



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIERÍA
INDUSTRIAL VALENCIA

TRABAJO FIN DE GRADO EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA

DISEÑO Y ANÁLISIS DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 8 MW UBICADA EN EL BONILLO, ALBACETE

AUTOR: Carlos Villoldo Ruiz

TUTOR: Manuel Alcazar Ortega

COTUTOR: David Gabriel Ribó Pérez

Curso Académico: 2019-20

1. Introducción al proyecto.....	5
1.1 Antecedentes	5
1.2 Objetivo del proyecto.....	7
1.3 Motivación y justificación	7
1.4 Alcance	8
1.5 Organización del proyecto	8
2. Energía solar fotovoltaica	9
2.1 La energía solar	9
2.2 El efecto fotoeléctrico	10
2.3 Energía solar fotovoltaica.....	11
2.3.1 Energía solar fotovoltaica en España	12
2.4 Tipos de instalaciones fotovoltaicas	14
3. Pliego de condiciones técnicas	16
3.1 Datos principales del proyecto.....	16
3.1.1 Titular y promotor del proyecto	16
3.1.2 Emplazamiento	16
3.2 Sistema de baja tensión	17
3.2.1 Generador fotovoltaico	17
3.2.2 Inversores	18
3.2.3 Cajas de agrupación de corriente alterna	19
3.2.4 Estructura de soporte de los módulos	19
3.2.5 Cableado de baja tensión	20
3.2.6 Canalizaciones para el cableado	22
3.2.7 Protecciones.....	22
3.3 Sistema de media tensión	26
3.3.1 Cableado de Media Tensión. Líneas de 30 kV	26
3.3.2 Centros de transformación	27
3.3.3 Protecciones de media tensión	28
3.4 Sistema de monitorización.....	29
3.5 Sistema de vigilancia perimetral (CCTV)	29
3.6 Sistema de gestión de residuos de construcción	30
3.6.1 Identificación de los agentes intervinientes	30
3.6.2 Estimación de la cantidad de residuos de construcción en la obra	31
3.6.3 Gestión de los Residuos de Construcción y Demolición (RCDs)	33

4. Realización de los cálculos	36
4.1 Cálculos básicos de diseño de la instalación	36
4.2 Cálculos de baja tensión.....	37
4.2.1 Enseriado de paneles	37
4.2.2 Cálculo de las secciones de cableado	39
4.3 Cálculos de media tensión	49
4.3.1 Cálculo del cableado de media tensión.....	50
4.3.2 Cálculo de la puesta a tierra de la instalación.....	54
5 Análisis de la generación esperada	56
6 Estudio de rentabilidad	62
6.1 Costo nivelado de la energía (LCOE)	62
6.1.1 Estimación de gastos anuales	62
6.1.2 Cálculo del LCOE.....	63
6.3 Rentabilidad	64
6.3.1 Precio de venta de la electricidad	64
6.3.2 Tasa interna de retorno (TIR)	64
6.3.3 Valor actual neto (VAN)	66
6.3.4 Pay-Back.....	66
Conclusión.....	68
Bibliografía.....	69
Anexos.....	70

Listado de figuras

Figura 1.1 - El efecto invernadero

Figura 1.2 - Emisiones de gases de efecto invernadero por sectores.

Figura 1.2 - Cuotas de renovables de los países de la UE

Figura 2.1 - Atlas de la irradiancia solar

Figura 2.2 - Captador solar térmico de cilindros parabólicos

Figura 2.3 - Módulos fotovoltaicos.

Figura 2.4 - Efecto fotoeléctrico en una célula fotovoltaica

Figura 2.5 - Evolución del precio del módulo fotovoltaico.

Figura 2.6 - Porcentaje de demanda cubierto por energía fotovoltaica.

Figura 2.7 - Cobertura mensual de la demanda eléctrica con fotovoltaica.

Figura 2.8 - Potencia Solar instalada en España.

Figura 3.1 - Localización de "El Bonillo Solar".

Figura 3.2 - Diodos de bypass.

Figura 4.1 - Intensidades máximas admisibles

Figura 4.2 - Intensidades admisibles RV-K FOC

Figuras 4.3 y 4.4 - Características eléctricas del cable de media tensión.

Figura 5.1 - Ventana principal pvsyst

Figura 5.2 - Base meteorológica

Figura 5.3 - Orientación

Figura 5.4 - Definición de equipos principales

Figura 5.5 - Limitación de potencia inyectada a red

Figura 5.6 - Resultados principales

Figura 5.7 - Simulación para los primeros 25 años

Figura 5.8 - Resultados de los 25 años

Figura 6.1 - Precio histórico del pool eléctrico

Listado de tablas

- Tabla 3.1 - Referencias catastrales
- Tabla 3.2 - Características del inversor
- Tabla 3.3 - Características eléctricas de un string
- Tabla 3.4 - Características eléctricas a la entrada del inversor
- Tabla 3.5 - Condiciones STC
- Tabla 3.6 - Características generales de la línea
- Tabla 3.7 - Longitudes y secciones del cable de media tensión
- Tabla 3.8 - Características de los transformadores
- Tabla 3.9 - Características de los centros de protección y seccionamiento
- Tabla 3.10 - Codificación de los residuos
- Tabla 4.1 - Parámetros de dimensionamiento de la instalación
- Tabla 4.2 - Características del módulo
- Tabla 4.3 - Características a la entrada del inversor
- Tabla 4.4 - Cálculo de sección en el tramo Inversor –AC Box
- Tabla 4.5 - Cálculo de sección en el tramo AC Box – Main AC Box
- Tabla 4.6 - Tramos de media tensión
- Tabla 6.1 - Costes de O&M y de sustitución de equipos
- Tabla 6.2 - Flujos de caja

1. Introducción al proyecto

1.1 Antecedentes

Debido al estilo de vida poco sostenible medioambientalmente adoptado por la sociedad contemporánea, el concepto cambio climático se comenzó a hacer cada vez más presente, hasta la actualidad, en la que el cambio climático ya forma parte de nuestro día a día.

