

Trabajo Fin de Máster
Máster en Ingeniería Industrial

Cálculo y diseño del Parque Fotovoltaico Lobón
con infraestructura de almacenamiento y línea de
evacuación

Autor: Noelia Hidalgo García

Tutores: Juan Manuel Roldán Fernández

Manuel Burgos Payán

Dpto. Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2021



Trabajo Fin de Máster
Máster en Ingeniería Industrial

Cálculo y diseño del Parque Fotovoltaico Lobón con infraestructura de almacenamiento y línea de evacuación

Autor:

Noelia Hidalgo García

Tutores:

Juan Manuel Roldán Fernández

Manuel Burgos Payán

Dpto. de Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2021

Trabajo Fin de Máster: Cálculo y diseño del Parque Fotovoltaico Lobón
con infraestructura de almacenamiento y línea de evacuación

Autor: Noelia Hidalgo García

Tutores: Juan Manuel Roldán Fernández
Manuel Burgos Payán

El tribunal nombrado para juzgar el Trabajo arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2021

El Secretario del Tribunal

A mi familia
A mis amigos
A mis profesores

Agradecimientos

Y llegados a este punto de mis estudios universitarios, solo me queda dar las gracias.

Agradecer, en primer lugar, a mis profesores, por los conocimientos que me han transmitido durante todos estos años y haberme enseñado el mundo de la ingeniería. En especial, a mi tutor, Juan Manuel Roldán, por ayudarme a la realización de este Trabajo.

A mi familia, por apoyarme y animarme a seguir peleando para conseguir mis objetivos, y alegrarse por cada victoria como si fuera suya.

A mis compañeros, que no son solo compañeros, sino también amigos. Porque gracias a ellos, esos días interminables de prácticas y clases se convertían en buenos momentos y algunas risas. Y, sobre todo, por aguantarme y animarme en los días más estresantes de exámenes, dándome los mejores consejos para nunca tirar la toalla.

Pero en particular, quisiera darle las gracias a una persona muy especial. Esa persona que ha sufrido cada uno de mis agobios y ha celebrado cada uno de mis triunfos. La persona que sin tener nada me lo ha dado todo para que pueda construirme un futuro y poder perseguir mis sueños. La persona más importante, mi madre.

Noelia Hidalgo García

Sevilla, 2021

Resumen

Debido al cambio climático, al progresivo agotamiento de los recursos fósiles y a las exigencias de consumo, la tendencia global es hacia la integración de energías renovables en la red. El proyecto que se presenta a continuación recoge el diseño de un parque fotovoltaico con almacenamiento y línea de evacuación, orientado a pedir autorización administrativa, pero entrando en detalles más técnicos que los solicitados para las tramitaciones reales.

El trabajo se estructura por capítulos, comenzando por un enmarque normativo de la tramitación de plantas fotovoltaicas en España. Posteriormente, se intercalan capítulos de descripción con capítulos de cálculo de parque, infraestructura de almacenamiento y línea de evacuación.

Abstract

Due to the climate change, the progressive depletion of fossil fuels and the demand of energy, the global trend is to integrate renewable energies in the power grid. The Project presented below includes the design of a photovoltaic power plant with storage system and power line goal of requesting administrative authorization.

The structure of this Project is organized in chapters. At the beginning, it will be described the legislation about photovoltaic power plants in Spain. Subsequently, it will be study the design and the calculations of the power plant, the storage system and the power line.

Índice

Agradecimientos	ix
Resumen	xi
Abstract	xiii
Índice	xv
Índice de Tablas	xix
Índice de Figuras	xxi
Notación	xxiii
1 Introducción	1
2 Marco normativo	3
3 Diseño del parque FV	7
3.1 <i>Localización</i>	7
3.1.1 Afecciones	8
3.2 <i>Descripción general</i>	11
3.3 <i>Equipos principales</i>	12
3.3.1 Panel fotovoltaico	12
3.3.2 Estructura del seguidor	14
3.3.3 Cajas de agrupación	16
3.3.3.1 Caja de agrupación primaria	16
3.3.4 Centro de transformación	17
3.3.5 Centro de seccionamiento	19
3.4 <i>Edificio O&M</i>	20
3.5 <i>Monitorización</i>	22
3.6 <i>Seguridad</i>	22
3.7 <i>Diseño del layout</i>	23
3.7.1 Estudio de <i>pitch</i>	23
3.7.2 Implantación	23
4 Estudio de generación	25
4.1 <i>Producción energética</i>	25
4.2 <i>Pérdidas de generación</i>	25
4.2.1 Pérdidas por temperatura	25
4.2.2 Pérdidas por conexionado	26
4.2.3 Pérdidas por sombreado	26
4.2.4 Pérdidas por suciedad	26
4.2.5 Pérdidas espectrales	26
4.2.6 Pérdidas de rendimiento del inversor	26
4.2.7 Pérdidas de rendimiento MPPT	26
4.2.8 Pérdidas óhmicas del cableado	26
4.3 <i>Datos climatológicos</i>	26
4.4 <i>Simulación PVsyst</i>	27

5	Cálculos del parque FV	29
5.1	<i>Distribución de inversores</i>	29
5.2	<i>Conductores de strings</i>	30
5.2.1	Criterio térmico	30
5.2.2	Criterio de caída de tensión	32
5.3	<i>Conductores de caja de agrupación primaria a secundaria</i>	33
5.3.1	Criterio térmico	33
5.3.2	Criterio de caída de tensión	34
5.4	<i>Conductores de skid a centro de seccionamiento</i>	35
5.4.1	Criterio térmico	35
5.4.2	Criterio de caída de tensión	36
6	Cálculo del sistema de almacenamiento	39
6.1	<i>Cálculo del beneficio</i>	39
6.2	<i>Ayudas financiadas por FEDER</i>	40
6.3	<i>Análisis de cash-flow</i>	43
6.4	<i>Indicadores económicos</i>	44
6.4.1	Valor Actualizado Neto, VAN	44
6.4.2	<i>Payback</i>	45
6.5	<i>Análisis de resultados</i>	45
7	Diseño del sistema de almacenamiento	47
7.1	<i>Localización</i>	47
7.2	<i>Descripción general</i>	47
7.3	<i>Equipos principales</i>	48
7.3.1	Baterías	48
7.3.2	Inversores (PSC)	49
7.3.3	Transformador (PSC)	49
7.3.4	Protecciones	49
7.3.5	Resto de sistemas	50
8	Diseño de la línea de evacuación	51
8.1	<i>Trazado de la línea</i>	51
8.2	<i>Línea subterránea 30 kV (Tramo I)</i>	52
8.3	<i>Conversión aérea-subterránea</i>	53
8.4	<i>Línea aérea 30 kV (Tramo II)</i>	54
8.5	<i>Entronque aéreo (Tramo III)</i>	57
9	Cálculos de la línea de evacuación	59
9.1	<i>Cálculos eléctricos</i>	59
9.1.1	Línea subterránea 30 kV (Tramo I)	59
9.1.2	Línea aérea 30 kV (Tramo II y III)	61
9.2	<i>Cálculos mecánicos del conductor (Tramo II y III)</i>	64
9.2.1	Cargas aplicables	64
9.2.2	Tracción máxima admisible	64
9.2.3	Comprobación de hipótesis de tensión máxima	65
9.2.4	Flecha admisible	66
9.2.5	Distancias al terreno y entre conductores	67
9.3	<i>Cálculo mecánico de apoyos</i>	67
9.4	<i>Cálculo de cimentaciones</i>	69
10	Conclusiones y trabajos futuros	71
	Referencias	73
	Anexo A	i
	Anexo B	xi

Anexo C

xix

Anexo D

xxvii

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3-1.- Parcela catastral ocupada [3]	9
Tabla 3-2 Producción específica frente a pitch	23
Tabla 4-1 Datos meteorológicos de Lobón	26
Tabla 4-2 Energía producida por la planta	28
Tabla 4-3 Energía producida los dos primeros años	28
Tabla 5-1 Distribución de inversores	29
Tabla 5-2 Distribución de cajas por inversor	30
Tabla 5-3 Catálogo ZZ-F (PVF-1) 0,6/1 kV c.a. 1,8 kV c.c. de General Cable	30
Tabla 5-4 Factores de corrección de la temperatura del terreno [16]	31
Tabla 5-5 Factores de corrección de la resistividad del terreno [16]	31
Tabla 5-6 Factores de corrección de la profundidad del soterramiento 0,6/1 kV [16]	31
Tabla 5-7 Factores de corrección de circuitos agrupados bajo tubo [16]	32
Tabla 5-8 Catálogo RV AL 0,6/1 kV c.a. 1,8 kV c.c. de General Cable	33
Tabla 5-9 Factores de corrección de circuitos agrupados directamente enterrados [16]	34
Tabla 5-10 Catálogo RHZ1 H16 AL 18/30 kV de General Cable	35
Tabla 5-11 Factores de corrección de profundidad de soterramiento 30 kV [17]	36
Tabla 6-1 Ingresos de explotación del primer año	40
Tabla 6-2 <i>Cash-flow</i> para una capacidad de 6 MWh	44
Tabla 6-3 <i>Cash-flow</i> para una capacidad de 5 MWh	44
Tabla 6-4 <i>Cash-flow</i> para una capacidad de 4 MWh	44
Tabla 6-5 <i>Cash-flow</i> para una capacidad de 3 MWh	44
Tabla 6-6 VAN según la capacidad de almacenamiento	45
Tabla 6-7 <i>Payback</i> según la capacidad de almacenamiento	45
Tabla 7-1 Características de las baterías [22]	48
Tabla 7-2 Características de los inversores (PSC) [22]	49
Tabla 7-3 Características del transformador (PSC) [22]	49
Tabla 8-1 Coordenadas de los apoyos	52
Tabla 8-2 Características de la instalación subterránea	53
Tabla 8-3 Características de la línea aérea (Tramo II)	54
Tabla 8-4 Características de los apoyos [23]	55
Tabla 8-5 Características del aislador U70BS	55
Tabla 8-6 Elementos de cadena de amarre	56
Tabla 9-1 Características del conductor LA 30	61

Tabla 9-2 Densidad de corriente máxima de los conductores en régimen permanente [24]	62
Tabla 9-3 Condiciones que limitan la tracción máxima admisible [24]	65
Tabla 9-4 Tensiones para el conductor LA-30 [23]	66
Tabla 9-5 Flechas	67
Tabla 9-6 Apoyos de líneas situadas en zona A (I) [24]	68
Tabla 9-7 Apoyos de líneas situadas en zona A (II) [24]	68
Tabla 9-8 Esfuerzos en la primera hipótesis [23]	69
Tabla 9-9 Esfuerzos en la tercera hipótesis [23]	69
Tabla 9-10 Esfuerzos en la cuarta hipótesis [23]	69
Tabla 9-11 Dimensiones de las cimentaciones monobloque [23]	70

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3-1 Ubicación de la planta en España	8
Figura 3-2 Localización de municipios cercanos	8
Figura 3-3 Parcela catastral ocupada	9
Figura 3-4 Espacios naturales protegidos. Visor Geoguadiana [4]	10
Figura 3-5 Espacios naturales protegidos. Visor Sigpac [5]	10
Figura 3-6 Visor de Vías Pecuarias [6]	10
Figura 3-7 Ríos y arroyos	11
Figura 3-8 Módulo fotovoltaico [8]	13
Figura 3-9 Tecnología bifacial [8]	14
Figura 3-10 Radiación solar [8]	14
Figura 3-11 Estructura del seguidor [9]	15
Figura 3-12 Sistema de <i>backtracking</i> [9]	16
Figura 3-13 Centro de transformación tipo <i>skid</i> [12]	17
Figura 3-14 Inversor Sunway TG 1800 1500V TE 640 OD [13]	18
Figura 3-15 Celdas de MT	19
Figura 3-16 Planta y alzado del centro de seccionamiento [14]	20
Figura 3-17 Celda MT del centro de seccionamiento [14]	20
Figura 3-18 Edificio O&M	21
Figura 3-19 Esquema de monitorización	22
Figura 4-1 Radiación solar global media anual [15]	27
Figura 6-1 Tipos de actuaciones objeto de ayudas [19]	41
Figura 6-2 Presupuestos subvencionables máximos de los proyectos de inversión [19]	41
Figura 6-3 Importe máximo de ayuda unitaria [19]	42
Figura 6-4 Baremos para la evaluación de las solicitudes [19]	43
Figura 8-1 Tramos de la línea de evacuación 30 kV	52
Figura 8-2 Apoyo de paso aéreo-subterráneo	54
Figura 8-3 Armado tipo S [23]	55
Figura 8-4 Cadena de amarre	56
Figura 8-5 Apoyo de entronque en la línea Lobón-Solana de Endesa	58
Figura 9-1 Cimentación monobloque	69
Figura 9-2 Esfuerzos sobre cimentación monobloque	70

Notación

- MW. _ Mega Watios
- MWp. _ Mega Watios pico
- MWn. _ Mega Watios nominales
- kV. _ Kilovoltios
- kVA. _ Kilovoltio Amperio
- ha. _ Hectáreas
- R.E.E. _ Red Eléctrica Española
- FV. _ Fotovoltaica (Planta)
- CCTV. _ Closed-circuit television _ Circuito Cerrado de Televisión (Video)
- CC. _ Corriente Continua
- CA. _ Corriente Alterna
- M.T. _ Media Tensión
- B.T. _ Baja Tensión
- IVA _ Informe viabilidad de acceso
- SCADA System _ Supervisory Control And Data Acquisition. Sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos
- REBT. _ Reglamento Eléctrico de Baja Tensión
- UNE. _ Normas UNE (Una Norma Española)
- SS.AA _ Servicios Auxiliares
- CT. _ Centro de Transformación
- THD _ Total Harmonic Distortion _ Factor de distorsión armónica
- CGBT _ Cuadro General de Baja Tensión
- FO. _ Fibra óptica
- SAI. _ Sistema de Alimentación Ininterrumpida
- LAT. _ Líneas de Alta Tensión
- NEC. _ National Electrical Code
- R.D. _ Real Decreto

1 INTRODUCCIÓN

La ciencia puede divertirnos y fascinarnos, pero es la ingeniería la que cambia el mundo

Isaac Asimov

Los glaciares se derriten, el mar aumenta su nivel, los grandes pulmones de nuestro planeta se secan y la flora y la fauna se debilita. Llamamos a todo esto cambio climático y, una de las causas, es la emisión de gases procedentes de combustibles fósiles. El Panel de Expertos sobre el cambio climático asegura que, si no se adoptan medidas drásticas, en los próximos 50 años, muchas partes del mundo sufrirán las consecuencias de este aumento de temperatura. Por ejemplo, muchas zonas costeras, así como sus ecosistemas (manglares, marismas, dunas...) se verían destruidos como consecuencia del aumento del nivel del mar a causa del deshielo de los polos. También surge una tendencia al desplazamiento natural de las estaciones y cambios bruscos de temperatura que podrían provocar tornados, inundaciones, sequías... En cuanto a los océanos y las corrientes marinas, su calentamiento afecta a su ecosistema y el aumento del dióxido de carbono hace que se acidifique. Además, también se verían afectadas las actividades de producción para consumo humano. [1]

La reducción de emisiones generadas por combustibles fósiles es una de las medidas consensuadas en los numerosos foros y reuniones internacionales que se celebran para la lucha contra el calentamiento global. El primer acuerdo universal y jurídicamente relacionado con el cambio climático es el Acuerdo de París, el cual se celebró en diciembre de 2015, se puso en vigor el 4 de noviembre de 2016 y se puso en vigor en España el 11 de febrero de 2017. En este acuerdo se marcan los objetivos de aumentar la capacidad de los países a adaptarse a los efectos del calentamiento global y mantener dicho calentamiento por debajo de los 2 °C (limitándolo a 1,5 °C). [2]

La Directiva 2009/28/CE del Parlamento y del Consejo, del 23 de abril, fue decretada por la Unión Europea para el uso de energías renovables, en la que se establece que “el objetivo del 20% para la cuota global de energía procedente de fuentes renovables y un objetivo del 10% para las energías procedentes de fuentes renovables en el transporte”. Es por ello, que la incorporación de energías renovables en el sistema para la producción de electricidad cada vez cobra más importancia y es más urgente. [2]

Las energías renovables proceden de fuentes inagotables como la energía eólica, solar, aerotérmica, geotérmica, hidrotérmica y oceánica, hidráulica, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración y biogás, siendo la energía solar la que menos impacto produce en el medio ambiente. Algunos de los beneficios de esta producción de energía son la no producción de residuos, su ajuste a la demanda de energía eléctrica, fuente de energía inagotable, la mejora exponencial que ha tenido la tecnología de producción fotovoltaica en los últimos tiempos o su contribución a la economía.

Como consecuencia de todo lo expuesto, surge este proyecto en el que se diseña, calcula y se documenta la tramitación real de un parque fotovoltaico en España, un sector que está en auge y que tiene tanta importancia en la transición energética.

En primer lugar, se comenzará por encuadrar este proyecto en el marco normativo, explicando la normativa vigente que, actualmente, se encuentra en continuo cambio, para la solicitud de acceso y conexión a la red. Este punto es bastante importante, ya que es el primer paso a la hora de realizar un proyecto de este tipo.

A continuación, se explicará a modo de memoria descriptiva el diseño del parque fotovoltaico, siguiendo con los cálculos relativos al mismo.

El siguiente capítulo, consistirá en un estudio de generación de la planta mediante el software PVSyst, donde se podrá comprobar que la producción específica de energía hace que el diseño del proyecto tenga validez.

Posteriormente, se estudiará si la instalación de unas infraestructuras de almacenamiento en la planta es rentable económicamente, describiendo en el siguiente capítulo el diseño de la instalación. Para ello, se empleará el programa MATLAB.

Los siguientes capítulos abarcarán el diseño y cálculo de la línea de evacuación hasta el punto de conexión a red donde se inyectará la energía. Dichos cálculos se realizarán con la ayuda del programa IMEDEXSA.

Finalmente, se recogen unas conclusiones y trabajos futuros relativos al proyecto.

2 MARCO NORMATIVO

La ingeniería no se limita a pequeñas o grandes construcciones, va mucho más allá en el espacio y en el tiempo. La ingeniería trasciende.

Carlos Slim

La liberalización del mercado de la electricidad en 1997 establece el derecho a terceros de acceso y conexión a la red eléctrica de transporte y distribución. En concreto, la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico en España, reguló dicho acceso a terceros en los artículos 38 y 42.

Posteriormente, el artículo 33 de la vigente Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, define los términos de derecho de acceso y conexión y permiso de acceso y conexión. Además, deja establecido en uno de sus apartados que la “Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobará mediante Circular la metodología y las condiciones de acceso y conexión que comprenderá: el contenido de las solicitudes y permisos, los criterios económicos, los criterios para la evaluación de la capacidad, los motivos para la denegación, el contenido mínimo de los contratos y la obligación de publicidad y transparencia de la información relevante para el acceso y la conexión”. Con esta circular se pretende alcanzar los objetivos de eficacia, proporcionalidad, seguridad jurídica, transparencia y eficiencia. Sin embargo, hasta el Real Decreto 1183/2020, de 30 de diciembre, no había sido de aplicación este desarrollo reglamentario. Por tanto, mientras que se desarrollaba el artículo 33 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, esta de aplicación la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, que definían una vigencia de los permisos indefinida, frente a los 5 años establecidos.

El Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, regula la actividad de generación de electricidad a través de fuentes renovables, cogeneración y residuos. Además, crea la figura del Interlocutor Único de Nudo que ejerciese la representación de los generadores, frente al gestor de la red, que quisieran conectarse al nudo en cuestión. Esto daba lugar a preferencias de intereses entre la elección de generadores, no siendo siempre justa e imparcial la figura del IUN.

Con el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, se llevó a cabo una reorganización de las competencias en relación a los permisos de acceso y conexión, de forma que correspondería al Gobierno aprobar los procedimientos para la concesión de dichos permisos.

Además, debido a la especulación que existía hasta el momento en relación con estos permisos, se establecen medidas urgentes en el Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, para luchar contra ella. Entre las medidas se encuentran el adelanto de una parte de los costes de inversión en las infraestructuras de conexión y la acreditación de hitos de avance en los proyectos que contengan trámites ambientales y administrativos.

A día de hoy, el Real Decreto-ley 1183/2020, de 29 de diciembre, es el último aprobado y en base al cual, se rigen los criterios para la realización de anteproyectos y solicitar, tramitar y otorgar los permisos de acceso y conexión a la red eléctrica de plantas de energías renovables e instalaciones de almacenamiento. Algunos de los criterios y objetivos descritos en este documento, y que se desarrollarán con más detalle en el siguiente apartado, son:

- Eliminar ineficiencias y especulación que impidan el progreso de la transición energética.
- La ordenación de solicitudes será por prelación temporal.
- El procedimiento para la obtención de permisos será único con el gestor de la red, en este caso, Red Eléctrica España.
- Eliminación del Interlocutor Único de Nudo.
- Se establecen unos plazos concretos para los solicitantes y los gestores de la red, con el fin de agilizar la tramitación.
- Regula las causas de inadmisión de las solicitudes de acceso y conexión.
- Nuevo tipo de instalaciones híbridas renovables.
- Nueva definición de la potencia instalada de una planta fotovoltaica.

La Circular 1/2021, de 20 de enero, de la CMNC, tiene por objetivo culminar el proceso de regulación de la metodología y las condiciones de acceso y conexión a la red de transporte y distribución de energía eléctrica. Su importancia reside en la cantidad de solicitudes para la conexión a la red de plantas renovables y en la capacidad limitada de los nudos y líneas existentes para conectarlos, con lo que se hace necesaria una ordenación y criterios comunes para todos los proyectos que se solicitan. De hecho, en los últimos años se han saturado los nudos de transporte y distribución de más alta tensión en las zonas con recurso solar y eólico. Además, con los nuevos criterios establecidos, impide la discriminación a terceros, favoreciendo la competencia, aumenta la eficiencia del proceso de solicitud e incrementando la transparencia de información sobre las redes. En cuanto a transparencia, los gestores deberán tener actualizada mensualmente información detallada sobre las capacidades de acceso a los nudos de sus redes siempre que sean mayor a 1 kV. Esta circular desplaza lo establecido en el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero.

Un aspecto a destacar que se marca en el R.D. 23/2020 es la posibilidad de tratar las instalaciones fotovoltaicas con almacenamiento como hibridaciones. De esta forma, una instalación fotovoltaica con una determinada capacidad de acceso concedida se le podrá incorporar unas infraestructuras de almacenamiento mientras la energía inyectada no supere dicha capacidad.

Otro aspecto importante del R.D. 23/2020 es la modificación de la definición de potencia instalada en el caso de plantas fotovoltaicas: será la menor entre la suma de la potencia pico de los módulos y la potencia máxima de los inversores. Gracias a esta nueva definición, se favorece el uso de módulos bifaciales ya que, con la antigua definición, la potencia instalada era el doble de la suma de la potencia pico de los paneles.

Finalmente se subraya en este R.D. los plazos para la obtención de los permisos administrativos en función de cuándo se obtuvo el permiso de acceso de la instalación:

“a) Si el permiso de acceso se obtuvo en una fecha comprendida entre el 28 de diciembre de 2013 y el 31 de diciembre de 2017, ambos inclusive:

- 1.º Solicitud presentada y admitida de la autorización administrativa previa: 3 meses.
- 2.º Obtención de la declaración de impacto ambiental favorable: 18 meses.
- 3.º Obtención de la autorización administrativa previa: 21 meses.
- 4.º Obtención de la autorización administrativa de construcción: 24 meses.
- 5.º Obtención de la autorización administrativa de explotación definitiva: 5 años.

b) Si el permiso de acceso se obtuvo con posterioridad al 31 de diciembre de 2017 y antes de la entrada en vigor de este real decreto-ley:

- 1.º Solicitud presentada y admitida de la autorización administrativa previa: 6 meses.
- 2.º Obtención de la declaración de impacto ambiental favorable: 22 meses.
- 3.º Obtención de la autorización administrativa previa: 25 meses.
- 4.º Obtención de la autorización administrativa de construcción: 28 meses.

5.º Obtención de la autorización administrativa de explotación definitiva: 5 años.

Los plazos señalados en los apartados a) y b) serán computados, todos ellos, desde la fecha de entrada en vigor de este real decreto-ley.

Aquellos titulares de permisos de acceso para instalaciones de generación de energía eléctrica que sean otorgados desde la entrada en vigor de este real decreto-ley deberán cumplir los hitos administrativos previstos en el apartado b), computándose los plazos desde la fecha de obtención de los permisos de acceso.”

3 DISEÑO DEL PARQUE FV

La ciencia eléctrica nos ha revelado la verdadera naturaleza de la luz, nos ha proporcionado innumerables aparatos e instrumentos de precisión y así ha sumado enormemente a la precisión de nuestro conocimiento.

Nikola Tesla

El presente proyecto que se va a describir a continuación, denominado Parque Fotovoltaico Lobón, consiste en una planta de generación fotovoltaica de 5,686 MW nominales y 7,106 MW pico con infraestructuras de almacenamiento, que se conectará a la red para inyectar energía a través de una línea de 30 kV, propiedad de Endesa Distribución.

La evacuación se realizará mediante un centro de seccionamiento, ubicado en el propio parque fotovoltaico y una línea aérea de 30 kV. Dichas infraestructuras de evacuación constituyen un proyecto aparte que se abarcará en los apartados posteriores.

3.1 Localización

El emplazamiento del parque fotovoltaico vendrá condicionado por las siguientes características:

- Altitud: 240 m
- Temperatura media Anual: 16,81 °C
- Instalación: Intemperie

El proyecto se encuentra localizado en el municipio Lobón, Badajoz, Extremadura, España, referenciado por las siguientes coordenadas:

- Latitud: 38° 48' 43,23"N
- Longitud: 6° 35' 1,22"O



Figura 3-1 Ubicación de la planta en España



Figura 3-2 Localización de municipios cercanos

3.1.1 Afecciones

La implantación de módulos e infraestructuras de la planta fotovoltaica se ubicará en la siguiente parcela catastral:

Tabla 3-1.- Parcela catastral ocupada [3]

Parcela				Superficie catastral (ha)	Referencia catastral
Polígono	Parcela	Término Municipal	Provincia		
10	34	Lobón	Badajoz	67,4218	06072A010000340000SI



Figura 3-3 Parcela catastral ocupada

3.1.1.1 Espacios naturales protegidos

A la hora de realizar un proyecto de este tipo, es fundamental estudiar su interferencia con el medioambiente. Se analiza si la localización de implantación es afectada por alguna de estas zonas:

- ZEPA: los terrenos no se encuentran afectados por zonas de especial protección para las aves.
- LIC: los terrenos no se encuentran afectados por ningún lugar de interés comunitario.
- RNF: los terrenos no se encuentran afectados por ningunas reservas naturales fluviales.
- ENP: los terrenos no se encuentran afectados por espacios naturales protegidos.
- Red Natura: el terreno no se encuentra afectado por zonas de la Red Natura que incorpora ZEPA (zona de especial protección de aves) y ZEC (zonas especiales de conservación).
- Dehesa: no se localizan zonas de Dehesa en los terrenos ocupados.
- Vías pecuarias: según se observa, los terrenos no se encuentran afectados por ninguna vía pecuaria ya sea Cañada Real, Vereda, Cordel o Colada.

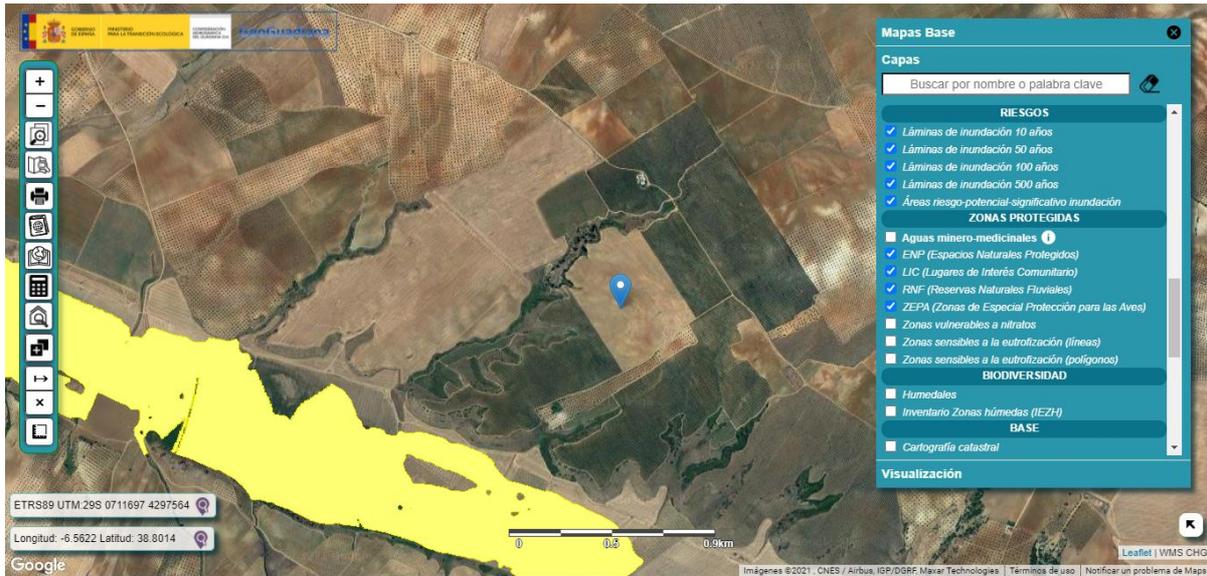


Figura 3-4 Espacios naturales protegidos. Visor Geoadiana [4]

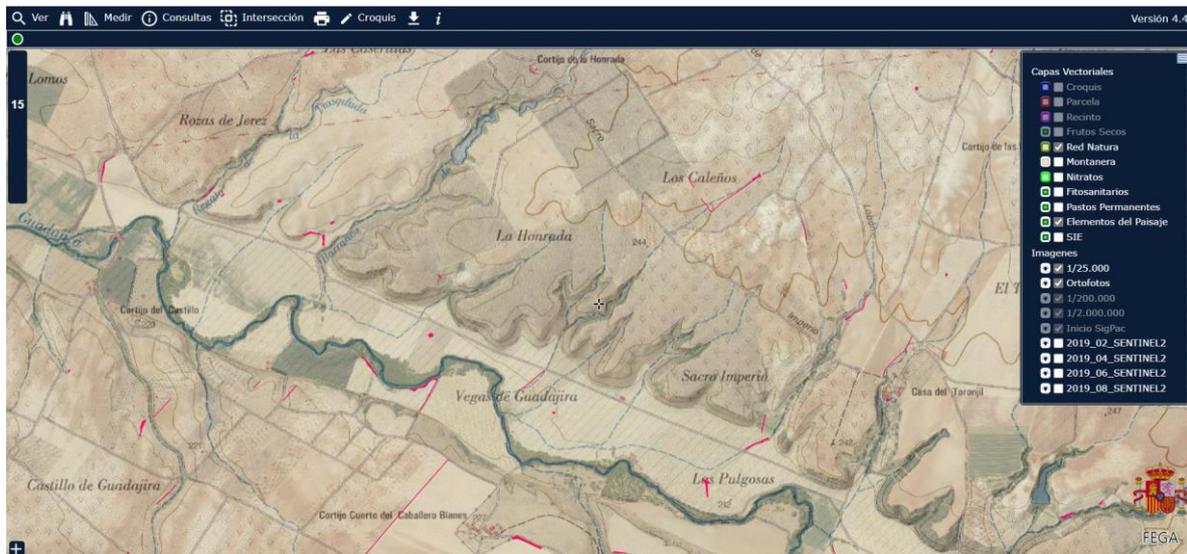


Figura 3-5 Espacios naturales protegidos. Visor Siggpac [5]

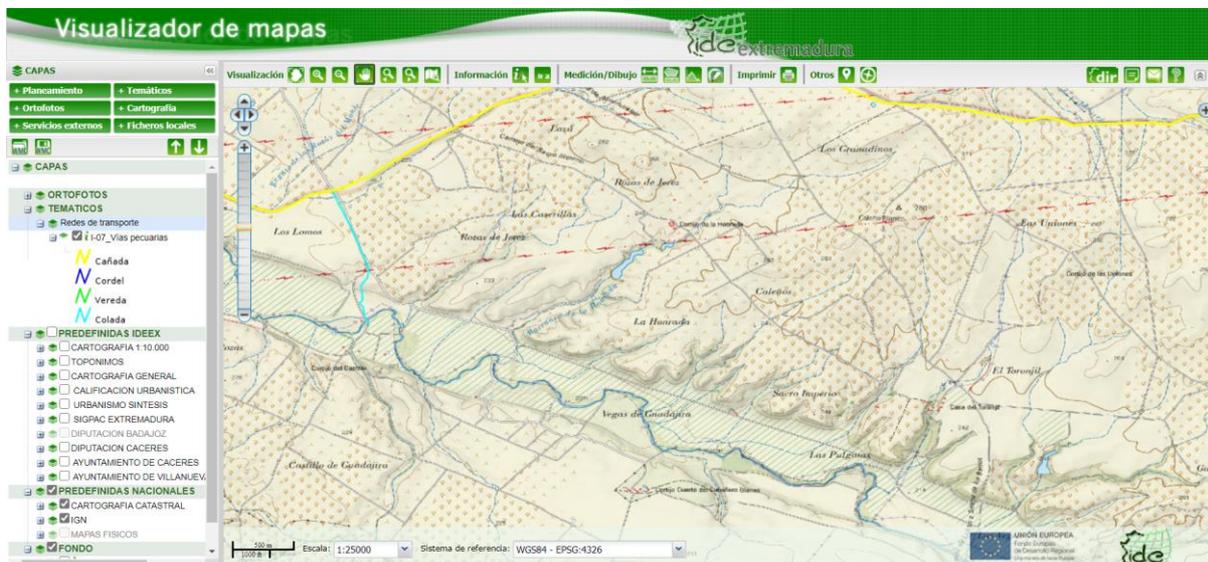


Figura 3-6 Visor de Vías Pecuarias [6]

3.1.1.2 Aguas

Se encuentran en la zona dos arroyos innominados y el arroyo Barranco de la Honrada, todos ellos provenientes del río Guadajira, como se puede apreciar en la siguiente imagen del visor de Confederación Hidrográfica del Guadiana. [4]



Figura 3-7 Ríos y arroyos

Para realizar la implantación de módulos, se realiza un estudio hidrológico y de inundabilidad, simulando la inundación asociada a un periodo de 10 años, 100 años y 500 años. Dichas zonas afectadas quedarán fuera del perímetro de vallado.

