperature measurement			
<b>General Information</b>				
Enclosure type	Outdoor use, insulating cabinet (polyester reinforced with fiberglass)			
Protection rating	IP65			
Impact strength	IK30			
Operating temperature range	-20 °C to +55 °C			
Relative humidity (non-condensing)	0 to 95%			
Maximum altitude <sup>3)</sup>	2,000 m a.s.l.			
DC switch handle	Internal, lockable in open position			
Consumption (W)	9.5		9.5	
Size (mm)	1000 x 750 x 320 (W x H x D)			
Weight (kg)	39	41	41	43
Marking	CE			
EMC and Safety standards	EN 63000-6-4, EN 61000-6-2, IEC 60364-7-712			
LV Switchgear standards	IEC 61439-1, IEC 61439-2, AS/NZS 61439-2, AS/NZS 5033			
Electric shock protection	Class II equipment			

Notes: <sup>1)</sup> With external over-molding in line fuses and branch connectors. <sup>2)</sup> Over 50 °C ambient temperature, the current will be reduced at the rate of 3.5% every °C up to 55 °C  
<sup>3)</sup> Please contact Ingeteam for altitudes higher than 2,000 m.

Size (mm)



**M 12**  
39 kg.  
**M 12B**  
41 kg.  
**M 16**  
41 kg.  
**M 16B**  
43 kg.

Ingeteam

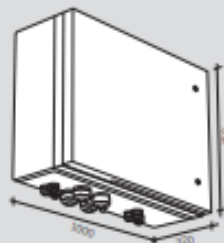
INGECON SUN

StringBox

	1,500 V			
	StringBox M 18	StringBox M 18B	StringBox M 20	StringBox M 20B
<b>Input</b>				
Maximum number of input strings	18	18	20	20
Maximum current per inputs	18	18	20	20
Maximum current per input (A)	12	12	12	12
Number of protection fuses	18	36	20	40
Type of fuses	gPV fuses, 10 x 85 mm, 30 kA			
Maximum DC voltage	1,500 Vdc			
Cable inlet	M40 cable glands (n.4 cables entry diameter: 6 to 10 mm for each cable gland)			
Inlet connections	Direct connection to fuse holders or distribution bar, wiring gauge 1.5 to 16 mm <sup>2</sup>			
<b>Output</b>				
Rated total current (A) <sup>1)</sup>	216	216	240	240
Cable outlet	Up to 2 pairs of M50 cable glands (cable diameter: 27 to 35 mm)			
Outlet connections	Direct connection on copper plates, wiring gauge up to 2 x 240 mm <sup>2</sup> per pole			
DC switch disconnect rating (A)	400	400	400	400
<b>SPD</b>				
Type	Type 1 (optional: Type 1+2)			
Grounding connection	M20 cable gland (cable diameter: 7 to 13 mm, wiring gauge 2.5 to 35 mm <sup>2</sup> )			
<b>Communication</b>				
Type	RS485, 3 wires (A, B and GND)			
Protocol	Modbus RTU			
Connection	2 x M16 cable gland (cable diameter: 4.5 to 10 mm, wiring gauge 0.34 to 2.5 mm <sup>2</sup> )			
<b>Others</b>				
Digital inputs	Two digital inputs already linked to the auxiliary contact of DC isolating switch and to the surge protection device fault contact			
Analogue inputs	One analog input for one external RTD, precision: higher than 1.5%			
Analogue inputs connection	M16 cable gland (cable diameter: 4.5 to 10 mm, wiring gauge 0.34 to 2.5 mm <sup>2</sup> )			
Current measurement sensors	One sensor for each input, maximum 25 A, accuracy 0.3%			
On-board sensor	One on-board sensor for internal box temperature measurement			
<b>General Information</b>				
Enclosure type	Outdoor use, insulating cabinet (polyester reinforced with fiberglass)			
Protection rating	IP65			
Impact strength	IK30			
Operating temperature range	-20 °C to +55 °C			
Relative humidity (non-condensing)	0 to 95%			
Maximum altitude <sup>2)</sup>	2,000 m a.s.l.			
DC switch handle	Internal, lockable in open position			
Consumption (W)	9.5			
Size (mm)	1000 x 750 x 320 (W x H x D)	1250 x 750 x 320 (W x H x D)	1000 x 750 x 320 (W x H x D)	1250 x 750 x 320 (W x H x D)
Weight (kg)	41	51	41	51
Marking	CE			
EMC and Safety standards	EN 61000-6-4, EN 61000-6-2, IEC 60364-7-712			
LV Switchgear standards	IEC 61439-1, IEC 61439-2, AS/NZS 61439-2, AS/NZS 5033			
Electric shock protection	Class II equipment			

Notes: <sup>1)</sup> Over 50 °C ambient temperature, the current will be reduced at the rate of 3.5% every °C up to 55 °C. <sup>2)</sup> Please contact Ingeteam for altitudes higher than 2,000 m.

Size (mm)



**M 18**  
41 kg.  
**M 18B**  
51 kg.  
**M 20**  
41 kg.  
**M 20B**  
51 kg.

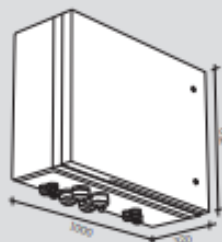
Ingeteam

**INGECON SUN** StringBox

	1,500 V			
	StringBox M 24	StringBox M 24B	StringBox M 32	StringBox M 32B
<b>Input</b>				
Maximum number of input strings	24	24	32	32
Maximum current per inputs	24	24	32	32
Maximum current per input (A)	12	12	12	12
Number of protection fuses	24	48	32	64
Type of fuses	gPV fuses, 10 x 85 mm, 30 kA			
Maximum DC voltage	1,500 Vdc			
Cable inlet	M40 cable glands (n.4 cables entry diameter: 6 to 10 mm for each cable gland)			
Inlet connections	Direct connection to fuse holders or distribution bar, wiring gauge 1.5 to 16 mm <sup>2</sup>			
<b>Output</b>				
Rated total current (A) <sup>1</sup>	288	288	384	384
Cable outlet	Up to 2 pairs of M50 cable glands (cable diameter: 27 to 35 mm)			
Outlet connections	Direct connection on copper plates, wiring gauge up to 2 x 240 mm <sup>2</sup> per pole			
DC switch disconnect rating (A)	400	400	400	400
<b>SPD</b>				
Type	Type 1 (optional: Type 1+2)			
Grounding connection	M20 cable gland (cable diameter: 7 to 13 mm, wiring gauge 2.5 to 35 mm <sup>2</sup> )			
<b>Communication</b>				
Type	RS485, 3 wires (A, B and GND)			
Protocol	Modbus RTU			
Connection	2 x M16 cable gland (cable diameter: 4.5 to 10 mm, wiring gauge 0.34 to 2.5 mm <sup>2</sup> )			
<b>Others</b>				
Digital inputs	Two digital inputs already linked to the auxiliary contact of DC isolating switch and to the surge protection device fault contact			
Analogue inputs	One analog input for one external RTD, precision: higher than 1.5%			
Analogue inputs connection	M16 cable gland (cable diameter: 4.5 to 10 mm, wiring gauge 0.34 to 2.5 mm <sup>2</sup> )			
Current measurement sensors	One sensor for each input, maximum 25 A, accuracy 0.3%			
On-board sensor	One on-board sensor for internal box temperature measurement			
<b>General Information</b>				
Enclosure type	Outdoor use, insulating cabinet (polyester reinforced with fiberglass)			
Protection rating	IP65			
Impact strength	IK30			
Operating temperature range	-20 °C to +55 °C			
Relative humidity (non-condensing)	0 to 95%			
Maximum altitude <sup>2</sup>	2,000 m a.s.l.			
DC switch handle	Internal, lockable in open position			
Consumption (W)	9.5		30.5	
Size (mm)	1000 x 750 x 320 (W x H x D)		1250 x 750 x 320 (W x H x D)	
Weight (kg)	42	52	50	55
Marking	CE			
EMC and Safety standards	EN 61000-6-4, EN 61000-6-2, IEC 60364-7-712			
LV Switchgear standards	IEC 61439-1, IEC 61439-2, AS/NZS 61439-2, AS/NZS 5033			
Electric shock protection	Class II equipment			

**Notes:** <sup>1</sup> Over 50 °C ambient temperature, the current will be reduced at the rate of 3.5% every °C up to 55 °C. <sup>2</sup> Please contact Ingeteam for altitudes higher than 2,000 m.

**Size (mm)**



- M 24**  
42 kg.
- M 24B**  
52 kg.
- M 32**  
50 kg.
- M 32B**  
55 kg.

**Ingeteam**





# LV5<sup>+</sup> Solar Power Station

Plug & play solution for efficient,  
cost effective and dispatchable  
solar power



[ge.com/renewableenergy/hybrid](https://www.ge.com/renewableenergy/hybrid)

## Driving Utility-Scale Solar PV to a New Level of Operational Excellence

The leveled cost of electricity (LCOE) produced by solar power has come down by more than 70 percent since 2010 – and GE is focused on continuing the quest to further optimize the LCOE with innovative technology built on more than 120 years' experience in the power sector.



**PLUG & PLAY**  
Optimized containerized solution for ease of logistics and reduced on-site installation and commissioning.



**NIGHT TIME DISCONNECT OPTION**  
Avoid up to 15 GWh of the main transformer no-load losses over plant lifetime.



**DIGITALLY READY**  
Compatible with GE's Digital Solar ARM to improve solar asset return on investment and reduce operating risk.

## Maximizing lifetime value

GE has accumulated more than 7.5 gigawatts of total global installed base for its solar inverter technology, and was the first to introduce 1,500-volt to the solar market.

Today, building on this proven technology, GE's new LV5<sup>+</sup> Solar Power Station brings GE's technology leadership together with its system integration capabilities to deliver a complete solar power station solution.

The LV5<sup>+</sup> Solar Power Station provides a smart solution that is embedded with technology to help significantly reduce capital expenditures, improve response and ensure more reliable plant performance.

GE'S PORTFOLIO OF SOLAR SOLUTIONS, TECHNOLOGY AND SERVICES PROVIDE MORE EFFICIENT, PREDICTABLE AND COST EFFECTIVE SOLAR PV POWER.

\*Based on our calculations from a 100 MW plant over 25 years

## Unlocking new value with integrated containerized solar power station to reduce CAPEX, OPEX and ensure more reliable plant performance



© GE Corporation

### GE's LV5<sup>+</sup> Solar Power Station Helps to Optimize the Total Cost of Ownership for Solar Operations

#### Main features:

- 2.7 - 5.5 MW output power
- -25°C to +50°C operating temperature range, with cold weather option (-50°C)
- Installation altitude of 2000m up to 4000m upon request, with derating
- High efficiency
- Low maintenance air-cooling system
- Plug & play
- Night time disconnect option
- Direct outdoor installation
- Standard 20ft ISO high cube container for optimized logistics and installation
- Fibre-optic SCADA interface
- Digital ARM ready

#### All-in-one containerized solar power solution

GE's LV5<sup>+</sup> Solar Power Station combines GE's LV5<sup>+</sup> 1500 V solar inverter, with medium voltage power transformer, optional MV Ring Main Unit (RMU), auxiliary transformer and various options within a single, standard 20ft ISO high cube container. The containerized solar power station delivers a reliable, plug & play, factory integrated power conversion solution for utility-scale solar installations.

#### When CAPEX matters most

Focusing only on the cost of individual pieces of equipment will not help to drive down the LCOE for solar alone. The 'total installed cost' including logistics, installation and commissioning must be considered when looking to optimize CAPEX for utility-scale solar power plants.

With GE's system approach, our integrated power station helps solar developers and EPC's to reduce their 'total installed cost', start-up risks and to improve the overall reliability of the solar power station assets.

#### Pre-assembled, and pre-tested for plug & play power

GE's containerized LV5<sup>+</sup> Solar Power Station solution allows for optimized logistics and installation. Equipment arrives onsite pre-fabricated and factory tested with integrated transformer, inverter and MV switchgear, allowing simple plant commissioning.

#### Made to withstand extreme environments

Conditions such as sand, dust, snow, hail or rain can shorten the lifespan of electrical components and harm the reliability of the equipment, causing lengthy and costly interruption to operations.

Featuring a reliable and robust air cooling system with air-to-air heat exchangers, GE's LV5<sup>+</sup> Solar Power Station helps to ensure dependable, virtually maintenance-free operation in most hot or harsh environments.

#### Innovative night time disconnect option

Grid connected equipment can consume 'no-load' power during night time hours, adding up to large costs over the PV plant lifetime. Embedded with smart controls, the LV5<sup>+</sup> Solar Power Station uses this technology to eliminate no-load transformer losses at night.

Based on our calculations over 25 years from a 100 MW plant, this innovative night time disconnect option can enable OPEX savings of up to 15 GWh across the solar plant lifetime.

#### Digitally ready

GE's solar solutions are compatible with GE's Digital Solar ARM, to improve solar asset return on investment and reduce operating risk. GE's advanced digital solutions can help enable predictive, proactive and performance-based maintenance and operation cycles with significant reductions in associated operating expenses.