El cambio climático es como su nombre indica un cambio en el clima global de la tierra y tiene efectos que cada vez van siendo más palpables en la tierra como:

- 1) Aumento de la temperatura media del planeta en 1,1 °C desde antes de la época preindustrial.
- 2) Subida del nivel del mar de hasta 5mm en el periodo entre 2015 y 2019, causado por la consecuencia 1) que provoca entre otras cosas que se derritan los casquetes polares.
- 3) Cambios en los fenómenos meteorológicos con una tendencia hacia fenómenos extremos como lluvias torrenciales y huracanes.

La causa principal del calentamiento global podría atribuirse al aumento del efecto invernadero. El efecto invernadero es un fenómeno natural que permite que haya vida en el planeta ya que mantiene la temperatura de nuestro planeta en unas temperaturas moderadas. El proceso comienza con la radiación procedente del sol llegando al planeta, parte de esta energía es absorbida por la atmósfera otra es reflejada por las nubes y otra llega a la superficie del planeta calentándolo. Una vez que esta radiación ha llegado y calentado la tierra es reflejada y enviada de nuevo a la atmósfera. Algunos gases, los llamados gases de efecto invernadero, retienen gran parte de esta energía (63% aproximadamente) y evitan que salga al espacio exterior. Es esta radiación que no escapa la que permite que el planeta se caliente. Si no existiera el efecto invernadero los expertos creen que la temperatura media de la tierra rondaría los -15 °C.



Figura 1.1 El efecto invernadero. Fuente: (Diarioecología, 2019)

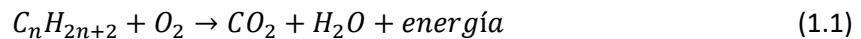
¿Cómo puede explicarse entonces que el fenómeno que permite que haya vida en la tierra puede ser el causante del cambio climático?

Toda la explicación anterior se puede resumir en una simple frase: “La concentración de gases de efecto invernadero aumenta la temperatura del planeta”. Pues bien, si aumenta la concentración de estos drásticamente, aumentará la temperatura del planeta.

Alguno de los gases de efecto invernadero son el vapor de agua (H₂O), el dióxido de Carbono (CO₂), Metano (CH₄), óxidos de nitrógeno (NO_x), Ozono (O₃) y los clorofluorocarbonados (CFCs) ordenados de mayor a menos contribución. El vapor de agua es a la vez causa y efecto ya que si aumenta la temperatura media del planeta se evaporará más agua y por lo tanto aumentará la concentración de esta en la atmósfera.

La mayor parte de las medidas que se están tomando para prevenir el cambio climático se centran en reducir las emisiones del segundo compuesto que más contribuye, el dióxido de carbono.

La producción principal de CO₂ se produce en la combustión de hidrocarburos, bien sea para producir electricidad (centrales térmicas) o para cualquier otro uso, como puede ser desplazamiento o en procesos industriales. La fórmula que sigue la combustión de hidrocarburos es la siguiente:



En la figura a continuación se muestra un reparto de las emisiones de gases de efecto invernadero por sectores.

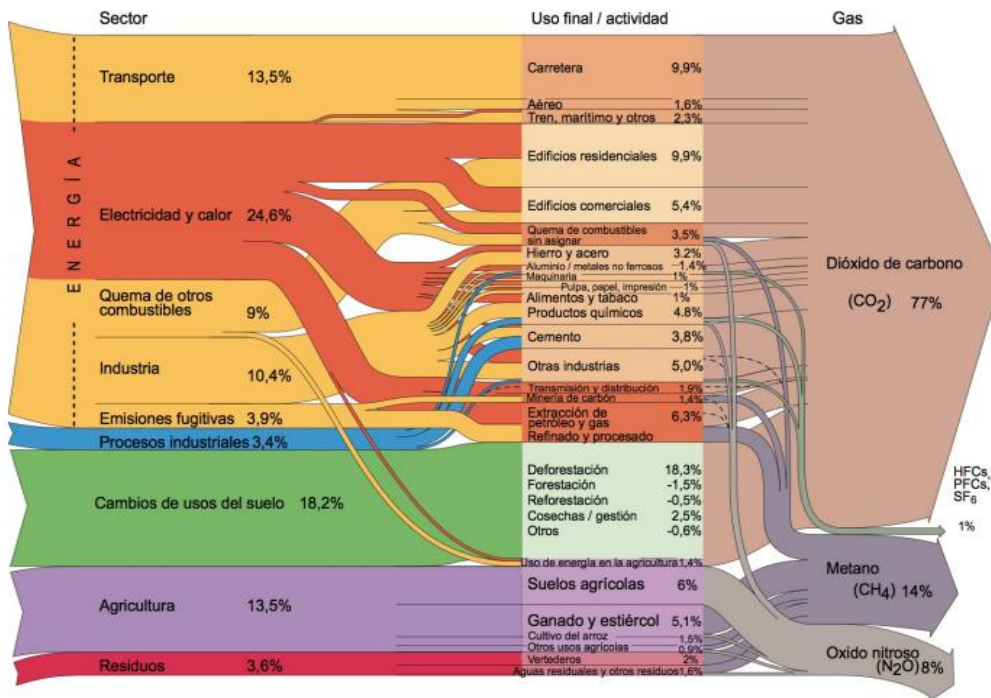


Figura 1.2 Emisiones de gases de efecto invernadero por sectores. (Red ambiental de Asturias, 2016)

Como se puede observar no son solo los motivos expuestos anteriormente sino un conjunto bastante grande de sectores los que contribuyen a el cambio climático. Como se puede observar, además de la mayor emisión de CO₂ estamos eliminando a nuestro mayores captadores, los árboles con procesos de deforestación.