3.2 Descripción general

El proyecto en cuestión del parque fotovoltaico Lobón consistirá en diseño y cálculo de la planta fotovoltaica con módulos de tecnología monocristalina bifacial y seguimiento solar con eje horizontal N-S.

Como se ha mencionado anteriormente, la potencia instalada total será de 5,686 MW. Mediante la potencia instalada definida en el proyecto, se podrá solicitar la capacidad de conexión a la red. Como la línea de Endesa a la cual se evacuará la energía del parque tiene esa capacidad disponible, se instalarán los inversores necesarios para alcanzar dicha potencia. Como se explicó en el capítulo anterior, con la nueva Circular 1/2021, la definición de potencia instalada pasa a ser la menor entre la suma de la potencia máxima de los paneles y la potencia máxima de los inversores. En este caso, dicha potencia instalada corresponde con la máxima de los inversores. [7]

La potencia pico viene dada por la máxima potencia que pueden dar los paneles en condiciones STC (irradiancia $1000\text{W}/\text{m}^2$ y temperatura de las células 25°C), mientras que la potencia nominal viene definida por la potencia que los inversores pueden extraer. Es común que el ratio de potencia pico/nominal oscile entre 1,15 y 1,25, ya que por el deterioro de los paneles, las pérdidas en la instalación eléctrica, las pérdidas por suciedad o que las condiciones STC son poco probables, casi nunca se va a alcanzar la potencia pico de la planta. Para ser conservadores, se escogerá un ratio de 1,25, con lo que la potencia pico de la planta será 7,106

MW.

Por tanto, las características principales de la planta son:

- Potencia instalada: 5,686 MW
- Potencia pico: 7,106 MWp
- Número de seguidores: 141
- Número de módulos fotovoltaicos: 11 844
- Potencia de los módulos: 600 Wp
- Número de centros de transformación: 3
- Potencia de los inversores: 1 995 kVA a 25°C, limitados a 1 895 kVA
- Potencia de los transformadores: 2.000 kVA

Los módulos se asocian en serie, formando cadenas de *strings* de 28 paneles cada una, obteniendo una tensión de generación adecuada para los inversores elegidos. Estos paneles estarán montados sobre las estructuras de seguidores. Concretamente, para el modelo de seguidor y paneles elegidos, se colocarán 3 *strings* por seguidor, con lo que se tendrán 84 paneles por seguidor.

Estas cadenas se unirán en paralelo en cajas de *strings* o cajas de agrupación de primer nivel, ubicadas próximas a las estructuras de seguidores. Desde cada una de estas cajas, partirá un conductor que se agruparán en paralelo en las cajas de segundo nivel, ubicadas en el centro de transformación a la entrada del inversor. Ambos tipos de cajas contendrán las protecciones adecuadas.

Desde la caja de agrupación de segundo nivel saldrá un conductor para evacuar la potencia de los módulos correspondientes al inversor. Dentro de cada CT se ubicará dicha caja de segundo nivel, inversor y transformador.

La energía será evacuada en alterna, mediante circuitos enterrados de MT, desde los CTs, interconectando mediante cosido hasta un máximo de tres CTs, hasta el centro de seccionamiento.

3.3 Equipos principales

Con el esquema general de la planta definido, se pasa a describir los equipos empleados con sus características principales.

3.3.1 Panel fotovoltaico

Los paneles fotovoltaicos se caracterizan por su potencia pico, que es la máxima que puede dar en condiciones ideales de temperatura y radiación, con lo que es una potencia que no se suele alcanzar. Esta vendrá dada por la eficiencia de las células fotovoltaicas y el número de estas.

La potencia pico puede tener un margen de variación, que puede ser más menos de esta. Es importante que este parámetro que nos da el fabricante sea pequeño, ya que un rango alto de variación de potencia pico puede producir pérdidas de potencia, conocidas como *mismatch*. En el caso del módulo que se presenta a continuación es de 5 W aproximadamente.

También es importante tener en cuenta las pérdidas que se producen por temperatura ya que, según dicha temperatura, el rendimiento del panel variará, empeorando cuanto mayor sea.

Además, otras características a tener en cuenta son:

- Corriente de cortocircuito (I_{SC}): es la corriente máxima que puede entregar el panel con tensión nula, en unas condiciones de radiación y temperatura determinadas.
- Corriente a máxima potencia (I_{MPP}): es la corriente en el punto de máxima potencia, es decir, en el punto óptimo.

- Tensión a circuito abierto (V_{OC}): es la tensión máxima del panel cuando la corriente es nula.
- Tensión a potencia máxima (V_{MPP}): es la tensión que se da en el punto óptimo.
- Tensión máxima del sistema (V_{DC}): tensión máxima a la que pueden estar sometidas las células fotovoltaicas.

Para este proyecto, se elige el módulo TSM-DEG20C.20 de Trina Solar:

- Potencia: 600 Wp
- Tensión en el punto P_{Max} (V_{MPP}): 34,6 V
- Corriente en punto P_{Max} (I_{MPP}): 17,34 A
- Tensión en circuito abierto (V_{OC}): 41,7 V
- Corriente de cortocircuito (I_{SC}): 18,42 A
- Tensión máxima del sistema (V_{DC}): 1.500 V
- Eficiencia del módulo (η): 21,2 %

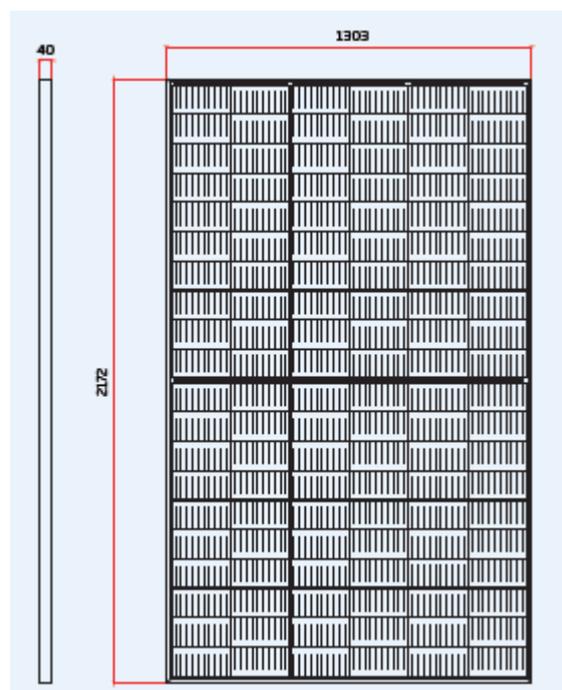


Figura 3-8 Módulo fotovoltaico [8]

Este modelo de panel es uno de los más punteros que existe en el mercado, destacando su elevada eficiencia, alta potencia, así como la ventaja de ser bifacial, permitiendo un mayor aprovechamiento de la radiación solar.

En la tecnología bifacial, ambas caras del panel cuentan con superficie de captación: la cara orientada al sol recibe la radiación directa, mientras que la cara de detrás recibe la radiación reflejada en la tierra. Con esta técnica se consigue aumentar la eficiencia de producción, ya que con menos espacio de ocupación se genera más energía y el coste económico de fabricar un módulo bifacial frente a un monofacial es muy pequeño.

Además, este tipo de módulo permite el paso de la luz a través de las juntas de las células permitiendo que pase a través de estas y se refleje en el suelo para ser captada por la cara trasera del módulo.

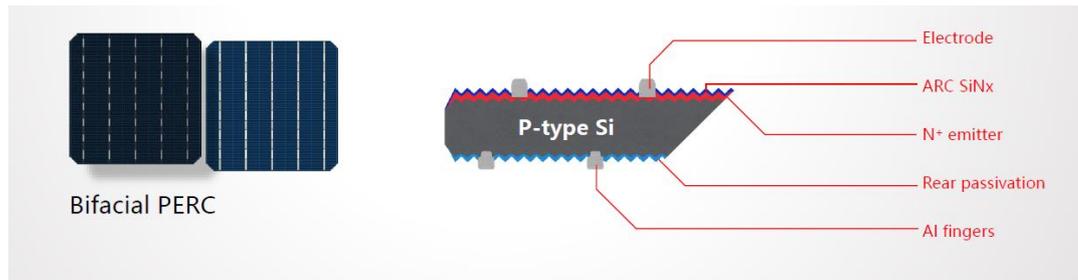


Figura 3-9 Tecnología bifacial [8]

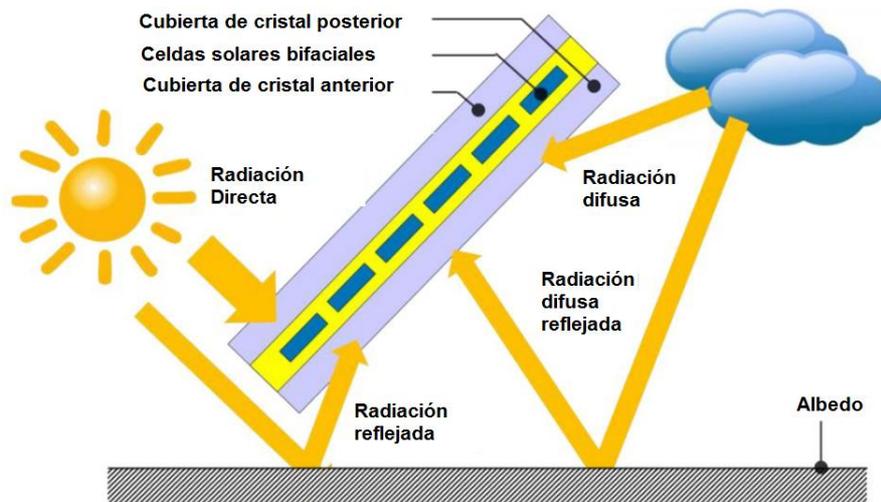


Figura 3-10 Radiación solar [8]

3.3.2 Estructura del seguidor

Los módulos fotovoltaicos son instalados sobre unas estructuras metálicas de acero galvanizado. Las configuraciones más comunes que se emplean para las estructuras son tipo fijas o seguidores. Para la instalación planteada en este proyecto, se elegirá la estructura tipo seguidor por las ventajas que presenta frente a la estructura tipo fija.

Los seguidores solares son estructuras articuladas que varían su posición en función de la dirección de la radiación solar con el fin de aumentar la producción de energía. Estas estructuras están controladas por un posicionador georreferenciado y un motor en cada estructura unido a un eje central que mueve solidariamente todos los módulos fotovoltaicos que contiene la mesa.

El modelo de seguidor que se empleará en este parque será el SF7 2x42 de Soltec, sobre el cual se pueden colocar 84 módulos en disposición vertical. Las ventajas del uso de este modelo son las que se muestran a continuación:

- Obra civil mínima debido a la sección de los pilares.
- Facilidad en el montaje debido a la sencillez de los elementos que conforman la estructura
- El mantenimiento que requieren estos seguidores se reduce a los rodamientos y el motor, que, al ser sencillos, reduce en gran parte el esfuerzo.
- El caso de avería del sistema de movimiento, los módulos fotovoltaicos seguirán produciendo energía, aunque no sea en la orientación óptima para cada momento, como si fuese una estructura fija.
- Al ser una estructura de acero galvanizado, su comportamiento a la intemperie es más adecuado frente a otro tipo de estructuras con otros tratamientos.

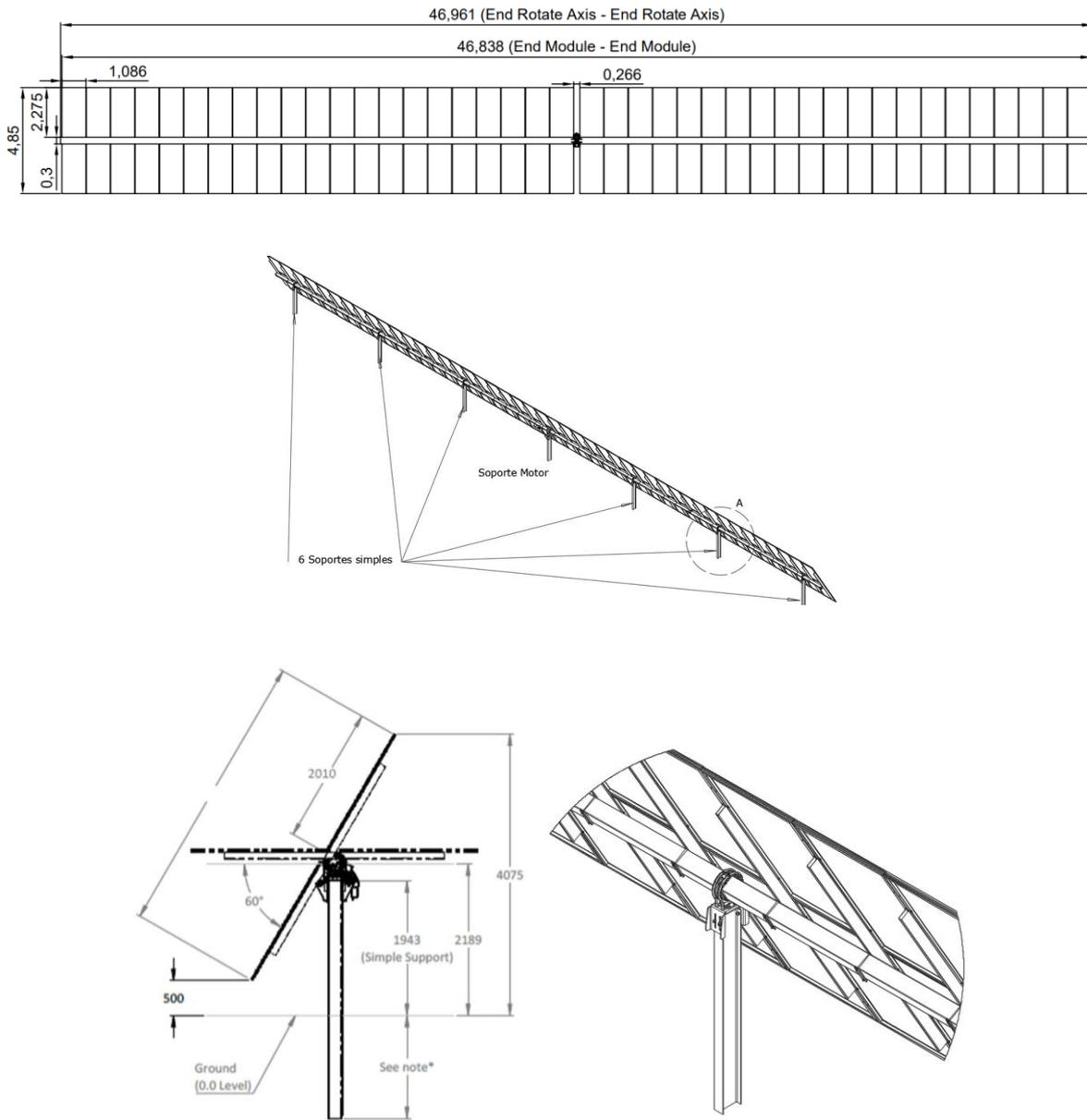
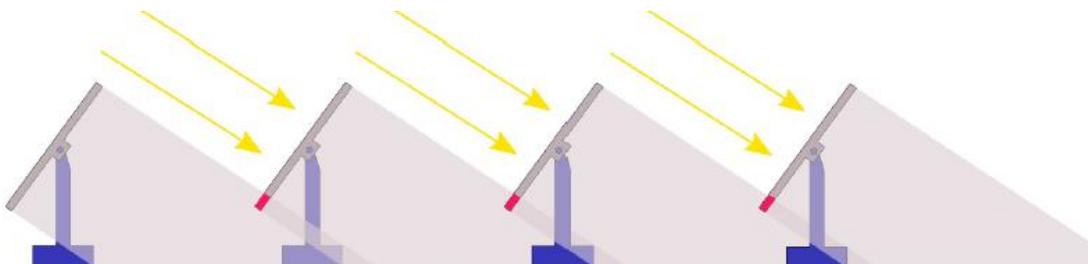


Figura 3-11 Estructura del seguidor [9]

Por otro lado, se implementará el sistema de *backtracking*. Este sistema evitará la proyección de sombras de una fila de seguidor a otro, calculando el ángulo óptimo de giro en cada momento.



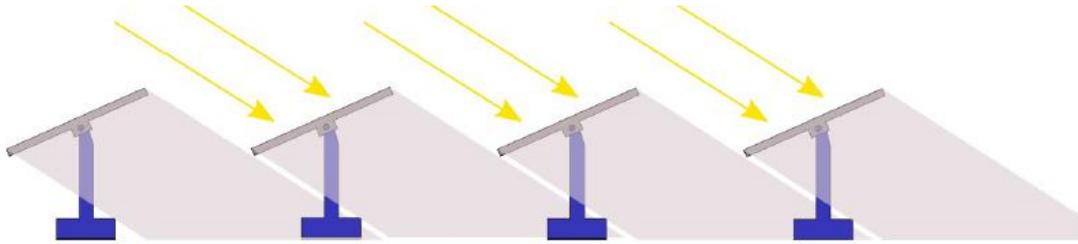


Figura 3-12 Sistema de *backtracking* [9]

3.3.3 Cajas de agrupación

Las cajas de agrupación, tanto primaria como secundaria, recogen varios conductores para agruparlos en paralelo en uno de salida, permitiendo realizar conexiones y contando con las protecciones adecuadas para protegerlos.

3.3.3.1 Caja de agrupación primaria

Las cajas de agrupación primaria o cajas de agrupación de *strings* serán las encargadas de recoger un determinado número de *strings* para, posteriormente, sacar un único cable hasta la caja de agrupación secundaria.

Las cajas elegidas para agrupación primaria tendrán protección IP65, ya que se colocan a la intemperie y, en su interior se colocará un fusible por cada *strings* que entre en la caja. Además, se instalará una protección contra sobretensiones y un seccionador de corte en carga de corriente continua con el fin de cortar todos los *strings* de la caja. La entrada de los *strings* a las cajas será con terminales de conexión. La instalación se realiza sobre un pilar de la estructura, sujeta mediante abrazaderas tipo abarcón. [10]

Las características del tipo de caja de agrupación son:

- Aislamiento: IP 65
- Tensión de aislamiento: 1.500 V
- Entradas: 21/24
- Fusibles: 16 A gPV 1.500 V
- Maniobra: Seccionador 400 A
- Descargador de sobretensión: Clase 2

3.3.3.2 Caja de agrupación secundaria

Después de la agrupación de *strings* en paralelo en cada una de las cajas primarias, las salidas llegan a la caja de agrupación secundaria o de inversor correspondiente. Cada inversor tendrá asociado una caja de agrupación secundaria que agrupará en paralelo en un único cable de salida todos los cables que le llegan. En total, cada cuadro secundario agrupará 24 o 21 circuito.

Cada uno de los polos que llegan se protegen frente a sobreintensidad con fusibles de fundido rápido para corriente continua. A la salida de la caja de agrupación se encontrará un interruptor-seccionador.

El tendido se hará directamente soterrado según REBT, siguiendo la norma de la instrucción ITC-BT-07. Cada 40 m de recorrido se instalará una arqueta de paso y se sellarán todas las bocas de los tubos con espuma de poliuretano. [11]

Las características de cada cuadro de agrupación son: [10]

- Aislamiento: IP65
- Tensión aislamiento: 1.500 V

- Embarrado independiente para cada uno de los circuitos entrantes
- Seccionadores-fusibles: 400 A
- 9 entradas para circuitos de CC
- Tablero de material autoextinguible y libre de halógenos

3.3.4 Centro de transformación

El centro de transformación será tipo *skid*. En su interior se ubicará un inversor, un transformador, las celdas de media tensión y la caja de agrupación secundaria.

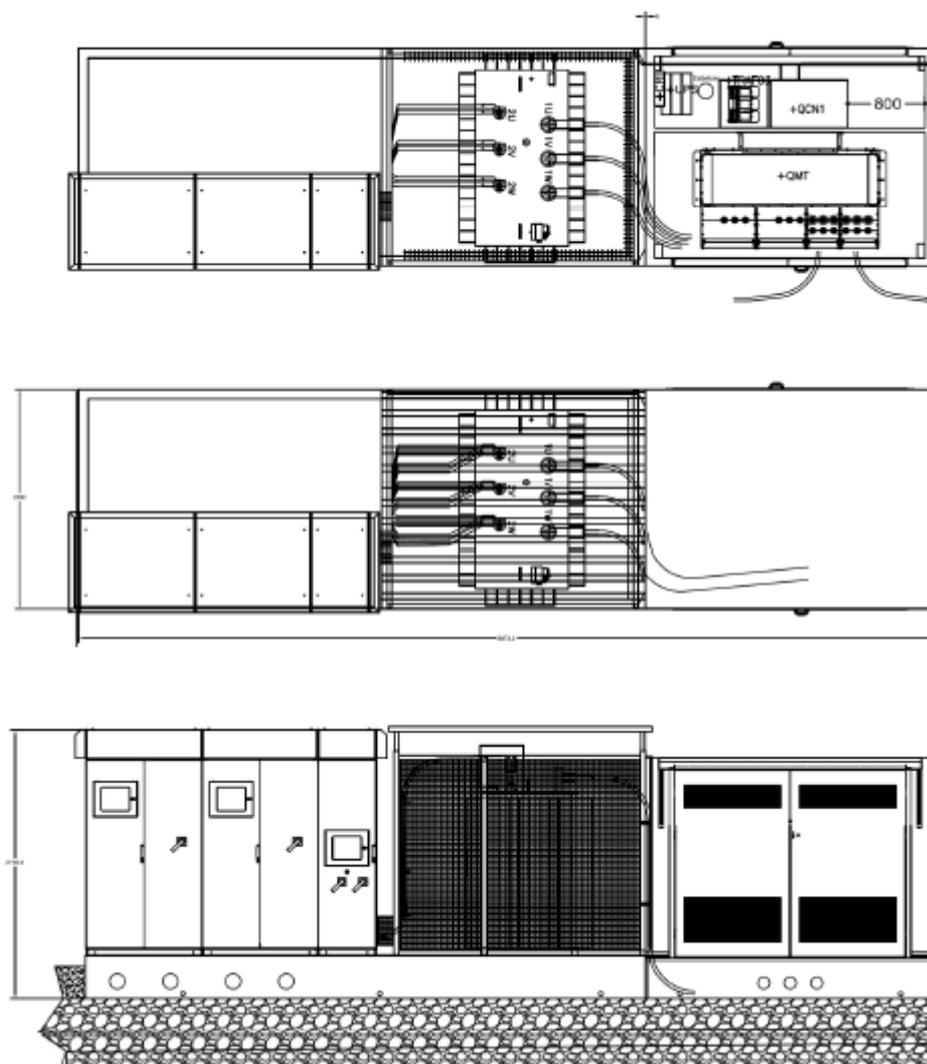


Figura 3-13 Centro de transformación tipo *skid* [12]

3.3.4.1 Inversor

El inversor empleado será el modelo Sunway TG 1800 1500V TE 640 OD de Santermo, que presenta las siguientes características:

DC Inputs:

- Rango de Tensión MPPT: 910-1.500 V
- Tensión máxima entrada: 1.500V
- Corriente entrada máxima: 3.000 A

AC Outputs:

- Potencia nominal de CA: 1 995 kVA, a 25°C
- Corriente salida máxima: 1 800 A
- Factor de distorsión máxima (THD): <3%
- Tensión de salida VAC: 640 V \pm 10%
- N° de fases: 3 (L1, L2, L3, PE)
- Frecuencia de red de CA/rango: 50Hz - 60 Hz

Datos Generales:

- Rendimiento máximo: 98,7%
- Dimensiones: 3 220 / 2 376 / 1 032 mm
- Peso: 2 930 kg
- Grado de Protección: IP54
- Sistema de refrigeración: Ventilación forzada con control de ventilador
- Flujo de aire: 5 650 m³/h
- Nivel de ruido: < 78 dBA
- Temperatura de operación: -10°C + 62°C
- Humedad sin condensación: 0/ 95%
- Altura máxima sobre el nivel del mar: 4 000 m



Figura 3-14 Inversor Sunway TG 1800 1500V TE 640 OD [13]

3.3.4.2 Transformador

El transformador de potencia empleado será trifásico de 2 000 kVA de 30/0,64 kV.

Sus principales características son:

- Potencia Nominal: 2.000 kVA
- Aislamiento: Encapsulado en aceite.
- Grupo de Conexión: Dy11
- Tensión de primario: 3 x 640 V

- Tensión de secundario: $3 \times 30\,000 \text{ V} \pm 2,5\%$

3.3.4.3 Celdas de media tension

Se emplearán celdas modulares con aislamiento SF6. Cada CT contará con una celda de línea y una de protección, en el caso de tratarse del primer CT del cosido, y dos celdas de cada tipo para el resto de CTs.

Las características de las celdas son:

- Tensión asignada Ur: 36 kV
- Frecuencia asignada fr: 50-60 Hz
- Tensión de impulso tipo rayo: 170 kV
- Tensión ensayo a frecuencia industrial: 70 kV
- Corriente nominal barras: 400/630 A
- Corriente admisible corta duración 1seg: 16/20kA
- Corriente admisible valor de cresta: 40/50 kA



Figura 3-15 Celdas de MT

3.3.5 Centro de seccionamiento

En la zona donde se encuentran las baterías y el O&M se ubicará un centro de seccionamiento donde se conectará la línea de MT proveniente de los *skids* y la línea proveniente de la infraestructura de almacenamiento.

Dicho centro contará con dos celdas de entrada y una de salida de línea. Estas celdas serán de envoltorio metálica con aislamiento SF6. Además, contendrán un transformador de servicios auxiliares y baterías de condensadores-rectificadores, para cumplir con los requisitos de la red, y la medida fiscal principal.

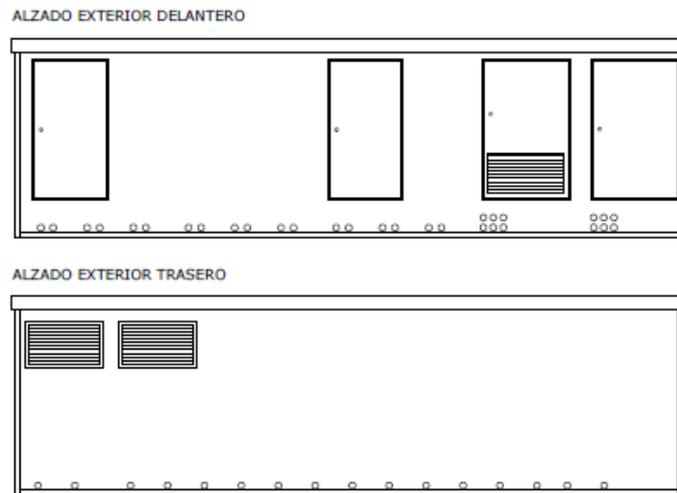


Figura 3-16 Planta y alzado del centro de seccionamiento [14]



Figura 3-17 Celda MT del centro de seccionamiento [14]

Las características principales de este tipo de celdas son las siguientes:

- Tensión nominal: 36 kV
- Intensidad nominal de embarrado: 1600 A
- Intensidad nominal de derivación: 1250/1600 A
- Intensidad de cortocircuito (3 s): 25 kA
- Tensión de impulso a rayo: 170 kV
- Tensión a frecuencia industrial 1 min: 70 kV

3.4 Edificio O&M

El edificio de operación y mantenimiento ubicado en la planta fotovoltaica Lobón se diseñará según el Código Técnico de la Edificación (CTE). En este código se establecen los requisitos básicos de seguridad y habitabilidad según la Ley 38/1999 de 5 de noviembre, de Ordenación de la Edificación (LOE).

Las exigencias básicas que deben cumplir los edificios son:

- Seguridad estructural
- Seguridad contra incendios

- Seguridad de utilización
- Salubridad
- Protección frente al ruido
- Ahorro de energía

Cumpliendo todo esto, el edificio O&M se construirá empleando contenedores modulares, contando el edificio principal con:

- Cocina
- Aseos y vestuarios
- Oficinas
- Sala de reuniones
- Sala de control del SCADA y sala eléctrica de BT
- Sala de CCTV

Además del edificio principal, existirán:

- Área de almacenamiento de residuos: contará con un área de 100 m² con espacio suficiente para que pueda acceder un camión.
- Almacén principal: se localizan dos naves de almacén de 150 m² cada una con puerta de entrada para vehículos de 4 m de ancho por 5 de alto y una entrada para el personal.
- Área de contenedores: serán contenedores tipo de transporte marítimo, ocupando un área total de 147 m².
- Aparcamiento: se ubicará cerca del edificio principal con 12 plazas.
- Área de carga y descarga: se ubicará cerca del almacén para la carga y descarga del material en camiones.
- Centro de seccionamiento: el centro de seccionamiento descrito en el apartado anterior se ubicará en el extremo del área de O&M, lo más cercano al camino.
- Infraestructuras de almacenamiento.