GE's integrated plant level control system, SunIQ™, brings together real-time plant-wide data visualization, data analysis, and troubleshooting with plant level operational control to enhance grid integration of solar and improve solar power plant efficiency.

# GE's LV5+ Solar Power Station

up to 3.5 MW output power



- LV5+ SOLAR INVERTER**
  - 2.7 - 3.5 MW, high density
  - Multiple DC & AC voltage ratings for optimum value
  - 1500 Vdc voltage level
  - Advanced grid features and reactive power control day and night for grid stabilization
  - IEC and UL compliance
- MV STEP UP TRANSFORMER**
  - Available for 22 / 35 / 54.5 kV
  - Standard and high efficiency option
  - Oil filled: Mineral - ONAN (Standard) / Biodegradable - KNAN (Option)
  - Extended monitoring available
  - Night time disconnect option for eliminating the main transformer no-load losses during night
- DIGITALLY READY**
  - Extended monitoring
  - Advanced diagnostics for optimal performance monitoring
  - Digital twin technology for lifecycle management
  - Easily connect to Digital Solar APM software for increased energy production and reduced O&M costs
  - Available with integrated plant level control system, SunIQ™ to further improve solar power plant efficiency.
- ROBUST OUTDOOR CONTAINER**
  - Standard 20R ISO high cube container solution for optimized logistics and installation
  - Outdoor rated: IP 54 / NEMAS (Inverter & RPEL)
  - Suitable for harsh environments
  - Efficient, low maintenance air cooling
  - Horizontally raked power control unit
  - Mounting options: Piers / Pad / Gravel
- ELECTRICAL INTEGRATION**
  - Pre-integrated and pre-tested
  - Plug & play solution for reduced installation & commissioning times
  - Ease of maintenance
  - Up to 24 DC inputs
  - Medium voltage AC connections
  - Customer auxiliary power distribution
  - Externally accessible LV & communications customer interface
  - Fibre-optic SCADA interface

## LV5+ Solar Power Station Data

Specifications	Units	LV5+ 1560 Solar Power Station	LV5+ 1563 Solar Power Station	LV5+ 1566 Solar Power Station	LV5+ 1569 Solar Power Station
<b>Input Data</b>					
MPPT Range <sup>1</sup>	Vdc	855 - 1300	895 - 1300	938 - 1300	980 - 1300
Max Permissible DC Voltage	Vdc	1500			
Max Continuous DC Current (at 35°C / 50°C)	Adc	4000 / 5200			
Max DC Short Circuit Interrupt Rating	Adc	12000 <sup>2</sup>			
Number of MPPT		1			
Number of DC Inputs		up to 24			
<b>Output Data - Medium Voltage</b>					
Transformer MV / LV Connection		Δ (Delta) / Y (Wye)			
Efficiency at 100% Load (Standard / High)	%	98.8 (Standard) / 99.3 (Option)			
Active AC Output Power (P <sub>1-23</sub> ) (at 35°C / 50°C)	MW	3.08 / 2.75	3.23 / 2.87	3.40 / 3.00	3.54 / 3.14
AC Output Voltage (+10% / -10%) <sup>3</sup>	kVac	22 / 33 / 54.5			
Max AC Current (at 50°C)	Aac	72 / 48 / 46	76 / 51 / 48	80 / 53 / 51	83 / 56 / 53
Max AC Current (at 35°C)	Aac	82 / 55 / 52	86 / 57 / 55	90 / 60 / 57	94 / 63 / 60
Cold Frequency ±3%	Hz	50 / 60			
Power Factor (PF) Range		0.9 <sup>4</sup>			
Current Harmonic Distortion (THD)	%	<5			
Medium Voltage Cable		Designed for 630 mm <sup>2</sup> / 1250 MCM max			
<b>Efficiency &amp; Auxiliary Power</b>					
System Efficiency (P <sub>Max</sub> / EU / CECP)	%	97.8 / 97.6 / 97.7			
Inverter Efficiency (P <sub>Max</sub> / EU / CECP)	%	98.9 / 98.6 / 98.7			
System Nighttime Aux Power <sup>5</sup>	W	x700			
<b>Interfaces</b>					
Plant Control Interface / PLC		EtherNet-IP / Modbus TCP, OPCUA, IEC61850			
Programming / Diagnostics Interface		EtherNet-IP / Modbus TCP, OPCUA			
Extra Analog and Digital I/O		Option			
<b>Features and Options</b>					
Cooling		Air Cooled			
Emergency Shut Down		Included			
Mounting Options		Piers / Pad / Gravel			
Array Configurations Supported		Negative Pole Grounded or Floating			
Ground Fault Monitoring		Standard for Grounded Arrays, Option for Floating Arrays			
Nighttime Transformer Disconnect		Option			
Nighttime VFD Function		Option			
Insulation Monitoring		Option			
Power Disconnect AC Side		Motorized AC Circuit Breaker			

<sup>1</sup> At nominal voltage, ideal grid conditions, and PF=1 (at 50°C)  
<sup>2</sup> Up to 15000 per station  
<sup>3</sup> Includes a 10% power reduction, 4000V < 1000Vdc, grid voltage > nominal voltage  
 Operating with 10% overvoltage for 10 minutes  
<sup>4</sup> Power factor includes auxiliary power losses  
<sup>5</sup> Power factor includes auxiliary power losses  
<sup>6</sup> The heating, no cooling, without environmental controls enabled, DC link air temperature and without main transformer no-load losses, no customer loads, for inverter only working mode  
<sup>7</sup> For 10% rise in total efficiency and 10% up from the ground  
<sup>8</sup> Cold weather option on request  
<sup>9</sup> Higher altitude (each derating as required)  
<sup>10</sup> Maximum wind speed without derating 25 m/s through

Specifications	Units	LV5+ 1560 Solar Power Station	LV5+ 1563 Solar Power Station	LV5+ 1566 Solar Power Station	LV5+ 1569 Solar Power Station
Switch-Disconnect DC Side		Motorized DC Switch			
Overvoltage Protection, DC and AC		Included - IEC 61845-1 Class II / UL 1449			
Main Power Transformer Oil Type		Mineral - ONAN (Standard) / Biodegradable - KNAN (Option)			
Oil Containment		Option			
Aux Power for Tracker / Customer Loads		Option (up to 100 kVA)			
Door Interlocking System		Option			
Weather Station		Option			
Rooflet (at 5m / 15m) <sup>6</sup>	dBa	485 / 475			
Weight	kg / lbs	approx. 17000 / 37480			
<b>Protection Rating and Ambient Conditions</b>					
Operating Temperature Range	°C	-25 to +50			
Storage Temperature Range	°C	-40 to +65			
Cold Weather Option <sup>7</sup>	°C	-35 to +50			
Humidity	%	5 - 100 (rated for outdoor installation)			
Maximum Altitude without Derating <sup>8</sup>	m / ft	2000 / 6562			
Seismic		Zone 2B ASCE 7 / IBC			
Maximum Wind Speed <sup>9</sup>	kph / mph	250 / 155			
Snow Load		ASCE 7			
NEMA Rating / IP Class		NEMAS / IP54 (Inverter & RPEL)			
<b>Standards</b>					
Electromagnetic Compatibility (EMC)		EN 61000-6-2, 62030 / CISPR 11			
Certifications		IEC, CE, UL 1741 SA			

Dimensions	Units	Length	Width	Height	Weight (kg / lbs)
LV5+ Solar Power Station	m / ft	6.1 / 20	2.4 / 8	2.9 / 8.5	17000 / 37480





## LV5+ Solar Power Station Data Sheet



The LV5+ Solar Power Station combines GE's LV5+ 1500V solar inverter, with medium voltage power transformer, optional MV switchgear, and various options for a reliable, plug & play, factory integrated power conversion solution for utility-scale solar installations.

The LV5+ Solar Inverter is one of the industry's leading 1500V developments and is GE's latest evolution in renewable power electronics. Building on expertise in the renewables industry, GE now offers its latest power conversion technology for efficient, cost effective and dispatchable solar power.

### LV5+ Solar Power Station Features:

- UL or IEC compliant configurations
- 2.7 - 3.5 MW output power
- High efficiency
- Filter-less air-cooling system
- Plug & play
- Night time disconnect option
- Direct outdoor installation
- Standard 20ft ISO high cube container for optimized logistics and reduced on site installation and commissioning
- Fibre-optic SCADA interface
- Digital APM ready

### 1. LV5+ 1500V Solar Power Station Data

Specifications	Units	LV5+ 1560 Solar Power Station	LV5+ 1563 Solar Power Station	LV5+ 1566 Solar Power Station	LV5+ 1569 Solar Power Station
<b>Input Data</b>					
MPPT Range <sup>1</sup>	Vdc	853 - 1300	895 - 1300	938 - 1300	980 - 1300
Max Permissible DC Voltage	Vdc	1500			
Max Continuous DC Current (at 35°C / 50°C)	Adc	4000 / 3200			
Max DC Short Circuit Interrupt Rating	Adc	12000 <sup>2</sup>			
Number of MPPT		1			
Number of DC Inputs		up to 24			
<b>Output Data - Medium Voltage</b>					
Transformer HV / LV Connection		Δ (Delta) / Y (Wye)			
Efficiency at 100% Load (Standard / High)	%	98.8 (Standard) / 99.1 (Option)			
Active AC Output Power (PF=1) <sup>3</sup> (at 35°C / 50°C)	MW	3.08 / 2.73	3.23 / 2.87	3.40 / 3.00	3.54 / 3.14
AC Output Voltage (+10% / -10%) <sup>4</sup>	kVac	22 / 33 / 34.5			
Max AC Current (at 50°C)	Aac	72 / 48 / 46	76 / 51 / 48	80 / 53 / 51	83 / 56 / 53
Max AC Current (at 35°C)	Aac	82 / 55 / 52	86 / 57 / 55	90 / 60 / 57	94 / 63 / 60
Grid Frequency ±5%	Hz	50 / 60			
Power Factor (PF) Range		0-1 <sup>4</sup>			
Current Harmonic Distortion (TDD)	%	<3			
Medium Voltage Cable		Designed for 630 mm <sup>2</sup> / 1250 MCM max			
<b>Efficiency &amp; Auxiliary Power</b>					
System Efficiency (Max / EU / CEC) <sup>5</sup>	%	97.8 / 97.6 / 97.7			
Inverter Efficiency (Max / EU / CEC) <sup>6</sup>	%	98.9 / 98.6 / 98.7			
System Nighttime Aux Power <sup>7</sup>	W	≤700			
<b>Interfaces</b>					
Plant Control Interface / PLC		EtherNet IP / Modbus TCP, OPCUA, EGD			
Programming / Diagnostic Interface		EtherNet IP / Modbus TCP, OPCUA			
Extra Analog and Digital I/O		Option			
<b>Features and Options</b>					
Cooling		Air Cooled			
Emergency Shut Down		Included			
Mounting Options		Piers / Pad / Gravel			

Specifications	Units	LV5 <sup>®</sup> 1560 Solar Power Station	LV5 <sup>®</sup> 1563 Solar Power Station	LV5 <sup>®</sup> 1566 Solar Power Station	LV5 <sup>®</sup> 1569 Solar Power Station
Array Configurations Supported		Negative Pole Grounded or Floating			
Ground Fault Monitoring		Standard for Grounded Arrays, Option for Floating Arrays			
Nighttime Transformer Disconnect		Option			
Nighttime VAR Function		Option			
Insulation Monitoring		Option			
Power Disconnect AC Side		Motorized AC Circuit Breaker			
Switch-Disconnect DC Side		Motorized DC Switch			
Overvoltage Protection, DC and AC		Included – IEC 61643-1 Class II / UL 1449			
Main Power Transformer Oil Type		Mineral - ONAN (Standard) / Biodegradable - KNAN (Option)			
Oil Containment		Option			
Aux Power for Tracker / Customer Loads		Option (up to 100 kVA)			
Door Interlocking System		Option			
Weather Station		Option			
Noise (at 1m / 10m) <sup>1</sup>	dB(A)	s85 / s75			
Weight	kg / lbs	approx. 17000 / 37480			
Dimensions (L x W x H)	m / ft	6.1 x 2.4 x 2.9 / 20.0 x 8.0 x 8.5			
<b>Protection Rating and Ambient Conditions</b>					
Operating Temperature Range	°C	-25 to +50			
Storage Temperature Range	°C	-40 to +65			
Cold Weather Option <sup>2</sup>	°C	-35 to +50			
Humidity	%	5-100 (rated for outdoor installation)			
Maximum Altitude without Derating <sup>3</sup>	m / ft	2000 / 6562			
Seismic		Zone 2B ASCE 7 / IBC			
Maximum Wind Speed <sup>4</sup>	kph / mph	250 / 155			
Snow Load		ASCE 7			
NEMA Rating / IP Class		NEMA3 / IP54 (Inverter & RMU) NEMA3R / IP23 (Transformer)			
<b>Standards</b>					
Electromagnetic Compatibility (EMC)		EN 61000-6-2, 62920 / CISPR 11			
Certifications		IEC, CE, UL 1741 SA			

<sup>1</sup> At nominal voltage, ideal grid conditions, and PF=1 (at 50°C)

<sup>2</sup> Up to 5 times per lifetime

<sup>3</sup> Implies active power reduction, Altitude < 2000m, grid voltage > nominal voltage

<sup>4</sup> Derating will apply according to PQ curves

<sup>5</sup> Preliminary, includes auxiliary power losses

<sup>6</sup> Preliminary, excludes auxiliary power losses

<sup>7</sup> No heating, no cooling, without environmental controls enabled, DC link de-energized and without main transformer no load losses, no customer loads, for inverter only/auxiliary needs

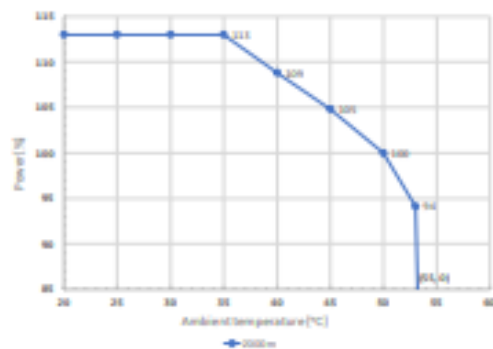
<sup>8</sup> At 1m / 20m in front of enclosure and 1m up from the ground

<sup>9</sup> Cold weather option on request

<sup>10</sup> Higher altitudes (with derating) on request

<sup>11</sup> Maximum wind speed without derating 81 kph / 50 mph

## 2. Derating Curve (Altitude and Temperature)<sup>12</sup>



<sup>12</sup> Applicable for grid voltage > nominal voltage, altitudes > 2000m on request

[www.ge.com/renewableenergy/hybrid](http://www.ge.com/renewableenergy/hybrid)

©2019 General Electric. All rights reserved. \*Trademark of General Electric. All other brands or names are property of their respective holders. GE reserves the right to make technical changes or modify the contents of this document without prior notice. Agreed particulars within purchase order will prevail.