1.2 Objetivo del proyecto

El objetivo principal del proyecto es el diseño de una planta solar fotovoltaica que se construirá en El Bonillo, Albacete. El proyecto abarca un estudio técnico, un estudio de producción y finalmente, un estudio económico. La instalación tiene una potencia nominal de 8MW y una potencia pico de 10,2MWp y venderá electricidad a Red Eléctrica Española.

1.3 Motivación y justificación

Dos de los sectores que más contribuyen están en un proceso de cambio, el transporte, todavía muy lejos de ser competente económicamente la transición a vehículos eléctricos y el sector energético, este sí, perfectamente competitivo por su continua mejora tecnológica y por consecuente, reducción del precio.

El consejo europeo aprobó un marco en octubre de 2014 con respecto al uso de la energía. Sus objetivos, muy ambiciosos son los siguientes.

Objetivos clave para 2030:

- Al menos un 40% de reducción de gases de efecto invernadero (se toma como referencia las emisiones de 1990
- Al menos un 32% de la cuota de energías renovables.
- Un 32,5% de la mejora de la eficiencia energética.

Parece evidente que se necesita un cambio en el sector energético y que este se basa en la sustitución parcial de los combustibles por fuentes de energía renovables que no producen emisiones de gases de efecto invernadero. Este cambio ya se puede verificar, en la siguiente imagen se muestra el % de consumo de energía proveniente de renovables en comparación con el consumo total. Se muestra también que países han cumplido con otro de los objetivos que se propuso la UE, alcanzar para el 20% una cuota de renovables del 20%.

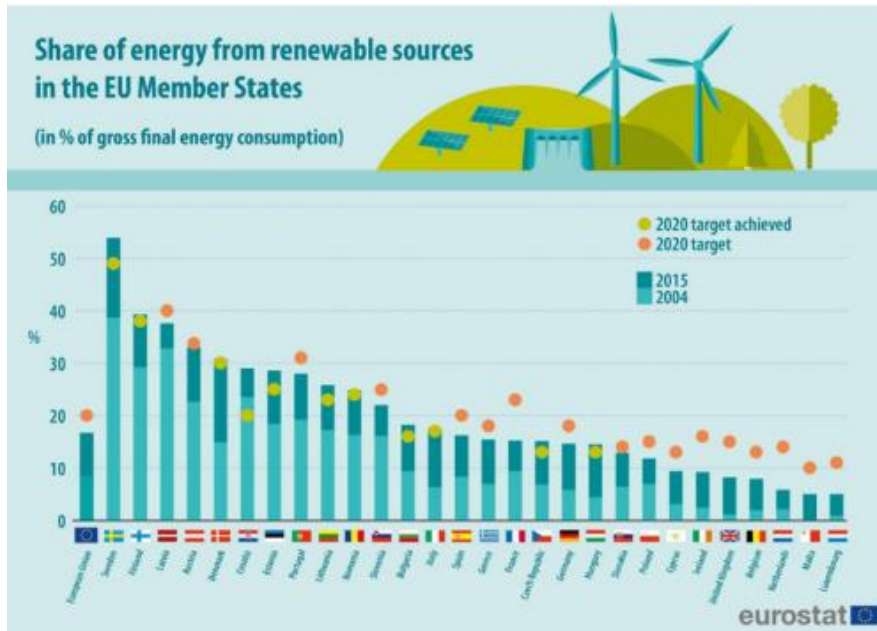


Figura 1.3 Cuotas de renovables de los países de la UE. (Comisión Europea, 2015)

Por tanto, la motivación de este proyecto no es otra sino la de aportar mi granito de arena en esta larga y laborosa transición en la que estamos sumergidos en el sector energético, en este caso, hacia una mayor cuota de energías provenientes de fuentes renovables sin emisión de gases de efecto invernadero para poder parar el cambio climático y asegurar o al menos facilitar la prosperidad de nuestro planeta tal y como lo conocemos.

1.4 Alcance

Se parte inicialmente del alquiler de una parcela de 16 hectáreas en El Bonillo, Albacete. Se parte también de la solicitud de punto de conexión aprobada por Endesa en la subestación "El Bonillo 132/32 kV de 8MW nominales.

El alcance es el diseño y construcción de una instalación solar fotovoltaica de 8 MW nominales y realizar todos los trabajos necesarios para la interconexión en la subestación de evacuación en la que la planta se conectará en el lado de baja del transformador a 30 kV.

1.5 Organización del proyecto

El proyecto está constituido por una breve introducción a la energía solar fotovoltaica, un pliego de condiciones técnicas, cálculos justificativos, una simulación de 25 años con la herramienta PVsyst para estimar la producción de la planta y finalmente un estudio económico. En el apartado de Anexos se añadirán el presupuesto, planos, cálculos justificativos, fichas técnicas de los equipos principales.

2. Energía solar fotovoltaica

2.1 La energía solar

La energía solar es una energía renovable obtenida a partir de la radiación electromagnética procedente del Sol. A lo largo de la historia, la energía solar ha sido utilizada de diferentes maneras. En la actualidad mediante captadores solares y células fotoeléctricas se puede transformar en energía térmica y eléctrica respectivamente.