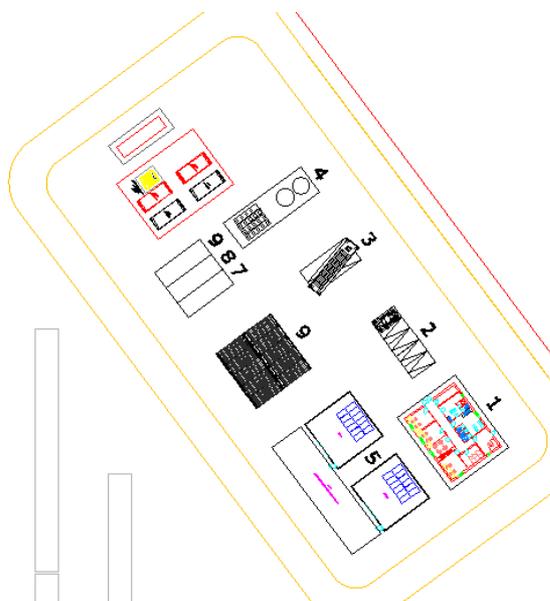


Figura 3-18 Edificio O&M

3.5 Monitorización

Será necesario diseñar e instalar los sistemas de monitorización de los centros de transformación o *skids*, cuya información será enviada hasta la sala de control instalada en el edificio principal de O&M. Por tanto, existirán dos niveles:

- Centro de transformación: aquí se encuentran los sistemas de control que recogen los datos de los inversores. Esta información será transmitida mediante fibra óptica, conectando los tres centros de transformación de la planta hasta la sala de control.
- Sala de control: ubicada en el edificio principal del O&M, donde se encuentran los servidores, recoge la información que le llega a través de la fibra óptica para ser analizada mediante sistema SCADA.

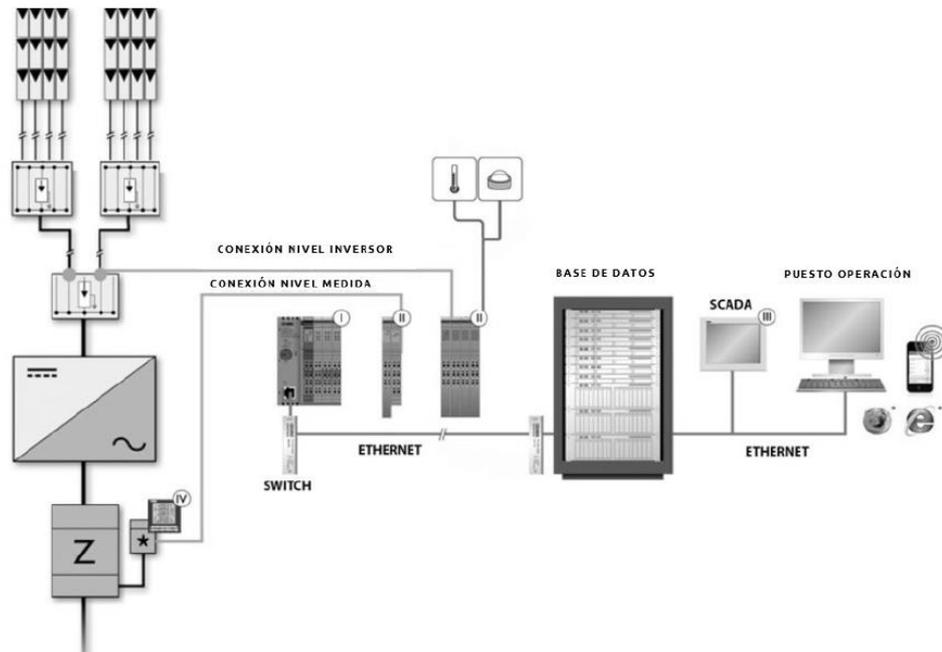


Figura 3-19 Esquema de monitorización

3.6 Seguridad

Se instalará en toda la planta un sistema de seguridad para vigilancia y detección de intrusismo. Todo el sistema está conectado a la sala de control y sala CCTV del edificio principal de O&M.

Además, se instalará un sistema de baterías o SAI que dará alimentación ininterrumpida durante 3 horas en caso de fallo de la alimentación del sistema.

Por tanto, el sistema de seguridad de la planta contará con:

- Sistema de supervisión: ordenadores de supervisión de todos los sistemas de seguridad.
- Sistema de CCTV: estará formado por cámaras fijas de forma que se recoja todo el campo de visión de la planta.
- Sistema de control de acceso: permite vigilar que el personal que accede a la planta es el autorizado mediante detectores de presencia e identificación.
- Sistema de seguridad: será un sistema de cámaras térmicas que se instalarán en postes. Se colocará una por cada centro de transformación.

3.7 Diseño del *layout*

Una vez elegido el emplazamiento de la planta fotovoltaica Lobón, se han descrito los equipos que se usarán y la cantidad de cada uno, se pasa a realizar el diseño del *layout*.

Lo primero que se necesita conocer es el pitch, es decir, la distancia entre seguidores. Para determinar dicho valor, se realizará un estudio en PVsyst para obtener el óptimo.

3.7.1 Estudio de pitch

El estudio que se presenta a continuación evalúa cuál sería el mejor pitch. Mientras mayor sea el pitch, mayor será la producción, ya que la orientación del seguidor hacia el sol podrá tener un mayor ángulo sin proyección de sombras. Sin embargo, el espacio para realizar la implantación es limitado y, mientras mayor sea la distancia entre seguidores, menor cantidad de módulos se podrán instalar.

Para realizar el estudio del pitch óptimo se eligen diferentes distancias: 10, 12, 13, 14 y 16 m. Por otro lado, el área para implantar es de 11,6762 ha, por lo que para cada pitch se ajusta el número de seguidores en dicha área. Con estos datos se realizarán cinco simulaciones en PVsyst, obteniendo la producción específica en cada caso.

En la siguiente tabla se muestran los resultados concluyendo que el pitch elegido es de 13 m.

Tabla 3-2 Producción específica frente a pitch

Pitch (m)	Producción específica (kWh/kWp/año)
10	2 122
12	2 053
13	2 058
14	2 051
16	2 118

3.7.2 Implantación

Una vez escogido el pitch, se procede a realizar la implantación de seguidores, teniendo en cuenta los siguientes puntos:

- Se colocará un camino perimetral a la planta de 4 m de ancho y a una distancia de 3 m del vallado. Los radios exteriores del camino serán de 9 m y los interiores de 5 m para facilitar las maniobras de camiones.
- La implantación de seguidores se realizará, como mínimo, a 14,75 m del vallado.
- Se respetarán las zonas de inundabilidad obtenidas en el estudio hidrológico.
- El edificio O&M, el centro de seccionamiento y las infraestructuras de almacenamiento se ubican en la zona del parque más próxima a la línea de distribución donde se evacuará, es decir, al sureste de la implantación.

En el plano SP.001.2.D.GN.001-00 del Anexo A se muestra el plano *layout* del parque fotovoltaico Lobón.

4 ESTUDIO DE GENERACIÓN

La ciencia no sabe de países, porque el conocimiento le pertenece a la humanidad y es la antorcha que ilumina el mundo. La ciencia es el alma de la prosperidad de las naciones y la fuente de todo progreso.

Louis Pasteur

Con el estudio de generación se determinará la producción de la planta fotovoltaica descrita en el apartado anterior. Para ello se emplea el software PVsyst que, mediante la distribución de paneles fotovoltaicos, la definición de las pérdidas de producción energética y la localización de la planta es capaz de calcular la energía que generará la planta fotovoltaica Lobón durante un año, entre otras cosas.

En el Anexo B se adjunta el informe de PVsyst de la simulación.

4.1 Producción energética

En una instalación fotovoltaica, la energía que se produce depende en gran medida de tres factores:

- La irradiación que recibe el panel fotovoltaico.
- Las pérdidas de cada uno de los sistemas que intervienen en la generación y transporte de electricidad.
- La potencia pico instalada de paneles fotovoltaicos.

4.2 Pérdidas de generación

Este es uno de los puntos más importantes a definir en el software ya que dependerá en gran medida de que los resultados obtenidos se aproximen más a la realidad.

Con la suma de todas las pérdidas se obtiene un ratio de producción (PR) que se aplica sobre la energía que es capaz de generar la planta en condiciones ideales. Como se puede observar en el informe de PVsyst, este valor es de 83,56 %.

A continuación, se definen cada una de las pérdidas con el valor correspondiente calculado.

4.2.1 Pérdidas por temperatura

A mayor temperatura, la operación de los paneles fotovoltaicos empeora.

Las pérdidas por temperatura se definen entre un 4 y 5 % por cada 10 °C que la temperatura aumenta por encima del punto óptimo de operación. Dicha temperatura puede verse afectada por factores como la irradiación, temperatura ambiente, velocidad del viento, posición de los módulos o refrigeración.

4.2.2 Pérdidas por conexionado

Estas pérdidas se deben a que, aunque sean módulos del mismo modelo, cada uno tendrá características ligeramente diferentes. Por tanto, al conectar los paneles en serie, la corriente que circula por el *string* vendrá limitada por el que tenga unas características de menor potencia. Lo mismo ocurre con la conexión de *strings* en paralelo, donde la tensión máxima vendrá limitada por el panel de características ligeramente peores.

Estas pérdidas se estiman entre 1 y 2,5 %.

4.2.3 Pérdidas por sombreado

Debido al sistema de *backtracking* empleado, las pérdidas por sombreado serán mínimas o nulas en las horas primeras y últimas del día.

4.2.4 Pérdidas por suciedad

Dependerán de factores como el lugar de instalación de los módulos fotovoltaicos y la lluvia. Suponiendo que la capa de polvo o suciedad se dispone uniformemente sobre la superficie, se estiman en un 2 %.

4.2.5 Pérdidas espectrales

Dependiendo de la longitud de onda alcanzada por la célula fotovoltaica, esta genera un valor de corriente diferente. Se estima que la potencia producida puede variar un 1 % debido a este efecto.

4.2.6 Pérdidas de rendimiento del inversor

El rendimiento de un inversor varía en función del punto de operación. Fuera del punto óptimo, el rendimiento cae. Por ello, también es fundamental elegir un inversor de características acorde con las del sistema fotovoltaico.

4.2.7 Pérdidas de rendimiento MPPT

El punto MPPT, como se explicó anteriormente, es el punto óptimo de operación para generar energía. Trabajar en este punto implica que el inversor realice un seguimiento de este en función de las condiciones ambientales. Siempre existirán algunos errores en el seguimiento que haga que el rendimiento caiga.

Se establece un 2 % de pérdidas debido a este fenómeno.

4.2.8 Pérdidas óhmicas del cableado

En el cableado de MT y BT se generarán tanto pérdidas Joule como pérdidas de caída de tensión que afectarán a la energía entregada. Estas se pueden reducir al mínimo con un buen dimensionamiento del cableado.

Se establece un 1,5 % de pérdidas.

4.3 Datos climatológicos

Los datos meteorológicos serán extraídos de la base de datos de Meteonorm, obteniéndose los siguientes resultados de la zona:

Tabla 4-1 Datos meteorológicos de Lobón

Mes	IGH (kWh/m ²)	Temperatura (°C)
Enero	72,1	8,59
Febrero	85,2	10,68

Marzo	138,9	14,20
Abril	177	15,69
Mayo	214	20,19
Junio	231,6	25,15
Julio	249,2	26,90
Agosto	218,8	27,05
Septiembre	164,9	23,42
Octubre	115,2	18,78
Noviembre	80,4	12,39
Diciembre	62,4	9,13
Anual	1 809,8	17,72

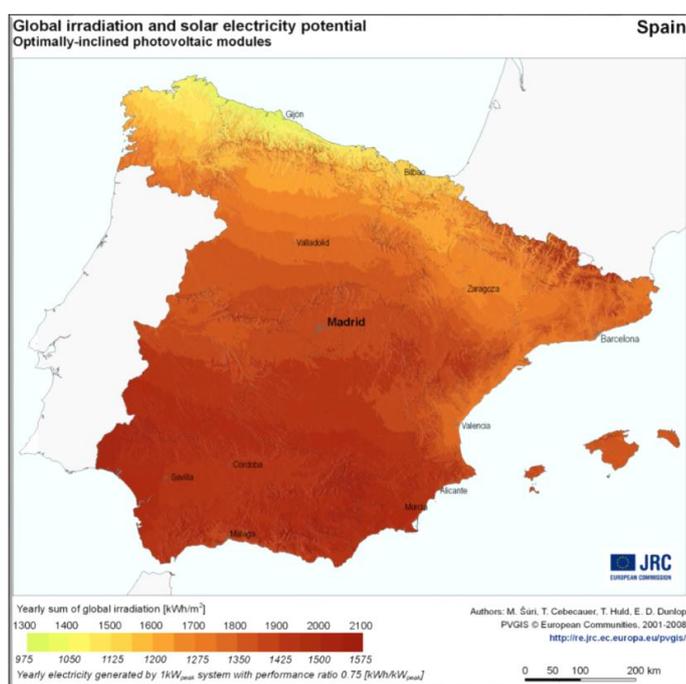


Figura 4-1 Radiación solar global media anual [15]

4.4 Simulación PVsyst

Con el recurso solar, los equipos de la planta, el *layout* y las pérdidas del sistema, se procede a simular mediante software la producción energética de la planta fotovoltaica Lobón. Se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 4-2 Energía producida por la planta

Mes	Energía total (MWh)
Enero	622
Febrero	702
Marzo	1 149
Abril	1 455
Mayo	1674
Junio	1 797
Julio	1 936
Agosto	1 784
Septiembre	1 355
Octubre	944
Noviembre	693
Diciembre	517
Anual	14 627

Por tanto, se obtiene una producción específica o *Yield* bruta de 2 058 kWh/kWp/año.

Sin embargo, a este valor habría que aplicarle un factor de disponibilidad de 99 % debido a operaciones de mantenimiento y un factor del 0,7 % en pérdidas anual debido a la degradación de los paneles.

Es decir, la energía neta para los dos primeros años de operación que se estiman de la planta es:

Tabla 4-3 Energía producida los dos primeros años

Producción Bruta año 0 (MWh/año)	14 627
Disponibilidad	99%
Producción Neta año 0 (MWh/año)	14 480,73
Disponibilidad y degradación	98,3%
Producción Neta año 1 (MWh/año)	14 379,36

5 CÁLCULOS DEL PARQUE FV

No basta con tener un buen ingenio, lo principal es aplicarlo bien.

René Descartes

El objetivo de este apartado es el dimensionamiento de cada uno de los conductores necesarios para la instalación fotovoltaica. Por tanto, se hará un dimensionamiento de BT en corriente continua y de MT en corriente alterna, pudiéndose dividir los cálculos en los siguientes grupos:

- Conductores de *strings*: subterráneos, BT y DC.
- Conductores de caja de agrupación primaria a secundaria: subterráneos, BT y DC.
- Conductores de *skid* a centro de seccionamiento: subterráneos, MT y AC.

Los criterios que se consideran para el cálculo y dimensionamiento son:

- Criterio térmico: según la norma ITC-BT-40 (Instalaciones generadoras de baja tensión), “los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador”. Igualmente, para tensiones desde 1 kV hasta 30 kV, según la norma IEC 60502-2, también se mayorará la intensidad de cálculo un 25%.
- Criterio de caída de tensión: según la norma ITC-BT-40, “la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5%, para la intensidad nominal”. Para el caso del circuito de 30 kV, se recomienda que para este nivel no se supere el 5%. Sin embargo, se establecerá dicha caída en un máximo de 0,5 %.

5.1 Distribución de inversores

Antes de comenzar con el dimensionamiento de los conductores, es necesario distribuir cuántos *strings* irán a cada inversor a través de las cajas de agrupación primaria y secundaria.

Como existen 3 inversores, 141 seguidor y en cada uno hay 3 *strings*, cada inversor recogerá 47 seguidores (141 *string*).

Tabla 5-1 Distribución de inversores

FV Lobón						
<i>Skid</i>	Inversores	Seguidores	<i>Strings</i>	Total seg/grupo	Módulos	Tipo de inversor
1	1	47	141	47	3 948	SUNWAY TG1800 1500V TE 640 OD
2	2	47	141	47	3 948	SUNWAY TG1800 1500V TE 640 OD

3	3	47	141	47	3 948	SUNWAY TG1800 1500V TE 640 OD
---	---	----	-----	----	-------	-------------------------------

Se emplearán 15 cajas de agrupación primaria de 21 *string* y 3 cajas de agrupación primaria de 24 *strings*. Esta combinación de cajas se agrupará en las secundarias, de las que saldrá un único conductor de cada una hacia cada inversor.

Tabla 5-2 Distribución de cajas por inversor

FV Lobón						
Skid	Inversores	Seguidores	Strings	Cuadros de 24	Cuadros de 21	Total de cuadros
1	1	47	141	5	1	6
2	2	47	141	5	1	6
3	3	47	141	5	1	6

5.2 Conductores de *strings*

Los módulos se van conectando en serie entre sí mediante unos latiguillos de cobre que vienen instalados en las propias placas fotovoltaicas. Sin embargo, sí hay que dimensionar los conductores que salen de los últimos módulos de cada *strings* hasta la caja de agrupación primaria. Dichos conductores serán de cobre unipolares e irán enterrados bajo tubo.

Como es un circuito de BT, los criterios que se evalúan para la elección del conductor son el térmico y el de caída de tensión.

El cable seleccionado pertenece al modelo ZZ-F (PVF-1) de General Cable.

Tabla 5-3 Catálogo ZZ-F (PVF-1) 0,6/1 kV c.a. 1,8 kV c.c. de General Cable

	 mm ²	 mm	 kg/km	 mm	 40°C A	 V/A.km cosφ=1
1614107	1x2,5	4,8	45	20	41	22,87
1614108	1x4	5,4	65	22	55	14,18
1614109	1x6	6,1	85	25	70	9,445
1614110	1x10	7,8	140	31	96	5,433
1614111	1x16	8,6	195	35	132	3,455
1614112	1x25	10,3	290	41	176	2,215
1614113	1x35	11,6	390	47	218	1,574

5.2.1 Criterio térmico

Con este criterio se pretende calcular cuál es la sección mínima para que el cable sea capaz de soportar las temperaturas provocadas por el paso de las corrientes.

Cada *string* está formado por 28 módulos y la corriente de cortocircuito del panel TSM-DEG20C.20 es 18,42 A.

Teniendo en cuenta la norma ITC-BT-40, el conductor debe soportar como mínimo dicha intensidad mayorada 125%:

$$I_b = 1,25 \cdot 18,42 = 23,03 \text{ A}$$

Además, teniendo en cuenta que la temperatura del terreno es de 20°C, la resistividad del terreno de 1,5 K·m/W y la profundidad es de 0,8, se aplican los factores de corrección siguientes según la norma UNE 211435:

- Temperatura del terreno: 1,04
- Profundidad de la instalación en tubular: 0,99

- Resistividad del terreno: 1

En cuanto a la agrupación de circuitos, dependerá de cada caso particular. Se empleará la tabla A.9.2 de la norma UNE 211435.

Tabla 5-4 Factores de corrección de la temperatura del terreno [16]

Temperatura máxima del conductor, °C	Temperatura del terreno en cables soterrados, °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
90	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78
105	1,09	1,06	1,03	1,00	0,97	0,94	0,90	0,87	0,83

Tabla 5-5 Factores de corrección de la resistividad del terreno [16]

Cables instalados en tubos soterrados. Un circuito por tubo							
Sección del conductor mm ²	Resistividad del terreno						
	0,8 K · m/W	0,9 K · m/W	1 K · m/W	1,5 K · m/W	2 K · m/W	2,5 K · m/W	3 K · m/W
25	1,12	1,10	1,08	1,00	0,93	0,88	0,83
35	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,88	0,83
50	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,83
70	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
95	1,14	1,12	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
120	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
150	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
185	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
240	1,15	1,12	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
300	1,15	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
400	1,16	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81

Tabla 5-6 Factores de corrección de la profundidad del soterramiento 0,6/1 kV [16]

Cables de 0,6/1 kV. Profundidad tipo 0,7 m		
Profundidad, m	Soterrados	En tubular
0,50	1,04	1,03
0,60	1,02	1,01
0,70	1,00	1,00
0,80	0,99	0,99
1,00	0,97	0,97
1,25	0,95	0,96
1,50	0,93	0,95
1,75	0,92	0,94
2,00	0,91	0,93
2,50	0,89	0,91
3,00	0,88	0,90

Como ejemplo, se tomará el cálculo de la caja CN2.01, de 21 *string*. Todo el dimensionamiento de cada caja

de *strings* se muestra en el Anexo C. Para la caja CN2.01, el caso de agrupación de *strings* más desfavorable es de 9 o 6 conductores en contacto. Por tanto, el factor de corrección será 0,57 y 0,64 respectivamente.

Tabla 5-7 Factores de corrección de circuitos agrupados bajo tubo [16]

Circuitos en tubulares soterradas (un circuito trifásico, con neutro, por tubo)					
Tubos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Distancias entre tubos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,87	0,90	0,94	0,96	0,97
3	0,77	0,82	0,87	0,90	0,93
4	0,71	0,77	0,84	0,88	0,91
5	0,67	0,74	0,81	0,86	0,89
6	0,64	0,71	0,79	0,85	0,88
7	0,61	0,69	0,78	0,84	–
8	0,59	0,67	0,77	0,83	–
9	0,57	0,66	0,76	0,82	–
10	0,56	0,65	0,75	–	–

Por tanto, la intensidad máxima admisible por criterio térmico será para el *string* 1 de la caja CN2.01:

$$I_z = \frac{23,03}{1,04 \cdot 1 \cdot 0,99 \cdot 0,57} = 39,24 \text{ A}$$

Tomando del catálogo de General Cable el modelo ZZ-F (PVF-1), específico para sistemas solares, se elige el conductor de 2,5 mm².

5.2.2 Criterio de caída de tensión

El objetivo del cálculo de este criterio es determinar la sección mínima para que la caída de tensión a la corriente de diseño no supere un valor determinado. Se define en porcentaje y según la norma ITC-BT-40, en su punto 5: "la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5%, para la intensidad nominal".

Con la sección de cable elegida para el *string* 1 de la caja CN2.01, se comprueba si cumple con el criterio de caída de tensión definido:

$$\Delta U = 2 \cdot I \cdot \rho \left(\Omega \cdot \frac{\text{mm}^2}{\text{m}} \right) \cdot \frac{L (\text{m})}{U_N (\text{V}) \cdot S (\text{mm}^2)} 100\%$$

Dónde:

- ρ : es la resistividad del cobre
- L: es la longitud del circuito en metros
- S: es la sección total de una fase en mm²
- U_N : es la tensión nominal en STC a P_{\max}
- I: es la intensidad en el punto P_{\max}

$$\Delta U = 2 \cdot 17,34 \cdot 0,0183 \cdot \frac{91}{968,8 \cdot 2,5} = 2,38\%$$

Esta caída de tensión es superior a la permitida, por lo que se prueba con la sección de cable de 4 mm².

$$\Delta U = 2 \cdot 17,34 \cdot 0,0183 \cdot \frac{91}{968,8 \cdot 4} = 1,49\%$$

Por tanto, este cable cumpliría con el criterio de caída de tensión.

En el Anexo C se muestran los cálculos para una caja de agrupación de 24 y otra de 21 de la planta fotovoltaica Lobón.

Sin embargo, la caída de tensión hallada para esta sección, unida con el tramo que va desde la caja de agrupación primaria hasta la secundaria, supera el 1,5 % de caída establecido en la norma ITC-BT-40. Por ello, como se comprueba en el Anexo C, se elige la sección de 10 mm².

En el plano SP.001.2.D.EL.005-00 se puede observar la conexión de las cajas de *strings* de 21 y 24.

5.3 Conductores de caja de agrupación primaria a secundaria

Estos conductores, como se ha explicado anteriormente, serán los que partan desde las cajas de agrupación primaria hasta las de agrupación secundaria. Serán cables subterráneos por los que circule corriente continua en BT de 21 y 24 *strings*.

Como es un circuito de BT, los criterios que se evalúan para la elección del conductor son el térmico y el de caída de tensión.

El cable seleccionado pertenece al modelo RV-AL de General Cable.

Tabla 5-8 Catálogo RV AL 0,6/1 kV c.a. 1,8 kV c.c. de General Cable

								
	mm ²	mm	kg/km	mm	A	A	V/A.km	V/A.km
1068111	1x16	8,9	105	37	66	74	3,501	4,241
1068112	1x25	10,4	150	43	88	95	2,236	2,665
1068113	1x35	11,5	185	47	100	110	1,642	1,928
1068114	1x50	12,7	230	55	125	135	1,236	1,423
1068115	1x70	14,6	305	60	160	165	0,879	0,984
1068116	1x95	16,4	395	70	200	200	0,657	0,711
1068117	1x120	18,3	485	75	235	225	0,536	0,562
1068118	1x150	20,1	595	85	290	260	0,452	0,457
1068119	1x185	22,0	720	95	335	295	0,376	0,364
1068120	1x240	25,0	920	130	390	340	0,306	0,278
1068121	1x300	27,5	1125	140	455	385	0,26	0,222
1068122	1x400	30,8	1450	155	540	445	0,219	0,173
1068123	1x500	35,5	1815	180	640	515	0,187	0,134
1068124	1x630	40,1	2330	200	760	590	0,162	0,104

5.3.1 Criterio térmico

Con este criterio se pretende calcular cuál es la sección mínima para que el cable sea capaz de soportar las temperaturas provocadas por el paso de las corrientes.

Tomando la corriente como la suma de las corrientes de cortocircuito de cada uno de los *strings* que llegan a la caja de agrupación primaria, el valor sería:

$$I_{SC,24} = 24 \cdot 18,42 = 442,08 \text{ A}$$

$$I_{SC,21} = 21 \cdot 18,42 = 386,82 \text{ A}$$

Según la norma ITC-BT-40, el conductor tiene que soportar, como mínimo, la intensidad de cortocircuito mayorada 125%:

$$I_{b,24} = 442,08 \cdot 1,25 = 552,6 \text{ A}$$

$$I_{b,21} = 386,82 \cdot 1,25 = 483,52 \text{ A}$$

Además, se aplican los factores de corrección siguientes:

- Temperatura del terreno: 1,04
- Resistividad del terreno: 1
- Profundidad del soterramiento: 0,99

Estos factores de corrección provienen de una temperatura del terreno de 20°, resistividad del terreno de 1,5 K·m/W y una profundidad de soterramiento de 0,8 m. Concretamente, para los casos que se van a calcular a modo de ejemplo en este apartado, los factores de agrupación de la caja CN2.01 es de un circuito, mientras que para la caja CN2.02, comparte zanja con otro circuito, por lo que los factores de corrección de agrupación serán 1 y 0,92 respectivamente.

Todos los factores corresponden a la norma UNE 211435 y se pueden ver en las tablas Tabla 5-4, Tabla 5-5, Tabla 5-6 y Tabla 5-9.

Tabla 5-9 Factores de corrección de circuitos agrupados directamente enterrados [16]

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto (los circuitos están separados entre sí)					
Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados				
	Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

Por tanto, la intensidad máxima admisible por criterio térmico será:

$$I_{z,CN2.02} = \frac{552,6}{1,04 \cdot 0,99 \cdot 0,92 \cdot 1} = 583,38 \text{ A}$$

$$I_{z,CN2.01} = \frac{483,52}{1,04 \cdot 0,99 \cdot 1 \cdot 1} = 469,62 \text{ A}$$

Con el cable de sección 630 mm² se cumpliría el criterio térmico en ambos casos.

5.3.2 Criterio de caída de tensión

La caída de tensión se calcula de la misma forma que para los conductores de *strings* como:

$$\Delta U = 2 \cdot I \cdot \rho \left(\Omega \cdot \frac{\text{mm}^2}{\text{m}} \right) \cdot \frac{L(\text{m})}{U_N(\text{V}) \cdot S(\text{mm}^2)} 100\%$$

Dónde:

- ρ : es la resistividad del aluminio
- L: es la longitud del circuito en metros

- S : es la sección total de una fase en mm^2
- U_N : es la tensión nominal en STC a P_{\max}
- I : es la intensidad admisible del conductor en A

Se ha de cumplir que $\Delta U < 1,5\%$.

A modo de ejemplo, como se mencionó anteriormente, se toma el conductor de la caja CN2.01 (de 21 *string*) y el CN2.02 (de 24 *strings*):

$$\Delta U = 2 \cdot 364,14 \cdot 0,031 \cdot \frac{46}{968,8 \cdot 630} = 0,17\%$$

$$\Delta U = 2 \cdot 416,16 \cdot 0,031 \cdot \frac{57}{968,8 \cdot 630} = 0,24\%$$

Estas secciones cumplirían el criterio de caída de tensión.

En el Anexo C se muestran los cálculos para cada conductor proveniente de cada caja de agrupación primaria hasta la secundaria de la planta fotovoltaica Lobón y en el plano SP.001.2.D.EL.004-00 se puede observar la conexión de las cajas de *strings* a la caja de agrupación secundaria.

5.4 Conductores de *skid* a centro de seccionamiento

A continuación, se pasa a calcular los circuitos de media tensión que van desde los *skids* a 30 kV hasta el centro de seccionamiento. Por tanto, en este caso serán circuitos trifásicos. Existirá una única línea de MT que irá cosiendo los tres *skid* hasta el centro de seccionamiento.

El modelo de cables que se empleará para este circuito es RHZ1 H16 AL 18/30 kV de General Cable.

Tabla 5-10 Catálogo RHZ1 H16 AL 18/30 kV de General Cable

									
	mm ²	mm	mm	kg/km	mm	A	A	Ohm/km	μF/km
1260114	50	24,9	33,5	1055	505	170	140	0,155	0,124
1260115	70	26,6	35,8	1205	540	210	170	0,145	0,138
1260116	95	28,1	37,3	1330	560	255	205	0,137	0,152
1260117	120	29,9	39,1	1465	590	295	235	0,131	0,167
1260118	150	31,1	40,3	1550	605	335	260	0,127	0,177
1260119	185	32,5	41,7	1740	630	385	295	0,122	0,188
1260120	240	35,2	45,1	2000	680	455	345	0,117	0,211
1260121	300	37,3	46,5	2225	700	520	390	0,112	0,228
1260122	400	40,0	49,9	2585	750	610	445	0,109	0,25
1260123	500	43,7	53,0	3030	795	720	510	0,104	0,281
1260124	630	47,7	57,0	3625	855	840	580	0,1	0,313

5.4.1 Criterio térmico

Para calcular la intensidad nominal del sistema aplicaremos la siguiente formula:

$$I_{MT} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_L}$$

Donde:

- I_{MT} es la intensidad instalada en A
- S es la potencia aparente del transformador en kVA
- U_L es la tensión de línea o Tensión compuesta en kV

La intensidad máxima demandada en la instalación (calculada con la potencia instalada de transformadores) es de:

$$I_{MT} = \frac{6.000}{\sqrt{3} \cdot 30} = 115,47 \text{ A}$$

Estas intensidades serán sobredimensionadas un 25%, obteniendo las siguientes intensidades de cálculo:

$$I_{MT} = 115,47 \cdot 1,25 = 144,34 \text{ A}$$

Teniendo en cuenta que el circuito será directamente enterrado a una profundidad de 0,8 m, la temperatura y la resistividad del terreno de 20° y 1,5 K·m/W respectivamente, se aplican los siguientes factores de corrección:

- Resistividad del terreno: 1
- Temperatura del terreno: 1,04
- Profundidad de la instalación: 1,02
- Agrupación de circuitos: 1

Tabla 5-11 Factores de corrección de profundidad de soterramiento 30 kV [17]

Cables de 3,6/6 kV a 18/30 kV. Profundidad tipo 1 m				
Profundidad m	Soterrados		En tubular	
	≤185 mm ²	>185 mm ²	≤185 mm ²	>185 mm ²
0,50	1,06	1,09	1,06	1,08
0,60	1,04	1,07	1,04	1,06
0,80	1,02	1,03	1,02	1,03
1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1,25	0,98	0,98	0,98	0,98
1,50	0,97	0,96	0,97	0,96
1,75	0,96	0,94	0,96	0,95
2,00	0,95	0,93	0,95	0,94
2,50	0,93	0,91	0,93	0,92
3,00	0,92	0,89	0,92	0,91

Todos los factores corresponden a la norma UNE 211435 y se pueden ver en las tablas Tabla 5-4, Tabla 5-5 y Tabla 5-11.