GEA33502 09/19 - LV5<sup>®</sup> Solar Power Station Data Sheet



## LV5+ Solar Power Station MV Step-up Transformer Data Sheet



© 2016 GE Power Conversion

GE's LV5+ Solar Power Station combines GE Power Conversion's LV5+ 1500V solar inverter, with medium voltage step-up power transformer, optional MV switchgear, and various options for a reliable, plug & play, factory integrated power conversion solution for utility-scale solar installations.

Building on GE's expertise in the renewables industry, GE now offers its latest power conversion technology in a pre-assembled, containerized power station for efficient, cost effective and dispatchable solar power.

### LV5+ Solar Power Station MV Step-up Transformer Features:

- IEEE or IEC configurations available
- Oil filled:
  - Mineral - ONAN (Standard)
  - Biodegradable - KNAN (Option)
- Available for 22 / 33 / 34.5 kV
- Standard and high efficiency option
- Extended monitoring available

### GE LV5+ Solar Power Station MV Step-up Transformer Data

Specifications	Units	2.8 MVA Transformer	2.9 MVA Transformer	3.0 MVA Transformer	3.2 MVA Transformer
LV5+ Power Station Type		LV5+ 1560	LV5+ 1563	LV5+ 1566	LV5+ 1569
<b>General Data</b>					
Rated Voltage LV Winding	V	600	630	660	690
Rated Current LV Winding (at 35°C / 50°C)	Aac	3000 / 2655			
LV BIL	kVac	40 kV at 22 / 40 kV at 33 / 45 kV at 34.5			
Rated Power (at 50°C)	MVA	2.76	2.90	3.04	3.17
Maximum Power (at 35°C)	MVA	3.12	3.27	3.43	3.59
Number of HV / LV Windings		1 / 1			
Transformer HV / LV Connection		Δ (Delta) / Y (Wye)			
Rated Voltage HV Winding	kVac	22 / 33 / 34.5			
Rated Current HV Winding (at 50°C)	Aac	72 / 48 / 46	76 / 51 / 48	80 / 53 / 51	83 / 56 / 53
Rated Current HV Winding (at 35°C)	Aac	82 / 55 / 52	86 / 57 / 55	90 / 60 / 57	94 / 63 / 60
HV BIL	kV	150 kV at 22 / 200 kV at 33 / 150 kV at 34.5			
Rated Frequency	Hz	50 / 60			
Impedance	%	6 to 7			
<b>Efficiency &amp; Auxiliary Power</b>					
Efficiency at 100% Load (Standard / High)	%	98.8 (Standard) / 99.1 (Option)			
No Load Losses (Standard / High)	kW	≤3.7 / ≤2.2	≤3.9 / ≤2.3	≤4.1 / ≤2.4	≤4.2 / ≤2.5
Full Load Losses (Standard / High)	kW	≤33.5 / ≤25.0	≤35.2 / ≤26.3	≤36.9 / ≤27.6	≤38.5 / ≤28.7
<b>Protection Rating and Ambient Conditions</b>					
Operating Temperature	°C	-25 to +50			
Temperature Rise Oil / Winding <sup>1</sup>	°C	50/55 (IEC) / 65/65 (IEEE Standard) / 55/55 (IEEE Hot Environment)			
Insulation Class		Class A / Class 105 Insulation System			
Maximum Altitude Without Derating <sup>2</sup>	m / ft	2000 / 6562			

Specifications	Units	2.8 MVA Transformer	2.9 MVA Transformer	3.0 MVA Transformer	3.2 MVA Transformer
<b>Features and Options</b>					
Number of Phases		3			
Winding Material		Aluminium Coils			
Oil Type		Mineral - ONAN (Standard) / Biodegradable - KNAN (Option)			
Pressure Relief Valve		1			
Earthing Terminals		2			
Monitoring / Protection		DGPTZ or DMCR (IEC) / Temperature, Pressure & Level Monitoring Devices (IEEE)			
Tap Changer at HV Winding		No Load / Off Circuit			
Routine Tests		Included (as per IEC / IEEE Standards)			
Type / Design Tests		Option (as per IEC / IEEE Standards)			
IEEE Protection Features		Expulsion Fuses, Current Limiting Fuses, Disconnect Switch			
Maximum Total Weight (Including Oil)	kg / lbs	approx. 7770 / 17130			
Maximum Oil Weight	kg / lbs	approx. 1890 / 4166			
Maximum Oil Volume	l / gal	approx. 2100 / 554			
Maximum Dimensions (L x W x H)	m / ft	2.2 x 2.7 x 2.3 / 7.2 x 8.9 x 7.5			
<b>Standards</b>					
Standards		IEC60076 or IEEE C57.12.00			

\* Higher temperature for Biodegradable - KNAN Option according to IEC60076-34 & IEEE C57.154  
 \* Higher altitudes (with derating) on request

[www.gepowerconversion.com/industries/renewables/solar](http://www.gepowerconversion.com/industries/renewables/solar)

©2018 General Electric. All rights reserved. \*Trademark of General Electric. All other brands or names are property of their respective holders. GE reserves the right to make technical changes or modify the contents of this document without prior notice. Agreed particulars within purchase order will prevail.  
 G2A33304 (2/18 - LXD) Solar Power Station HV Step-up Transformer Data



# LV5+ Solar Inverter Data Sheet



GE has accumulated more than 7.5 gigawatts of total global installed base for its solar inverter technology, and was the first to introduce 1,500-volt to the solar market.

GE's LV5+ Solar Inverter builds on proven power electronics technology, demonstrated global manufacturing experience and an extensive global installed base.

**The LV5+ Solar Inverter is designed to integrate into GE's plug & play LV5+ Solar Power Station for efficient, cost effective and dispatchable solar power.**

#### LV5+ Solar Inverter Features:

- UL or IEC compliant configurations
- 2.7 - 3.5 MW output power
- High efficiency
- Filter-less air-cooling system
- Plug & play
- Night time disconnect option
- Direct outdoor installation
- Containerized for optimized logistics and reduced on site installation and commissioning
- Fibre-optic SCADA interface
- Digital APM ready

## 1. LV5+ 1500V Solar Inverter Data

Specifications	Units	LV5+ 1560 Solar Inverter	LV5+ 1563 Solar Inverter	LV5+ 1566 Solar Inverter	LV5+ 1569 Solar Inverter
<b>Input Data</b>					
MPPT Range <sup>1</sup>	Vdc	851 - 1300	893 - 1300	936 - 1300	978 - 1300
Max Permissible DC Voltage	Vdc	1500			
Max Continuous DC Current (at 35°C / 50°C)	Adc	4000 / 3200			
Max DC Short Circuit Interrupt Rating	Adc	12000 <sup>2</sup>			
Number of MPPT		1			
Number of DC Inputs		up to 24			
<b>Output Data - Low Voltage</b>					
Active AC Output Power (PF=1) <sup>3</sup> (at 35°C / 50°C)	MW	3.12 / 2.76	3.27 / 2.90	3.43 / 3.04	3.59 / 3.17
AC Output Voltage (+10% / -10%) <sup>4</sup>	Vac	600	630	660	690
Max AC Current (at 35°C / 50°C)	Aac	3000 / 2655			
Grid Frequency ±5%	Hz	50 / 60			
Power Factor (PF) Range		0 - 1 <sup>5</sup>			
Current Harmonic Distortion (THD)	%	<3			
<b>Efficiency &amp; Auxiliary Power</b>					
Inverter Efficiency (Max / EU / CEC) <sup>6</sup>	%	98.9 / 98.6 / 98.7			
Nighttime Aux Power <sup>4</sup>	W	≤200			
<b>Interfaces</b>					
Plant Control Interface / PLC		EtherNet IP / Modbus TCP, OPCUA, BGD			
Programming / Diagnostic Interface		EtherNet IP / Modbus TCP, OPCUA			
Extra Analog and Digital I/O		Option			
<b>Features</b>					
Cooling		Air Cooled			
Emergency Shut Down		Included			
Mounting Options		Piers / Pad / Gravel			
Array Configurations Supported		Negative Pole Grounded or Floating			
Ground Fault Monitoring		Standard for Grounded Arrays, Option for Floating Arrays			
Nighttime VAR Function		Option			



Specifications	Units	LV5 <sup>1</sup> 1560 Solar Inverter	LV5 <sup>1</sup> 1563 Solar Inverter	LV5 <sup>1</sup> 1566 Solar Inverter	LV5 <sup>1</sup> 1569 Solar Inverter
Insulation Monitoring		Option			
Power Disconnect AC Side		Motorized AC Circuit Breaker			
Switch-Disconnect DC Side		Motorized DC Switch			
Overvoltage Protection, DC and AC		Included - IEC 61643-1 Class II / UL 1449			
Weather Station		Option			
Noise (at 1m / 10m) <sup>2</sup>	dB(A)	≤85 / ≤75			
Weight	kg / lbs	approx. 4050 / 8930			
Dimensions (L x W x H)	m / ft	2.0 x 2.4 x 2.9 / 6.5 x 8.0 x 8.5			
<b>Protection Rating and Ambient Conditions</b>					
Operating Temperature Range	°C	-25 to +50			
Storage Temperature Range	°C	-40 to +65			
Cold Weather Option <sup>3</sup>	°C	-35 to +50			
Humidity	%	5 to 100 (rated for outdoor installation)			
Maximum Altitude Without Derating <sup>4</sup>	m / ft	2000 / 6562			
Seismic		Zone 2B ASCE 7 / IBC			
Maximum Wind Speed <sup>5</sup>	kph / mph	250 / 155			
Snow Load		ASCE 7			
NEMA Rating / IP Class		NEMA3 / IP54			
<b>Standards</b>					
Electromagnetic Compatibility (EMC)		EN 61000-6-2, 62920 / CISPR 11			
Certifications		IEC, CE, UL 1741 SA			

<sup>1</sup> At nominal voltage, ideal grid conditions and PF=1 (at 50°C)

<sup>2</sup> Up to 5 times per lifetime

<sup>3</sup> Implies active power reduction, Altitude < 2000m, grid voltage > nominal voltage

<sup>4</sup> Derating will apply according to PQ curves

<sup>5</sup> Preliminary, excludes auxiliary power losses

<sup>6</sup> No heating, no cooling, without environmental controls enabled & DC link-energized

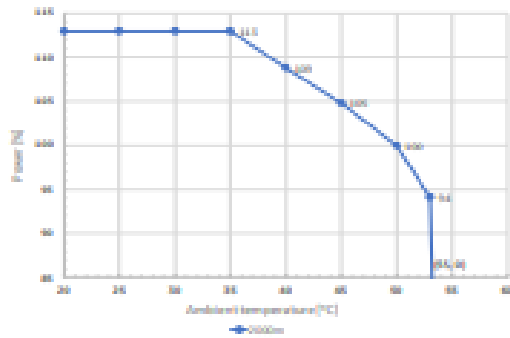
<sup>7</sup> At 1m / 10m in front of enclosure and 1m up from the ground

<sup>8</sup> Cold weather option on request

<sup>9</sup> Higher altitudes (with derating) on request

<sup>10</sup> Maximum wind speed without derating 82 kph / 50 mph

## 2. Derating Curve (Altitude and Temperature)<sup>11</sup>



<sup>11</sup> Applicable for grid voltage > nominal voltage, altitudes > 2000m on request