La radiación electromagnética incidente media en el exterior de la atmósfera es de 1361 W/m^2 sin embargo, debido a las interacciones a lo largo de la atmósfera, la radiación media en un plano horizontal situada al nivel del mar es de aproximadamente 1000 w/m^2 . La distribución de la radiación en el planeta depende de muchas variables, siendo dos de las más importantes la latitud (más irradiancia en zonas tropicales) y la meteorología (en zonas más nublosas será considerablemente menor).

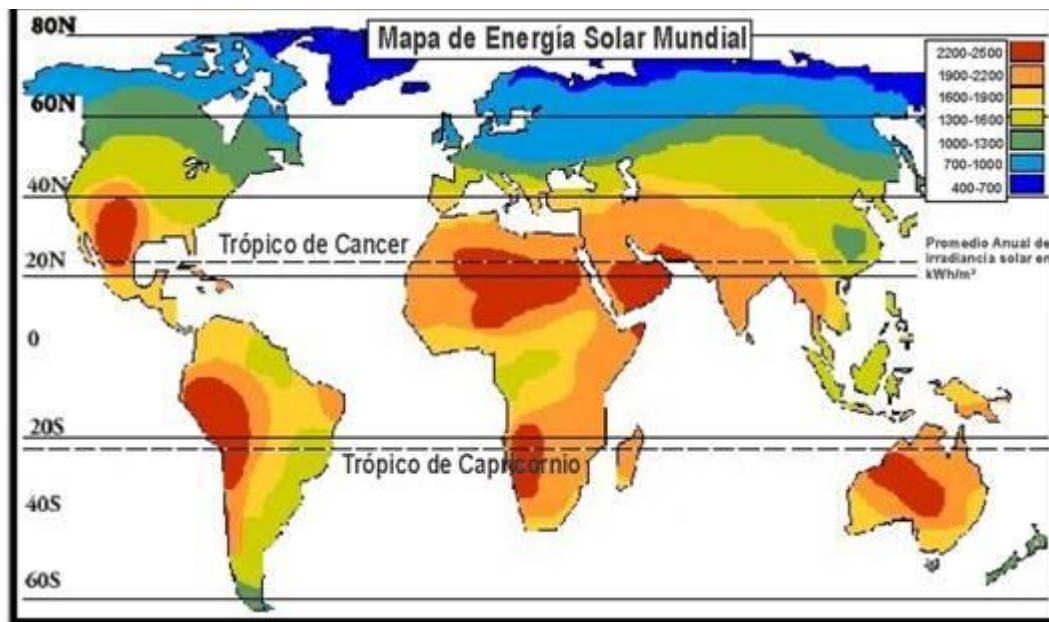


Figura 2.1 Atlas de la irradiancia solar. Fuente: (Eliseo Sebastián, 2019)

Principalmente el aprovechamiento energético de la radiación solar se realiza mediante:

- Generación de calor: Es el aprovechamiento más sencillo, consiste en el aumento de la temperatura de un fluido caloportador. Este fluido, podrá ser empleado directamente o, se puede llevar a un intercambiador de calor para aumentar la temperatura del agua que puede ser empleada como calefacción, climatización o cualquier otro proceso.

- Generación de electricidad: Puede ser mediante la generación directa de electricidad, como la energía fotovoltaica o mediante la evaporación de un fluido para que sea turbinado después produciendo electricidad.



Figura 2.2 Captador solar térmico de cilindros parabólicos. (Solclima.es, 2019)



Figura 2.3 Módulos fotovoltaicos. (solarenergia.net, 2018)

Las ventajas principales que produce el uso de energía solar frente a el resto de las energías son:

- Es una energía limpia, es decir, no produce emisiones directas durante su operación.
- Es una fuente de energía inagotable.
- Tiene bajos costes de instalación y mantenimiento.

2.2 El efecto fotoeléctrico

De manera sencilla, el efecto fotoeléctrico, también denominado efecto Hertz, se refiere a la emisión de neutrones por un determinado elemento semiconductor debido a la energía transmitida por un rayo de luz incidente y es el principio de funcionamiento de las células fotovoltaicas.

Las células, en su mayoría, son principalmente de Silicio, que se obtiene de la reducción del Sílice, el compuesto más abundante de la corteza terrestre, y se protegen mediante una pantalla cristalina que maximiza la energía incidente. Al ser un material semiconductor, la luz del sol incidente arranca electrones de la periferia del Silicio dejando un hueco, en condiciones normales, este electrón se reabsorbería en uno de los huecos que se forman emitiendo energía en forma de calor. Por lo tanto, el principio de una célula fotovoltaica es evitar que éstos se reabsorban y conducirlos para generar una diferencia de potencial y en consecuencia una corriente eléctrica.

Para conseguirlo se crea un campo eléctrico permanente a través de una unión p n, la parte superior de la célula será de Silicio dopado n, es decir, en ella habrá más electrones libres que en una muestra de Silicio natural, por el contrario, la parte inferior se dopara positivamente, al contrario que la superior, tendrá menos electrones libres que el Silicio natural.