Por tanto, la intensidad máxima admisible en el último tramo del conductor será:

$$I_z = \frac{144,34}{1,04 \cdot 1,02 \cdot 1} = 136,07 \text{ A}$$

Según la Tabla 5-10, el cable con la mínima sección cumpliría para el tramo más desfavorable, por tanto, se elige el de sección 50 mm².

En el Anexo C se muestra la tabla completa de cada tramo.

5.4.2 Criterio de caída de tensión

Se pasa a comprobar que la sección de cable elegida cumple con el criterio de caída de tensión.

La caída de tensión máxima admisible para el circuito de MT se tomará como 0,5%.

Se justificará según el siguiente procedimiento:

$$\Delta U_n = k \cdot l \cdot I_n \cdot (R_L + jX_L)$$

Donde:

- ΔU_n Caída de tensión permitida para un consumo de intensidad nominal.
- R_L Resistencia del conductor por unidad de longitud en Ω/km
- X_L Reactancia del conductor por unidad de longitud en Ω/km
- l Longitud del circuito en m
- k factor del número de fases del circuito (monofásico = 2, trifásico = $\sqrt{3}$)
- I_n Intensidad nominal demandada por las cargas del circuito

Se tiene que cumplir que para cualquier punto:

$$\frac{\Delta U_n}{U_n} (\%) \leq 0,5\%$$

Antes de calcular la caída de tensión, se necesita calcular la resistencia. Para ello, se calcula de la siguiente forma:

$$T_{conductor} = (T_{m\acute{a}x} - T_{suelo}) \cdot \left(\frac{I_{MT}}{I_{m\acute{a}x}}\right)^2 + T_{suelo}$$

Donde:

- $T_{conductor}$ Temperatura del conductor
- $T_{m\acute{a}x}$ Temperatura máxima que soporta el conductor
- T_{suelo} Temperatura del suelo

$$T_{conductor} = (90 - 20) \cdot \left(\frac{115,47}{140}\right)^2 + 20 = 67,62 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$R_L = R_0(1 + \alpha\Delta t)$$

Siendo:

- R_0 Resistencia del conductor a 20 $^\circ\text{C}$
- α Coeficiente de temperatura del aluminio
- Δt Incremento de temperatura del conductor respecto a 20 $^\circ\text{C}$

$$R_L = 0,00056 \cdot (1 + 0,00407 \cdot (67,62 - 20)) = 0,000685 \text{ } \Omega/\text{m}$$

La reactancia del conductor se toma de la Tabla 5-10 dada por el fabricante.

$$\Delta U_n = \sqrt{3} \cdot 130 \cdot 115,47 \cdot \sqrt{0,0006686^2 + 0,000155^2} = 17,84 \text{ V}$$

$$\frac{17,84}{30000} (\%) = 0,06 \leq 0,5\%$$

Por tanto, con el conductor de 50 mm² se cumple el criterio de caída de tensión.

En el Anexo C se comprueba el criterio de caída de tensión para cada tramo.

6 CÁLCULO DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

El valor de una idea radica en el uso de la misma.

Thomas A. Edison

El dimensionamiento del sistema de almacenamiento es un problema complejo. Hoy día no existen muchas técnicas para el correcto cálculo, ya que es complicado contar con los datos de flujo de carga en la red y prever las horas en que la planta quedará fuera de la casación de mercado para almacenar la energía.

Un criterio que se sigue en muchos casos es instalar la capacidad de almacenamiento mínima para obtener alguna subvención. Por ejemplo, en la primera convocatoria de ayudas SoLCan a la inversión en instalaciones fotovoltaicas situadas en Canarias, se beneficia a las instalaciones que cuenten con almacenamiento capaz de descargar en 5 h una capacidad del 40 % de la producción media diaria de energía fotovoltaica. En concreto, para este proyecto, se realizará el cálculo del dimensionamiento óptimo mediante indicadores económicos: *payback* y VAN. [18]

Las infraestructuras de almacenamiento de baterías y, en concreto, las que se emplearán para este proyecto, cuentan con una vida útil de 10 años. Realizando un estudio sobre los clientes interesados en colocar baterías en las plantas fotovoltaicas, aceptan la inversión si la recuperación de la misma es igual o inferior a la mitad de la duración de explotación de las infraestructuras, es decir, 5 años.

Por otro lado, para calcular el flujo de caja al instalar el sistema de almacenamiento, se realiza un programa en MATLAB en el que, para una capacidad de almacenamiento dada calcule el beneficio de almacenar la energía frente a venderla en las horas más baratas para, posteriormente, vertirla a la red en las horas donde el precio de mercado es más elevado. Se calcularán los indicadores económicos para diferentes capacidades de almacenamiento.

Además, para el cálculo del Cash-flow, se tendrán en cuenta las ayudas financiadas por el Fondo Europeo de Desarrollo Regional, FEDER.

6.1 Cálculo del beneficio

Para el cálculo del beneficio que generará la infraestructura de almacenamiento se realizará el siguiente supuesto: cada día, la energía producida en la planta se almacena durante las horas en las que el precio de mercado es más bajo para venderla, posteriormente, en las horas en las que el precio de mercado es más alto.

En primer lugar, se descargan los precios de la electricidad de cada hora, durante un año, de la página OMIE, Operador del Mercado Ibérico de Energía. Por otro lado, desde PVsyst, se obtiene la energía producida cada hora, durante un año, de la planta fotovoltaica Lobón.

Mediante el programa MATLAB, se realizará un código que realiza la casación de la energía producida con el precio. Durante cada día del año, se busca cuáles son las horas en las que el precio de la electricidad es más barato, almacenando la energía producida durante esas horas hasta completar, si es posible, la capacidad de las baterías instaladas. Posteriormente, se buscan las horas más caras de venta de la electricidad posteriores al almacenamiento de cada día hasta descargar completamente las baterías.

Otro aspecto a tener en cuenta es que la venta de la electricidad no puede superar los 5,686 MW solicitados al punto de conexión por lo que, a la hora de calcular la venta de electricidad, hay que tener en cuenta que la energía almacenada que se vende más la energía producida por la planta fotovoltaica en esa hora no puede superar los 5,686 MW.

En el Anexo D se adjunta el código de MATLAB desarrollado.

Realizando simulaciones para diferentes capacidades de almacenamiento se obtienen los siguientes resultados referentes a los ingresos obtenidos durante el primer año de explotación del sistema de almacenamiento:

Tabla 6-1 Ingresos de explotación del primer año

Capacidad de almacenamiento (MWh)	Ingresos (€)
3	66 319
4	88 336
5	115 301
6	130 625

6.2 Ayudas financiadas por FEDER

En el BOE número 211, del 5 de agosto de 2020, se publica la “Orden TED/766/2020, de 3 de agosto, por la que se establecen las bases reguladoras para la concesión, en régimen de concurrencia competitiva, de ayudas a la inversión en instalaciones de generación de energía eléctrica con fuentes de energía renovable, susceptibles de ser cofinanciadas con fondos de la Unión Europea”.

Siguiendo esta Orden, el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) realizó las primeras convocatorias para la concesión de subvenciones para instalaciones de producción de energía renovable financiadas por el Fondo Europeo de Desarrollo Regional (FEDER). Cada comunidad autónoma recibiría una cuantía asignada por el Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico (MITECO).

El 25 de septiembre de 2020 se publica en el BOE la concesión de las ayudas financiadas FEDER para la comunidad autónoma de Extremadura, siendo esta de 16 775 632 €.

Para la obtención de estas ayudas, el IDAE publica una serie de requisitos que favorecen que una instalación obtenga dicho fondo. Según el tipo de actuación, la planta fotovoltaica Lobón se enmarcaría en “fotovoltaica venta a red con almacenamiento”.

Fuente de energía	Tipo de actuación	Límite potencia instalada ¹
Gases Renovables / Biogás	Biogás agroindustrial o industrial (generación y aprovechamiento eléctrico)	Con independencia de su potencia
Solar Fotovoltaica	Fotovoltaica Pequeña Potencia	$100\text{kW} \leq P \leq 1\text{MW}$
	venta red (1) CON Almacenamiento	
	Fotovoltaica venta red (1) CON Almacenamiento*	$1\text{MW} \leq P \leq 10\text{MW}$
	Fotovoltaica Autoconsumo CON Almacenamiento	$100\text{kW} \leq P \leq 10\text{MW}$
	Fotovoltaica Autoconsumo CON Almacenamiento- para instalaciones de punto de recarga**	$100\text{kW} \leq P \leq 1\text{MW}$
	Fotovoltaica Autoconsumo Estacional ***	$100\text{kW} \leq P \leq 10\text{MW}$
	Fotovoltaica CON H2 (1MWp FV-265kW H2)****	$1\text{MW} \leq P \leq 10\text{MW}$

Figura 6-1 Tipos de actuaciones objeto de ayudas [19]

Para este tipo de instalaciones, el presupuesto máximo que se puede asignar es de 1 172 000 €/MW.

Tipo de actuación		Presupuesto subvencionable unitario máximo, $P_{\text{máx}}$ (€/MW)
Biogás agroindustrial o industrial (generación y aprovechamiento eléctrico)		3.037.000
Fotovoltaica Pequeña Potencia venta red CON Almacenamiento		1.380.000
Fotovoltaica venta red CON Almacenamiento		1.172.000
Fotovoltaica Autoconsumo CON Almacenamiento	Fotovoltaica Autoconsumo CON Almacenamiento	1.317.000
	Fotovoltaica Autoconsumo CON Almacenamiento- para instalaciones de punto de recarga	1.317.000
Fotovoltaica Autoconsumo Estacional		967.000
Fotovoltaica CON H2 (1MWp FV-265kW H2)		1.702.031

Figura 6-2 Presupuestos subvencionables máximos de los proyectos de inversión [19]

Por otro lado, se establece un importe máximo de ayuda unitaria a solicitar en €/MW.

Tipo de actuación		Importe máximo de ayuda unitaria, $A_{y\max}$ (€/MW)
Biogás agroindustrial o industrial (generación y aprovechamiento eléctrico)		2.429.600
Fotovoltaica Pequeña Potencia venta red CON Almacenamiento		702.498
Fotovoltaica venta red CON Almacenamiento		377.676
Fotovoltaica Autoconsumo CON Almacenamiento	Fotovoltaica Autoconsumo CON Almacenamiento	264.445
	Fotovoltaica Autoconsumo CON ALM- para instalaciones de punto de recarga	264.445
Fotovoltaica Autoconsumo Estacional		203.665
Fotovoltaica CON H2 (1MWp FV-265kW H2)		1.101.031

Figura 6-3 Importe máximo de ayuda unitaria [19]

La valoración de las solicitudes se realizará mediante baremación según una serie de requisitos recogidos en el anexo I de la convocatoria, asignando una puntuación de 0 a 100 a las instalaciones. Tendrá prioridad en el criterio de importe de la ayuda unitaria solicitada en €/MW las instalaciones que mayor puntuación obtengan. Los criterios que se evalúan son:

- Criterio económico.
- Externalidades Positivas: Técnico-económico.
- Externalidades Positivas: Organizativo.

Para la obtención de puntuación del criterio económico, se valorará con más puntuación las instalaciones que menor importe de ayudas soliciten. Es decir, se establecerá un límite máximo y uno mínimo, A_{\max} y A_{\min} , en función de todas las solicitudes de cada tipo de actuación que reciban.

En el caso de este proyecto, la ayuda que se solicita será la mínima para que el retorno de la inversión (*payback*) sea inferior a 5 años.

Por otro lado, en cuanto a la valoración Técnico-económica, se premia el almacenamiento de energía y la innovación en la utilización de módulos bifaciales.

Criterio	Valoración
1. Criterio económico: Importe de la ayuda unitaria solicitada (€/MW)	
<p>Fórmula de asignación de puntos.</p> <p>P = Puntos asignados (con tres decimales).</p> <p>A_{max} = Ayuda unitaria máxima solicitada, en €/MW, para cada tipo de actuación, de entre todas las solicitudes admitidas</p> <p>A_{min} = Ayuda unitaria mínima solicitada, en €/MW, para cada tipo de actuación, de entre todas las solicitudes admitidas</p> <p>A = Ayuda solicitada en €/MW</p>	$P = 60 \cdot (A_{max} - A) / (A_{max} - A_{min})$ <p>Los puntos asignados variarán entre 0,000 y 60,000.</p>
Máxima puntuación por ayuda	60,000
2. Externalidades Positivas	
2.1 Técnico Económico	
Venta a red	0,000
Autoconsumo	2,400
Venta a red con almacenamiento	4,000
Innovación	28,000 puntos adicionales
Hibridación	4,000 puntos adicionales
Máxima puntuación por criterio Técnico Económico	36,000
2.2 Organizativo	
No cumple ninguno de los apartados siguientes	0,000
Proyecto con mecanismos de participación ciudadana, así como otras modalidades de comunidades energéticas incluidas las comunidades ciudadanas de energía.	2,000
Comunidad de energías renovables	4,000
Máxima puntuación por criterio Organizativo	4,000
Máxima puntuación Externalidades Positivas	40,000
Máxima puntuación Total por proyecto	100,000

Figura 6-4 Baremos para la evaluación de las solicitudes [19]

6.3 Análisis de cash-flow

Con los resultados del beneficio obtenido durante un año, se extrapola para los 10 años de vida útil que tendrá la infraestructura de almacenamiento. Sin embargo, hay que considerar la degradación de las baterías con el uso en el tiempo, que se estima en un 0,5 % anual. [20]

Además, para el cálculo de *Cash-flow*, hay que tener en cuenta la inversión inicial, que se estima en 303,28 €/kWh, y los costes de operación y mantenimiento, 6,7 €/kWh. [20]

Con todo esto, se obtienen las siguientes cuentas de pérdidas y ganancias.

Tabla 6-2 *Cash-flow* para una capacidad de 6 MWh

6 MWh	Años										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Inversión €	-1819680										
Ayudas FEDER €	1500000										
Ingresos de explotación €		130624,96	129971,83	129321,97	128675,36	128031,99	127391,83	126754,87	126121,09	125490,49	124863,03
Gastos O&M €		-40200	-40200	-40200	-40200	-40200	-40200	-40200	-40200	-40200	-40200
Beneficio €	-319680	90424,96	89771,83	89121,97	88475,36	87831,99	87191,83	86554,87	85921,09	85290,49	84663,03

Tabla 6-3 *Cash-flow* para una capacidad de 5 MWh

5 MWh	Años										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Inversión €	-1516400										
Ayudas FEDER €	1250000										
Ingresos de explotación €		115301,12	114724,61	114150,99	113580,24	113012,34	112447,27	111885,04	111325,61	110768,98	110215,14
Gastos O&M €		-33500	-33500	-33500	-33500	-33500	-33500	-33500	-33500	-33500	-33500
Beneficio €	-266400	81801,12	81224,61	80650,99	80080,24	79512,34	78947,27	78385,04	77825,61	77268,98	76715,14

Tabla 6-4 *Cash-flow* para una capacidad de 4 MWh

4 MWh	Años										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Inversión €	-1213120										
Ayudas FEDER €	1000000										
Ingresos de explotación €		88336	87894,32	87454,85	87017,57	86582,49	86149,57	85718,83	85290,23	84863,78	84439,46
Gastos O&M €		-26800	-26800	-26800	-26800	-26800	-26800	-26800	-26800	-26800	-26800
Beneficio €	-213120	61536	61094,32	60654,85	60217,57	59782,49	59349,57	58918,83	58490,23	58063,78	57639,46

Tabla 6-5 *Cash-flow* para una capacidad de 3 MWh

3 MWh	Años										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Inversión €	-909840										
Ayudas FEDER €	750000										
Ingresos de explotación €		66319	65987,41	65657,47	65329,18	65002,53	64677,52	64354,13	64032,36	63712,20	63393,64
Gastos O&M €		-20100	-20100	-20100	-20100	-20100	-20100	-20100	-20100	-20100	-20100
Beneficio €	-159840	46219	45887,41	45557,47	45229,18	44902,53	44577,52	44254,13	43932,36	43612,20	43293,64

6.4 Indicadores económicos

Como se mencionó anteriormente, se emplean los indicadores VAN y *payback* para analizar cuál es la capacidad de almacenamiento más adecuada.

6.4.1 Valor Actualizado Neto, VAN

El VAN se trata de “actualizar los cobros y pagos de un proyecto o inversión para conocer cuánto se va a ganar o perder con esa inversión”.

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

Donde:

- C_0 es la inversión en el momento inicial.

- C_i es el flujo de caja en el periodo i .
- r es la tasa de descuento.
- i es el año.

Cuando el VAN es positivo quiere decir que el proyecto es rentable y, cuanto más positivo sea, más rentable será. Sin embargo, cuando es negativo, quiere decir que no es rentable. La tasa de descuento se toma un 10,7 % al tratarse de una inversión arriesgada.

Para cada una de las propuestas, el VAN obtenido es el siguiente.

Tabla 6-6 VAN según la capacidad de almacenamiento

Capacidad de almacenamiento (MWh)	VAN (€)
3	108 630,31
4	144 317,30
5	208 979,27
6	205 472,73

6.4.2 Payback

Este indicador establece cuál es el periodo de tiempo necesario para recuperar la inversión inicial. Su cálculo se realiza mediante la siguiente expresión:

$$\text{Payback} = a + \frac{I_0 - b}{F_t}$$

Donde:

- a es el periodo inmediatamente anterior a recuperar la inversión.
- b es la suma de los flujos de caja hasta el periodo “ a ”.
- F_t es el valor del flujo de caja del periodo inmediatamente posterior a “ a ”.
- I_0 es la inversión inicial.

Para cada caso, el *payback* es:

Tabla 6-7 *Payback* según la capacidad de almacenamiento

Capacidad de almacenamiento (MWh)	<i>Payback</i> (años)
3	3,49
4	3,50
5	3,28
6	3,57

6.5 Análisis de resultados

A la vista de los resultados obtenidos, la opción más rentable es la de 5 MWh de capacidad de

almacenamiento, ya que es la que presenta un VAN mayor. Además, el tiempo de recuperación de la inversión es inferior a 4 años y el menor de todos, por lo que se cumple también el criterio descrito al inicio del capítulo.

Sería interesante comparar estos resultados con los ingresos que se perderían si la planta no tuviese almacenamiento. Si no se contara con baterías, toda la energía producida que supere los 5,686 MW para inyectar en el punto de conexión será perdida. Para ello, con el código de MATLAB desarrollado, se calcula que la pérdida de ingresos en un año alcanza los 2 382 €.

7 DISEÑO DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

Si quieres encontrar los secretos del universo, piensa en términos de energía, frecuencia y vibración.

Nikola Tesla

El presente apartado recoge la descripción del proyecto de sistema de infraestructuras de almacenamiento Lobón de 5 MWh que irán asociadas a la planta fotovoltaica del mismo nombre. Estas instalaciones se ubicarán en una zona anexa al edificio O&M.

El objetivo de incorporar dichas infraestructuras al parque es el almacenamiento de la energía eléctrica generada por la planta fotovoltaica y que no se inyectaría a la red. Además, aporta flexibilidad al sistema de cara a las exigencias de la red, tanto con el almacenamiento de energía fotovoltaica excedente, que se perdería, como el apoyo en horas punta de demanda.

La instalación se conectará en paralelo al parque fotovoltaico mediante una celda ubicada en el centro de seccionamiento, aguas abajo del punto frontera con la red de distribución. De esta forma, según el Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, la capacidad de acceso a la red será compartida, tratándose como un sistema híbrido. [21]

Por tanto, la energía se evacuará junto con la del parque fotovoltaico, a través del centro de seccionamiento, hacia la red de distribución.

7.1 Localización

La ubicación de las infraestructuras del almacenamiento, como se ha mencionado anteriormente, serán adyacentes a la subestación del parque, contando con las mismas condiciones:

- Altitud: 240 m
- Temperatura media Anual: 16,81 °C
- Instalación: En contenedores

7.2 Descripción general

El sistema de almacenamiento, con capacidad de 5 MWh, consistirá en dos módulos de 2,5 MWh, que se denominarán BES (*Battery Energy Storage*). Estos módulos se conectan en paralelo, cada uno con su inversor PCS (*Power Conversion System*). Posteriormente, se eleva la tensión con un transformador para evacuar la

energía a través del centro de seccionamiento.

Las características generales de cada módulo son una potencia máxima de descarga de 1,25 MW, con lo que la potencia del sistema es de 2,5 MW. El tiempo de descarga máxima teórica aproximado en BOL (*beginning of life*) y partiendo desde carga máxima es de 2 horas.

Por otro lado, cada grupo contará con un convertidor de potencia de corriente continua a corriente alterna, denominado PCS (*Power Conversion System*), y un transformador para elevar la tensión a 30 kV. La evacuación de cada grupo, a la salida de cada transformador, se conectará a una celda del centro de seccionamiento.

La instalación se organizará en contenedores, de tal manera que exista uno que contenga los módulos de BES y otro para los PCS, además de las protecciones correspondientes.

En resumen, las infraestructuras de almacenamiento contarán con:

- Dos módulos de batería (BES)
- Dos inversores (integrado en módulo PCS)
- Un transformador (integrado en módulo PCS)
- Equipos de maniobra y protección
- Sistema de Control y comunicaciones

7.3 Equipos principales

7.3.1 Baterías

Las celdas que conforman las baterías serán de Ion-Litio, a día de hoy, el tipo de almacenamiento y química que mejor comportamiento tiene.

Como se ha descrito anteriormente, el sistema está formado por dos módulos denominados BES. Estos módulos, que en el caso de este proyecto son de 2,5 MWh, están constituidos por unidades más pequeñas denominadas ESSU, conectadas en paralelo entre sí. A su vez, cada ESSU está formado por módulos en serie que determinan la tensión de cada BES. Finalmente, estos últimos módulos están constituidos por las celdas de Ion-Litio, que sería la unidad mínima del sistema de almacenamiento descrito.

En cuanto al control, cada ESSU cuenta con un sistema de monitorización de tensión, temperatura y corriente de las celdas para desconectar el sistema en caso de detectar alguna anomalía. Todos los BMSs dentro del grupo que constituye un BESS, serán controlados por un dispositivo de control superior.

Tabla 7-1 Características de las baterías [22]

Características principales BES	
Tipo de Celda	Ion de Litio
Rango de Voltaje CC	916 – 1300 V
Tensión nominal (V)	1108 V
Capacidad máxima	2,5 MWh
Máxima potencia de carga y descarga (rango simétrico) a la máxima corriente continua (al 50% SOC)	1,25 MW (0.5 C)
Temperatura de operación	-25°C – 55°C
Temperatura de almacenamiento	-30°C – 55°C

Grado de Protección	IP54
---------------------	------

7.3.2 Inversores (PSC)

El inversor empleado será bidireccional, ya que el flujo de potencia será en los dos sentidos.

Las características técnicas principales son:

Tabla 7-2 Características de los inversores (PSC) [22]

Características principales de los inversores	
Valores de entrada (DC)	
Rango de tensiones de operación (V)	916 – 1300 V
Tensión máxima (V)	1500 V
Corriente máxima (V)	1850 A
Valores de salida (AC)	
Potencia máxima @ 30°C (kVA)	1502 kVA
Tensión nominal (V)	578 V
Corriente máxima @ 30 °C (A)	1500 A

7.3.3 Transformador (PSC)

Dentro del contenedor PSC donde se colocan los dos inversores, se instala un transformador para elevar la tensión de salida de dichos inversores a 30 kV.

Las principales características de estos dispositivos son:

Tabla 7-3 Características del transformador (PSC) [22]

Características principales del transformador	
Potencia Nominal	5.000 kW
Aislamiento	Encapsulado en aceite
Grupo de Conexión	Dyn11yn11
Tensión de arrollamiento primario	578 V
Tensión de arrollamientos secundarios	30.000 V

7.3.4 Protecciones

Como se ha descrito al principio de este capítulo, existen diferentes niveles de agrupación dentro del Sistema de almacenamiento total y, por tanto, existirán diferentes niveles de protecciones.

7.3.4.1 Protección a nivel ESSU

Cada ESSU cuenta con su sistema BMS, el cual actúa sobre las protecciones correspondientes para desconectar el sistema en caso de detectar una anomalía.

Las funciones con las que cuenta el BMS son:

- Protección frente a sobrecarga
- Protección frente a cortocircuito
- Protección frente a sobretensión
- Protección frente a mínima tensión
- Control de carga

7.3.4.2 Protección a nivel de BES

Por otro lado, en un nivel superior, cada BES cuenta con su sistema de protección:

- Protección frente a cortocircuito. Se instalan fusibles tanto a la salida de cada ESSU como a la salida global de cada BES antes del inversor.
- Protección de aislamiento

7.3.4.3 Protección de PCS

Dentro del contenedor PCS, donde se encuentran los inversores y transformador, se ubicarán las protecciones propias para cada dispositivo (sobrecorriente, térmicas, presión...) así como interruptores magnetotérmicos para proteger el lado AC del sistema.

7.3.5 Resto de sistemas

Igual que para las instalaciones del parque fotovoltaico, las infraestructuras de almacenamiento contarán con sistema de videovigilancia y seguridad con las mismas funciones que las descritas en el Capítulo 3.

También se instalan el sistema de control y comunicaciones, cuya arquitectura está basada en dos niveles: PCS y BES. Dicho sistema comunicará con el edificio principal O&M donde también se recoge la comunicación con los sistemas del parque.

8 DISEÑO DE LA LÍNEA DE EVACUACIÓN

Grandes descubrimientos y mejoras implican invariablemente la cooperación de muchas mentes.

Alexander Graham Bell

La línea de evacuación de la planta fotovoltaica Lobón será una línea de 30 kV que partirá desde el centro de seccionamiento ubicado en el parque hasta el apoyo seleccionado de la línea Lobón-Solana, propiedad de Endesa Distribución.

En este capítulo se abarcará el diseño de dicha línea, la cual consistirá en un tramo subterráneo desde el centro de seccionamiento hasta el primer apoyo y dos tramos aéreos desde el primer apoyo, pasando por un segundo apoyo, hasta el apoyo de entronque.

8.1 Trazado de la línea

El trazado de la línea, de 310 m (75 subterráneos y 235 aéreos), se ubicará en el municipio de Lobón. Concretamente, pasará por la misma parcela catastral que el parque fotovoltaico, con lo que su construcción no afectará a nuevos propietarios y, como se estudió en el Capítulo 3, dicha parcela no se ve afectada por zonas conflictivas medioambientales.

En la Figura 8-1 se pueden apreciar los tres tramos de la línea de evacuación.



Figura 8-1 Tramos de la línea de evacuación 30 kV

- Tramo I (subterráneo): se trata de un tramo de 75 metros diseñado desde el centro de seccionamiento hasta el apoyo AP01 la línea aérea de 30 kV (tramo II), este recorrido transcurre dentro del parque FV Lobón.
- Tramo II (aéreo): se trata de un tramo en simple circuito de 178 metros que se encuentra entre dos apoyos fin de línea, AP01 y AP202.
- Tramo III (aéreo): se trata de un tramo en simple circuito el cuál consistirá en un vano flojo de 57 metros que se inicia en el apoyo AP02 de la línea de evacuación y que finaliza entroncando en el apoyo perteneciente a la línea de distribución, el cual se sustituirá por un apoyo de entronque.

Las coordenadas de los apoyos son las siguientes:

Tabla 8-1 Coordenadas de los apoyos

Línea de MT 30 kV			
Nombre	Latitud	Longitud	Altitud
CS	38° 48' 39,82" N	6° 34' 53,38" O	251
AP01	38° 48' 41,46" N	6° 34' 50,84" O	252
AP02	38° 48' 45,30" N	6° 34' 45,32" O	250
AP Línea Lobón-Solana	38° 48' 46,78" N	6° 34' 43,19" O	249

8.2 Línea subterránea 30 kV (Tramo I)

Este tramo discurrirá desde el centro de seccionamiento hasta la conversión aéreo-subterránea en AP01. La longitud de este tramo es de 75 metros.

A continuación, se muestran las características más detalladas de este tramo:

Tabla 8-2 Características de la instalación subterránea

Datos de la instalación	
Origen	CS FV Lobón
Final	Conversión A/S en AP01
Potencia conectada	5,7 MVA
Tensión	30 kV
Frecuencia	50 Hz
Tipo línea	Subterránea
Longitud	75 m
Nº conductores por fase	1
Disposición de los cables	Tresbolillo
Tipo de canalización	Enterrado
Distancia entre conductores	En contacto
Profundidad zanja	0,8 m
Conexión pantallas	En un extremo
T de accionamiento protección cable	1 s

Los cables discurrirán enterrados directamente formando una terna de cables unipolares en contacto y las pantallas metálicas de los cables de Media Tensión se conectarán a tierra en ambos de sus extremos ya que, según la ITC-LAT 06: “Las pantallas metálicas de los cables se conectarán a tierra, por lo menos en una de sus cajas terminales extremas.”

En el Capítulo 9 se realizan los cálculos de este tramo, mostrando las características del conductor elegido.

Por otro lado, la zanja por la que discurrirá el conductor tendrá una profundidad de 0,8 m, ya que según la norma ITC-LAT 06: “La profundidad, hasta la parte superior del cable más próximo a la superficie, no será menor de 0,6 m en acera o tierra, ni de 0,8 m en calzada.”

En cuanto a las terminaciones de los cables, se emplearán convencionales contráctiles, tanto de exterior como de interior que son las típicas que se usan para la conexión a instalaciones existentes con celdas de aislamiento al aire o en las conversiones aéreo-subterráneas.

8.3 Conversión aérea-subterránea

En el tramo de subida hasta la línea aérea, el cable subterráneo irá protegido dentro de un tubo con un grado de protección contra daños mecánicos no inferior a IK10 según la norma UNE-EN 50102. El tubo se obturará por su parte superior para evitar la entrada de agua y se empotrará en la cimentación del apoyo. Sobresaldrá 2,5 m por encima del nivel del terreno. En el caso de tubo, su diámetro interior será como mínimo 1,5 veces el diámetro aparente de la terna de cables unipolares. [17]

Deberán instalarse protecciones contra sobretensiones mediante pararrayos. La conexión a tierra de los pararrayos se realiza mediante una línea de tierra, a la que además se conectarán, cortocircuitadas, las pantallas de los cables subterráneos. [17]

En el apoyo AP01 se realizará un paso de subterráneo a aéreo, en el que se instalarán las botellas terminales y pararrayos.