Overview	Energy RSU-4000	Mid-Power	High-Power
Nameplate Energy Capacity (KW <sub>dc</sub> , usable)	4184	3700	2500
Individual Battery Racks	20	54	40
Maximum Power - Factory Installed (KW <sub>dc</sub> )	1200	960	720
Maximum DC Current - Factory Installed (A)	1600	1280	960
<b>Key Features</b>			
Battery Management System	GE Blade Protection Unit (BPU)		Battery Supplier
Compatible Inverters	GE RIU-2750MV		GE RIU-2750MV
Inverter Connections	1	1 or 2	1 to 3
Solar DC Coupling	Yes (DC:AC Ratio <2.8)	-	-
Integrated PV Combiner	Optional	-	-
String Level Lockable Disconnect	Module & Rack Level	-	-
Augmentation Options for Lifecycle Management	Yes	-	-
DC Bus Control	DC-IQ Intelligent Bus		Inverter Controlled
Battery Lifecycle Management	Digital Twin Life Optimization - Optional		Digital Twin Life Optimization - Optional
Unit Validation	Factory Built and Tested		Project Commissioning
Design life (years)	25		20
<b>Battery Information</b>			
Battery Chemistry	Lithium-Ion, NCM	Lithium-Ion, NCM	Lithium-Ion, NCM
Battery Module Design	Energy	Mid-Power	High Power
Continuous C-Rate	<C/3	<1C	<2C
Pulse C-Rate	<C/3	<1.5C	<3C
Voltage Class	1500V		1000V
Nominal DC Voltage (V)	1300		814
Minimum DC Voltage (V)	770		612
<b>Mechanical Information</b>			
Package Format	20' ISO w/Exterior Access		40' ISO w/Ext. Access
Dimensions (mm) (L X W X H)	6058 x 2438 x 2890 mm		12,200 x 2438 x 2890 mm
Fully Integrated HVAC		Dual Self-Contained High Efficiency Units	
- Hot Climate Upgrade		+30% Cooling Capacity	
- Cold Climate Upgrade		+ Electric Heating Package	
Fire Suppression - Aerosol		Optional	
Installation		Pad/Pier	
Cable Entry	Bottom		Top
Weatherization		NEMA 3R, IP 54	
<b>Design Conditions</b>			
Min Operating Temperature (C)	-40°C	-25°C	-25°C
Max operating Temperature (C)		50°C (55°C w/ hot climate upgrade)	
Maximum Altitude (m)		2000	
Maximum Relative Humidity (%)		95%, non-condensing	
Seismic Zone		UBC Zone-4	
Audible Noise		<60 db at 3m	
<b>Certifications &amp; Compliance</b>			
Certifications		UN38.3, UL 1973, UL 508C, CE	
Compliance		UL1642, NFPA 70E	

GE reserves the right to make changes to specifications of products described at any time without notice and without obligation to notify any person of such changes.

[GEPower.com/EnergyStorage](http://GEPower.com/EnergyStorage)

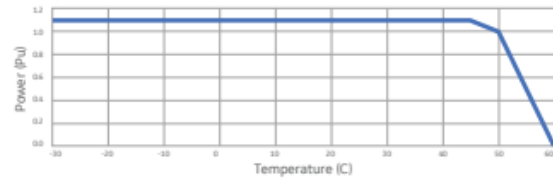
Copyright 2018, General Electric Company. All Rights Reserved.

GEA-33123-IE)  
English  
180802

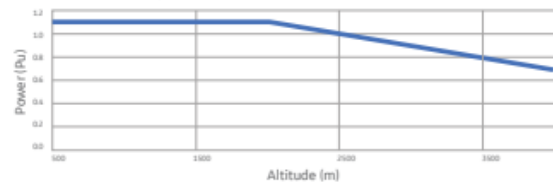
## Energy Storage Inverter RIU-2750MV

AC Parameters		RIU-2750MV
Nominal Power (kWac, @45C)		2500 kW
Maximum Power (kVA, at 45C)		2750 kVA
Rated AC Operating Voltage(Vac)		550 V (10-35 kV)
Maximum Reactive Power (kVA, at 45C)		2500 kVA
AC Operating Voltage Range (%)		+/- 10%
Grid Frequency +/-5% (Hz)		50/60 Hz
Power Factor Range		-1.0 to 1.0
DC Parameters		
DC Input Range(Vdc)		800 - 1500V
Max DC Current (A)		3500A
BPU Coordination		Yes
Operational Parameters		
Max Efficiency		98.80%
CEC Efficiency		98.50%
Power consumption at stop		400 W
Max Power consumption		4.8 kW
Audible Noise		<70 dB@ 1M
Physical Parameters		
Dimensions (mm) (L X W X H)		6058 x 2438 x 2890 mm
Weight (kg)		15,700 kg
Ambient Temperature Range ( C )		-30°C to 50°C (60C*)
Elevation (m)		<2000m (Nominal)
Weatherization		IP 54, NEMA 3R
Cable Entry		Bottom
Communications		
External Standard		RS-485, Ethernet
Response Time		<100 mSec
Equipment		
Ground Fault Monitoring		2 - Level
AC Circuit Breaker		Lockable
DC Loaded Switch		Fused
Integrated LV Auxiliary Power Supply		Yes
Features		
Anti-islanding		Yes
Reactive Power Compensation		Yes
Low Voltage Ride Through (LVVRT)		Yes
High Voltage Ride through (HVVRT)		Yes
Frequency Ride Through		Yes
Certifications & Compliance		
Certifications		UL 1741, IEC 62109
Compliance		SA/Rule 21, IEEE 1547 PRC-024, AS3000, IEC 62477

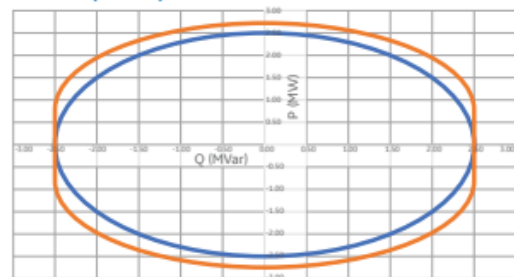
### Temperature Rating



### Altitude Rating



### Nominal Capability Curve





Overview	Energy	Mid-Power	High-Power
Typical Project Size (MW)	>5 MW	>10 MW	>10 MW
Typical Project Size (MWh)	>16 MWh	>10 MWh	>4 MWh
Minimum Duration	>3.2 Hours	> 1 Hour	> 20 Minutes
Grid Connection Voltage (kV)		>10kV	
Grid Frequency + / - 5Hz (Hz)		50 / 60 Hz	
Power Factor Range		0.8 to 1.1	
Solution Design life (years)		up to 20 to 25	
Delivery Scope Options	Containerized Equipment + Engineered Equipment Package + Extended AC Scope + Full Turnkey		
Service Options	Planned and Unplanned LTSA + Performance Guarantees (Availability, Capacity) + Lifecycle Management(Augmentation)		
Typical Project Footprint (m2/MW)	86	65	65
Typical Use Case			
Generation	Capacity, Shifting, Ancillary Services	Grid Support, Ancillary Services	Grid Support, Ancillary Services
Transmission	Peak Management, Ancillary Services	Grid Support, Ancillary Services	Grid Support, Ancillary Services
Distribution	Peak Management, Resiliency	Renewable Integration	-
Hybrid - Solar	Dispatchable, Shifting	Firming, Grid Code	Grid Code
Hybrid - Wind	Dispatchable, Shifting	Firming, Grid Code	Grid Code
Hybrid - Thermal	-	Improve Operations	Regulation, Contingency Reserve
Industrial	Reliability, Peak Mgmt., Local Renewables	-	-
Configuration Information			
Compatible Storage Units	GE RSU-4000 Series	GE MPSU-3600 Series	GE HPSU-2500 Series
Solar DC Coupling	Yes - w/PV Optimizers	-	-
Integrated PV Combiner	Optional	-	-
Plant Control	GE Reservoir Control Unit (Mark VIe w/Cimplicity SCADA & Fleet Manager Lite Remote Access)		
Software Options	Optional Reservoir Digital Suite (Fleet Manager, Dispatch Optimizer, Market Exchange)		
Compatible Inverters	GE RIIU-2750MV		
Fully Integrated HVAC	Self-Contained High Efficiency Units		
Fire Suppression	Optional - Aerosol		
Enhanced Resiliency Options	Blackstart, Island Mode, Back-UP Power		
Battery Information			
Compatible Storage Units	GE RSU-4000 Series	GE MPSU-3600 Series	GE HPSU-2500 Series
Augmentation Options for Lifecycle Management	Yes	-	-
Cell Type	Lithium-Ion, NCM	Lithium-Ion, NCM	Lithium-Ion, NCM
Module Design	Energy	Mid-Power	High Power
Voltage Class	1500V	1000V	1000V
Battery Install	Factory	Site	Site
Battery Management System	GE Blade Protection Unit (BPU)	Battery Supplier	Battery Supplier
Design Conditions			
Min Ambient Temperature (C)		-40°C	
Max Ambient Temperature (C)		50°C (55°C w/ hot climate upgrade)	
Maximum Altitude (m)		2000	
Maximum Relative Humidity (%)		95%, non-condensing	
Seismic Zone		UBC Zone-4	
Audible Noise		<60 dB at 3M	
Certifications & Compliance			
Certifications	UL 1973, UL1741, UL 508C, CE		
Compliance	UL 9450, NFPA 70E, NEC		

GE reserves the right to make changes to specifications of products described at any time without notice and without obligation to notify any person of such changes.



## Modular, Scalable Solutions For Utility Scale Applications

### RSU-4000 Series

Overview	RSU-4000/20	RSU-4000/16	RSU-4000/12
Overview	RSU-4000/20	RSU-4000/16	RSU-4000/12
Nameplate Energy Capacity (KWh.dc, usable)	4184	3347.2	2510.4
Individual Battery Blades - Factory Installed	20 of 20	16 of 20	12 of 20
Maximum Power - Factory Installed (KW.dc)	1200	960	720
Maximum DC Current - Factory Installed (A)	1600	1280	960
Available Augmentation Capacity (% BOL)	0%	25%	67%
Available Augmentation Capacity (kWh.dc)	N/A	836.8	1673.6
<b>Key Features</b>			
Battery Management System		GE Blade Protection Unit (BPU)	
Compatible Inverters		GE RIIU-2750MV	
Remote Management		Reservoir Suite	
Solar DC Coupling		Yes (DC:AC Ratio <2.8)	
Integrated PV Combiner		Yes	
Integrated Lockable Disconnect		Module & Rack Level	
Augmentation Options for Lifecycle Management		Yes	
DC Bus Control		DC-IQ Intelligent Bus	
Battery LifeCycle Management		Digital Twin Life Optimization - Optional	
Unit Validation		Factory Built & Tested	
Design life (years)		25	
<b>Battery Information</b>			
Battery Chemistry		Lithium-Ion, NCM	
Battery Module Design		Energy	
Continuous C-Rate		<C/3	
Pulse C-Rate		<C/3	
Voltage Class		1500V	
Nominal DC Voltage (V)		1300	
Minimum DC Voltage (V)		770	
<b>Mechanical Information</b>			
Package Format		20' ISO w/Exterior Acces	
Dimensions (mm) (L X W X H)		6058 x 2438 x 2890 mm	
Weight (kg)	37k	31k	25k
Fully Integrated HVAC		Dual Self-Contained 3 Ton Units (High Efficiency 10. EER)	
- Hot Climate Upgrade		+33% Cooling Capacity	
- Cold Climate Upgrade		+ Electric Heating Package	
Fire Suppression - Aerosol		Optional	
Installation		Pad/Pier	
Cable Entry		Bottom	
Weatherization		NEMA 3R, IP54	
<b>Design Conditions</b>			
Min Operating Temperature (C)		-40°C	
Max operating Temperature (C)		50°C (55°C w/ hot climate upgrade)	
Maximum Altitude (m)		2000	
Maximum Relative Humidity (%)		95%, non-condensing	
Seismic Zone		UBC Zone-4	
Audible Noise		<60 dB at 3M	
<b>Certifications &amp; Compliance</b>			
Certifications		UN38.3, UL 1973, UL 508C, CE	
Compliance		UL1642, UNDOT 38.3, IEC 62477-1, NFPA 70E, IEC 50110, ASTM4169, IEEE 605, IEEE C37.32	

GE reserves the right to make changes to specifications of products described at any time without notice and without obligation to notify any person of such changes.

[GEPower.com/EnergyStorage](http://GEPower.com/EnergyStorage)

Copyright 2018, General Electric Company. All Rights Reserved.

GEA-33122-IE  
English  
180802

TOPSOLAR PV ZZ-F / H1ZZZZ-K



# TOPSOLAR PV ZZ-F / H1ZZZZ-K

Cable para instalaciones solares fotovoltaicas TÜV y EN.

EN 50618 / TÜV 2Plg T69-08 / LITE C 32-502

## DISEÑO



### Conductor

Cable electrolítico estañado, clase 5 (flexible) según UNE-EN 60228 e IEC 60228.