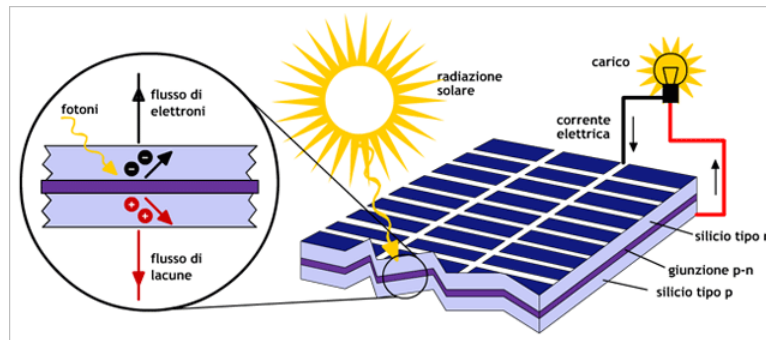


Figura 2.4 Efecto fotoeléctrico en una célula fotovoltaica
(Envinergy, 2016)

2.3 Energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica se comenzó a emplear a mediados del siglo XX, su aplicación principal era para uso aeroespacial ya que era la única fuente de energía fiable para los satélites, sin embargo, era una fuente de energía muy cara, su precio rondaba los 250 \$/Wp. Conforme se fue investigando, se fue abaratando este coste hasta reducirse en 1973 a 20 \$/Wp. Fue en este momento cuando se comenzó a creer en la energía solar como una fuente de energía del futuro.

En la actualidad, la energía solar fotovoltaica ya es una energía más en el sistema de generación mundial y no necesita de ayudas económicas para poder producir obteniendo beneficio ya que el coste se ha reducido hasta 0,6 \$/Wp y se prevé que se reduzca en un 30 % aproximadamente para 2030.

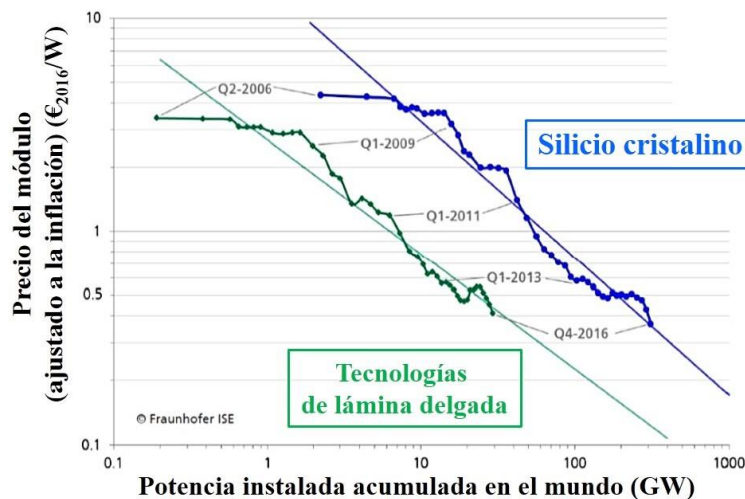


Figura 2.5 Evolución del precio del módulo fotovoltaico.
(Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE, 2020)

Actualmente, en la mayoría de los países ya representa un porcentaje discreto, pero no despreciable del consumo eléctrico total.

Estimación del porcentaje de la demanda cubierto con fotovoltaica en diferentes países.

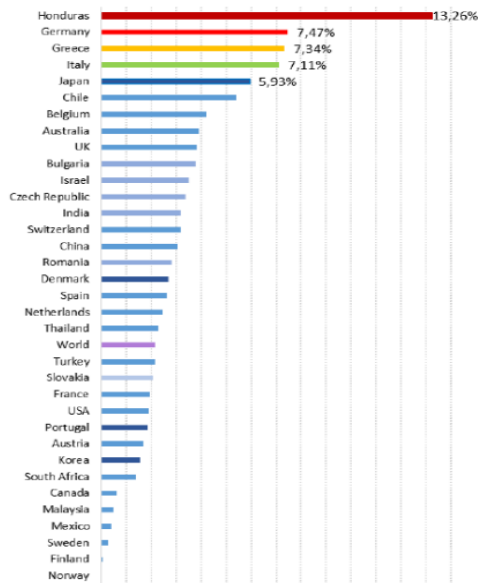


Figura 2.6 Porcentaje de demanda cubierto por energía fotovoltaica. (IEA, 2018)

La energía fotovoltaica es ya la tercera energía renovable más importante en términos de capacidad total instalada después de la eólica y la hidroeléctrica. Cubre aproximadamente el 3% del consumo eléctrico total de la UE llegando a tener picos de alrededor del 7% en días de verano. Su tasa de periodo de retorno energético (tiempo que se tarda en recuperar la energía que se ha producido en la fabricación) es menor de un año, comparando este dato con su vida útil, que está en torno a los 25-30 años, se observa que produce durante más del 90% de su vida energía limpia.

2.3.1 Energía solar fotovoltaica en España

Durante el comienzo del siglo XXI, se produjo el primer boom de las renovables, las empresas, apoyadas por el gobierno, realizaron fuertes inversiones en este mercado, especialmente en el de la energía solar fotovoltaica. Este crecimiento, se vio mermado en el 2008 con la fuerte crisis económica que vivió España, pese a esto, durante este periodo fue la segunda fuente de energía que más potencia instaló durante este periodo.

Tras la salida de la crisis, la fotovoltaica continuó creciendo, pero sufrió varios golpes administrativos, como el impuesto del 7% a la generación, que se impuso en 2013, luego fue suspendido en 2018 y reintroducido en 2019. Además, en 2015 se instauró el popularmente conocido como “impuesto del sol” que se eliminó en octubre de 2018. A partir de aquí, potenciada principalmente por la reducción de costes en la producción, la energía solar fotovoltaica presenta su segundo boom, debido a la alta rentabilidad de las instalaciones más grandes (>20MWp).