En la siguiente figura se representa un esquema del apoyo conversión aéreo-subterráneo.

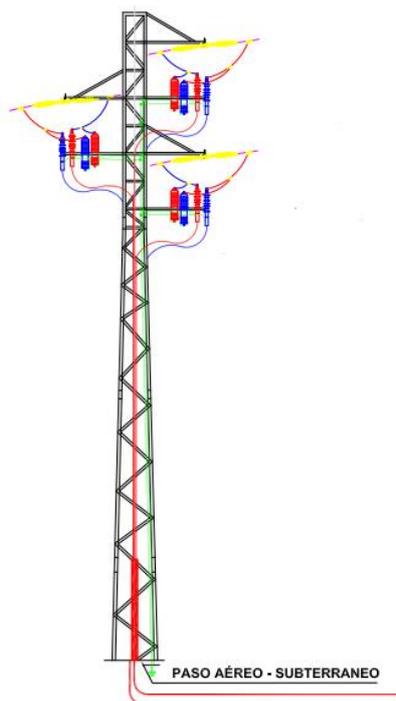


Figura 8-2 Apoyo de paso aéreo-subterráneo

8.4 Línea aérea 30 kV (Tramo II)

El tramo II, de 215 m de distancia, discurre entre el apoyo AP01 y AP02. Las características de este tramo son las siguientes:

Tabla 8-3 Características de la línea aérea (Tramo II)

Parámetros	Descripción
Sistema	Corriente alterna trifásica
Frecuencia	50 Hz
Tensión nominal	30 kV
Tensión más elevada de la red	36 kV
Origen de la línea	AP01
Final de la línea	AP02
Temperatura máxima de servicio del conductor	50°C
Número de circuitos	1
Número de conductores por fase	1
Tipo de conductor	LA-30 (27-AL1/4-ST1A)
Aislamiento	Vidrio templado, tipo caperuza y vástago
Apoyos	Torres metálicas de celosía
Cimentaciones	Monobloque
Longitud	205 m
Términos Municipales Afectados	Lobón
Provincias afectadas	Badajoz

La elección del conductor se realiza mediante los cálculos realizados en el Capítulo 9.

Tanto los apoyos como los armados se seleccionan del catálogo del fabricante IMEDEXSA. Este fabricante construye apoyos cumpliendo con las características indicadas en el R.D. 223/2008. Concretamente, para este proyecto, se eligen los armados tipo S.

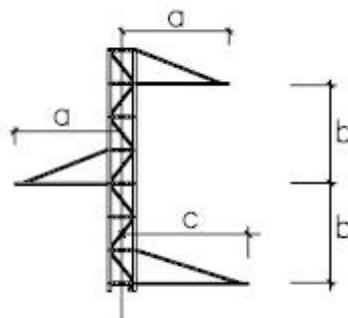


Figura 8-3 Armado tipo S [23]

Los armados tipo “S” están formados por dos partes: cabeza y cruceta.

- b: es la distancia mantenida entre las crucetas, en metros.
- a y c: es la distancia en el brazo de la cruceta, en metros

Los nuevos apoyos para instalar tienen las siguientes características reflejadas en la tabla siguiente y que, en el siguiente capítulo, se desarrolla el cálculo mecánico.

Tabla 8-4 Características de los apoyos [23]

Nº de Apoyo	Serie	Altura útil (m)	a (m)	b (m)	c (m)	Código armado	Peso (kg)
AP01	C-2000-20	15,10	1,2	1,25	1,25	S1220	960
AP02	CO-500-20	15,44	1,2	1,25	1,25	S1220	595

El aislamiento estará formado por cadenas de aisladores de vidrio para poder soportar un nivel de contaminación ligero, clasificado en el R.D. 223/2008 como Zona I, pudiendo tomarse Zona I debido a las características del medio agrícola que rodea la instalación.

Atendiendo a la clasificación del artículo 4.4 de la ITC-07, sería clasificada de gama I, teniendo que soportar las siguientes tensiones normalizadas indicadas en la tabla 13 del mismo artículo:

- Tensión soportada normalizada de corta duración a frecuencia industrial, cuyo valor eficaz es de 70 kV.
- Tensión soportada normalizada a los impulsos tipo rayo, con un valor de cresta de 145 kV.

El aislador que se emplea ha sido seleccionado del catálogo de SGD La Granja. En concreto es el aislador U70BS, cuyas características son:

Tabla 8-5 Características del aislador U70BS

Denominación del Elementos	Dato
Nivel de Contaminación de la Zona	Ligera I
Modelo	U70BS
Paso (mm)	127
Diámetro (mm)	255

Carga de rotura mecánica (daN)	7.000
Línea de fuga (mm)	320
Peso neto por unidad (Kg)	3,4
Tensión soportada a frecuencia industrial en seco (kV)	165
Tensión soportada a frecuencia industrial bajo lluvia (kV)	105
Tensión soportada a impulso de choque en seco (kV)	260

Con estos aisladores se formarán cadenas de amarre, que se compondrán de dos aisladores según UNE-EN 60305. Los elementos que forman la cadena de amarre se describen en la tabla siguiente y en la figura se representa gráficamente:

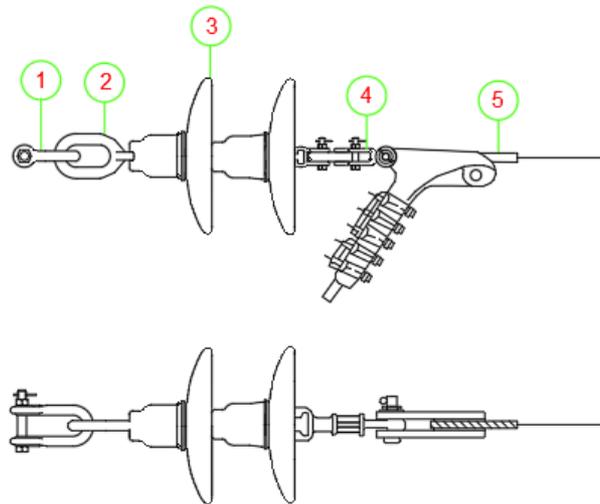


Figura 8-4 Cadena de amarre

Tabla 8-6 Elementos de cadena de amarre

Marca	Denominación del Elemento	Referencia
1	Grillete Normal	GN
2	Horquilla Bola	HB11
3	Aisladores	U70BS
4	Rótula Larga	R11
5	Grapa de Amarre	GA-1

Por otro lado, los apoyos que se eligen son los de tipo monobloque.

Las dimensiones de las cimentaciones y los esfuerzos han sido calculadas con el programa informático IMEDEXSA suponiendo un terreno normal (resistencia característica a compresión de 3 daN/cm² y ángulo de arranque de las tierras de 30°). En el Capítulo 9 se muestran los resultados de los cálculos.

En el apoyo AP01 de paso aéreo-subterráneo, la conexión entre el cable y la línea aérea se realiza mediante una botella terminal de tipo exterior unipolar por fase.

Cada botella terminal de tipo exterior unipolar se instalará en las crucetas del apoyo de paso aéreo-subterráneo en los soportes especiales diseñados para su instalación. [24]

La pantalla del cable se conecta al plato base del terminal, y a través de la caja de conexión de tierra pueden descargarse las intensidades circulantes en la pantalla. Los materiales poliméricos de las superficies expuestas a contorneo deberán ser resistentes a la formación de caminos de carbón y a la erosión (antisurco), debiendo cumplir con los ensayos especificados en la UNE 21361. [17]

La cubierta de los terminales de cable para exterior será resistente a la intemperie y cumplirá con el ensayo especificado en el Capítulo 8 de la norma UNE 21030. Por último, los terminales deberán permitir un radio de curvatura igual al del cable sobre los que se instalan, de acuerdo con las Normas UNE 20435-1 y UNE 20435-2. [17]

Para la protección de la instalación contra sobretensiones, se colocarán autoválvulas en el apoyo AP01. Deberán cumplir la norma IEC 60099-4. Estos elementos irán en el mismo herraje que los terminales y se dispondrán entre la línea aérea y el terminal. Cada autoválvula instalada dispondrá de un cable de puesta a tierra aislado independiente, en el que se instalará un contador de descargas. [17]

La puesta a tierra de los apoyos se realizará teniendo en cuenta lo que al respecto se especifica en el apartado 7 de la ITC-07 del R.D. 223/2008, considerando que la línea dispone de un sistema de desconexión automática, con un tiempo de despeje de la falta inferior a 1 segundo.

En primer lugar, para poder identificar los apoyos en los que se debe garantizar los valores admisibles de las tensiones de contacto, se establece la siguiente clasificación de los apoyos según su ubicación:

- Apoyos no frecuentados: son los situados en lugares donde el acceso de personas es poco frecuente o que no son de acceso público. [24]
- Apoyos frecuentados: son los situados en lugares de acceso público y donde la presencia de personas ajenas a la instalación eléctrica es frecuente, es decir, donde se espere que las personas se queden durante tiempo relativamente largo, algunas horas al día durante varias semanas, o por un tiempo corto pero muchas veces al día [24]. Básicamente se considerarán apoyos frecuentados los situados en:
 - Casco urbano y parques urbanos públicos.
 - Zonas próximas a viviendas.
 - Polígonos industriales.
 - Áreas públicas destinadas al ocio, como parques deportivos, zoológicos, ferias y otras instalaciones análogas.
 - Zonas de equipamientos comunitarios, tanto públicos como privados, tales como hipermercados, hospitales, centros de enseñanza, etc.

Por tanto, en el caso de este proyecto, los apoyos serán no frecuentados.

Según el reglamento, todos los apoyos se conectan a tierra mediante un cable de cobre de 50 mm² a electrodos de hierro cobrizados de 2 m, perfectamente enterrados. [11]

Finalmente, se establecen las distancias mínimas entre conductores y al terreno. Para la tensión más elevada de la red, que en este caso es 36 kV, se especifican en la norma D_{el} 0,35 m y D_{pp} 0,40 m. [24]. En el siguiente capítulo se calculan las distancias mínimas.

8.5 Entronque aéreo (Tramo III)

El tramo III de la línea de evacuación será con el objetivo de entroncar mediante un vano flojo de 20 metros al nuevo apoyo planteado para la línea de distribución de MT, propiedad de Endesa Distribución.

Para la realización del entronque, se instalará un soporte en un nuevo apoyo de la línea existente, sustituyendo al anterior, en el que se colocará la apartamenta para la conexión, a una distancia mínima de 6 metros de altura del terreno, en la que se conectará la línea de evacuación del parque FV Lobón, que mediante un puente flojo

aislado se conectará cada una de las tres fases a la línea de distribución.

En la siguiente imagen se muestra cómo será la conexión:



Figura 8-5 Apoyo de entronque en la línea Lobón-Solana de Endesa

9 CÁLCULOS DE LA LÍNEA DE EVACUACIÓN

El placer más noble es el júbilo de comprender.

Leonardo da Vinci

Se abarcará en este capítulo el desarrollo de los cálculos eléctricos y mecánicos relativos a la línea de evacuación. Como se describió anteriormente, cuenta tanto con tramos aéreos como uno subterráneo. En el caso de los tramos aéreos, se empleará el programa IMEDEXSA para el cálculo de apoyos y cimentaciones.

9.1 Cálculos eléctricos

9.1.1 Línea subterránea 30 kV (Tramo I)

Igual que para el tramo subterráneo desde el *skid* 3 hasta el centro de seccionamiento calculado en el Capítulo 5, se seguirá aquí también la norma ITC-LAT-06.

9.1.1.1 Cálculo del conductor

La intensidad que circular por el conductor será la misma que a la salida del *skid* 3 hasta el centro de seccionamiento, es decir, 115,47 A que, mayorada un 25%, será 114,34 A.

Teniendo en cuenta que el circuito será directamente enterrado a una profundidad de 0,8 m, la temperatura y la resistividad del terreno de 20 °C y 1,5 K·m/W respectivamente, se aplican los siguientes factores de corrección:

- Resistividad del terreno: 1
- Temperatura del terreno: 1,04
- Profundidad de la instalación: 1,02
- Agrupación de circuitos: 1

Los factores de corrección serán los mismos que los descritos en el apartado 5.4.1, con lo que la intensidad máxima admisible que debe soportar el conductor será 136,07 A.

En conductor elegido de RHZ1 H16 AL 18/30 kV de General Cable de la Tabla 5-10 es el de 50 mm².

9.1.1.2 Caída de tensión

Se pasa a comprobar que la sección de cable elegida cumple con el criterio de caída de tensión.

La caída de tensión máxima admisible para el circuito de MT se tomará como 5%. Este valor es una recomendación tanto de empresas distribuidoras como de la NEC (*National Electrical Code*)

Se justificará según el siguiente procedimiento:

$$\Delta U_n = k \cdot l \cdot I_n \cdot (R_L + jX_L)$$

Donde:

- ΔU_n Caída de tensión permitida para un consumo de intensidad nominal.
- R_L Resistencia del conductor por unidad de longitud en Ω/m
- X_L Reactancia del conductor por unidad de longitud en Ω/m
- l Longitud del circuito en m
- k factor del número de fases del circuito (monofásico = 2, trifásico = $\sqrt{3}$)
- I_n Intensidad nominal demandada por las cargas del circuito

Se tiene que cumplir que para cualquier punto:

$$\frac{\Delta U_n}{U_n} (\%) \leq 5\%$$

Antes de calcular la caída de tensión, se necesita calcular la resistencia. Para ello, se calcula de la siguiente forma:

$$\theta_{conductor} = (\theta_{m\acute{a}x} - \theta_{suelo}) \cdot \left(\frac{I_{MT}}{I_{m\acute{a}x}}\right)^2 + \theta_{suelo}$$

Donde:

- $\theta_{conductor}$ Temperatura del conductor
- $\theta_{m\acute{a}x}$ Temperatura máxima que soporta el conductor, 90 °C (XLPE)
- θ_{suelo} Temperatura del suelo, 20 °C

$$\theta_{conductor} = (90 - 20) \cdot \left(\frac{115,47}{140}\right)^2 + 20 = 67,62 \text{ °C}$$

$$R_L = R_0(1 + \alpha\Delta\theta)$$

Siendo:

- R_0 Resistencia del conductor a 20 °C
- α Coeficiente de temperatura del aluminio
- $\Delta\theta$ Incremento de temperatura del conductor respecto a 20 °C

$$R_L = 0,00056 \cdot (1 + 0,00407 \cdot (67,62 - 20)) = 0,000685 \text{ } \Omega/m$$

La reactancia del conductor se toma de la Tabla 5-10 dada por el fabricante.

$$\Delta U_n = \sqrt{3} \cdot 75 \cdot 115,47 \cdot \sqrt{0,0006686^2 + 0,000155^2} = 10,29 \text{ V}$$

$$\frac{10,29}{30000} (\%) = 0,034 \leq 5\%$$

Por tanto, con el conductor de 50 mm² se cumple el criterio de caída de tensión.

9.1.1.3 Pérdidas por efecto Joule

El paso de la corriente a través de los conductores de cada fase provoca unas pérdidas como consecuencia de la resistencia de los mismos. A mayor resistencia, mayor serán estas pérdidas que se disipan en forma de calor. Según criterio y recomendación de empresas distribuidoras, no podrán ser superior al 3%.

$$P = \frac{P \cdot R \cdot L}{U^2 \cdot \cos(\varphi)} \cdot 100$$

$$P = \frac{5\,700\,000 \cdot 0,685 \cdot 0,075}{30\,000^2 \cdot 1} \cdot 100 = 0,0325 \%$$

9.1.2 Línea aérea 30 kV (Tramo II y III)

9.1.2.1 Cálculo del conductor

Para la selección del conductor, se calculará en primer lugar la intensidad que circulará por fase. Posteriormente, se comprobará, según la norma ITC-LAT-07, que se cumplen los requisitos.

La potencia máxima que se podrá inyectar a la red es 5,7 MVA, con lo que la intensidad de cálculo será:

$$I_{c\acute{a}lc} = \frac{P_{evacuaci\acute{o}n}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos(\varphi)}$$

Donde:

- $P_{evacuaci\acute{o}n}$ Potencia activa en kW
- U_n Tensión en kV
- $\cos\varphi$ Factor de potencia

El caso más desfavorable será en el que el $\cos\varphi$ es 1, con lo que:

$$I_{c\acute{a}lc} = \frac{5\,700}{\sqrt{3} \cdot 30} = 109,7 \text{ A}$$

El conductor elegido es de aluminio-acero galvanizado LA 30 de 31,1 mm², según la norma UNE 21018, y presenta las siguientes características:

Tabla 9-1 Características del conductor LA 30

Designación	LA 30 (27-AL1/4-ST1A)
Sección de aluminio	26,7 mm ²
Sección de acero	4,4 mm ²
Sección total	31,1 mm ²
Diámetro de hilos de aluminio	2,38 mm
Diámetros de hilos de acero	2,38 mm
Diámetro completo del conductor	7,14 mm
Formación (hilos acero + hilos aluminio)	1x2,38 + 6x2,38
Carga de ruptura nominal	9,74 kN
Peso total del conductor	107,9 kg/km
Resistencia a 20°C	1,0749 Ω/km

9.1.2.2 Capacidad de la corriente en los conductores

Según la norma ITC-LAT-07, la capacidad de corriente en los conductores se calcula mediante la densidad de corriente. Según la tabla 11 del apartado 4.2.1. de esta norma, la densidad no puede superar los siguientes valores:

Tabla 9-2 Densidad de corriente máxima de los conductores en régimen permanente [24]

Sección nominal mm ²	Densidad de corriente A/mm ²		
	Cobre	Aluminio	Aleación de aluminio
10	8,75		
15	7,60	6,00	5,60
25	6,35	5,00	4,65
35	5,75	4,55	4,25
50	5,10	4,00	3,70
70	4,50	3,55	3,30
95	4,05	3,20	3,00
125	3,70	2,90	2,70
160	3,40	2,70	2,50
200	3,20	2,50	2,30
250	2,90	2,30	2,15
300	2,75	2,15	2,00
400	2,50	1,95	1,80
500	2,30	1,80	1,70
600	2,10	1,65	1,55

Para aluminio-acero se toma el valor de densidad de corriente de la columna de aluminio.

Como la sección escogida no se encuentra en la tabla, se realiza la interpolación con los valores inmediatamente superior e inferior.

$$\sigma = \sigma_0 + \frac{\sigma_1 - \sigma_0}{S_1 - S_0} \cdot (S - S_0)$$

Donde:

- S_0 Sección inferior a la escogida
- σ_0 Valor de la tabla correspondiente a la sección inferior a la escogida
- S_1 Sección superior a la escogida
- σ_1 Valor de la tabla correspondiente a la sección superior a la escogida
- S Sección del conductor escogido
- σ Valor calculado

$$\sigma = 5 + \frac{4,55 - 5}{35 - 25} \cdot (31,1 - 25) = 4,725 \text{ A/mm}^2$$

Además, habrá que aplicar un factor de corrección correspondiente al uso de un conductor de acero-aluminio según la composición 6 + 1, que en este caso será 0,937.

$$\sigma_c = \sigma \cdot f_c$$

$$\sigma_c = 4,725 \cdot 0,937 = 4,427 \text{ A/mm}^2$$

Por tanto, se obtiene una intensidad máxima admisible:

$$I_{m\acute{a}x} = \sigma_c \cdot S$$

$$I_{m\acute{a}x} = 4,427 \cdot 31,1 = 137,7 \text{ A}$$

Como se puede comprobar, la intensidad máxima admisible se encuentra por encima de la calculada.

9.1.2.3 Parámetros eléctricos

A continuación, se calculan los parámetros eléctricos de la línea para caracterizarla.

9.1.2.3.1 Resistencia eléctrica

$$R = R_k \cdot l$$

Donde:

- R Resistencia total de la línea en Ω
- R_k Resistencia por kilómetro de conductor a 20 °C en Ω/km
- l Longitud de la línea en km

Igual que en el caso de la línea enterrada, la resistencia se calcula para la temperatura de trabajo teniendo de referencia la del catálogo a 20 °C. Esta resistencia será 1,204 Ω/km .

$$R = 1,204 \cdot 0,235 = 0,283 \Omega$$

9.1.2.3.2 Reactancia

$$X_k = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot \left(2 \cdot 10^{-4} \cdot \ln \left(\frac{DMG}{RMG'} \right) \right) \cdot l$$

Donde:

- X_k Reactancia aparente en Ω
- f Frecuencia de la red en Hz
- RMG' Radio medio geométrico de una fase en milímetros
- DMG Separación media geométrica entre conductores en milímetros
- l Longitud de la línea en km

$$DMG = \sqrt[3]{D_{12} \cdot D_{13} \cdot D_{23}}$$

$$DMG = \sqrt[3]{2\,773,08 \cdot 2\,400 \cdot 2\,773,08} = 2\,642,69 \text{ mm}$$

$$RMG' = \sqrt{e^{-1/4} \cdot r \cdot \sqrt[6]{D_{12} \cdot D_{13} \cdot D_{23}}}$$

$$RMG' = \sqrt{e^{-1/4} \cdot 3,57 \cdot \sqrt[6]{2\,773,08 \cdot 2\,400 \cdot 2\,773,08}} = 2,78 \text{ mm}$$

$$X_k = 2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot \left(2 \cdot 10^{-4} \cdot \ln \left(\frac{2\,642,69}{2,78} \right) \right) \cdot 0,235 = 0,101 \Omega$$

9.1.2.3.3 Capacitancia

$$C_k = \frac{0,0556}{\ln \frac{DMG}{RMG'}} \cdot l$$

Donde:

- RMG Radio medio geométrico de una fase en milímetros
- DMG Separación media geométrica entre conductores en milímetros
- l Longitud de la línea en km

$$C_k = \frac{0,0556}{\ln \frac{2642,69}{2,78}} \cdot 0,235 = 1,905 \cdot 10^{-3} \mu F$$

9.1.2.3.4 Susceptancia

$$B_k = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C_k$$

Donde:

- C_k Capacitancia en μF

$$B_k = 2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot 1,905 \cdot 10^{-3} = 0,621 \mu S$$

9.1.2.4 Pérdidas por efecto Joule

El paso de la corriente a través de los conductores de cada fase provoca unas pérdidas como consecuencia de la resistencia de los mismos. A mayor resistencia, mayor serán estas pérdidas que se disipan en forma de calor. Según criterio y recomendación de empresas distribuidoras, no podrán ser superior al 3%.

$$P = \frac{P \cdot R \cdot L}{U^2 \cdot \cos(\varphi)} \cdot 100$$

$$P = \frac{5\,700\,000 \cdot 1,204 \cdot 0,235}{30\,000^2 \cdot 1} \cdot 100 = 0,179 \%$$

9.1.2.5 Caída de tensión

Al igual que para el caso de la línea enterrada de 30 kV, se calcula la caída de tensión en la línea aérea, teniendo en cuenta que esta no puede superar el 5 %.

$$\Delta U_n = \sqrt{3} \cdot 235 \cdot 109,7 \cdot \sqrt{0,001204^2 + 0,000431^2} = 57,1 V$$

$$\frac{57,1}{30000} (\%) = 0,19 \leq 5\%$$

9.2 Cálculos mecánicos del conductor (Tramo II y III)

9.2.1 Cargas aplicables

Siguiendo la norma ITC-LAT-07, el cálculo mecánico de los elementos de una línea se realiza bajo la acción de cargas y sobrecargas combinadas en las condiciones y forma que se indican en dicha norma. Se distingue entre:

- Cargas permanentes
- Fuerzas del viento sobre los componentes de las líneas aéreas
- Sobrecargas motivadas por el hielo

9.2.2 Tracción máxima admisible

En la norma ITC-LAT-07 se especifica que: “La tracción máxima de los conductores y cables de tierra no resultará superior a su carga de rotura, mínima dividida por 2,5, si se trata de conductores cableados, o dividida por 3, si se trata de conductores de un alambre, considerándoles sometidos a la hipótesis de sobrecarga de la tabla 4 en función de que la zona sea A, B ó C.”

En el caso del presente proyecto, la zona es la A por estar situado a una altura menor de 500 m del nivel del mar y la carga de rotura se divide entre 3 al tratarse de conductores de alambre.

Tabla 9-3 Condiciones que limitan la tracción máxima admisible [24]

ZONA A			
Hipótesis	Temperatura (°C)	Sobrecarga Viento	Sobrecarga hielo
Tracción máxima viento	-5	Según el apartado 3.1.2 Mínimo 120 ó 140 km/h según la tensión de línea	No se aplica
ZONA B			
Hipótesis	Temperatura (°C)	Sobrecarga Viento	Sobrecarga hielo
Tracción máxima viento	-10	Según el apartado 3.1.2 Mínimo 120 ó 140 km/h según la tensión de línea	No se aplica
Tracción máxima de hielo	-15	No se aplica	Según el apartado 3.1.3
Tracción máxima hielo + viento (1)	-15	Según el apartado 3.1.2 Mínimo 60 km/h	Según el apartado 3.1.3.
ZONA C			
Hipótesis	Temperatura (°C)	Sobrecarga Viento	Sobrecarga hielo
Tracción máxima viento	-15	Según el apartado 3.1.2 Mínimo 120 ó 140 km/h según la tensión de línea	No se aplica
Tracción máxima de hielo	-20	No se aplica	Según el apartado 3.1.3
Tracción máxima hielo + viento (1)	-20	Según el apartado 3.1.2 Mínimo 60 km/h	Según el apartado 3.1.3.

La tracción máxima admisible se calcula mediante la siguiente expresión:

$$T_{max.adm} = \frac{Q_r}{C_s}$$

Donde:

- $T_{max.adm}$ Tracción máxima admisible en daN
- Q_r Carga de rotura en daN
- C_s Coeficiente de seguridad, que es igual a 3

$$T_{max.adm} = \frac{974}{3} = 324,66 \text{ daN}$$

La tensión unitaria máxima ($t_{max.adm}$) se calcula como el cociente entre la tracción máxima admisible y la sección del conductor.

$$t_{max.adm} = \frac{T_{max.adm}}{S_{conductor}}$$

$$t_{max.adm} = \frac{324,66}{31,1} = 10,439 \frac{\text{daN}}{\text{mm}^2}$$

9.2.3 Comprobación de hipótesis de tensión máxima

Al tratarse de la zona A, solo se tendrán en cuenta la carga permanente del propio peso y sobrecarga del viento. Según el apartado 3.1.2.1 de la ITC-LAT-07, se considerará un viento de 120 km/h horizontal que actúa perpendicular a las superficies sobre las que incide.

La presión producida por el viento sobre el conductor o cable de tierra viene dada por la siguiente expresión:

$$P_V = q \cdot d$$

Donde:

- P_V Presión del viento en daN/m
- d Diámetro del conductor en metros
- q Presión de viento, se calcula mediante una de las siguientes expresiones
- V_V Velocidad del viento en km/h y se toma 120 Km/h como mínimo

$$q = 60 \cdot \left(\frac{V_V}{120}\right)^2 \quad d \leq 16 \text{ mm}$$

Se calculará mediante la segunda expresión:

$$q = 60 \cdot \left(\frac{V_V}{120}\right)^2 = 60 \cdot \left(\frac{120}{120}\right)^2 = 60 \frac{\text{daN}}{\text{m}^2}$$

Con lo que se puede calcular la presión producida por el viento:

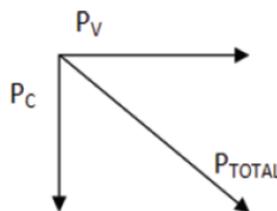
$$P_V = q \cdot d = 60 \cdot 0,00714 = 0,428 \frac{\text{daN}}{\text{m}}$$

En cuanto al peso propio, se obtiene el siguiente valor:

$$P_C = 0,1078 \frac{\text{Kg}}{\text{m}} \cdot 0,981 \frac{\text{daN}}{\text{Kg}} = 0,106 \frac{\text{daN}}{\text{m}}$$

Para calcular la carga total, deben componerse vectorialmente el peso y la fuerza del viento. La carga total se obtiene mediante la suma vectorial del peso y la presión del viento:

$$P_T = \sqrt{P_V^2 + P_C^2}$$



$$P_T = \sqrt{P_V^2 + P_C^2} = \sqrt{0,428^2 + 0,106^2} = 0,441 \frac{\text{daN}}{\text{m}}$$

En la siguiente tabla se muestran los resultados de tensiones máximas calculadas con el programa IMEDEXSA:

Tabla 9-4 Tensiones para el conductor LA-30 [23]

Vano	Zona	Long.Vano (m)	Desnivel de conductores (m)	Vano Reg.(m)	Tensión (50°C)										
					Tensión máx. (Kg)	EDS (15°C)(%)	CHS (%)	Tensión (Kg) (-5°C+1/2Vie.)	Tensión (Kg) (-5°C+Viento)	Tensión (Kg)	Flecha (m)	Tensión (Kg) (15°C+Viento)	Flecha (m)	Flecha Min. (m)	Flecha Max. (m)
1-2	A	205	-2	205	330	8,68	9,32	195	330	78	7,24	315	7,53	6,06	7,53
2-3	A	30	-1	30	269	15	24,28	251	269	41	0,29	196	0,26	0,05	0,29

9.2.4 Flecha admisible

La flecha es la distancia vertical entre el punto de unión del conductor con el apoyo y el punto más bajo que alcanza este conductor.

Para la comprobación de la flecha admisible, de acuerdo con el apartado 3.1.3 de la ITC- 07, se consideran las

siguientes hipótesis:

En las zonas A, B y C:

- Hipótesis de viento. Sometidos a la acción de su peso propio y una sobrecarga de viento, según el apartado 3.1.2 de la ITC-LAT-07, para una velocidad de viento de 120 km/h a la temperatura de +15 °C.
- Hipótesis de temperatura. Sometidos a la acción de su propio peso, a la temperatura máxima previsible, teniendo en cuenta las condiciones climatológicas y de servicio de la línea. Para líneas de categoría especial, esta temperatura no será en ningún caso inferior a +85°C para los conductores de fase. Para el resto de las líneas, para los conductores de fase, esta temperatura no será en ningún caso inferior a + 50 °C.
- Hipótesis de hielo. Sometidos a la acción de su peso propio y a la sobrecarga de hielo correspondiente a la zona, según el apartado 3.1.3, a la temperatura de 0 °C.

El vano a estudiar es el que discurre entre el apoyo AP01 y AP02. Se calcula utilizando la aproximación de Truxá:

$$f = \frac{p \cdot a \cdot b}{8 \cdot T} \cdot \left(1 + \frac{a^2 \cdot p^2}{48 \cdot T^2} \right)$$

Donde:

- a Longitud proyectada del vano en m
- b Longitud real del vano en m

$$b = \sqrt{a^2 + h^2}$$

- h Desnivel en m
- T Componente horizontal de la tensión (daN)
- p Peso del conductor por metro lineal en las condiciones consideradas (kg/m)

A continuación, se presentan las flechas de los vanos calculada con el programa IMEDEXSA.