### Aislamiento

Goma libre de halógenos

### Cubierta

Goma libre de halógenos de color negro o rojo.

## APLICACIONES

El cable Topsolar ZZ-F/H1ZZZZ-K, certificado TÜV y EN, es apto para instalaciones fotovoltaicas, tanto en servicio móvil como en instalación fija. Cable muy flexible especialmente indicado para la conexión entre paneles fotovoltaicos, y desde los paneles al inversor de corriente continua o alterna. Compatible con la mayoría de conectores. Gracias al diseño de sus materiales, puede ser instalado a la intemperie en plenas garantías.



[www.topcable.com](http://www.topcable.com)

SOLAR

## CARACTERÍSTICAS



### Características eléctricas

BAJA TENSIÓN 15/1,5 - 1kV (1kV) VV DC



### Norma de referencia

EN 50618 / TÜV ZPTg 069-08 / ULTE C 32-502



### Certificaciones

Certificados

CE  
TÜV  
EN  
RoHS



E<sub>ne</sub>



### Características térmicas

Temp. máxima del conductor: 120°C.  
Temp. máxima en cortocircuito: 250°C (máximo 5 s).  
Temp. mínima de servicio: -40°C



### Características frente al fuego

No propagación de la llama según UNE-EN 60332-1 e IEC 60332-1.  
Libre de halógenos según UNE-EN 60754 e IEC 60754.  
Baja emisión de humos según UNE-EN 61034 e IEC 61034. Transparencia luminosa > 40%.  
Baja emisión de gases corrosivos UNE-EN 60754-2 e IEC 60754-2.  
Reacción al fuego CPR, E<sub>ne</sub> según la norma EN 50575.



### Características mecánicas

Radio de curvatura: 3 x (diámetro exterior).  
Resistencia a los impactos: AG2 Medio.



### Características químicas

Resistencia a grasas y aceites: excelente.  
Resistencia a los ataques químicos: excelente.



### Resistencia a los rayos Ultravioleta

Resistencia a los rayos ultravioleta: EN 50618 y TÜV ZPTg 069-08.



### Presencia de agua

Presencia de agua: ADB sumergida.



### Vida útil

Vida útil 30 años: Según UNE-EN 60216-2



### Otros

Marcaje metro a metro.



### Condiciones de instalación

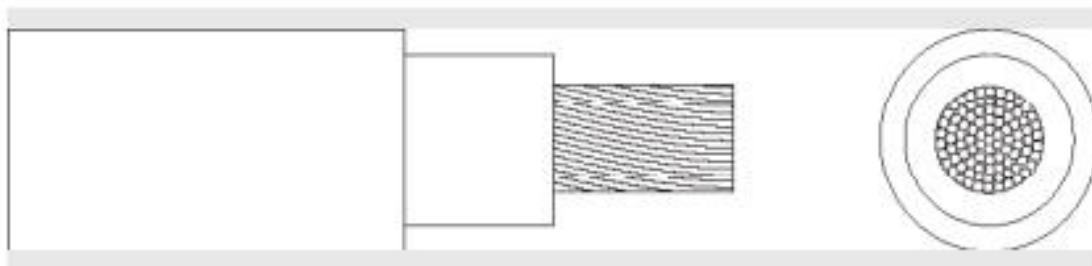
Al aire.  
Enterrado.



### Aplicaciones

Instalaciones solares fotovoltaicas.

## TOPSOLAR PV ZZ-F / H1Z2ZZ-K



## DIMENSIONES

Sección (mm <sup>2</sup> )	Diámetro (mm)	Peso (Kg/km)	Aire Úbre (A)	Int. Sobre Superficie (A)	Int. Adyacente a Superficie (A)	Caida tensión (V/A · km)
1 x 2,5	4,0	42	41	39	33	23,0
1 x 4	5,3	57	55	52	44	14,3
1 x 6	5,9	76	70	67	57	9,49
1 x 10	7,0	120	98	93	79	5,46
1 x 16	8,3	179	132	125	107	3,47
1 x 25	10,8	294	176	167	142	2,23
1 x 35	11,9	390	218	207	176	1,58

HARMOHNY

**HARMOHNY®**

XZ1 Al - Libre de halógenos  
0,6/1 kV

**NORMAS:**

**CONSTRUCCIÓN**  
HD 603-5X

**REACCIÓN AL FUEGO**

IEC 60332-1-2	IEC 60754-2
EN 60332-1-2	EN 60754-2
IEC 60754-1	IEC 61034
EN 60754-1	EN 61034



**CONSTRUCCIÓN:**

**1. CONDUCTOR**

Aluminio, clase 2 según IEC 60228.

**2. AISLAMIENTO**

Polietileno reticulado, tipo XLPE.

**3. CUBIERTA EXTERIOR**

Poliolefina termoplástica libre de halógenos.

**APLICACIONES:**

Cables de distribución de energía de baja tensión especialmente concebido para instalaciones interiores, exteriores, entubadas y/o directamente enterradas.

Cable de seguridad con características de no propagación de la llama, libre de halógenos, baja acidez y corrosividad de los gases y baja opacidad de los humos emitidos durante la combustión.

Resistencia a la intemperie, al desgarro y a la abrasión.

Resistencia a la entrada de agua por adherencia de la cubierta al aislamiento.

Temperatura máxima del conductor: +90 °C





**HARMOHNY®**  
XZ1 [S] Al - Libre de halógenos  
0,6/1 kV

**HARMOHNY**

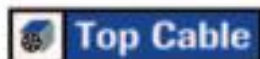
### CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS:

Código de General Cable	Sección (mm <sup>2</sup> )	Díametro nominal exterior (mm)	Peso nominal (kg/km)	Radio mínimo de curvatura (mm)	Intensidad máx. admisible al aire 30 °C * (A)	Intensidad máx. admisible enterrad. 25°C ** (A)	Caida de tensión (cos φ = 0.8) (V/km)
1690111	1x16	8,5	90	35	100	75	3,498
1690112	1x25	10,1	130	40	135	96	2,234
1690113	1x35	11,4	165	45	169	115	1,639
1690114	1x50	12,3	205	50	207	135	1,233
1690115	1x70	13,8	270	55	268	167	0,876
1690116	1x95	15,7	355	65	328	197	0,654
1690117	1x120	17,6	435	70	383	223	0,534
1690118	1x150	19,2	530	80	444	251	0,449
1690119	1x185	21,1	655	85	510	281	0,373
1690120	1x240	24,1	840	100	607	324	0,303
1690121	1x300	26,5	1.025	135	703	365	0,257
1690122	1x400	29,6	1.325	150	823	-	0,217

\* Intensidades admisibles de acuerdo con IEC 60364-5-52, tabla B.52.12, método de instalación E.

\*\* Intensidades admisibles de acuerdo con IEC 60364-5-52, tabla B.52.5, método de instalación D1.

Valores nominales sujetos a variación en función de la tolerancia de fabricación.



## X-VOLT RH5Z1 AL

Cable de Media Tensión de aluminio, con aislamiento de XLPE, libre de halógenos con pantalla longitudinal de fleje de aluminio.

Norma de referencia: UNE 21620.

### DISEÑO

#### Conductor

Conductor de aluminio clase 2, según UNE-EN 60228 e IEC 60228.

#### Pantalla semiconductora interna

Material semiconductor termoestable aplicado sobre el conductor.

#### Aislamiento

Poliétileno reticulado (XLPE), en catenaria de atmósfera seca, mediante proceso de triple extrusión.

#### Pantalla semiconductora externa

Material semiconductor aplicado sobre el aislamiento. Potable.

#### Protección al agua

Cinta semiconductora para obturación del agua (water blocking).

#### Pantalla metálica

Fleje longitudinal de aluminio con copolímero adherido a la cubierta.

#### Cubierta exterior

Polioléfina libre de halógenos, de color rojo.

### APLICACIONES

Cable de aluminio para el transporte y distribución de energía en redes de media tensión. Libre de halógenos.

**CABLE TAMBIÉN DISPONIBLE EN  
VERSIÓN LIBRE DE HALÓGENOS  
Y NO PROPAGADOR DEL INCENDIO**



## CARACTERÍSTICAS



### Características eléctricas

MEDIA TENSIÓN 12/20 kV y 18/30 kV.



### Norma de referencia

UNE 211620.



### Normas y certificaciones

Certificados  
AENOR



### Características térmicas

Temp. máxima del conductor: 90°C.  
Temp. máxima en cortocircuito: 250°C (máximo 5 s).  
Temp. mínima de servicio: -15 °C



### Características frente al fuego

Libre de halógenos: según UNE-EN 60754.



### Características mecánicas

Radio de curvatura: 15 x diámetro exterior.  
Resistencia a abrasión  
Resistencia al desgarro



### Características químicas

Resistencia a los rayos ultravioleta: UNE 211605.



### Otros

Marcaje: metro a metro.



### Condiciones de instalación

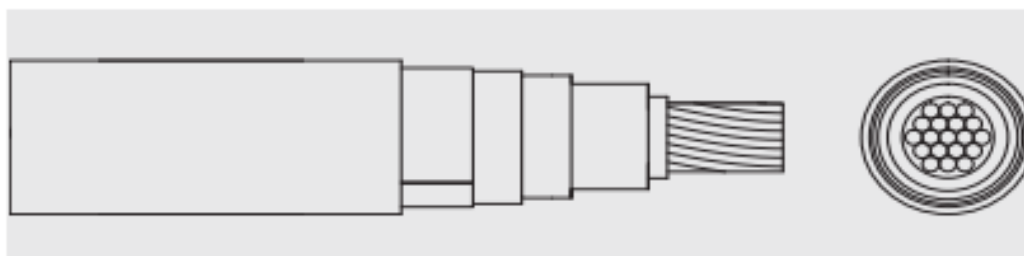
Al aire  
Enterrado  
Entubado



### Aplicaciones

Redes de distribución.

X-VOLT RH5ZI AL



## DIMENSIONES

12 / 20 kV

Sección (mm <sup>2</sup> )	DATOS ELÉCTRICOS			DIMENSIONES Y PESO				
	R (Ω/km)	X (Ω/km)	C (Ω/km)	Ø Cond. (mm)	Ø Aisl. (mm)	Ancho fleje (mm)	Ø Ext. (mm)	Peso (Kg/Km)
1x 95	0,320	0,119	0,232	11,3	21,9	80	29,0	820
1x 150	0,206	0,110	0,274	14,2	24,8	90	32,0	1.050
1x 240	0,125	0,102	0,327	18,0	28,6	110	35,8	1.420
1x 400	0,0778	0,096	0,414	23,4	34,8	120	42,0	1.995

18 / 30 kV

1x 95	0,320	0,127	0,178	11,3	26,1	100	33,2	1.025
1x 150	0,206	0,118	0,206	14,2	29,0	110	36,2	1.270
1x 240	0,125	0,109	0,244	18,0	32,8	120	40,0	1.655
1x 400	0,0778	0,102	0,304	23,4	39,0	140	46,2	2.275



**Ecostruxure**  
Innovation At Every Level

**SM6**  
modular units

Catalog 2020  
Air insulated switchgear  
Up to 36kV

[se.com/sm6](http://se.com/sm6)

Life Is On | **Schneider**  
Electric

The advertisement features a photograph of two Schneider Electric employees, a woman and a man, looking at a laptop in a factory setting. In the background, large white and green SM6 modular units are visible. A smaller image of the units is shown in the bottom right corner. The background is a blurred industrial environment with overhead pipes and lights.



## General characteristics

## Main characteristics

### Protection index

- Classes: P1 (insulating partition)
- Loss of service continuity classes: LSC2A (LSC1 for metering GAM/GBM functions)
- Units in switchboard: IP3X
- Between compartments: IP2X for SM6-24, IP2XC for SM6-36
- Cubicle: IK08 for SM6-24, IK07 for SM6-36

### Electro-magnetic compatibility

- Relays: 4 kV withstand capacity, as per recommendation IEC 60801-4
- Compartments:
  - Electrical field: • 40 dB attenuation at 100 MHz  
• 20 dB attenuation at 200 MHz
  - Magnetic field: • 20 dB attenuation below 30 MHz
- According to standards IEEE-693/2005 and EN 60068-3/1993
- **For 36 kV** (please contact us).

### Temperatures

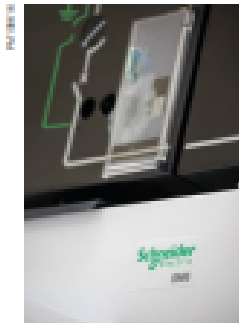
- The cubicles must be stored and installed in a dry area free from dust and with limited temperature variations.
- For storage: from -40°C to +70°C
  - For working: from -5°C to +40°C
  - Other temperatures, consult us

### Seismic for 24 kV (option)

- Up to 0.5 g (horizontal) and 0.4 g (vertical)
- Class 2

General characteristics

**Main characteristics**



The hereunder values are for working temperatures from -5°C up to +40°C and for a setting up at an altitude below 1000 m.