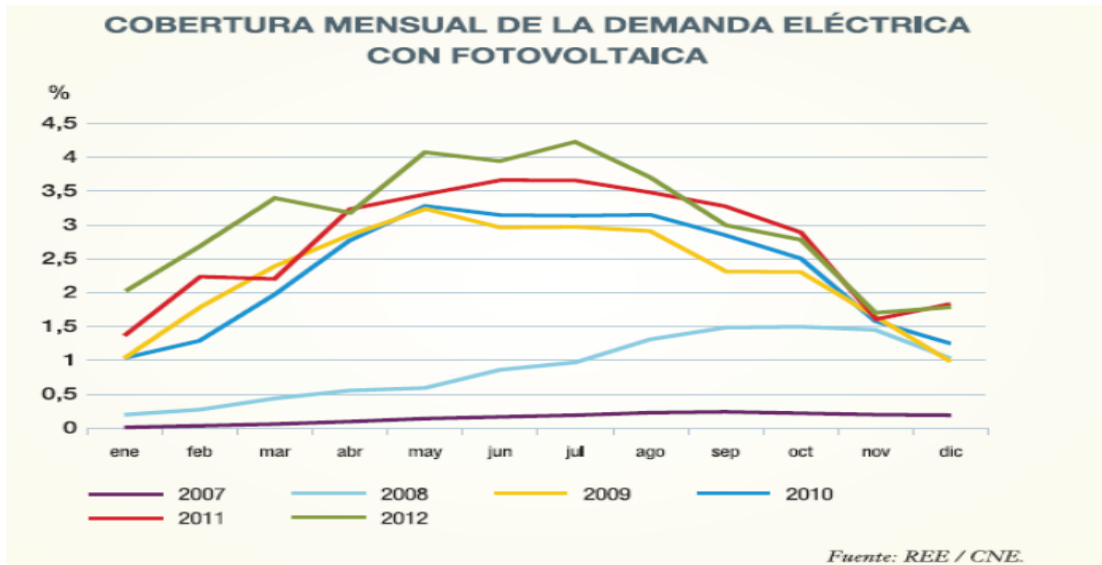


Figura 2.7 Cobertura mensual de la demanda eléctrica con fotovoltaica. (REE, 2018)

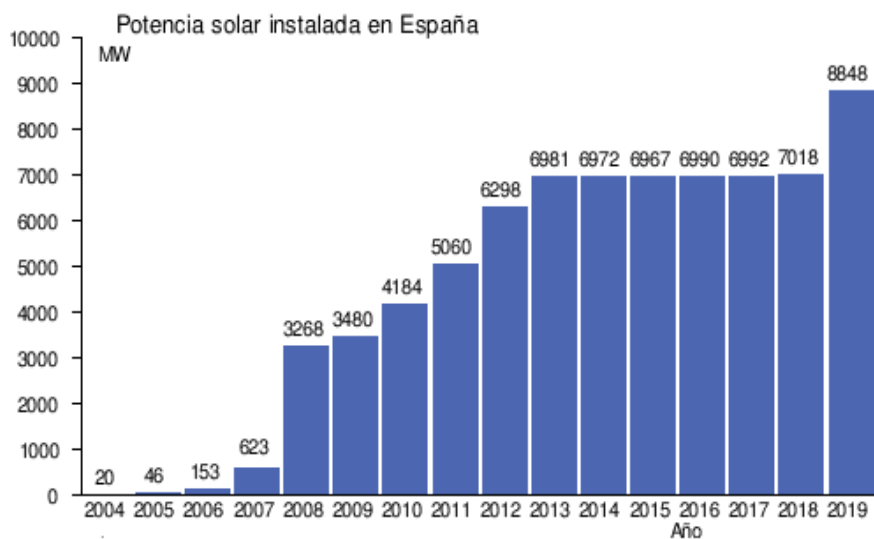


Figura 2.8 Potencia Solar instalada en España. (REE, 2019)

Como se puede observar en ambos gráficos, la evolución es creciente y en referente a la figura 2.8, se puede observar en 2019 lo que los expertos consideran como el segundo boom de la fotovoltaica en España.

Se muestra ahora, la distribución de la energía fotovoltaica en España.

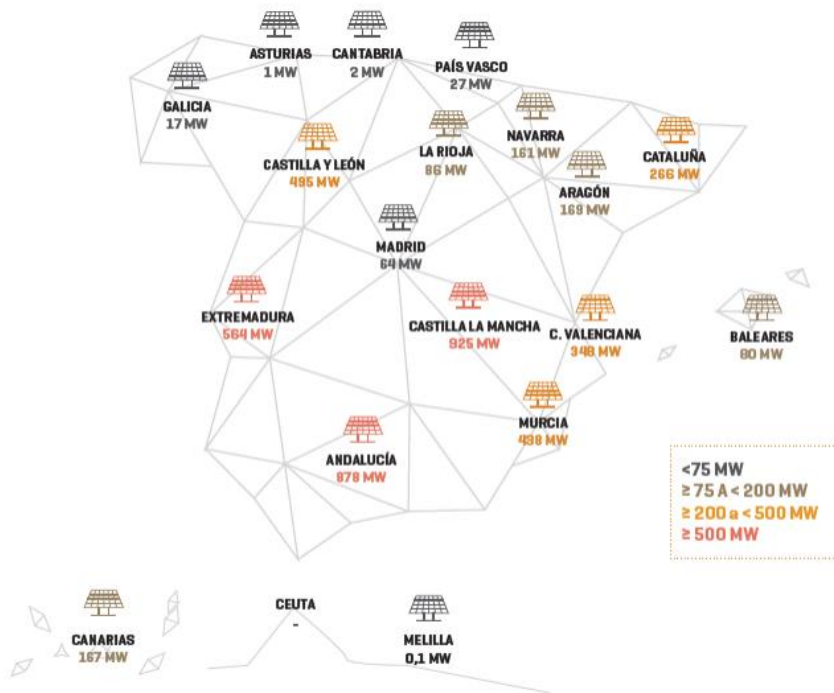


Figura 2.9 Distribución de la fotovoltaica en España (2017). (REE, 2017)

Se observa en esta ilustración la alta producción de Castilla la Mancha, Extremadura y Andalucía, debido principalmente a el poco desnivel de estas regiones y a su alto recurso solar.