Tabla 9-5 Flechas

Vano	Zona	Long. Vano (m)	Desnivel de conductores (m)	Vano Reg. (m)	-5°C		0°C		5°C		10°C		15°C		20°C		25°C		30°C		35°C		40°C		45°C		50°C	
					Tensión (Kg.)	Flecha (m)																						
1-2	A	205	-2	205	94	6,08	92	6,16	90	6,29	89	6,4	87	6,51	86	6,62	84	6,73	83	6,83	82	6,94	81	7,04	80	7,14	78	7,24
2-3	A	30	-1	30	244	0,05	220	0,06	197	0,06	174	0,07	151	0,08	129	0,09	107	0,11	88	0,14	71	0,17	58	0,21	48	0,25	41	0,29

9.2.5 Distancias al terreno y entre conductores

Para la tensión más elevada de la red, que en este caso es 36 kV, se especifican en la norma D_{el} 0,35 m y D_{pp} 0,40 m. [24]

La distancia mínima al terreno, senda, vereda o superficies de agua no navegables vendrá dada por la fórmula, con un mínimo de 6 m:

$$D_{add} + D_{el} = 5,3 + D_{el} = 5,65 \text{ m}$$

Por lo que la distancia mínima al terreno será de 6 m. Además, no existen cruzamientos ni paralelismos, con lo que ese será el valor para todo el trazado.

9.3 Cálculo mecánico de apoyos

Los dos apoyos que se colocan para sostener la línea serán de tipo:

- Apoyo AP01: apoyo de fin de línea

- Apoyo AP02: apoyo de alineación (amarre)

Se utilizarán apoyos metálicos de celosía de perfiles metálicos para líneas eléctricas aéreas de distribución, según normas UNE 20717, norma NI 52.10.01 y Recomendación UNESA RU 6704-B.

El cálculo de los apoyos pasa por comprobar que estos soportan una serie de cargas recogidas en la ITC-LAT 07. Para la Zona A, se tiene que comprobar esfuerzos longitudinal, transversal y vertical en las hipótesis de viento, desequilibrio de tracciones y rotura de conductores.

Tabla 9-6 Apoyos de líneas situadas en zona A (I) [24]

TIPO DE APOYO	TIPO DE ESFUERZO	1.ª HIPÓTESIS (Viento)	3.ª HIPÓTESIS (Desequilibrio de tracciones)	4.ª HIPÓTESIS (Rotura de conductores)
Suspensión de Alineación o Suspensión de Ángulo	V	Cargas permanentes (apdo 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a una sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea.		
	T	Esfuerzo del viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea, sobre: - Conductores y cables de tierra. - Apoyo. SÓLO ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)		ALINEACIÓN: No aplica. ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)
	L	No aplica.	Desequilibrio de tracciones (apdo 3.1.4.1)	Rotura de conductores y cables de tierra (apdo. 3.1.5.1)
Amarre de Alineación o Amarre de Ángulo	V	Cargas permanentes (apdo 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a una sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea.		
	T	Esfuerzo del viento (apdo. 3.1.2) para una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea, sobre: - Conductores y cables de tierra. - Apoyo. SÓLO ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)		ALINEACIÓN: No aplica. ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)
	L	No aplica	Desequilibrio de tracciones (apdo 3.1.4.2)	Rotura de conductores y cables de tierra (apdo. 3.1.5.2)

Para la determinación de las tensiones de los conductores y cables de tierra se considerarán sometidos a una sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea y a la temperatura de -5 °C.

V = Esfuerzo vertical

L = Esfuerzo longitudinal

T = Esfuerzo transversal

Tabla 9-7 Apoyos de líneas situadas en zona A (II) [24]

TIPO DE APOYO	TIPO DE ESFUERZO	1.ª HIPÓTESIS (Viento)	3.ª HIPÓTESIS (Desequilibrio de tracciones)	4.ª HIPÓTESIS (Rotura de conductores)
Anclaje de Alineación o Anclaje de Ángulo	V	Cargas permanentes (apdo 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a una sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea.		
	T	Esfuerzo del viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea, sobre: - Conductores y cables de tierra. - Apoyo. SÓLO ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)		ALINEACIÓN: No aplica. ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)
	L	No aplica	Desequilibrio de tracciones (apartado 3.1.4.3)	Rotura de conductores y cables de tierra (apdo. 3.1.5.3)
Fin de línea	V	Cargas permanentes (apdo 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a una sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea.	No aplica	Cargas permanentes (apdo 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a una sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea.
	T	Esfuerzo del viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea, sobre: - Conductores y cables de tierra. - Apoyo.		No aplica
	L	Desequilibrio de tracciones (apdo. 3.1.4.4)		Rotura de conductores y cables de tierra (apdo. 3.1.5.4)

Para la determinación de las tensiones de los conductores y cables de tierra se considerarán sometidos a una sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea y a la temperatura de -5 °C.

V = Esfuerzo vertical

L = Esfuerzo longitudinal

T = Esfuerzo transversal

Con el programa IMEDEXSA se obtienen los esfuerzos y se muestran en las siguientes tablas para cada

hipótesis:

Tabla 9-8 Esfuerzos en la primera hipótesis [23]

Número apoyo	Función apoyo	Tipo cruceta	Torre seleccionada	ESFUERZOS VERTICALES			ESFUERZOS HORIZONTALES							
				Fase (Kg)	Protección (Kg)	Total (Kg)	Fase (Kg)		Protección (Kg)		Total (Kg)		Esfuerzo equivalente (Kg)	Momento torsor (Kg x m)
							Transversal	Longitudinal	Transversal	Longitudinal	Transversal	Longitudinal		
1	FL	S	C-2000	25		76	56	330			169	990	1159	412
2	AL-ANC	S	C-500	41		124	75	61			224	183	407	76

Tabla 9-9 Esfuerzos en la tercera hipótesis [23]

Número apoyo	Función apoyo	Tipo cruceta	Torre seleccionada	ESFUERZOS VERTICALES			ESFUERZOS HORIZONTALES							
				Fase (Kg)	Protección (Kg)	Total (Kg)	Fase (Kg)		Protección (Kg)		Total (Kg)		Esfuerzo equivalente (Kg)	Momento torsor (Kg x m)
							Transversal	Longitudinal	Transversal	Longitudinal	Transversal	Longitudinal		
1	FL	S	C-2000	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
2	AL-ANC	S	C-500	41		124	0	165			0	494	494	---

Tabla 9-10 Esfuerzos en la cuarta hipótesis [23]

Número apoyo	Función apoyo	Tipo cruceta	Torre seleccionada	ESFUERZOS VERTICALES			ESFUERZOS HORIZONTALES											
				Fase (Kg)	Protección (Kg)	Total (Kg)	Fase con rotura (Kg)		Fase sin rotura (Kg)		Protección (Kg)		Total (Kg)		Torsión simple (Kg)	Torsión compuesta (Ángulos y FL) (Kg)		
							Trans.	Long.	Trans.	Long.	Trans.	Long.	Trans.	Long.		Esf.Util	Esf.Equiv.	M.Torsor(Kg x m)
1	FL	S	C-2000	25		76	0	0	0	330	0	0	0	659	---	659	659	824
2	AL-ANC	S	C-500	41		124	0	330	0	0	0	0	0	330	330	---	---	---

9.4 Cálculo de cimentaciones

Las dimensiones de las cimentaciones de los apoyos han sido calculadas con el programa IMEDEXSA teniendo en cuenta el apartado 3.6.1 del R.D. 223/2008.

Se ha considerado el tipo de terreno normal y el tipo de cimentación monobloque para los apoyos AP01 y AP02.

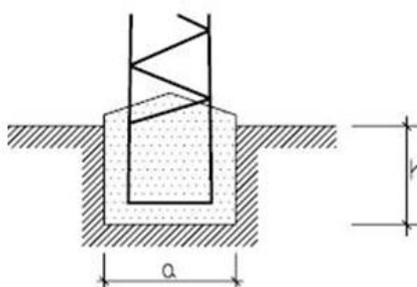


Figura 9-1 Cimentación monobloque

En las cimentaciones se producirán dos momentos, uno debido al esfuerzo en punta y otro debido al viento sobre el apoyo. Estarán situados los dos momentos, horizontalmente en el centro del apoyo y verticalmente a ras de tierra. Estos momentos darán lugar al par de vuelco que se calcula como:

$$M_f \geq 1,65 \cdot (M_{ep} + M_{ev})$$

Siendo:

- M_f Momento de fallo al vuelco. Momento absorbido por la cimentación (daN · m).
- M_{ep} Momento producido por el esfuerzo en punta en daN·m
- M_{ev} Momento producido por el esfuerzo del viento sobre el apoyo en daN·m.

$$M_{ev} = E_{va} \cdot H_v$$

Donde:

- E_{va} Esfuerzo del viento sobre el apoyo en daN
- H_v Altura del punto de aplicación del esfuerzo del viento en m

$$M_{ep} = E_p \cdot H_L$$

Siendo:

- E_p Esfuerzo en punta en daN
- H_L Altura libre del apoyo en m

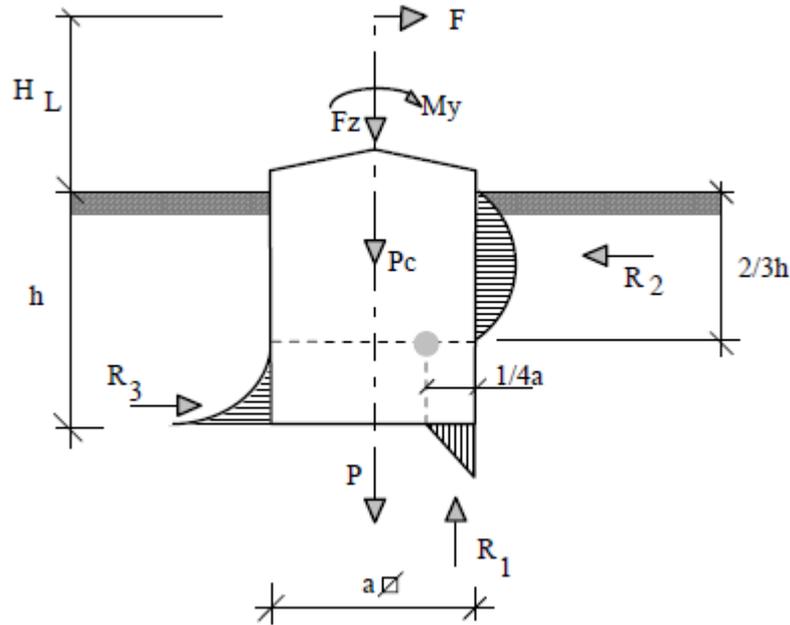


Figura 9-2 Esfuerzos sobre cimentación monobloque

Las dimensiones de las cimentaciones a realizar en cada uno de los apoyos, incluidos los volúmenes de excavación y hormigonado, se especifican a continuación.

Tabla 9-11 Dimensiones de las cimentaciones monobloque [23]

Nº de Apoyo	Apoyo	Tipo de Terreno	Tipo de Cimentación	Dimensiones (m)				Volumen Excavación (m³)	Volumen Hormigón (m³)
				a	h	H	c		
AP01	C-2000-20	Normal	Monobloque	1,31	2,1	-	-	3,6	3,95
AP02	C-500-20	Normal	Monobloque	1,22	1,58	-	-	2,35	2,65

10 CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

El presente es de ellos; el futuro, para lo que realmente trabajé, es mío.

Nikola Tesla

Haciendo una recapitulación de este Trabajo, en primer lugar, se ha comenzado por tratar la normativa española que afecta a la tramitación de proyectos como este, es decir, plantas fotovoltaicas. Es de destacar que el Real Decreto 23/2020 modifica la línea de diseño de parques fotovoltaicos, cambiando la definición de potencia instalada y dando un impulso a las infraestructuras de almacenamiento. Por otro lado, también es muy importante la Circular 1/2021, de 20 de enero, de la CMNC, que tiene por objetivo culminar el proceso de regulación de la metodología y las condiciones de acceso y conexión a la red de transporte y distribución de energía eléctrica.

Posteriormente, se ha continuado con el diseño de la planta fotovoltaica, realizando el estudio de afecciones, incluyendo un estudio hidrológico. También se ha realizado el estudio de generación mediante el programa de PVsyst.

En los siguientes capítulos se ha diseñado y estudiado la rentabilidad de unas infraestructuras de almacenamiento en la planta. Gracias al R.D. 23/2020, se puede considerar como una hibridación, por tanto, favorece su incorporación en las instalaciones renovables aumentando el aprovechamiento de energía.

Finalmente, se diseñado y calculado la línea de evacuación hasta el entronque en un apoyo real de una línea propiedad de Endesa Distribución. Estos cálculos se han realizado con la ayuda del programa IMEDEXSA.

Con este proyecto se pretende plasmar el proceso de cálculo y diseño de una planta fotovoltaica para solicitar autorización administrativa, lo cual es el primer paso para hacerla real. Para la transición energética que se persigue y la descarbonización, proyectos como este son necesarios.

Como trabajos futuros, se puede continuar realizando las memorias y cálculos para tener toda la documentación necesaria de este tipo de proyectos. Entre estos documentos se encuentran el estudio de seguridad y salud, presupuesto, estudio de generación de residuos o pliego de condiciones. Por otro lado, el siguiente paso sería realizar la ingeniería de detalle para la construcción, la cual exige un nivel de profundidad en cuanto a cálculos, planos y lista de materiales bastante elevado.

REFERENCIAS

- [1] «Greenpeace,» [En línea]. Available: <https://es.greenpeace.org/es/trabajamos-en/cambio-climatico/>.
- [2] «United Nations Climate Change,» [En línea]. Available: <https://unfccc.int/es/process-and-meetings/the-paris-agreement/el-acuerdo-de-paris>.
- [3] «Sede Electrónica del Catastro,» [En línea]. Available: <https://www.sedecatastro.gob.es/>.
- [4] «Confederación Hidrográfica del Guadiana,» [En línea]. Available: <https://www.chguadiana.es/visorCHG/>.
- [5] «Sigpac,» [En línea]. Available: <https://sigpac.mapama.gob.es/fega/visor/>.
- [6] «IDE Extremadura,» [En línea]. Available: <http://www.ideex.es/IDEEXVisor/>.
- [7] BOE, «Circular 1/2021 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia,» 20 de enero 2021.
- [8] T. Solar, «The Vertex DEG20C.20,» Datasheet.
- [9] Soltec, «SF7 Bi-facial,» Datasheet.
- [10] Santermo, «SUNWAY STRING BOX LT - 1500 V,» Datasheet.
- [11] ITC-BT-07, «Redes subterráneas para distribución en baja tensión».
- [12] Santermo, «Sunway Skid 2700 Layout (1 Inverter),» Datasheet.
- [13] Santermo, «Inversor Sunway TG 1800 1500V TE 640 OD,» Datasheet.
- [14] ORMAZABAL, «Catálogo de aparamenta MT distribución».
- [15] M. Suri, T. Cebecauer, T. Huld y E. Dunlop, «PVGIS». *JRC European Commission*.
- [16] UNE211435, «Guía para la elección de cables eléctricos de tensión asignada superior o igual a 0,6/1 kV».
- [17] ITC-LAT-06, «Líneas subterráneas con cables aislados».
- [18] IDAE, «Resolución de 24 de junio de 2020 del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, por la que se realiza la primera convocatoria de ayudas a la inversión en instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnología solar fotovoltaica,» 24 de junio 2020.
- [19] IDAE, «Primera Convocatoria de ayudas a la inversión en instalaciones de generación de energía eléctrica con energía de la biomasa, eólica y solar fotovoltaica en la Comunidad Autónoma de Extremadura cofinanciadas con Fondos comunitarios FEDER».

-
- [20] K. Mongird, V. Viswanathan, P. Balducci, J. Alam, V. Fotedar, V. Koritarov y B. Hadjerioua, «Energy Storage Technology and Cost Characterization Report,» julio 2019.
- [21] BOE, «Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica,» 29 diciembre 2020.
- [22] SAFT, «Saft Lithium ion Intensium Max 20 High Energy (IM20 HE)».
- [23] IMEDEXSA, «Catálogo General IMEDEXSA».
- [24] ITC-LAT-07, «Líneas aéreas con conductores desnudos».

ANEXO A

PLANOS



LOBÓN, BADAJOZ, EXTREMADURA, ESPAÑA

LOCALIZACIÓN

LOBÓN, EXTREMADURA, ESPAÑA

CONFIGURACIÓN TOTAL

MODULO 600 Wp BIFACIAL

SINGLE AXIS HORIZONTAL 2P(Portrait)

SEGUIDORES 28 Módulos/String,

(3 String/Seguidor)

Pitch: 13,00m

SEPARACIÓN SEGUIDORES N/S: 0,50m

INVERSOR: 1.995 kVA

PARQUE FV PAPIRA SOLAR

SEGUIDORES : 141 Ud

Nº MÓDULOS : 11.844 Ud

POTENCIA PICO: 7,106 MWp

SUPERFICIE DEL VALLADO: 13,8586 ha

TM LOBÓN

BARRANCO DE LA HONRADA

SKID 02

SKID 03

CS

BESS

O&M

ARROYO INNOMINADO

ARROYO INNOMINADO

SKID 01

TM BADAJOZ

LAT 30kV

CNO DEL SACRO IMPERIO

PLANTA LAYOUT

Escala: 1/3000

LEYENDA

	VALLADO
	CAMINOS
	PARCELA CATASTRAL
	CAMINOS PÚBLICOS
	CAPA T10
	CAPA T100
	CAPA T500
	LAT 30kV
	EDIFICACIONES
	ZONA EXCENTA IMPLANTACIÓN

ARCHIVO: SP.001_2.D.GN.001-0A

REV	CONCEPTO	PROYECTADO	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO
00	EMISIÓN INICIAL	NHG	NHG	JMR	JMR

REV	CONCEPTO	PROYECTADO	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO

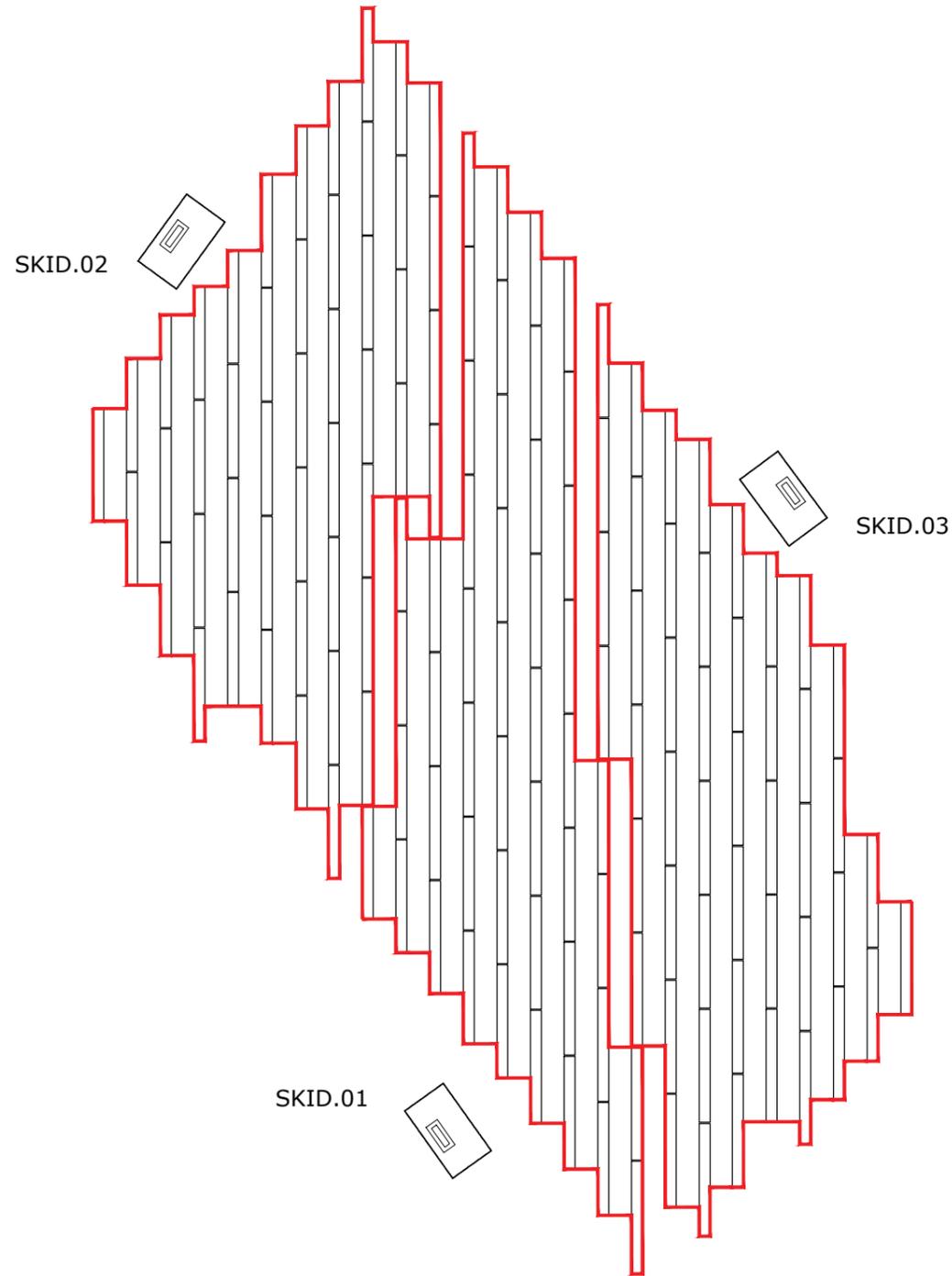
PARQUE FOTOVOLTAICO LOBÓN

LAYOUT GENERAL

SITUACIÓN: LOBÓN, BADAJOZ, EXTREMADURA



PROYECTADO	NOMBRE	FECHA	TIPO
	NHG	01/05/2021	A3
	NHG	10/05/2021	ESCALA
	JMR	01/06/2021	1/3000
	JMR	01/06/2021	Nº DE PLANO
			GN.001-0A

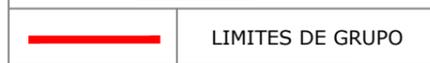


LOCALIZACIÓN DE BLOQUES

Escala: 1/2500

	Inversores (UD)	Potencia Nominal (kWn)	Seguidores (UD)	Módulos (UD)	Potencia kWp	Strings (UD)	Cajas Strings (UD)
SKID.01	1	1895,25	47	3948	2368,80	141	6
SKID.02	1	1895,25	47	3948	2368,80	141	6
SKID.03	1	1895,25	47	3948	2368,80	141	6
TOTAL	3	5685,75	141	11844	7106,40	423	18

LEYENDA



ARCHIVO: SP.001_2.D.EI.EL.001-00

REV	CONCEPTO	PROYECTADO	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO
00	EMISIÓN INICIAL	NHG	NHG	JMR	JMR

REV	CONCEPTO	PROYECTADO	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO

PARQUE FOTOVOLTAICO
LOBÓN

GRUPOS BAJA TENSIÓN

SITUACIÓN: LOBÓN, BADAJOZ, EXTREMADURA

Escuela Técnica Superior de
INGENIERÍA DE SEVILLA

PROYECTADO	NOMBRE	FECHA	TIPO A3
	NHG	01/06/2020	
DIBUJADO	NHG	12/06/2020	ESCALA
	JMR	17/06/2020	1:2500
APROBADO	JMR	17/06/2020	Nº DE PLANO
			EL.001-00



LOBÓN, BADAJOZ, EXTREMADURA, ESPAÑA

TM LOBÓN

BARRANCO DE LA HONRADA

SKID 02

SKID 03

CS

BESS

O&M

SKID 01

ARROYO INNOMINADO

LAT 30kV

APOYO LÍNEA LAT (ENDESA) TRAMO LOBÓN-SOLANA

APOYO 2 ANTES DE ENTRONQUE 30 kV

APOYO 1 CONVERSIÓN SUBTERRÁNEO - AÉREO 30 kV

ARROYO INNOMINADO

CNO DEL SACRO IMPERIO

TM BADAJOZ

LÍNEA DEL PARQUE 30 kV

LA LÍNEA LAT 30 kV DISCURRE POR EL TÉRMINO MUNICIPAL:

LOBÓN (BADAJOZ)

TRAMO SUBTERRÁNEO

Tramos:	CT-1 CT-2	424 m
	CT-2 CT-3	402 m
	CT-3 CS	130 m

Tensión: 30 kV
 Frecuencia: 50 Hz
 Tipo de conductor: RHZ1 H16 AL 18/30 kV 50 mm²

LÍNEA DE EVACUACIÓN 30 kV

LA LÍNEA LAT 30 kV DISCURRE POR EL TÉRMINO MUNICIPAL:

LOBÓN (BADAJOZ)

TRAMO SUBTERRÁNEO

Longitud: 75 m
 Tensión: 30 kV
 Frecuencia: 50 Hz
 Tipo de conductor: RHZ1 H16 AL 18/30 kV 50 mm²

TRAMO AÉREO:

Longitud: 235 m
 Tensión: 30 kV
 Frecuencia: 50 Hz
 Tipo de conductor: LA-30
 Número de fases: 3
 Número de conductores/fase: 1
 Apoyos: Metálicos, tresbolillo
 Aisladores: Vidrio (U70BS)

PLANTA LAYOUT
Escala: 1/3000

LEYENDA	
	LÍNEA LAT DEL PARQUE
	LÍNEA LAT DE EVACUACIÓN
	APOYO PROYECTADO
	VALLADO
	CAMINOS
	PARCELA CATASTRAL
	CAMINOS PÚBLICOS
	CAPA T10
	CAPA T100
	CAPA T500
	LAT 30kV
	EDIFICACIONES
	ZONA EXCENTA IMPLANTACIÓN

ARCHIVO: SP.001_2.D.EL.002-0A

REV	CONCEPTO	PROYECTADO	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO
00	EMISIÓN INICIAL	NHG	NHG	JMR	JMR

REV	CONCEPTO	PROYECTADO	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO

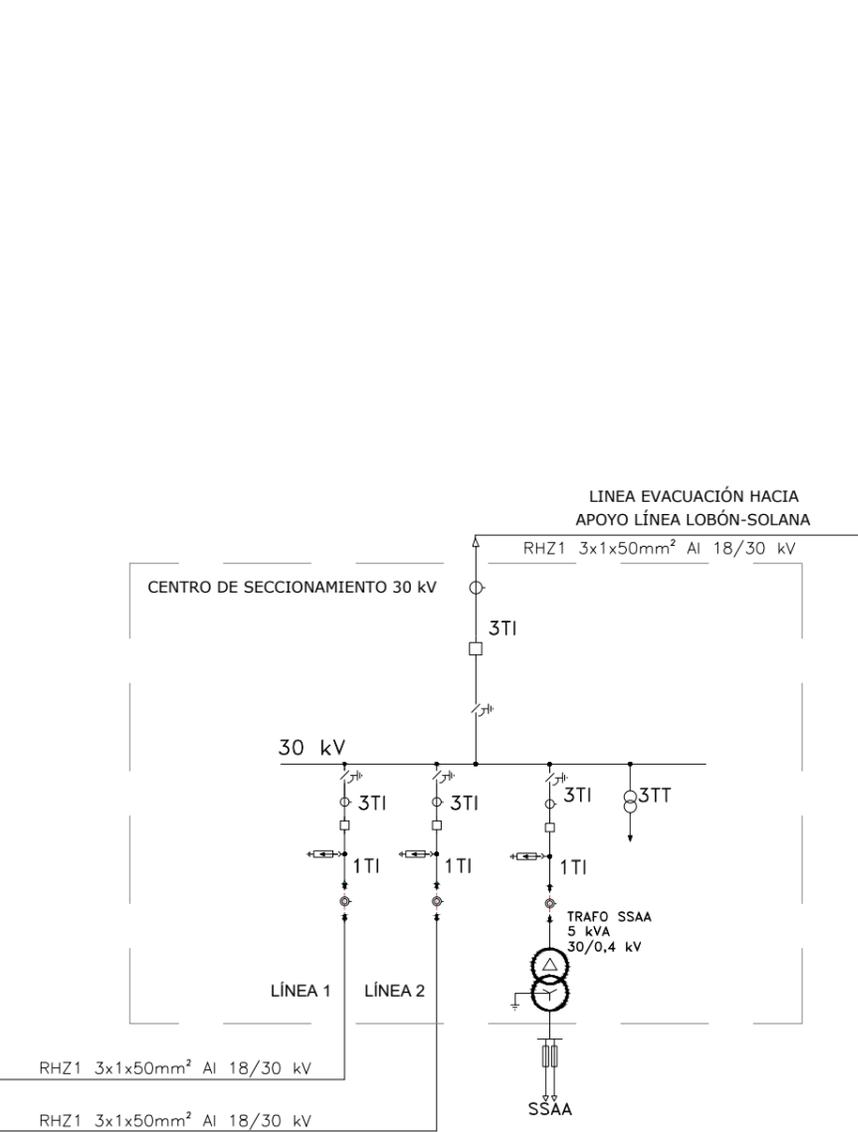
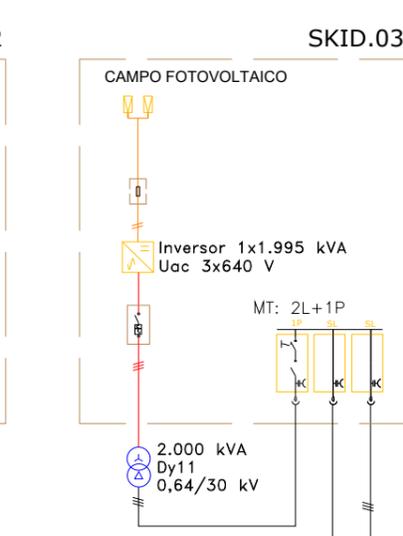
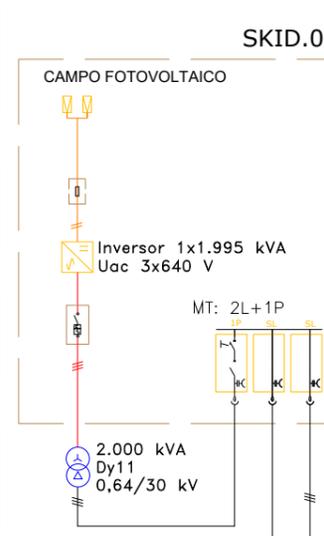
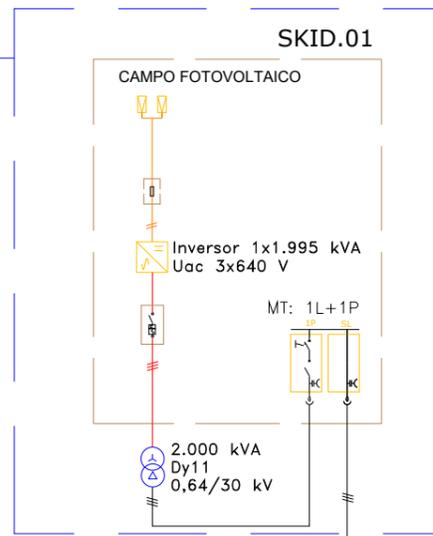
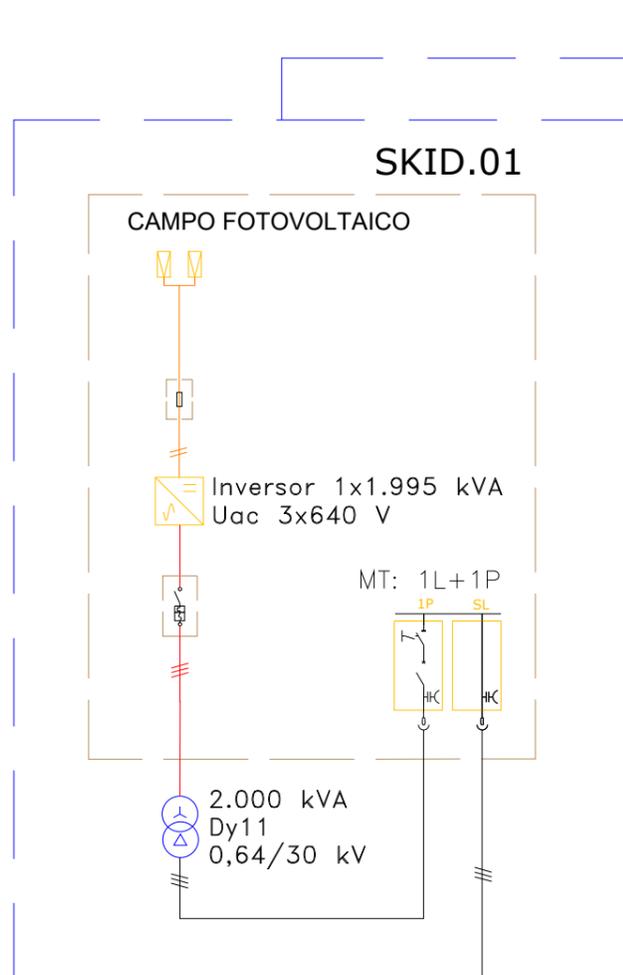
PARQUE FOTOVOLTAICO LOBÓN