Electrical characteristics

Rated voltage	Ur	kV	7.2	12	17.5	24	36	
<b>Insulation level</b>								
Insulation	Ud	50/60 Hz, 1 min (kV rms)	20	28	38	50	70	
Isolation	Ud	50/60 Hz, 1 min (kV rms)	23	32	45	60	80	
Insulation	Up	1.2/50 µs (kV peak)	60	75	95	125	170	
Isolation	Up	1.2/50 µs (kV peak)	70	85	110	145	195	
<b>Breaking capacity</b>								
Transformer off load	A		16					
Cables off load	A		31.5					
Rated current	Ir	A	400 - 630 - 1250				630-1250	
Short-time withstand current	Ik/k <sup>(1)</sup>	kA/1 s	25	630 - 1250				1250
			20 <sup>(2)</sup>	630 - 1250				
			16	630 - 1250				
			12.5	400 - 630 - 1250				630-1250
Making capacity (50 Hz)	Ima	kA	62.5	630		NA		
			50	630				
			40	630				
			31.25	400 - 630				630
<b>Maximum breaking capacity (Isc)</b>								
Units IM, IMC, IMB, IMM	A		630 - 800 <sup>(3)</sup>				630	
NEM-cables, NEM-busbars	A		630 - 800 <sup>(3)</sup>				NA	
OM, OMC, OMB	kA		25	20		20		
PM	kA		25				20	
CVM	kA		6.3	NA				
CVM with fuses	kA		25	NA				
<b>SF6 circuit breaker range</b>								
DM1-A, DM1-D, DM1-W	kA		25	630-1250				1250
			20	630-1250				
DM1-S, DM1-M	kA		25	630				NA
DM1-Z			25	1250				NA
DM2	kA		20	630				
			25	630				1250
<b>Vacuum circuit breaker range</b>								
DMV-A, DMV-D	kA		25	630-1250				NA
DMVL-A	kA		20	630				NA
DMVL-D	kA		25	630				NA

NA: Non Available  
 (1) 3 phases  
 (2) In 20 kA/1.3 s for DM1-24 only, consult us  
 (3) In 800 A, consult us.

General characteristics

## Main characteristics



### Endurance

Units		Mechanical endurance	Electrical endurance
IM, IMC, IMB, IMM, PM, QM <sup>(1)</sup> , QMC <sup>(1)</sup> , QMB <sup>(1)</sup> , NSM-cables, NSM-busbars		IEC 62271-103 1000 operations class M1	IEC 62271-103 100 breaks at I <sub>c</sub> p.f = 0.7, class E3
CVM	Disconnecter	IEC 62271-102 1000 operations	
	Vacuum contactor	IEC 60470 2500000 operations 250000 with mechanical latching	IEC 60470 250000 breaks at I <sub>c</sub>
<b>SF6 circuit breaker range</b>			
DM1-A, DM1-D, DM1-M, DM1-W, DM1-Z, DM1-S, DM2	Disconnecter	IEC 62271-102 1000 operations	
	SF circuit breaker	IEC 62271-100 10000 operations class M2	IEC 60271-016 30 breaks at 12.5 kA for SM6-24 25 breaks at 25 kA for SM6-24 40 breaks at 16 kA for SM6-36 15 breaks at 25 kA for SM6-36 10000 breaks at I <sub>c</sub> p.f = 0.7, class E2
	Operating sequence		O - 0.3 s - CO - 15 s - CO O - 0.3 s - CO - 3 mn O - 3 mn - CO - 3 mn - CO
<b>Vacuum circuit breaker range</b>			
DMV-A, DMV-D	Switch	IEC 62271-103 1000 operations class M1	IEC 62271-103 100 breaks at I <sub>c</sub> p.f = 0.7, class E3
	Evolve circuit breaker	IEC 62271-100 10000 operations class M2	IEC 62271-100 100 breaks at 25kA for SM6-24 10000 breaks at I <sub>c</sub> p.f = 0.7, class E2
DMVL-A, DMVL-D	Disconnecter	IEC 62271-102 1000 operations	
	Evolve circuit breaker	IEC 62271-100 10000 operations class M2	IEC 62271-100 100 breaks at 16kA for SM6-24 100 breaks at 25kA for SM6-24 10000 breaks at I <sub>c</sub> p.f = 0.7, class E2

(1) As per recommendation IEC 62271-105, three breakings at p.f = 0.2  
800 A under 36 kV; 1400 A under 24 kV; 1730 A under 12 kV; 2600 A under 5.5 kV.

#### Internal arc withstand (in accordance with IEC 62271-200)

<b>SM6-24</b>	Basic	+ 12.5 kA 1 s, IAC: A-FL
		+ 12.5 kA 1 s, IAC: A-FLR
	Advance	+ 16 kA 1 s, IAC: A-FLR & IAC: A-FL
		+ 20 kA 1 s, IAC: A-FLR & IAC: A-FL
<b>SM6-36</b>		+ 16 kA 1 s, IAC: A-FL



## BIBLIOGRAFÍA

- [1] «la energía eólica en España 2021», *TECPA*, 12 de abril de 2021.  
<https://www.tecpa.es/energia-eolica-ventajas-inconvenientes/#:~:text=El%20pasado%2023%20de%20enero,diaria%20al%20mix%20de%20generaci%C3%B3n.&text=A%20d%C3%ADa%20de%20hoy%2C%20aporta,actualizados%20a%20febrero%20de%202021.>
- [2] IRENE CORTÉS, «Las empresas se desesperan por la dificultad de cumplir todas las leyes medioambientales», *El país*, Madrid, 17 de septiembre de 2019. [En línea]. Disponible en: [https://elpais.com/economia/2019/09/12/actualidad/1568278834\\_608697.html](https://elpais.com/economia/2019/09/12/actualidad/1568278834_608697.html)
- [3] FEMXA, «La gestión ambiental: El elemento imprescindible para que las empresas se mantengan en el mercado». <https://www.cursosfemxa.es/blog/14460-la-gestion-ambiental-el-elemento-imprescindible-para-que-las-empresas-se-mantengan-en-el-mercado>
- [4] Verónica Ojeda, «Energías renovables MIC Insurance Las nuevas oportunidades laborales que ofrecen las energías renovables», Sevilla, 27 de abril de 2021. [En línea]. Disponible en: <https://elcorreoweb.es/energias-renovables/las-nuevas-oportunidades-laborales-que-ofrecen-las-energias-renovables-KE7273581>
- [5] Pedro Fresco, «Energías renovables: Un futuro lleno de oportunidades». [En línea]. Disponible en: <https://www.universidadviu.com/es/actualidad/nuestros-expertos/energias-renovables-un-futuro-lleno-de-oportunidades>
- [6] Idae, «Impacto económico de las energías renovables en el sistema productivo español», 2020 de 2011.  
[https://www.idae.es/sites/default/files/documentos/publicaciones\\_idae/documentos\\_11227\\_e3\\_impacto\\_economico\\_4666bcd2.pdf](https://www.idae.es/sites/default/files/documentos/publicaciones_idae/documentos_11227_e3_impacto_economico_4666bcd2.pdf)
- [7] PILAR SÁNCHEZ MOLINA, «España para liderar la independencia energética de Europa». [En línea]. Disponible en: <https://www.pv-magazine.es/2022/03/07/espana-para-liderar-la-independencia-energetica-de-europa/>
- [8] «PNIEC 2021-2030». <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec.aspx>
- [9] «Reglamento (UE) 2018/1999, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima.» BOE, 11 de diciembre de 2018. [En línea]. Disponible en: <https://www.boe.es/doue/2018/328/L00001-00077.pdf>
- [10] Ministerio de asuntos exteriores, «Horizonte 2030». <http://www.exteriores.gob.es/portal/es/politicaexteriorcooperacion/agenda2030/Paginas/Inicio.aspx>
- [11] «Horizonte temporal 2050». [https://www.lamoncloa.gob.es/presidente/actividades/Documents/2021/200521-Estrategia\\_Espana\\_2050.pdf](https://www.lamoncloa.gob.es/presidente/actividades/Documents/2021/200521-Estrategia_Espana_2050.pdf)
- [12] BOE, *Real Decreto 413/2014*,. [En línea]. Disponible en: [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2014-6123](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2014-6123)
- [13] BOE, *Real Decreto 1183/2020*. [En línea]. Disponible en: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2020-17278>
- [14] «Consumo energético en España», *EL CONSUMO DE ENERGÍA EN ESPAÑA*. <https://guiaenergia.idae.es/el-consumo-energia-en-espana/>
- [15] OMIE, «Precio de la electricidad 2021». [En línea]. Disponible en: [https://www.omie.es/sites/default/files/2022-02/informe\\_anual\\_2021\\_es.pdf](https://www.omie.es/sites/default/files/2022-02/informe_anual_2021_es.pdf)
- [16] «Ubicación Monforte III». [En línea]. Disponible en: [https://earth.google.com/web/search/los+loscos/@41.08237084,-1.01416427,945.71866307a,2500.72909711d,35y,0h,0t,0r/data=CigiJgokCdcjqd3gMEpAEQfO15qb\\_EIAGbmJ6XD4FhdAIVxxpuY8ZhFA](https://earth.google.com/web/search/los+loscos/@41.08237084,-1.01416427,945.71866307a,2500.72909711d,35y,0h,0t,0r/data=CigiJgokCdcjqd3gMEpAEQfO15qb_EIAGbmJ6XD4FhdAIVxxpuY8ZhFA)

- [17] *PVSIST*.
- [18] *SOLARGIS*.
- [19] Solar-energia.net, «Panel fotovoltaico». <https://solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica/elementos/panel-fotovoltaico>
- [20] Iberdrola, «Planta solar fotovoltaica». <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/que-es-energia-fotovoltaica>
- [21] Acciona, «Energía solar fotovoltaica». [https://www.acciona.com/es/energias-renovables/energia-solar/fotovoltaica/?\\_adin=02021864894](https://www.acciona.com/es/energias-renovables/energia-solar/fotovoltaica/?_adin=02021864894)
- [22] SesLab, «Recurso solar fotovoltaico». [http://seslab.org/fotovoltaico/mdulo\\_1\\_el\\_recurso\\_solar.html](http://seslab.org/fotovoltaico/mdulo_1_el_recurso_solar.html)
- [23] Pablo González Martínez, «Evaluación de Pérdidas de Energía en la Operación de Plantas Fotovoltaicas.» [En línea]. Disponible en: [https://idus.us.es/bitstream/handle/11441/42640/TFG-Pablo%20Gonz%C3%83%C2%A1lez\\_DEF.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://idus.us.es/bitstream/handle/11441/42640/TFG-Pablo%20Gonz%C3%83%C2%A1lez_DEF.pdf?sequence=1&isAllowed=y)
- [24] inarquia, «Paneles bifaciales». <https://inarquia.es/panel-solar-bifacial-que-es-ventajas-precios/>
- [25] Jingo Solar, «Jingo solar». <https://lm8solar.com/paneles-solares/jingo-solar-2/>
- [26] «Modelo del módulo JKM520M-7TL4-TV JIMKP SOLAR». [En línea]. Disponible en: <https://jinkosolar.eu/files/jingo/download/2020/datasheet/Tiger-Pro/BIF-72/TR%20JKM510-530M-7TL4-TV-D5.1-EN.pdf>
- [27] Jingo Solar, «Características del modulo seleccionado». [https://107317-368303-raikfcquaxqncofqm.stackpathdns.com/wp-content/uploads/2021/09/JKM525-545M-72HL4-TV-F2-EN\\_LM8SOLAR.pdf](https://107317-368303-raikfcquaxqncofqm.stackpathdns.com/wp-content/uploads/2021/09/JKM525-545M-72HL4-TV-F2-EN_LM8SOLAR.pdf)
- [28] Nextracker, «Estructura NX Horizon 1V del fabricante NEXTracker». [En línea]. Disponible en: <https://www.nextracker.com/wp-content/uploads/2016/03/NX-Horizon-Sell-Sheet-1-4-16-SP.pdf>
- [29] AutoSolar, «String Box». <https://autosolar.es/blog/aspectos-tecnicos/que-es-un-string#:~:text=Un%20string%20es%20un%20conjunto,tener%20entrada%20para%20diferentes%20strings.>
- [30] HelioEsfera, «Numero de paneles conectados». <https://www.helioesfera.com/comprobacion-de-los-parametros-electricos-del-inversor/#:~:text=El%20n%C3%BAmero%20de%20paneles%20deber%C3%A1,los%2011%20paneles%20en%20total.>
- [31] Solarweb, «Paneles máximos y mínimos en una instalación». <https://www.solarweb.net/forosolar/fotovoltaica-sistemas-conectados-red/13988-calculo-maximo-minimo-paneles-red.html>
- [32] Solarweb, «Numero maximo y minimo de paneles». <https://www.solarweb.net/forosolar/fotovoltaica-sistemas-conectados-red/13988-calculo-maximo-minimo-paneles-red.html>
- [33] Ingeteam, «Modelo seleccionado de stirng Box 18 entradas». [https://www.ingeteam.com/es-es/sectores/energia-fotovoltaica/p15\\_24\\_47/ingecon-sun-string-box.aspx](https://www.ingeteam.com/es-es/sectores/energia-fotovoltaica/p15_24_47/ingecon-sun-string-box.aspx)
- [34] 2022 coolstuffshub.com, «IP significado». <https://www.coolstuffshub.com/es/grado-de-proteccion-ip/>
- [35] Teknosolar, «¿Qué es, y como funciona un onversor solar?», enero de 2018. <https://www.teknosolar.com/community/index.php?p=/discussion/14/que-es-y-como-funciona-un-inversor-solar>
- [36] GE, «Inversor LV5+ Solar Inverter Data Sheet». [En línea]. Disponible en: [https://www.ge.com/renewableenergy/sites/default/files/related\\_documents/lv5plus-solar-inverter-datasheet.pdf](https://www.ge.com/renewableenergy/sites/default/files/related_documents/lv5plus-solar-inverter-datasheet.pdf)