Poniendo nuestra vista en el futuro, España está llamado a ser uno de los impulsores principales para la energía fotovoltaica en Europa, principalmente por su enorme recurso solar y su gran cantidad de espacio óptimo disponible, especialmente en la meseta.

2.4 Tipos de instalaciones fotovoltaicas

Atendiendo al uso deseado de la energía eléctrica producida, los sistemas fotovoltaicos pueden clasificarse en 2 grupos:

- Instalaciones para autoconsumo: En estos casos la instalación fotovoltaica tiene como objetivo satisfacer parcial o totalmente los consumos eléctricos de un determinado edificio o instalación consumidora. Estas instalaciones se pueden dividir a su vez en dos tipos:
 - Instalaciones aisladas con sistemas de baterías: el sistema consta de uno o varios bancos de baterías con el objetivo de almacenar los excedentes de energía producidos por la Instalación Fotovoltaica, de modo que estos puedan ser utilizados en los periodos en los que la generación fotovoltaica resulta imposible o insuficiente (días excesivamente nublados, período nocturno...).
 - Instalaciones interconectadas con la red: el sistema carece de baterías, pero mantiene la finalidad de autoconsumo. En los periodos en los que existe generación fotovoltaica y además el edificio en cuestión, demanda Energía Eléctrica, ésta se obtiene de la Instalación Fotovoltaica. Si durante el periodo de

generación fotovoltaica, la demanda eléctrica es menor, el excedente de energía se vierte a red, obteniéndose de él un beneficio económico. Por el contrario, en aquellos periodos en los que la demanda no puede satisfacerse ya sea total o parcialmente, la instalación consumidora obtiene esa energía de la red eléctrica.

- Instalaciones para venta de energía: en estos casos la finalidad del Sistema Fotovoltaico es producir Energía Eléctrica que pueda ser inyectada a la red eléctrica y retribuida al precio correspondiente. En este tercer tipo, la energía que la instalación consumidora utiliza no es en ningún momento la producida directamente por el Sistema Fotovoltaico. Estos sistemas en ocasiones constan de bancos de baterías para regular la energía inyectada a la red y de este modo adaptarse a las necesidades del sistema eléctrico.

En el caso concreto de este Trabajo Final de Grado se trata de una instalación fotovoltaica para venta de energía.

3. Pliego de condiciones técnicas

3.1 Datos principales del proyecto

3.1.1 Titular y promotor del proyecto

El titular y a su vez promotor del proyecto será Bonisol SL con CIF 26875455B y cuyas oficinas centrales se encuentran en Calle del Stmo Cristo de los Milagros 37, El Bonillo, Albacete.

3.1.2 Emplazamiento

La instalación se pretende realizar en terrenos pertenecientes al término municipal de El Bonillo, Albacete. Las referencias catastrales de las parcelas en las que se encontrará la instalación son:

Tabla 3.1: Referencias catastrales

Termino municipal	Polígono	Parcela	Referencia catastral	Superficie
El Bonillo	150	13	02019A150000130000TJ	20091
El Bonillo	150	15	02019A150000150000TS	83998
El Bonillo	150	68	02019A150000680000TO	28970
El Bonillo	150	71	02019A150000710000TO	10488
El Bonillo	150	72	02019A150000720000TK	13008
El Bonillo	150	70	02019A150000700000TM	19721

La instalación se situará cerca de la subestación reductora de tensión “El Bonillo 132/30 kV” donde evacuará la energía mediante una línea subterránea de 30 kV.



Figura 3.1 Localización de "El Bonillo Solar". (www.googleearth.es, s.f.)

3.2 Sistema de baja tensión

La instalación proyectada se compondrá de 1 sistema generador de electricidad. Dicho generador estará constituido por módulos fotovoltaicos conectados eléctricamente entre sí, en cuya salida de corriente continua se situarán inversores de potencia de tipo cuerda (en adelante inversor string), que, junto con las sucesivas elevaciones de tensión, dotarán a la energía generada de las características necesarias para su inyección a la red de distribución eléctrica. Se ha optado por el uso del inversor string frente a el uso de inversor central ya que son instalaciones en la actualidad bastante competitivas en precio y al haber más inversores y por lo tanto menos potencia por inversor, en caso de fallo se mitiga el daño que sufre la planta y hace a la planta más fácil de monitorizar a la hora de detectar fallos o malfuncionamiento de equipos. Se incluirán todas las protecciones necesarias por este tipo de instalaciones, así como las estructuras encargadas de soportar los módulos fotovoltaicos.

Adicionalmente, los inversores se agruparán en cajas de agrupación de corriente alterna (en adelante AC box) desde las que se conectarán cada uno de los dos transformadores elevadores 30/0,8 kV de potencias de 4.500 kVA.

Una línea de 30 kV recorrerá ambos transformadores evacuando la potencia de la planta a la subestación reductora de tensión "El Bonillo" 220/30 kV, la instalación se conectará por lo tanto en la posición de 30 kV de dicha subestación. Los trabajos de interconexión en la subestación serán llevados a cabo por otra empresa subcontratada, en este caso ABB, empresa suiza con gran experiencia en este tipo de proyectos.

3.2.1 Generador fotovoltaico

Se opta por la selección de un módulo monofacial frente al bifacial porque se considera que el coste adicional de módulos bifaciales no será justificable con el aumento de la producción de energía en una estructura con módulo bifacial.