LAYOUT GENERAL LAT

SITUACIÓN: LOBÓN, BADAJOZ, EXTREMADURA

Escuela Técnica Superior de INGENIERÍA DE SEVILLA

PROYECTADO	NHG	01/05/2021	TIPO A3
DIBUJADO	NHG	10/05/2021	ESCALA 1/3000
REVISADO	JMR	01/06/2021	Nº DE PLANO GN.002-0A
APROBADO	JMR	01/06/2021	



VISTA AMPLIADA

Escala: S/E

EQUIPOS CONTROL Y PROTECCIÓN	
ÍCONO	NOMBRE
	INTERRUPTOR AUTOMÁTICO
	INVERSOR FOTOVOLTAICO
	FUSIBLE
	INTERRUPTOR SECCIONADOR
	TRASFORMADOR
	MATRIZ FOTOVOLTAICA

EQUIPOS CONTROL Y PROTECCIÓN	
ÍCONO	NOMBRE
	TRASFORMADOR DE TENSIÓN
	TRASFORMADOR DE INTENSIDAD
	INTERRUPTOR
	DESCARGADOR
	TRASFORMADOR
	IMPEDANCIA PUESTA A TIERRA
	SECCIONADOR

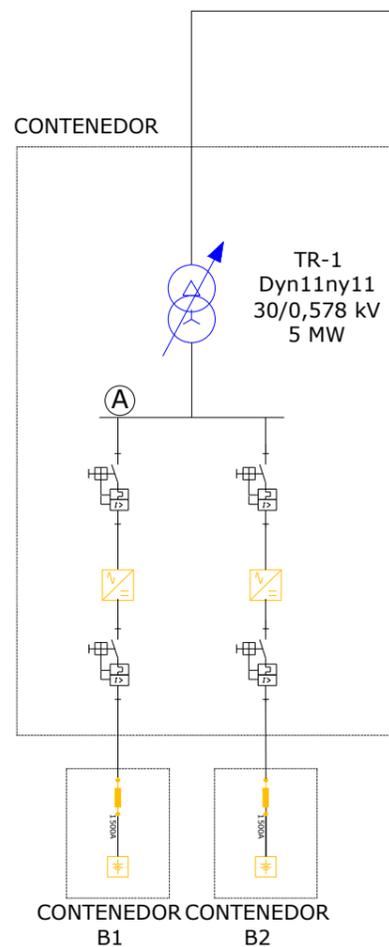


DIAGRAMA UNIFILAR DE MEDIA TENSIÓN

Escala: S/E

ARCHIVO: SP.001.2.D.EL.003-00

REV	CONCEPTO	PROYECTADO	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO
00	EMISIÓN INICIAL	NHG	NHG	JMR	JMR

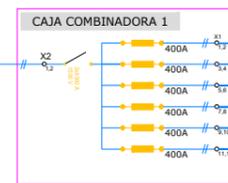
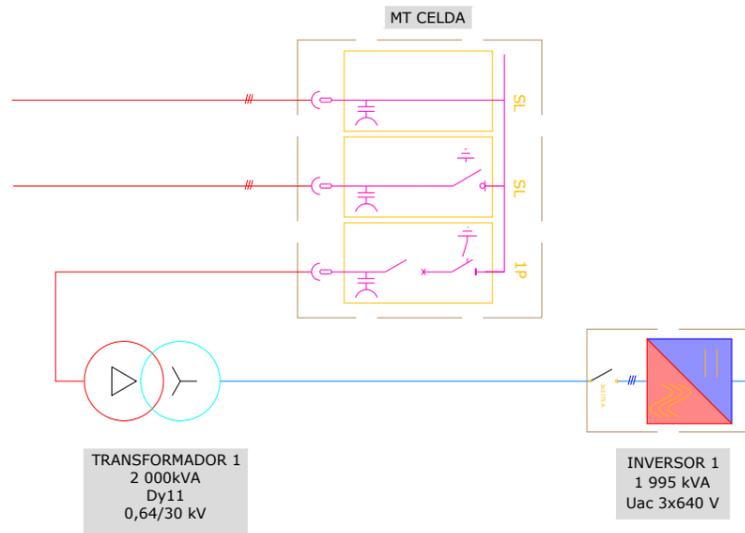
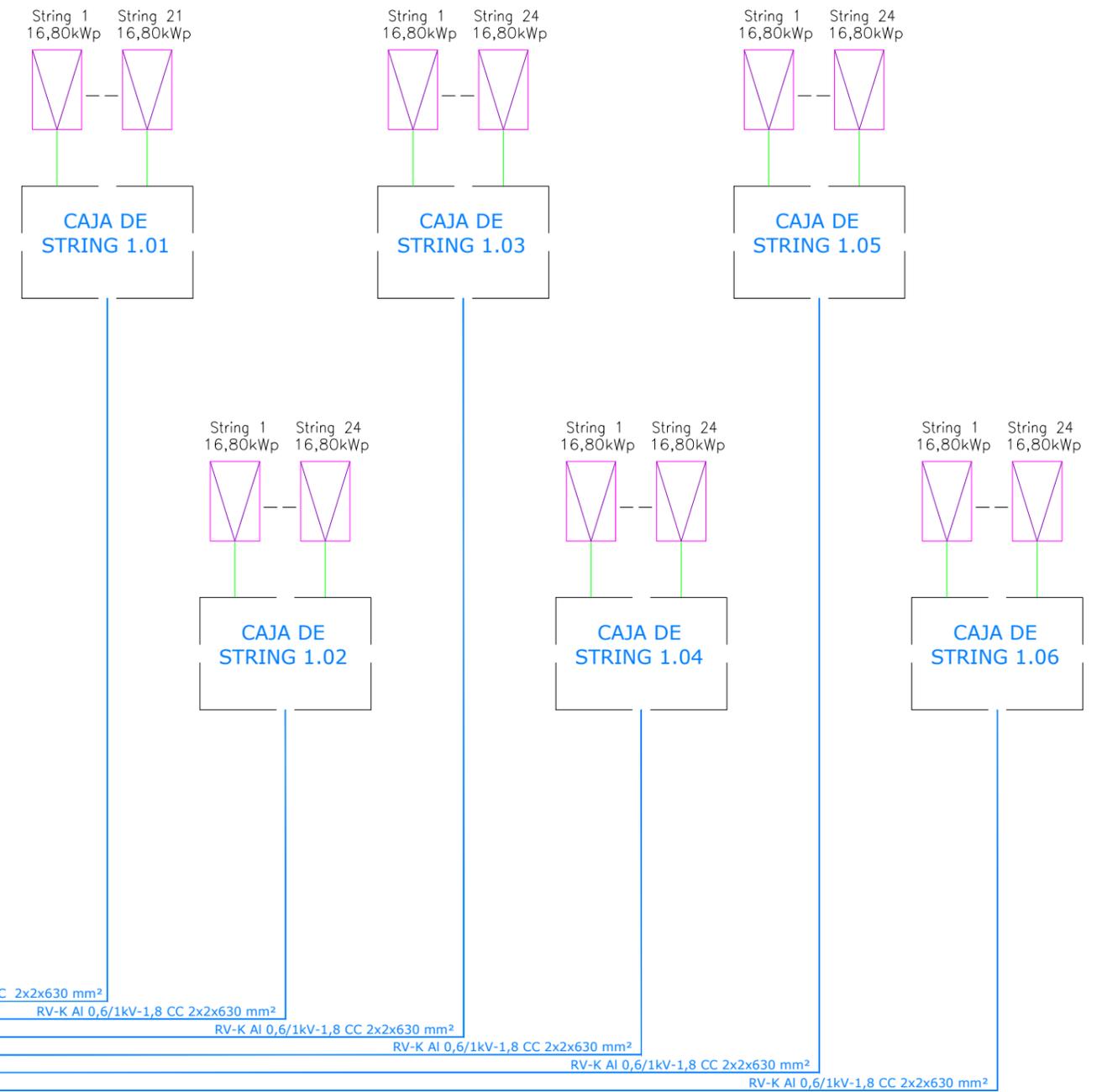
REV	CONCEPTO	PROYECTADO	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO

PARQUE FOTOVOLTAICO LOBÓN	
DIAGRAMA UNIFILAR DE MT	
SITUACIÓN:	

NOMBRE	FECHA	TIPO A3
PROYECTADO NHG	01/05/2021	ESCALA S/E
DIBUJADO NHG	28/08/2021	Nº DE PLANO EL.003-00
REVISADO JMR	01/09/2021	
APROBADO JMR	28/09/2021	

SIMBOLOGIA	
	INTERRUPTOR AUTOMÁTICO
	INVERSOR FOTOVOLTAICO
	PV PARARRAYOS
	FUSIBLE
	INTERRUPTOR SECCIONADOR
	TRANSFORMADOR

DIAGRAMA UNIFILAR SKID 1 DE 1 INVERSOR DE 1 995 kVA



	Inversores (UD)	Potencia Nominal (kWn)	Seguidores (UD)	Módulos (UD)	Potencia kWp	Strings (UD)	Cajas Strings (UD)
SKID.01	1	1895,25	47	3948	2368,80	141	6
SKID.02	1	1895,25	47	3948	2368,80	141	6
SKID.03	1	1895,25	47	3948	2368,80	141	6
TOTAL	3	5685,75	141	11844	7106,40	423	18

La suma de potencias nominales de los 3 inversores de 1 995 kVA es 5 985 kWn, superior a la potencia nominal del proyecto (5 686 kWn), por lo que la potencia de los inversores estará limitada por software por medio del Power Plant Controller (PPC) del parque fotovoltaico para obtener dicha potencia.

ARCHIVO: SP.001.2.DI.EI.004-00

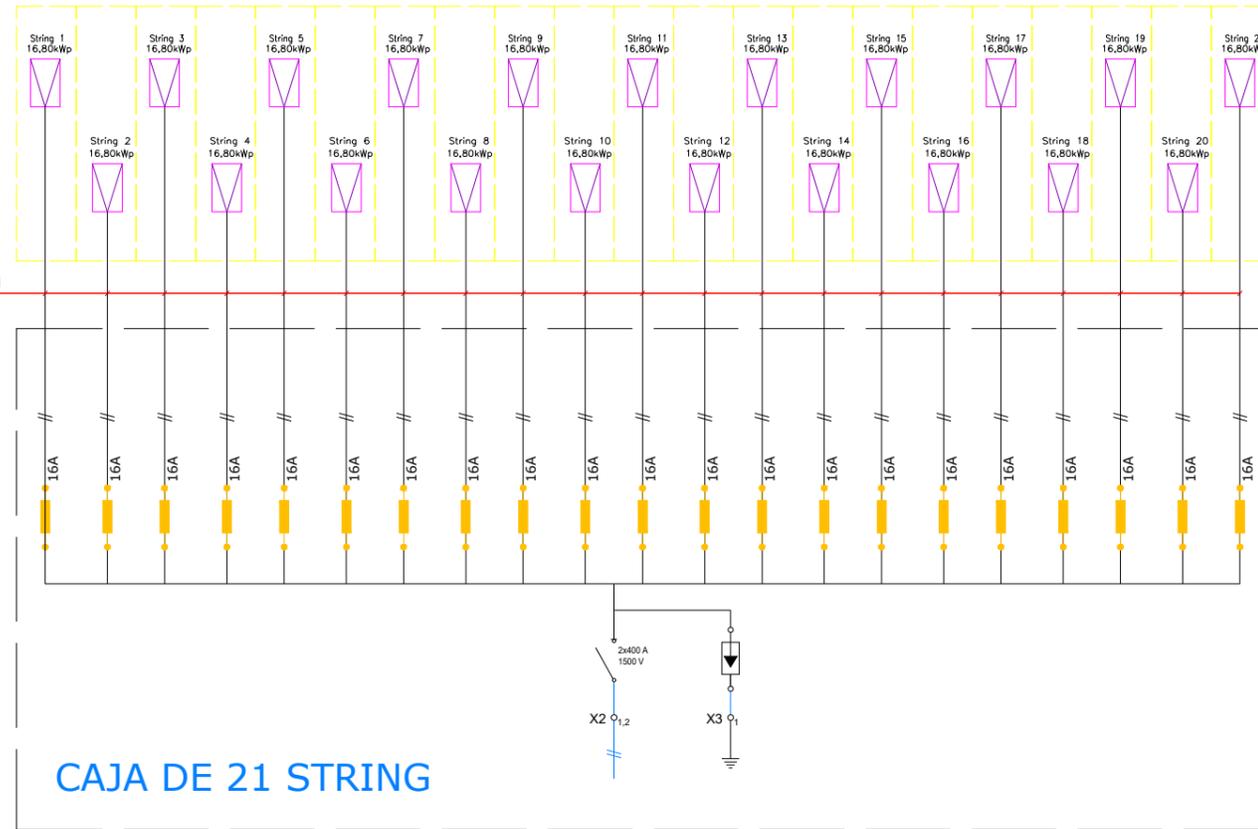
REV	CONCEPTO	PROYECTADO	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO
00	EMISIÓN INICIAL	NHG	NHG	JMR	JMR

REV	CONCEPTO	PROYECTADO	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO

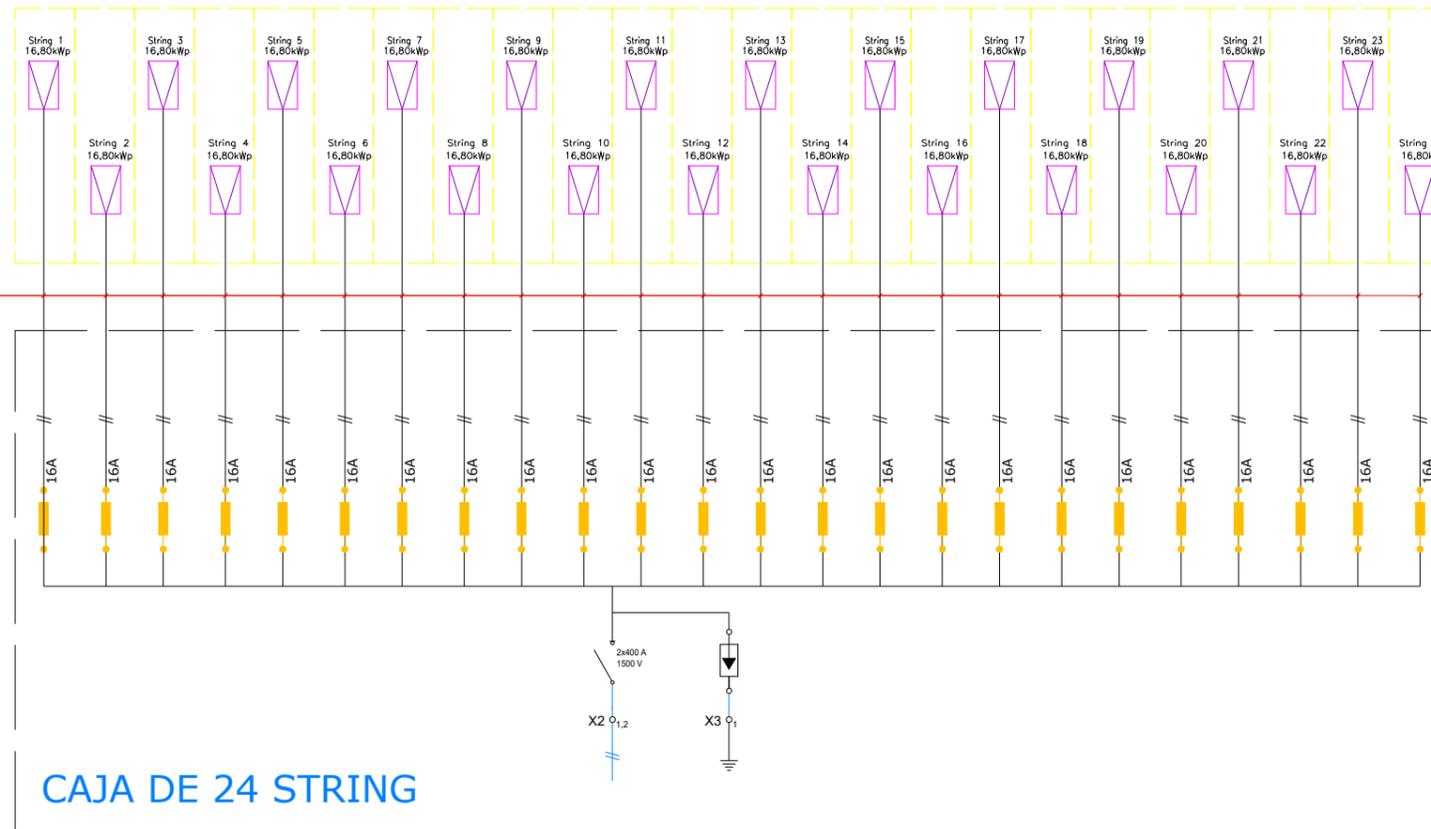
PARQUE FOTOVOLTAICO LOBÓN	
DIAGRAMA UNIFILAR BT	
SITUACIÓN:	

PROYECTADO	NOMBRE	FECHA	TIPO A3
DIBUJADO	NHG	01/05/2021	ESCALA
REVISADO	NHG	28/08/2021	S/E
APROBADO	JMR	01/09/2021	Nº DE PLANO
	JMR	01/09/2021	EL004-00

ZZ-F 0,6/1kV-1,8 CC 2x1x10 mm² Cu



ZZ-F 0,6/1kV-1,8 CC 2x1x10 mm² Cu



ARCHIVO: SP.001_2.DI.EI.005-00

REV	CONCEPTO	PROYECTADO	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO
00	EMISIÓN INICIAL	NHG	NHG	JMR	JMR

REV	CONCEPTO	PROYECTADO	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO

PARQUE FOTOVOLTAICO LOBÓN	
DIAGRAMA UNIFILAR BT	
SITUACIÓN:	

			
PROYECTADO	NOMBRE	FECHA	TIPO A3
DIBUJADO	NHG	01/05/2021	ESCALA
REVISADO	JMR	28/08/2021	S/E
APROBADO	JMR	01/09/2021	Nº DE PLANO
		01/09/2021	EL005-00

ANEXO B

ESTUDIO DE GENERACIÓN

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: FV Lobón

Variant: FV Lobón

Tracking system with backtracking

System power: 7106 kWp

Lobón - España



Project: FV Lobón

Variant: FV Lobón

PVsyst V7.1.5

VCO, Simulation date:
20/06/21 10:22
with v7.1.5

Project summary

Geographical Site		Situation		Project settings	
Lobón	España	Latitude	38.81 °N	Albedo	0.20
		Longitude	-6.58 °W		
		Altitude	240 m		
		Time zone	UTC		
Meteo data					
Lobón					
Meteonorm 7.3 (2002-2010), Sat=77% - Sintético					

System summary

Grid-Connected System		Tracking system with backtracking			
PV Field Orientation		Near Shadings		User's needs	
Tracking plane, horizontal N-S axis		Linear shadings		Unlimited load (grid)	
Axis azimuth 0 °					
System information					
PV Array					
Nb. of modules	11844 units	Inverters		3 units	
Pnom total	7106 kWp	Nb. of units		5322 kWac	
		Pnom total		5686 kWac	
		Grid power limit		1.250	
		Grid lim. Pnom ratio			

Results summary

Produced Energy	14627 MWh/year	Specific production	2058 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	83.26 %
-----------------	----------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	5
Main results	6
Loss diagram	7
Special graphs	8



PVsyst V7.1.5

VC0, Simulation date:
20/06/21 10:22
with v7.1.5

General parameters

Grid-Connected System		Tracking system with backtracking	
PV Field Orientation		Backtracking strategy	
Orientation		Nb. of trackers	141 units
Tracking plane, horizontal N-S axis		Sizes	
Axis azimuth	0 °	Tracker Spacing	13.0 m
		Collector width	4.36 m
		Ground Cov. Ratio (GCR)	33.6 %
		Phi min / max	-/+ 60.0 °
		Backtracking limit angle	
		Phi limits	+/- 70.2 °
Horizon		Near Shadings	
Free Horizon		Linear shadings	
Bifacial system		User's needs	
Model	2D Calculation	Unlimited load (grid)	
	unlimited trackers		
Bifacial model geometry		Bifacial model definitions	
Tracker Spacing	13.00 m	Ground albedo	0.20
Tracker width	4.40 m	Bifaciality factor	70 %
Backtracking limit angle	70.1 °	Rear shading factor	5.0 %
GCR	33.9 %	Rear mismatch loss	10.0 %
Axis height above ground	2.44 m	Module transparency	0.0 %
Grid power limitation			
Active Power	5686 kWac		
Pnom ratio	1.250		

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Trina Solar	Manufacturer	Santerno
Model	TSM-600DEG20C.20	Model	SUNWAY TG 1800 1500V TE - 640
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	600 Wp	Unit Nom. Power	1774 kWac
Number of PV modules	11844 units	Number of inverters	3 units
Nominal (STC)	7106 kWp	Total power	5322 kWac
Modules	423 Strings x 28 In series	Operating voltage	910-1260 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>25°C)	1995 kWac
Pmpp	6618 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.34
U mpp	990 V		
I mpp	6685 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	7106 kWp	Total power	5322 kWac
Total	11844 modules	Nb. of inverters	3 units
Module area	33520 m²	Pnom ratio	1.34
Cell area	36562 m²		

**PVsyst V7.1.5**

VC0, Simulation date:
20/06/21 10:22
with v7.1.5

Array losses**Array Soiling Losses**

Loss Fraction 2.0 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance

Uc (const) 29.0 W/m²KUv (wind) 0.0 W/m²K/m/s**DC wiring losses**

Global array res. 2.4 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 2.0 %

Module Quality Loss

Loss Fraction 0.0 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.1 %

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): User defined profile

0°	40°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	0.998	0.992	0.983	0.961	0.933	0.853	0.000

AC wiring losses**Inv. output line up to MV transfo**

Inverter voltage 640 Vac tri

Loss Fraction 0.1 % at STC

Inverter: SUNWAY TG 1800 1500V TE - 640Wire section (3 Inv.) Copper 3 x 3 x 1500 mm²

Average wires length 14 m

MV line up to Injection

MV Voltage 30 kV

Average each inverter

Wires Alu 3 x 95 mm²

Length 650 m

Loss Fraction 0.1 % at STC

AC losses in transformers**MV transfo**

Grid Voltage 30 kV

Operating losses at STC

Nominal power at STC (PNomac) 6997 kVA

Iron loss (24/24 Connexion) 2.33 kW/Inv.

Loss Fraction 0.1 % at STC

Coils equivalent resistance 3 x 1.76 mΩ/inv.

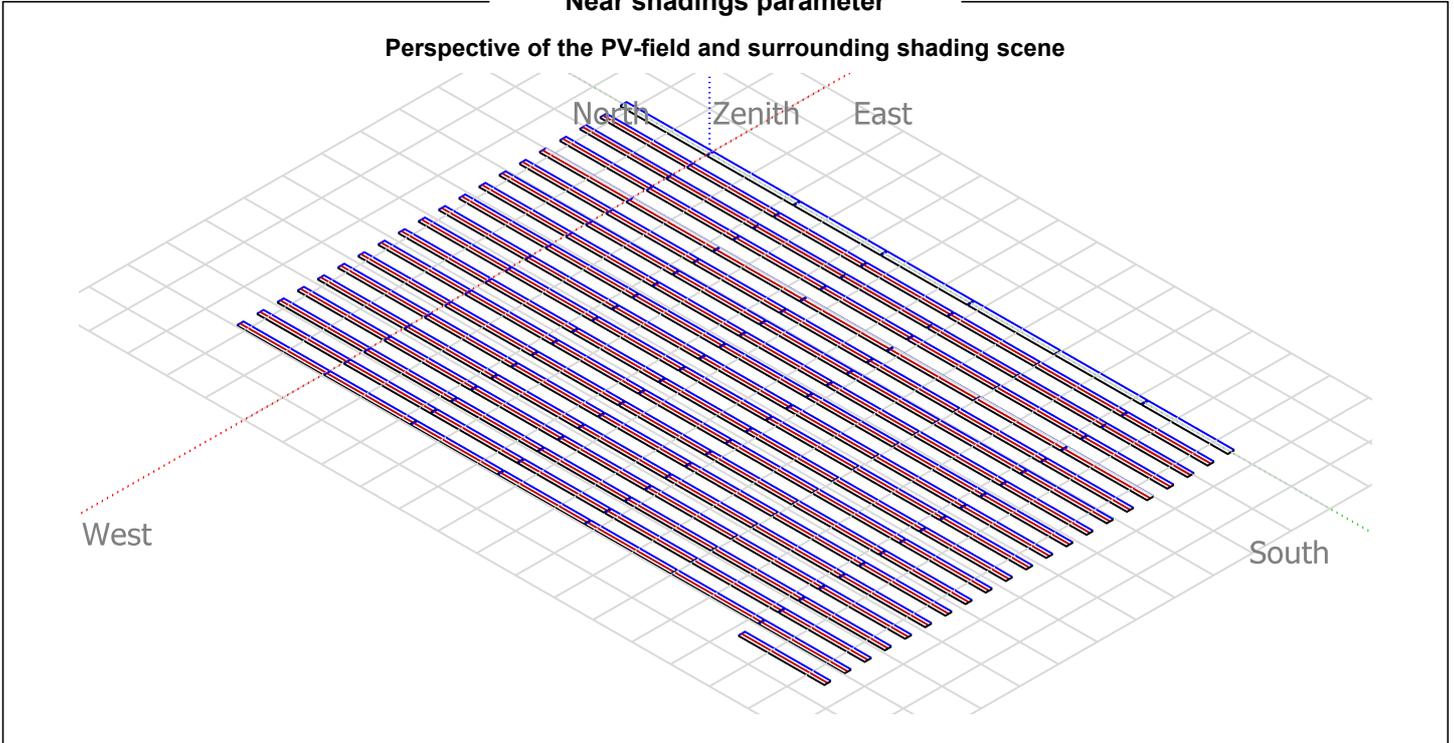
Loss Fraction 1.0 % at STC



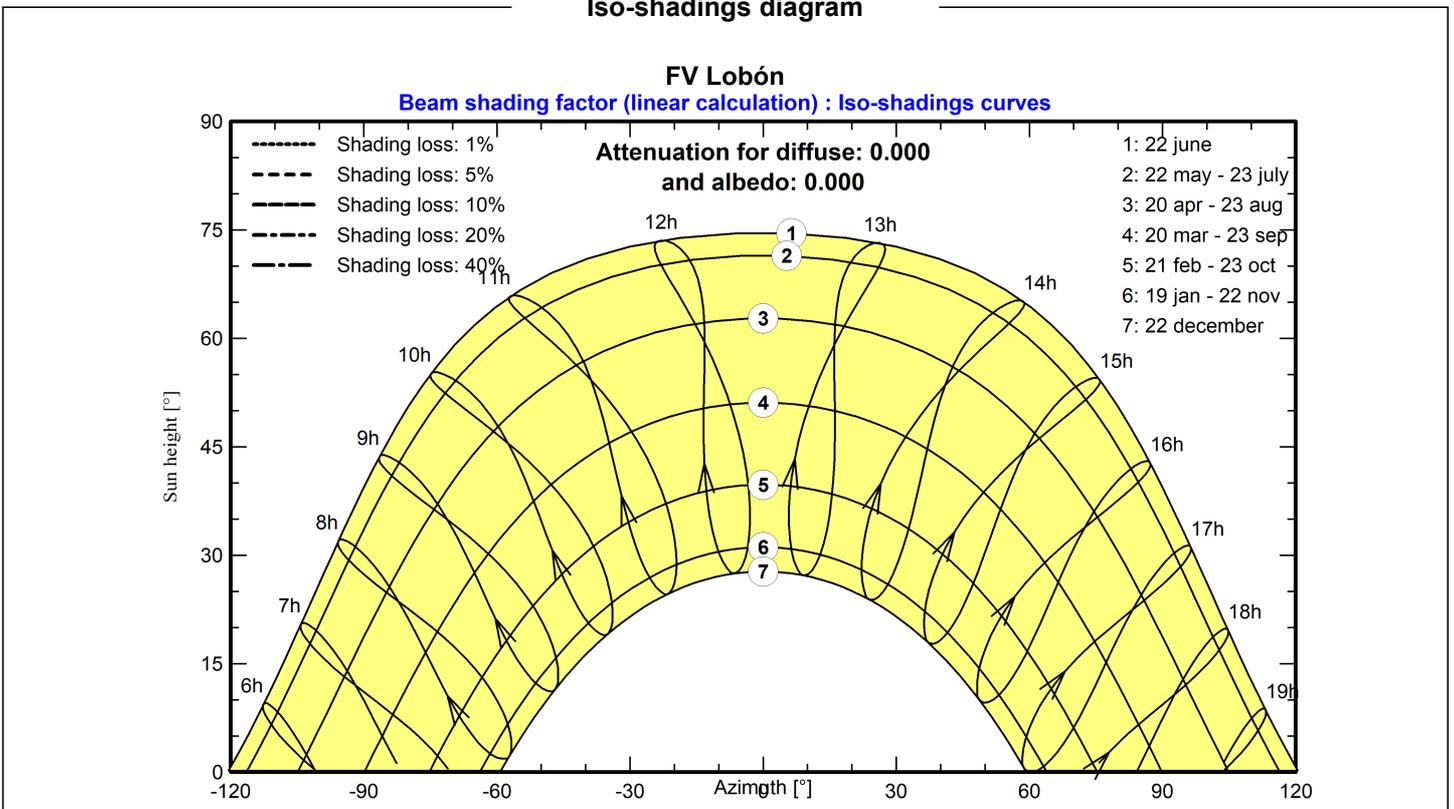
PVsyst V7.1.5

VCO, Simulation date:
20/06/21 10:22
with v7.1.5

Near shadings parameter



Iso-shadings diagram





PVsyst V7.1.5

VCO, Simulation date:
20/06/21 10:22
with v7.1.5

Main results

System Production

Produced Energy 14627 MWh/year

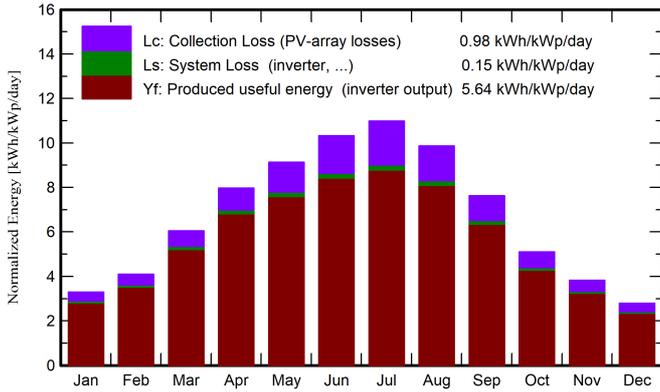
Specific production

2058 kWh/kWp/year

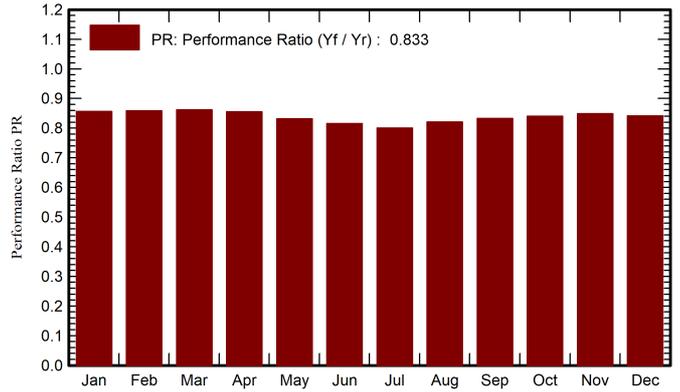
Performance Ratio PR

83.26 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	72.1	27.04	8.59	102.3	98.2	640	622	0.856
February	85.2	35.16	10.68	114.9	110.5	721	702	0.859
March	138.9	52.44	14.20	187.6	180.9	1180	1149	0.862
April	177.0	62.06	15.69	239.3	231.2	1492	1455	0.855
May	214.0	73.75	20.19	283.2	273.7	1718	1674	0.832
June	231.6	64.66	25.15	310.0	300.3	1843	1797	0.816
July	249.2	52.15	26.90	340.5	330.1	1988	1936	0.800
August	218.8	49.43	27.05	305.8	296.3	1831	1784	0.821
September	164.9	48.29	23.42	229.0	221.5	1390	1355	0.833
October	115.2	41.59	18.78	158.1	152.3	968	944	0.840
November	80.4	28.39	12.39	114.9	110.5	712	693	0.849
December	62.4	27.16	9.13	86.5	82.7	532	517	0.841
Year	1809.8	562.10	17.72	2472.2	2388.5	15016	14627	0.833