- [37] Natalia Calvo Marín, «CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA EL MILAGRO 18 MW». 2015. [En línea]. Disponible en: <https://core.ac.uk/download/pdf/288498259.pdf>
- [38] INDUSTRIAS ECTRICOL, *CENTRO DE TRANSFORMACIÓN FOTOVOLTAICO*. [En línea Video]. Disponible en: <https://www.youtube.com/watch?v=24T3BydSKFE>
- [39] GE, «LV5+ 1566 Solar Power Station de General Electric». [En línea]. Disponible en: [https://www.ge.com/renewableenergy/sites/default/files/related\\_documents/lv5plus-solar-power-station-brochure.pdf](https://www.ge.com/renewableenergy/sites/default/files/related_documents/lv5plus-solar-power-station-brochure.pdf)
- [40] GE, «sistema de almacenamiento por baterías e inversor (Reservoir Storage Unit)». [https://www.ge.com/renewableenergy/sites/default/files/related\\_documents/Reservoir%20Solutions%20Product%20Specification%20Sheets.pdf](https://www.ge.com/renewableenergy/sites/default/files/related_documents/Reservoir%20Solutions%20Product%20Specification%20Sheets.pdf)
- [41] ITC-BT, «ITC-BT-18 INSTALACIONES DE PUESTA DE TIERRA.» [En línea]. Disponible en: [http://roble.pntic.mec.es/jcat0021/NUEVO\\_REBT/ARCHIVOS/INDICE%20DE%20LAS%20INSTRUCCIONES%20TECNICAS%20COMPLEMENTARIAS\\_archivos/ITC-BT-18.htm](http://roble.pntic.mec.es/jcat0021/NUEVO_REBT/ARCHIVOS/INDICE%20DE%20LAS%20INSTRUCCIONES%20TECNICAS%20COMPLEMENTARIAS_archivos/ITC-BT-18.htm)
- [42] BOE, *Real Decreto 337/2014*. [En línea]. Disponible en: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2014-6084>
- [43] Lucas Romero Esteban, «Pérdidas eléctricas en PVSYST». [https://oa.upm.es/48063/1/TFG\\_LUCAS\\_ROMERO\\_ESTEBAN.pdf](https://oa.upm.es/48063/1/TFG_LUCAS_ROMERO_ESTEBAN.pdf)
- [44] BOE, *ITC-BT-19*. [En línea]. Disponible en: [http://www.uco.es/electrotecnia-etsiam/reglamentos/Guia\\_Tecnica\\_REBT/guia\\_bt\\_19\\_sep03R1.pdf](http://www.uco.es/electrotecnia-etsiam/reglamentos/Guia_Tecnica_REBT/guia_bt_19_sep03R1.pdf)
- [45] BOE, *Reglamento electrotécnico para baja tensión e ITC*. [En línea]. Disponible en: [file:///C:/Users/anton/Downloads/BOE-326\\_Reglamento\\_electrotecnico\\_para\\_baja\\_tension\\_e\\_ITC%20\(1\).pdf](file:///C:/Users/anton/Downloads/BOE-326_Reglamento_electrotecnico_para_baja_tension_e_ITC%20(1).pdf)
- [46] «UNE HD 60364». <https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma?c=N0054027>
- [47] *UNE-EN 60228*. [En línea]. Disponible en: <https://tienda.aenor.com/norma-une-en-60228-2005-n0033734>
- [48] *IEC60228*. [En línea]. Disponible en: <https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma?c=N0033734>
- [49] Top Cable, «TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K». <http://www.cabletelandalucia.com/assets/zzf-top-cable.pdf>
- [50] TopCable, «Cableado BT». [http://www.cabletelandalucia.com/assets/topcable\\_catgral\\_esp\\_2016\\_lr-133-221.pdf](http://www.cabletelandalucia.com/assets/topcable_catgral_esp_2016_lr-133-221.pdf)
- [51] Martínez Antón, Alicia (almaran@csa.upv.es), Blanca Giménez, Vicente (vblanca@csa.upv.es), Castilla Cabanes, Nuria (ncastilla@csa.upv.es), y Pastor Villa, Rosa María (ropasvil@csa.upv.es), «Cálculos intensidad de fusibles». <https://riunet.upv.es/bitstream/handle/10251/10765/FUSIBLES.pdf>
- [52] *Instrucción Técnica Complementaria ITC-LAT 06 LÍNEAS SUBTERRANEAS CON CABLES AISLADOS*. [En línea]. Disponible en: <http://roble.pntic.mec.es/jcat0021/Archivos%20para%20descargar/LAT%202008/ITC-LAT%2006.pdf>
- [53] BOE, «RLAT». <https://www.boe.es/boe/dias/2008/03/19/pdfs/A16436-16554.pdf>
- [54] topCable, «X-VOLT RH5Z1 AL de Top Cable». <http://www.cabletelandalucia.com/assets/rh5z1-al-top-cable.pdf>
- [55] Suministro de materiales eléctricos, «Tipos de celdas de media tensión». <https://jdelectricos.com/co/celdas-electricas-de-media-tension/>
- [56] Electricol, «Celdas de mesa tensión ventajas». <https://www.ectricol.com/tecnologia-gis-la-importancia-del-gas-sf6-y-su-eficiencia-energetica-en-celdas-media-tension/#:~:text=Los%20accionamientos%20de%20media%20tensi%C3%B3n,contra%20todas%20las%20perturbaciones%20externas.>

- [57] Schneider, «SM-36 características». [https://download.schneider-electric.com/files?p\\_enDocType=Catalog&p\\_File\\_Name=SM6\\_AMTED398078EN\\_1020.pdf&p\\_Doc\\_Ref=AMTED398078EN](https://download.schneider-electric.com/files?p_enDocType=Catalog&p_File_Name=SM6_AMTED398078EN_1020.pdf&p_Doc_Ref=AMTED398078EN)
- [58] Schneither, «SM6-36». <https://www.se.com/es/es/product-range/971-sm636/#overview>
- [59] Plantillea, «Centro de seccionamiento». <https://plantillea.com/blogs/articulos/centro-seccionamiento>
- [60] Rafael Montoya Mira, «PROYECTO DEL CENTRO DE SECCIONAMIENTO». [En línea]. Disponible en: <https://cindi.gva.es/documents/161328209/168643262/Proyecto+del+Centro+de+Seccionamiento.pdf/fccc7330-d5a3-44d7-a1f2-3d4d977073ee>
- [61] meinsa, «Sistema de monitorización y control». <https://meinsa.com/2020/05/sistemas-de-monitorizacion-y-control-de-procesos-industriales/>
- [62] Atom, «Topología de red». [http://ingenieria redes1.blogspot.com/p/blog-page\\_4.html](http://ingenieria redes1.blogspot.com/p/blog-page_4.html)
- [63] INGELCOM, «Ventajas ethernet». <https://www.ingelcom.com.ec/blog/blog-1/post/ventajas-del-cable-ethernet-22>
- [64] «WIND TO MARKET». <https://www.w2m.es/quienes-somos/wind-to-market/>
- [65] Fernando Valenciaga, «Control de Estructura Variable en Sistemas Híbridos de Generación de Energía». 2001. [En línea]. Disponible en: [http://sedici.unlp.edu.ar/bitstream/handle/10915/1359/Documento\\_completo\\_.pdf?sequence=37&isAllowed=y](http://sedici.unlp.edu.ar/bitstream/handle/10915/1359/Documento_completo_.pdf?sequence=37&isAllowed=y)
- [66] BOE, *Ley 22/2011, de 28 de julio, de residuos y suelos contaminados*. [En línea]. Disponible en: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2011-13046>
- [67] BOE, *Ley 11/1997, de 24 de abril, de Envases y Residuos de Envases*. [En línea]. Disponible en: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-1997-8875>
- [68] BOE, *Ley 16/2002, de 1 de julio, de Prevención y Control Integrados de la Contaminación*. [En línea]. Disponible en: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2002-12995>
- [69] BOE, *Real Decreto 646/2020, de 7 de julio, por el que se regula la eliminación de residuos mediante depósito en vertedero*. [En línea]. Disponible en: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2020-7438>
- [70] Colegio de ingenieros técnicos de obras públicas e ingenieros civiles de extremadura, «anexo gestión de residuos.PROYECTO MODIFICACIÓN DEL ACCESO EXISTENTE EN LA CTRA. CONVENCIONAL». [https://www.mitma.gob.es/recursos\\_mfom/anejo-n11-gest-residuos.pdf](https://www.mitma.gob.es/recursos_mfom/anejo-n11-gest-residuos.pdf)
- [71] «PROYECTO DE LA NUEVA ETAP JUNTO AL EMBALSE DE PALANCARES. T.M. SOTO DEL REAL ESTUDIO GESTIÓN DE RESIDUOS». [En línea]. Disponible en: [https://www.ayto-sotodelreal.es/wp-content/uploads/2019/07/Anejo-n%C2%BA-16\\_Estudio-Gestion-RCD\\_Rev01.pdf](https://www.ayto-sotodelreal.es/wp-content/uploads/2019/07/Anejo-n%C2%BA-16_Estudio-Gestion-RCD_Rev01.pdf)
- [72] Naturgy, «PROYECTO DE EJECUCIÓN ANEXO III: ESTUDIO GESTIÓN DE RESIDUOS». [En línea]. Disponible en: [http://extremambiente.juntaex.es/files/2020/PSF\\_Jerte/Anexo%20X\\_EGR%20PSFV.pdf](http://extremambiente.juntaex.es/files/2020/PSF_Jerte/Anexo%20X_EGR%20PSFV.pdf)
- [73] «ANEJO N° 25. – GESTIÓN DE RESIDUOS». [En línea]. Disponible en: [https://www.mitma.gob.es/recursos\\_mfom/paginabasica/recursos/a25\\_gestion\\_de\\_residuos\\_33-ba-4270.pdf](https://www.mitma.gob.es/recursos_mfom/paginabasica/recursos/a25_gestion_de_residuos_33-ba-4270.pdf)
- [74] CAMPUS DE FUENLABRADA DE LA URJC, «ANEXO 2. ESTUDIO DE GESTION DE RESIDUOS.» [En línea]. Disponible en: [https://contrataciondelestado.es/wps/wcm/connect/PLACE\\_es/Site/area/docAccCmpnt?rv=cmpnt&cmpntname=GetDocumentsById&source=library&DocumentIdParam=78a826e2-5098-4625-a18d-86059129d45b](https://contrataciondelestado.es/wps/wcm/connect/PLACE_es/Site/area/docAccCmpnt?rv=cmpnt&cmpntname=GetDocumentsById&source=library&DocumentIdParam=78a826e2-5098-4625-a18d-86059129d45b)
- [75] ACASOL, «MEDIDAS PARA LA SEPARACIÓN DE LOS RESIDUOS EN OBRA.» [En línea]. Disponible en: <https://contrataciondelestado.es/wps/wcm/connect/5f023d3e-c3d8-46de-853c->