Legends

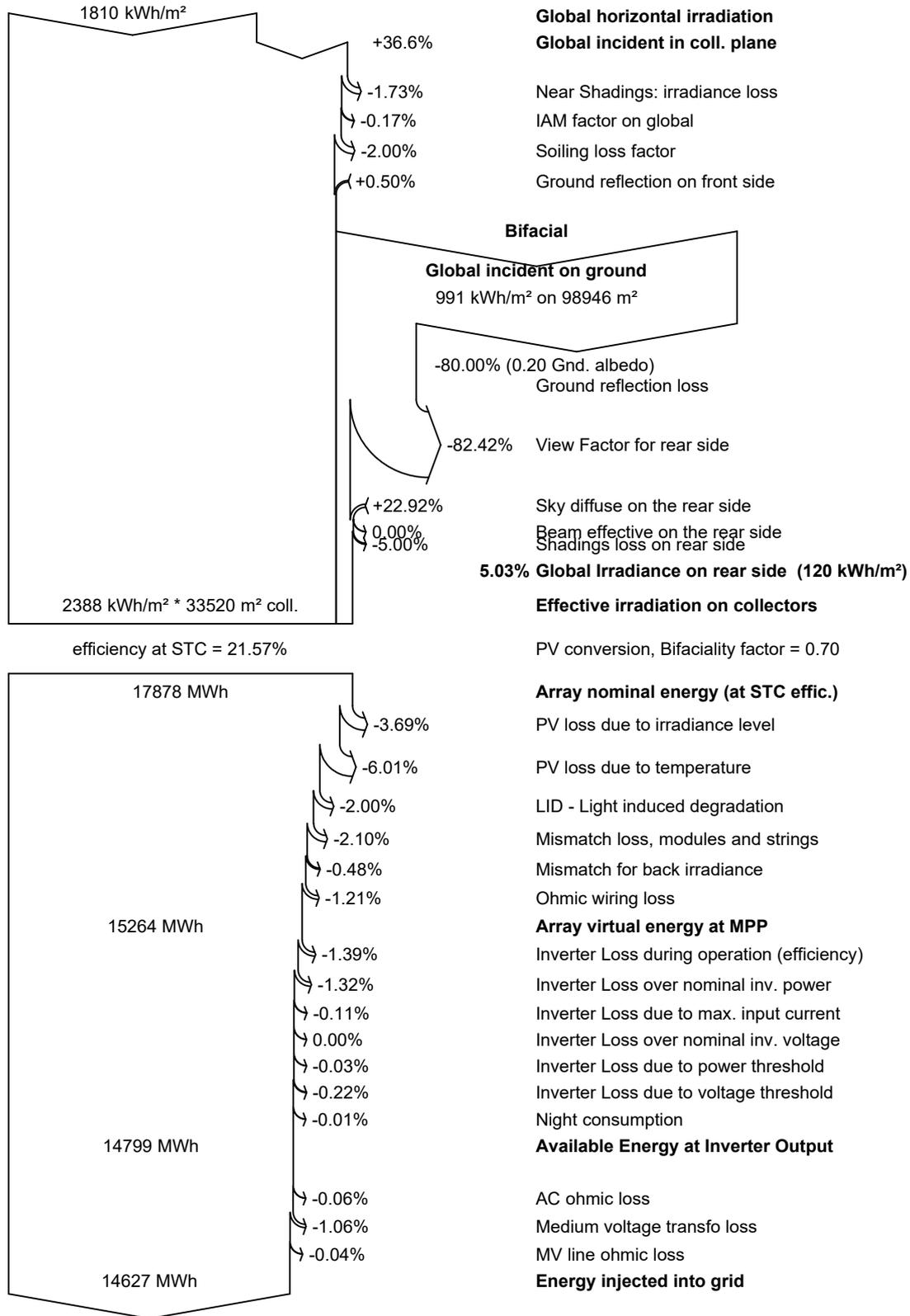
- GlobHor Global horizontal irradiation
- DiffHor Horizontal diffuse irradiation
- T_Amb Ambient Temperature
- GlobInc Global incident in coll. plane
- GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
- EArray Effective energy at the output of the array
- E_Grid Energy injected into grid
- PR Performance Ratio



PVsyst V7.1.5

VC0, Simulation date:
20/06/21 10:22
with v7.1.5

Loss diagram



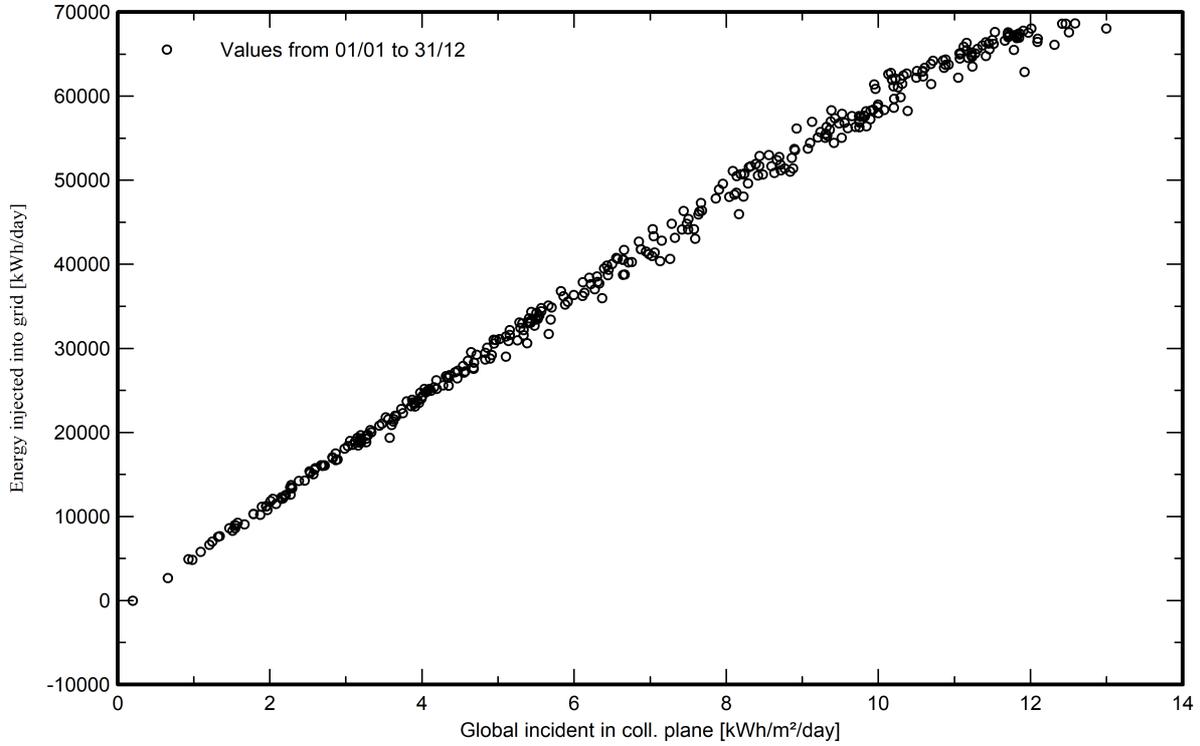


PVsyst V7.1.5

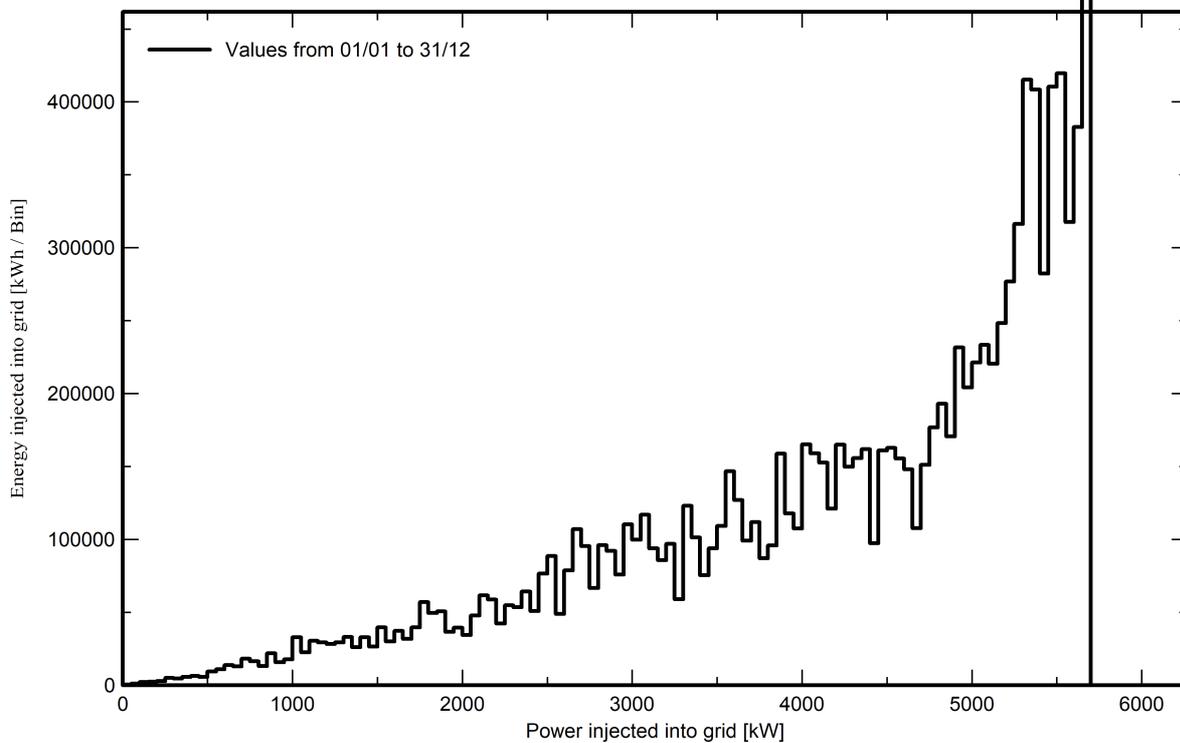
VC0, Simulation date:
20/06/21 10:22
with v7.1.5

Special graphs

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema



ANEXO C

CÁLCULOS

- Caja de 24 strings, sección 4 mm²

CN2.02																			
Strings										Criterio térmico								Caída de tensión	
Strings	Nº módulos en serie	Potencia (Wp)	Intensidad (A)	I Cortocircuito (A)	I Cálculo (A) (x1,25)	Tensión (V) Módulo Vacío	Tensión (V) Plena Carga	Tensión (V) strings Vacío	Tensión (V) string Plena Carga	Tipo de Cable	Material Conductor	Sección (mm ²)	Sección Cálculo (mm ²)	Longitud total (m)	I Máx (A)	Factor de Corrección	I Máx (A) Corregida	DV (V)	DV (%)
1	28	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	4	3,287	107	55	0,658	36,19	16,919	1,746%
2	28	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	4	2,824	92	55	0,658	36,19	14,536	1,500%
3	28	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	4	2,361	77	55	0,658	36,19	12,153	1,254%
4	28	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	4	1,898	62	55	0,658	36,19	9,770	1,008%
5	28	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	4	1,435	47	55	0,658	36,19	7,387	0,762%
6	28	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	4	0,972	32	55	0,658	36,19	5,004	0,517%
7	28	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	4	2,515	82	55	0,658	36,19	12,947	1,336%
8	28	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	4	2,176	71	55	0,658	36,19	11,200	1,156%
9	28	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	4	1,713	56	55	0,658	36,19	8,817	0,910%
10	28	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	4	1,250	41	55	0,658	36,19	6,434	0,664%
11	28	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	4	0,941	31	55	0,658	36,19	4,845	0,500%
12	28	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	4	0,509	17	55	0,658	36,19	2,621	0,271%
13	28	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	4	3,595	117	55	0,658	36,19	18,507	1,910%
14	28	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	4	3,132	102	55	0,658	36,19	16,124	1,664%
15	28	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	4	2,669	87	55	0,658	36,19	13,741	1,418%
16	28	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	4	2,206	72	55	0,658	36,19	11,359	1,172%
17	28	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	4	1,744	57	55	0,658	36,19	8,976	0,926%
18	28	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	4	1,281	42	55	0,658	36,19	6,593	0,681%
19	28	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	4	3,703	120	55	0,658	36,19	19,063	1,968%
20	28	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	4	3,595	117	55	0,658	36,19	18,507	1,910%
21	28	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	4	3,132	102	55	0,658	36,19	16,124	1,664%
22	28	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	4	2,669	87	55	0,658	36,19	13,741	1,418%
23	28	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	4	2,206	72	55	0,658	36,19	11,359	1,172%
24	28	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	4	1,744	57	55	0,658	36,19	8,976	0,926%

- Caja de 21 string, sección 4 mm²

Caja CN2.01																			
String										Criterio térmico							Caída de tensión		
Strings	N° módulos en serie	Potencia (Wp)	Intensidad (A)	I Cortocircuito (A)	I Cálculo (A) (x1,25)	Tensión (V) Módulo Vacío	Tensión (V) Plena Carga	Tensión (V) String Vacío	Tensión (V) string Plena Carga	Tipo de Cable	Material Conductor	Sección (mm2)	Sección Cálculo (mm2)	Longitud total (m)	I Máx(A)	Factor de Corrección	I Máx(A) Corregida	DV (V)	DV (%)
1	28	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	4	2,793	91	55	0,587	32,285	14,377	1,484%
2	28	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	4	2,330	76	55	0,587	32,285	11,994	1,238%
3	28	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	4	1,867	61	55	0,587	32,285	9,611	0,992%
4	28	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	4	3,472	113	55	0,587	32,285	17,872	1,845%
5	28	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	4	3,009	98	55	0,587	32,285	15,489	1,599%
6	28	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	4	2,546	83	55	0,587	32,285	13,106	1,353%
7	28	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	4	2,083	68	55	0,587	32,285	10,723	1,107%
8	28	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	4	1,620	53	55	0,587	32,285	8,340	0,861%
9	28	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	4	1,157	38	55	0,587	32,285	5,957	0,615%
10	28	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	4	2,638	86	55	0,658	36,19	13,583	1,402%
11	28	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	4	2,176	71	55	0,658	36,19	11,200	1,156%
12	28	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	4	1,713	56	55	0,658	36,19	8,817	0,910%
13	28	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	4	1,250	41	55	0,658	36,19	6,434	0,664%
14	28	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	4	0,787	26	55	0,658	36,19	4,051	0,418%
15	28	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	4	0,509	17	55	0,658	36,19	2,621	0,271%
16	28	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	4	3,287	107	55	0,658	36,19	16,919	1,746%
17	28	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	4	2,824	92	55	0,658	36,19	14,536	1,500%
18	28	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	4	2,361	77	55	0,658	36,19	12,153	1,254%
19	28	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	4	1,898	62	55	0,658	36,19	9,770	1,008%
20	28	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	4	1,435	47	55	0,658	36,19	7,387	0,762%
21	28	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	4	0,972	32	55	0,658	36,19	5,004	0,517%

- Caja de 24 strings, sección 10 mm²

CN2.02																				
Strings											Criterio térmico							Caída de tensión		
String	Nº módulos en serie	Potencia (Wp) Unitaria	Potencia (Wp)	Intensidad (A)	I Cortocircuito (A)	I Cálculo (A) (x1,25)	Tensión (V) Módulo Vacío	Tensión (V) Plena Carga	Tensión (V) String Vacío	Tensión (V) String Plena Carga	Tipo de Cable	Material Conductor	Sección (mm2)	Sección Cálculo (mm2)	Longitud total (m)	I Máx (A)	Factor de Corrección	I Máx (A) Corregida	DV (V)	DV (%)
1	28	600	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	10	4,382	107	96	0,658	63,168	6,667	0,688%
2	28	600	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	10	3,765	92	96	0,658	63,168	5,728	0,591%
3	28	600	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	10	3,148	77	96	0,658	63,168	4,789	0,494%
4	28	600	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	10	2,530	62	96	0,658	63,168	3,850	0,397%
5	28	600	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	10	1,913	47	96	0,658	63,168	2,911	0,300%
6	28	600	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	10	1,296	32	96	0,658	63,168	1,972	0,204%
7	28	600	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	10	3,353	82	96	0,658	63,168	5,102	0,527%
8	28	600	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	10	2,901	71	96	0,658	63,168	4,414	0,456%
9	28	600	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	10	2,284	56	96	0,658	63,168	3,474	0,359%
10	28	600	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	10	1,666	41	96	0,658	63,168	2,535	0,262%
11	28	600	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	10	1,255	31	96	0,658	63,168	1,909	0,197%
12	28	600	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	10	0,679	17	96	0,658	63,168	1,033	0,107%
13	28	600	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	10	4,793	117	96	0,658	63,168	7,293	0,753%
14	28	600	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	10	4,176	102	96	0,658	63,168	6,354	0,656%
15	28	600	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	10	3,559	87	96	0,658	63,168	5,415	0,559%
16	28	600	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	10	2,942	72	96	0,658	63,168	4,476	0,462%
17	28	600	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	10	2,325	57	96	0,658	63,168	3,537	0,365%
18	28	600	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	10	1,708	42	96	0,658	63,168	2,598	0,268%
19	28	600	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	10	4,937	120	96	0,658	63,168	7,512	0,775%
20	28	600	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	10	4,793	117	96	0,658	63,168	7,293	0,753%
21	28	600	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	10	4,176	102	96	0,658	63,168	6,354	0,656%
22	28	600	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	10	3,559	87	96	0,658	63,168	5,415	0,559%
23	28	600	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	10	2,942	72	96	0,658	63,168	4,476	0,462%
24	28	600	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	10	2,325	57	96	0,658	63,168	3,537	0,365%
																				0,775%

- Caja de 21 string, sección 10 mm²

CN2.01																					
String	Nº módulos en serie	Potencia (Wp) Unitaria	Potencia (Wp)	Intensidad (A)	Strings					Criterio térmico							Caída de tensión				
					I Cortocircuito (A)	I Cálculo (A) (x1,25)	Tensión (V) Módulo Vacío	Tensión (V) Plena Carga	Tensión (V) String Vacío	Tensión (V) String Plena Carga	Tipo de Cable	Material Conductor	Sección (mm2)	Sección Cálculo (mm2)	Longitud total (m)	I Máx(A)	Factor de Corrección	I Máx(A) Corregida	DV (V)	DV (%)	
1	28	600	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	10	3,724	91	96	0,587	56,352	5,666	0,585%	
2	28	600	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	10	3,107	76	96	0,587	56,352	4,727	0,488%	
3	28	600	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	10	2,489	61	96	0,587	56,352	3,787	0,391%	
4	28	600	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	10	4,629	113	96	0,587	56,352	7,043	0,727%	
5	28	600	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	10	4,012	98	96	0,587	56,352	6,104	0,630%	
6	28	600	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	10	3,395	83	96	0,587	56,352	5,165	0,533%	
7	28	600	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	10	2,777	68	96	0,587	56,352	4,226	0,436%	
8	28	600	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	10	2,160	53	96	0,587	56,352	3,287	0,339%	
9	28	600	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	10	1,543	38	96	0,587	56,352	2,348	0,242%	
10	28	600	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	10	3,518	86	96	0,658	63,168	5,353	0,552%	
11	28	600	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	10	2,901	71	96	0,658	63,168	4,414	0,456%	
12	28	600	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	10	2,284	56	96	0,658	63,168	3,474	0,359%	
13	28	600	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	10	1,666	41	96	0,658	63,168	2,535	0,262%	
14	28	600	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	10	1,049	26	96	0,658	63,168	1,596	0,165%	
15	28	600	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	10	0,679	17	96	0,658	63,168	1,033	0,107%	
16	28	600	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	10	4,382	107	96	0,658	63,168	6,667	0,688%	
17	28	600	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	10	3,765	92	96	0,658	63,168	5,728	0,591%	
18	28	600	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	10	3,148	77	96	0,658	63,168	4,789	0,494%	
19	28	600	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	10	2,530	62	96	0,658	63,168	3,850	0,397%	
20	28	600	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	10	1,913	47	96	0,658	63,168	2,911	0,300%	
21	28	600	16800	17,34	18,42	23,025	41,7	34,6	1167,6	968,8	ZZ-F 1.8 kV DC- 0.6/1 kV AC	Cu	10	1,296	32	96	0,658	63,168	1,972	0,204%	
																					0,727%

- Caja combinadora, inversor 1

CAJA COMBINADORA INVERSOR 1																		
CUADRO	Nº strings en CN1	Potencia (Wp) Caja String	Intensidad (A)	Intensidad de Cortocircuito (A)	I Cálculo (A) (x 1,25)	Tensión (V) Vacío	Tensión (V) Plena Carga	Criterio térmico								Caída de tensión		
								Instalación	Tipo de Cable	Material Conductor	Sección (mm2)	Sección Cálculo (mm2)	Longitud total (m)	I Máx (A)	Factor de Corrección	I Máx (A) Corregida	DV (V)	DV (%)
CN1.01	21	352800	364,14	386,82	483,525	1167,6	968,8	Enterrado	XLPE	Al	630	81,063	87	590	1,0296	607,464	3,122	0,322%
CN1.02	24	403200	416,16	442,08	552,6	1167,6	968,8	Enterrado	XLPE	Al	630	48,984	46	590	1,0296	607,464	1,943	0,201%
CN1.03	24	403200	416,16	442,08	552,6	1167,6	968,8	Enterrado	XLPE	Al	630	199,130	187	590	1,0296	607,464	7,899	0,815%
CN1.04	24	403200	416,16	442,08	552,6	1167,6	968,8	Enterrado	XLPE	Al	630	167,184	157	590	1,0296	607,464	6,632	0,685%
CN1.05	24	403200	416,16	442,08	552,6	1167,6	968,8	Enterrado	XLPE	Al	630	130,979	123	590	1,0296	607,464	5,196	0,536%
CN1.06	24	403200	416,16	442,08	552,6	1167,6	968,8	Enterrado	XLPE	Al	630	92,643	87	590	1,0296	607,464	3,675	0,379%
																DV Acumulada (%)	1,491%	

- Caja combinadora, inversor 2

CAJA COMBINADORA INVERSOR 2																		
CUADRO	Nº strings en CN2	Potencia (Wp) Caja String	Intensidad (A)	Intensidad de Cortocircuito (A)	I Cálculo (A) (x 1,25)	Tensión (V) Vacío	Tensión (V) Plena Carga	Criterio térmico								Caída de tensión		
								Instalación	Tipo de Cable	Material Conductor	Sección (mm2)	Sección Cálculo (mm2)	Longitud total (m)	I Máx (A)	Factor de Corrección	I Máx (A) Corregida	DV (V)	DV (%)
CN2.01	21	352800	364,14	386,82	483,525	1167,6	968,8	Enterrado	XLPE	Al	630	42,488	46	590	1,0296	607,464	1,636	0,169%
CN2.02	24	403200	416,16	442,08	552,6	1167,6	968,8	Enterrado	XLPE	Al	630	60,804	57	590	0,947	558,73	2,412	0,249%
CN2.03	24	403200	416,16	442,08	552,6	1167,6	968,8	Enterrado	XLPE	Al	630	144,716	136	590	0,947	558,73	5,740	0,593%
CN2.04	24	403200	416,16	442,08	552,6	1167,6	968,8	Enterrado	XLPE	Al	630	132,470	124	590	0,947	558,73	5,255	0,542%
CN2.05	24	403200	416,16	442,08	552,6	1167,6	968,8	Enterrado	XLPE	Al	630	224,474	211	590	1,0296	607,464	5,787	0,597%
CN2.06	24	403200	416,16	442,08	552,6	1167,6	968,8	Enterrado	XLPE	Al	630	221,067	208	590	0,947	558,73	6,632	0,685%
																DV Acumulada (%)	1,460%	

- Caja combinadora, inversor 3

CAJA COMBINADORA INVERSOR 3								CN3									Caída de tensión	
CUADRO	Nº strings en CN3	Potencia (Wp) Caja String	Intensidad (A)	Intensidad de Cortocircuito (A)	I Cálculo (A) (x 1,25)	Tensión (V) Vacío	Tensión (V) Plena Carga	Criterio térmico									Caída de tensión	
								Instalación	Tipo de Cable	Material Conductor	Sección (mm2)	Sección Cálculo (mm2)	Longitud total (m)	I Máx (A)	Factor de Corrección	I Máx (A) Corregida	DV (V)	DV (%)
CN3.01	24	403200	416,16	442,08	552,6	1167,6	968,8	Enterrado	XLPE	Al	630	28,751	27	590	1,0296	607,464	0,969	0,100%
CN3.02	24	403200	416,16	442,08	552,6	1167,6	968,8	Enterrado	XLPE	Al	630	135,238	127	590	0,947	558,73	5,365	0,554%
CN3.03	24	403200	416,16	442,08	552,6	1167,6	968,8	Enterrado	XLPE	Al	630	241,725	177	590	0,947	558,73	7,477	0,772%
CN3.04	24	403200	416,16	442,08	552,6	1167,6	968,8	Enterrado	XLPE	Al	630	50,049	47	590	0,947	558,73	1,985	0,205%
CN3.05	24	403200	416,16	442,08	552,6	1167,6	968,8	Enterrado	XLPE	Al	630	156,536	147	590	0,947	558,73	6,209	0,641%
CN3.06	24	403200	416,16	442,08	552,6	1167,6	968,8	Enterrado	XLPE	Al	630	167,184	157	590	1,0296	607,464	6,632	0,685%
DV Acumulada (%)																	1,499%	

- Circuito de 30 kV

COMPROBACIÓN CORRIENTE MÁXIMA Y TEMPERATURA MÁXIMA LÍNEA MT												
Desde CT Nº	Hasta CT Nº	Potencia (kVA)	Potencia total (kVA)	Longitud total (m)	Ternas por circuito	Sección (mm2)	Corriente máxima admisible conductor (A)	Corriente máxima admisible conductor corregida (A)	Intensidad calculada por cable (A)	Corriente de cálculo calculada por cable (A)	Max. Temp Cable (°C)	Temperatura conductor (°C)
CT-1	CT-2	2000	2000	424	1	50	140	148,512	38,490	48,113	90	25,291
CT-2	CT-3	2000	4000	402	1	50	140	148,512	76,980	96,225	90	41,164
CT-3	CS	2000	6000	130	1	50	140	148,512	115,470	144,338	90	67,619

COMPROBACIÓN CAÍDA DE TENSIÓN LÍNEA MT

Desde CT N°	Hasta CT N°	Potencia (kVA)	Potencia total (kVA)	Longitud total (m)	Ternas por circuito	Sección (mm ²)	Caída Tensión (V)	Caída Tensión (%)	Caída Tensión Acumulada ($\Delta\%$)	Pérdidas Joule (kW)	Pérdidas Joule (%)
CT-1	CT-2	2000	2000	424	1	50	16,755	0,0005585	0,0022749	1,0781	0,000539
CT-2	CT-3	2000	4000	402	1	50	33,647	0,00112157	0,0017164	4,3474	0,001087
CT-3	CS	2000	6000	130	1	50	17,845	0,00059483	0,0005948	3,4768	0,000579
									0,0022749	8,9023	0,001484

ANEXO D

CÓDIGO DE MATLAB

```
clc,clear
%% Inicialización de variables
alm=0; %Energía almacenada en MWh
benef=0; %Beneficio obtenido de la venta del almacenamiento €
aux=zeros(1,24);
capacidad=6; %Capacidad de la batería
%% Lectura de datos
P=xlsread("Precios diarios"); %Matriz de precios diarios
E=xlsread("Energia red"); %Matriz de energía vertida a la red
%% Cálculo
for i=1:365

    % Busco las horas más baratas para almacenar
    [Pmin, pos]=sort(P(i,:)); %ordeno el vector de precios de menor a
mayor
    for k=1:24
        if alm < capacidad %mientras que la energía almacenada sea
menor que la capacidad
            alm=alm+E(i,pos(k)); %almaceno
            if E(i,pos(k))==0
                aux(k)=0; %si la energía almacenada es 0, guardo en el
vector aux un 0
            else
                aux(k)=pos(k); %guardo la posición en el vector aux
            end
            if alm>capacidad %si ya he superado la capacidad de
almacenamiento
                alm=capacidad;
            end
        end
        m=max(aux); %me quedo con la hora en la que acabo del
almacenar
    end

    %Busco las horas más caras para vender después de haber almacenado
    [Pmax,n]=max(P(i,m:24));
    n=n+m-1; %hora en la que vendo

    while alm>0 %mientras que exista energía almacenada
        V_dis=5,686-E(i,n); %en MWh, venta disponible (no se pueden
superar los 5,686 MW)
        if alm>V_dis %si la energía almacenada es mayor de lo que se
puede vender
            benef=benef+(V_dis*P(i,n));
            alm=alm-V_dis;
            n=n+1; %siguiente hora
        else %si se dispone de menos energía que la energía disponible
```

```
        benef=benef+alm*P(i,n);
        alm=0;
    end
    %Si no puedo seguir vendiendo en el mismo día, paso al día
    %siguiente
    if n==25
        i=i+1;
        n=1;
    end
end
end
end
```