- 811cd313aac6/DOC20180717143112DOCUMENTO+1+MEMORIA+Y+ANEJOS+Parte+4.pdf?  
MOD=AJPERES
- [76] FULCRUM, «Movimiento de tierras de residuos de construcción». [En línea]. Disponible en:  
<https://www.bizkaia.eus/home2/archivos/DPTO8/Temas/2017/Infomaci%C3%B3n%20planes%20y%20proyectos%20OOPP/Senda%20ciclable/Anejo%2013.%20Movimiento%20de%20tierras%20y%20gesti%C3%B3n%20de%20residuos%20de%20cons%20v2.pdf?hash=0467f86f2b4b761fa9a29e77207698e4&idioma=CA>
- [77] «ANEJO N° 3: GESTIÓN DE RESIDUOS». [En línea]. Disponible en:  
<file:///C:/Users/anton/Downloads/ANEJO%20%20N%C2%BA%203%20GESTION%20DE%20RESIDUOS.pdf>
- [78] Geolcali, «Estudio de impacto ambiental refundido». [En línea]. Disponible en:  
[https://www.navarra.es/NR/rdonlyres/3E914E09-4F40-48CE-87CB-4F98D23D0501/390738/Estudiodeimpactoambiental\\_parteIII.pdf](https://www.navarra.es/NR/rdonlyres/3E914E09-4F40-48CE-87CB-4F98D23D0501/390738/Estudiodeimpactoambiental_parteIII.pdf)
- [79] GPA, «El almacenamiento para la gestión de residuos industriales».  
<http://www.gpagestioderesidus.com/es/almacenamiento-para-gestion-residuos/>
- [80] Naturgy, «Desmantelamiento de una planta solar fotovoltaica».  
[http://extremambiente.juntaex.es/files/2020/PSF\\_Jerte/Anexo%20XII\\_Plan%20desmantelamiento%20PSFV.pdf](http://extremambiente.juntaex.es/files/2020/PSF_Jerte/Anexo%20XII_Plan%20desmantelamiento%20PSFV.pdf)
- [81] Francisco Jesús Reguera Gil, «ANÁLISIS DE LA DEGRADACIÓN DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS». [En línea]. Disponible en:  
[https://dspace.unia.es/bitstream/handle/10334/3524/0675\\_Reguera.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://dspace.unia.es/bitstream/handle/10334/3524/0675_Reguera.pdf?sequence=1&isAllowed=y)
- [82] X-ELIO, «Proyecto de la Planta Solar Fotovoltaica Puentes». [En línea]. Disponible en:  
[https://cindi.gva.es/auto/energia/InformacionPublica/Alicante/ATALFE\\_2020\\_106/2.11.%20Separata%20Vias%20Pecuarrias%20parte%202.pdf](https://cindi.gva.es/auto/energia/InformacionPublica/Alicante/ATALFE_2020_106/2.11.%20Separata%20Vias%20Pecuarrias%20parte%202.pdf)
- [83] generadordeprecios, «DESMONTAJE DE CAJA DE PROTECCIÓN Y MEDIDA.» [En línea]. Disponible en:  
[http://www.generadordeprecios.info/obra\\_nueva/Demoliciones/Instalaciones/Electricas/DIE010\\_Desmontaje\\_de\\_caja\\_de\\_proteccion\\_y\\_.html#gsc.tab=0](http://www.generadordeprecios.info/obra_nueva/Demoliciones/Instalaciones/Electricas/DIE010_Desmontaje_de_caja_de_proteccion_y_.html#gsc.tab=0)
- [84] AMPERTEC, «Retirada de cableado subterráneo y restauración de zanjas». [En línea]. Disponible en:  
[https://cindi.gva.es/auto/energia//InformacionPublica/Alicante/ATALFE\\_2021\\_43/Plan%20de%20desmantelamiento\\_FV%20Idella.pdf](https://cindi.gva.es/auto/energia//InformacionPublica/Alicante/ATALFE_2021_43/Plan%20de%20desmantelamiento_FV%20Idella.pdf)
- [85] Naturgy, «Restitución de los nuevos viales internos y sus cunetas»: [En línea]. Disponible en:  
[http://extremambiente.juntaex.es/files/2020/PSF\\_Jerte/Anexo%20XII\\_Plan%20desmantelamiento%20PSFV.pdf](http://extremambiente.juntaex.es/files/2020/PSF_Jerte/Anexo%20XII_Plan%20desmantelamiento%20PSFV.pdf)
- [86] BOE, *Real Decreto 470/2021, de 29 de junio, por el que se aprueba el Código Estructural*. [En línea]. Disponible en: <https://www.boe.es/boe/dias/2021/08/10/pdfs/BOE-A-2021-13681.pdf>
- [87] BOE, *Anuncio del Área Funcional de Industria y Energía de la Delegación del Gobierno de Navarra por el que se somete a Información Pública la Solicitud de Autorización Administrativa Previa y Declaración de Impacto Ambiental de la «Planta Solar Fotovoltaica Campos de Zuloaga, de 62MWnom, su infraestructura de evacuación y las Infraestructuras Comunes de Evacuación»*. [En línea]. Disponible en:  
[https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-B-2021-36651](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-B-2021-36651)
- [88] NA, «DESMANTELAMIENTO Y RESTITUCIÓN». [En línea]. Disponible en:  
<https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproy/4366/fichero/Volumen+1%252F5.+Desmantelamiento.pdf>

- [89] MERFONDA, «Proyecto de ejecución de centro de seccionamiento». [En línea]. Disponible en: <https://www.aragon.es/documents/20127/86222844/PROYECTO+CS.pdf/c9f5ba5b-1c2b-d2d4-6830-e8db7fb899d7?t=1616685152160>
- [90] Fundación laboral de la construcción, «desbroce». <http://www.diccionariodelaconstruccion.com/acondicionamiento-del-terreno-y-cimentaciones/desbroce>
- [91] N/A, «Pliego de prescripciones técnicas particulares». [https://www.contratacion.euskadi.eus/w32-1084/es/contenidos/anuncio\\_contratacion/expjaso14072/es\\_doc/adjuntos/pliego\\_bases\\_tecnicas4.pdf](https://www.contratacion.euskadi.eus/w32-1084/es/contenidos/anuncio_contratacion/expjaso14072/es_doc/adjuntos/pliego_bases_tecnicas4.pdf)
- [92] Construmática, «desbroce». [https://www.construmatica.com/construpedia/Desbroce.\\_Riesgos\\_y\\_Medidas\\_Preventivas](https://www.construmatica.com/construpedia/Desbroce._Riesgos_y_Medidas_Preventivas)
- [93] Ministerio de agricultura, alimentación y medio ambiente, «PLIEGO DE PRESCRIPCIONES TÉCNICAS DE OBRA CIVIL». <https://contrataciondelestado.es/wps/wcm/connect/f20f9798-3de6-4d0c-8d63-ddae2a9bd034/DOC20171124093938PPTP+obra+civil.pdf?MOD=AJPERES>
- [94] Iguazuri, «Sistemas de entibación». [https://www.iguazuri.com/catalogos/entibacion\\_general.pdf](https://www.iguazuri.com/catalogos/entibacion_general.pdf)
- [95] BOE, *Ley 31/1995*. [En línea]. Disponible en: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-1995-24292>
- [96] BOE, *Real Decreto 1495/1986, de 26 de mayo, por el que se aprueba el Reglamento de Seguridad en las máquinas*. [En línea]. Disponible en: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-1986-19507>
- [97] NTE, «NTE-ADV. Normas Tecnológicas de la Edificación. Acondicionamiento del terreno, vaciados.» <https://ingemecanica.com/legisla/objetos/nte/nte-adv.pdf>
- [98] NTE, «NTE-ADE. Normas Tecnológicas de la Edificación. Acondicionamiento del terreno, desmontes, zanjas y pozos.» <https://ingemecanica.com/legisla/objetos/nte/nte-adz.pdf>
- [99] SEMI, «SALUD POR LA OMS». <https://www.fesemi.org/informacion-pacientes/hemeroteca-salud/enfermedades/salud-y-enfermedad-que-son>
- [100] SCIELO, «Factor de riesgo». [http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S0864-21251999000400018#:~:text=Un%20Factor%20de%20Riesgo%20es,de%20da%C3%B1o%20a%20la%20salud.](http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0864-21251999000400018#:~:text=Un%20Factor%20de%20Riesgo%20es,de%20da%C3%B1o%20a%20la%20salud.)
- [101] Oficina Internacional del Trabajo, Ginebra - Cinterfor / OIT, «Seguridad, salud y bienestar en las obras de construcción». [En línea]. Disponible en: [https://www.ilo.org/wcmsp5/groups/public/---ed\\_protect/---protrav/---safework/documents/instructionalmaterial/wcms\\_218620.pdf](https://www.ilo.org/wcmsp5/groups/public/---ed_protect/---protrav/---safework/documents/instructionalmaterial/wcms_218620.pdf)
- [102] «ERGONOMÍA EN CONSTRUCCIÓN: SU IMPORTANCIA CON RESPECTO A LA SEGURIDAD». [En línea]. Disponible en: <https://academica-e.unavarra.es/bitstream/handle/2454/7644/Mart%C3%ADnez%20Rada%2C%20Sofia.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- [103] AEO, «Seguridad y salud». [En línea]. Disponible en: <https://www.proteyco.es/estudios-de-seguridad-y-salud/#:~:text=El%20Estudio%20de%20Seguridad%20y%20Salud%20es%20el%20documento%20que,la%20realizaci%C3%B3n%20de%20la%20obra.>
- [104] BOE, *Real Decreto 1627/1997*. [En línea]. Disponible en: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-1997-22614>
- [105] Gobierno de Navarra, «Seguridad y salud en la obra civil». [En línea]. Disponible en: <http://www.navarra.es/NR/rdonlyres/CCC6D958-A01B-4E45-BE6A-9FE974975936/159564/3Albanil.pdf>

- [106] comunidad de madrid, «Manual práctico de seguridad y salud en la construcción». [En línea]. Disponible en: <http://www.madrid.org/bvirtual/BVCM013160.pdf>
- [107] «Protecciones personales en obras de construcción». [En línea]. Disponible en: <http://www.madrid.org/bvirtual/BVCM010756.pdf>
- [108] Ministro de Trabajo y Promoción del Empleo, «AUTODIAGNÓSTICO EN ERGONOMÍA PARA LA ACTIVIDAD DE CONSTRUCCIÓN CIVIL». [En línea]. Disponible en: [https://www.trabajo.gob.pe/archivos/file/SST/INTERES/guia\\_basica\\_construccion\\_civil.pdf](https://www.trabajo.gob.pe/archivos/file/SST/INTERES/guia_basica_construccion_civil.pdf)
- [109] RAE, «FATIGA». <https://www.rae.es/drae2001/fatiga>
- [110] Sofía Martínez Rada –, «ERGONOMÍA EN CONSTRUCCIÓN: SU IMPORTANCIA CON RESPECTO A LA SEGURIDAD». [En línea]. Disponible en: <https://academica-e.unavarra.es/bitstream/handle/2454/7644/Mart%C3%ADnez%20Rada%2C%20Sofia.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- [111] ERGO, «Manipulación de cargas». <https://ergocv.com/manipulacion-manual-de-cargas-metodo-niosh/>
- [112] Ergonautas, «Métodos de evaluación de la ergonomía de puestos de trabajo». [En línea]. Disponible en: <https://www.ergonautas.upv.es/metodos-evaluacion-ergonomica.html#:~:text=El%20m%C3%A9todo%20Rula%20permite%20evaluar,los%20miembros%20superiores%20del%20cuerpo.>
- [113] BOE, *Real Decreto 487/1997*. [En línea]. Disponible en: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-1997-8670>
- [114] *Real Decreto 1311/2005*. [En línea]. Disponible en: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2005-18262>
- [115] BOE, «Resolución de 28 de febrero de 2012, de la Dirección General de Empleo, por la que se registra y publica el V Convenio colectivo del sector de la construcción.» [En línea]. Disponible en: <https://www.boe.es/boe/dias/2012/03/15/pdfs/BOE-A-2012-3725.pdf>
- [116] CuidatePlus, «¿Qué es la ergonomía y cómo afecta a la salud y al rendimiento laboral?» <https://cuidateplus.marca.com/salud-laboral/2017/10/15/-ergonomia-afecta-salud-rendimiento-laboral-145816.html>
- [117] Montiel, «Ejemplo de Ergonomía en el Trabajo». <https://www.oficinasmontiel.com/blog/ejemplo-de-ergonomia-en-el-trabajo/>
- [118] Rodrigo Orellana, «Los mejores lentes para la computadora con filtro azul». <https://es.digitaltrends.com/tendencias/lentes-para-la-computadora/>
- [119] Ofiprix, «5 Ejemplos de ergonomía en el trabajo». <https://www.ofiprix.com/blog/ejemplos-de-ergonomia-en-el-trabajo/>
- [120] IM2, «Mantenimiento de instalaciones solares fotovoltaicas». <https://www.im2solar.com/07/2017/mantenimiento-instalaciones-fotovoltaicas/>
- [121] David Nuevo, «Mantenimientos preventivos en una instalación solar fotovoltaica», 31 de enero de 2022. <https://esenergia.es/mantenimiento-preventivo-modulos-fotovoltaicos/>
- [122] Infraespeak, «Plan de mantenimiento preventivo». <https://blog.infraspeak.com/es/plan-de-mantenimiento-preventivo/>
- [123] Autosolar, «Mantenimientos mensuales». <https://autosolar.es/placas-fotovoltaicas/que-mantenimiento-requiere-un-panel-solar>
- [124] TESTO, «TERMOGRAFIA». <https://static-int.testo.com/media/49/63/cf82bfcc5e65/testo-solar-panel-practical-guide-148x210mm-interactive-ES.pdf>
- [125] BOE, *Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética*. [En línea]. Disponible en: [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-8447](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-8447)

- [126] APPA, «Hibridacion en la generacion renovable». [https://www.appa.es/wp-content/uploads/2021/04/APPA-Renovables-Everis-Hibridacion-en-la-Generacion-Renovable\\_vf.pdf](https://www.appa.es/wp-content/uploads/2021/04/APPA-Renovables-Everis-Hibridacion-en-la-Generacion-Renovable_vf.pdf)
- [127] Javier López de Benito, «Los beneficios de la hibridación renovable para el sistema eléctrico». <https://www.energynews.es/beneficios-de-la-hibridacion-renovable/>