Se opta también por un módulo potente (430 Wp) por su mayor rendimiento frente a los módulos más pequeños y suponen un abaratamiento en las actividades de operación y mantenimiento.

La empresa a la que se le comprarán los módulos es Jinko Solar. Jinko Solar es una de las empresas punteras del sector. Esta incluida dentro de la catalogación Tier 1 que ofrece Bloomberg cada trimestre. En esta lista se encuentran los mejores fabricantes, aparte de por la calidad también se valora la bancabilidad de la empresa y su capacidad de producción. Jinko encabeza esta lista en la actualidad por lo que la calidad de los módulos está asegurada.

La instalación fotovoltaica consta de 23.270 módulos fotovoltaicos de células de Silicio policristalino. La justificación del número de módulos se encuentra en el apartado de cálculos 4.1.

El panel solar previsto en la instalación será el JKM430PP-78H-V (430 Wp) de la marca JINKO, que está compuesto de 78 células de alta eficiencia de tecnología monocristalino, u otro de características técnicas equivalentes.

La planta albergará un total de 895 strings de 26 módulos cada uno, haciendo el total de 23.270 módulos. Se adjunta la ficha técnica del módulo. En el apartado de cálculos se encuentra la justificación de la potencia pico de la planta así como el enseriado de esta, apartados 4.1 y 4.2.

3.2.2 Inversores

Los módulos fotovoltaicos producen electricidad en forma corriente continua, el papel de los inversores es convertir en alterna esta corriente modificando a su vez el nivel de tensión.

En el caso de inversores string el más potente de los inversores string es el inversor de Huawei SUN2000-185KTL-H1, que tiene una potencia nominal de 185 kW por lo que abarca más strings que ninguno (hasta 18 entradas) lo que le permite ofrecer los mejores precios (€/kW) del mercado.

Se utilizarán un total de 62 inversores tarados para dotar a la planta de una potencia máxima en AC de 8 MVA.

Las características principales del módulo se encuentran resumidas en la tabla a continuación y se pueden consultar en la ficha técnica que se encuentra en el apartado de Anexos.

Tabla 3.2: Características del inversor (www.solar.huawei.com, 2020)

Parámetro	Valor
Tensión máxima entrada	1500 V
Máxima corriente de entrada por MPP	26 A

Número de MPPs	9
Máximo número de entradas	18
Tensión nominal de salida	800 V
Máxima potencia a la salida	185.000 Wac

3.2.3 Cajas de agrupación de corriente alterna

A la salida de los inversores, se colocará una caja de agrupación de nivel I (en adelante AC box) que agrupará la salida de tres inversores en un único cable. Las AC box, sirven también como elemento de protección ya que incorporan para cada fase un fusible y a la salida de la caja un seccionador.

Posteriormente y situadas al lado de los transformadores de media tensión, se encuentran cajas de agrupación en alterna de nivel II (en adelante Main AC box). Al igual que las AC boxes estas incorporarán por fase un fusible, pero en este caso seccionador y un seccionador a la salida.

3.2.4 Estructura de soporte de los módulos

La estructura empleada para la instalación será una estructura con seguidor solar (en adelante tracker) monofila con un único eje de seguimiento siendo este el eje N-S.

Se opta por la elección de un sistema seguidor ya que en un país de alta irradiación como en España el coste adicional se justifica con el aumento del rendimiento. Dentro de las estructuras seguidoras se ha optado por un único eje seguidor, se descarta la opción de tracker con 2 ejes seguidores porque se considera una opción demasiado cara.

La utilización de una estructura adecuada facilita las labores de instalación y mantenimiento. La estructura elegida será de acero galvanizado, material muy resistente a la corrosión y con buena relación calidad precio.

Deberá otorgar la robustez suficiente para soportar vientos de 80 a 100 km/h. Se situará a una altura aproximada de 0,5 m sobre el nivel del suelo y deberá de estar unida eléctricamente a una toma a tierra para asegurar la seguridad de las personas que entren en contacto con esta estructura metálica.

Deberá además de cumplir con toda la normativa aplicada a este tipo de estructuras:

- o ASTM A123: Standard Specification for Structural Steel Products.
- o ASTM A153: Standard Specification for Zinc Coating (Hot-Dip) on Iron and Steel Hardware.
- o ASTM A385: Standard Practice for Providing High-Quality Zinc Coatings (Hot-Dip)
- o ASTM A653: Standard Specification for Steel Sheet, Zinc-Coated (Galvanized) or Zinc- Iron Alloy Coated (Galvannealed) by the Hot-Dip Process .
- o ASTM A767: Standard Specification for Zinc-Coated (Galvanized) Steel Bars for Concrete Reinforcement .

- o ASTM A780: Standard Practice for Repair of Damaged and Uncoated Areas of Hot-Dip Galvanized Coatings .
- o ASTM A902: Standard Terminology Relating to Metallic Coated Steel Products .
- o ASTM D6386-99: Standard Practice for Preparation of Zinc (Hot-Dip Galvanized) Coated Iron and Steel Product and Hardware Surfaces for Painting.

(ASTM, 2019)

Dicha estructura se hincará a una profundidad de entre 1 y 1,5 m dependiendo de las características particulares del suelo en los puntos de hincado garantizando siempre la estabilidad de la estructura. Entre los fabricantes de estructuras se ha seleccionado a Nclave como el fabricante e instalador de la estructura.

Nclave es la empresa puntera en estructuras fotovoltaicas en el mundo en lo que a producción se refiere (>5 GW instalados por todo el mundo). Tener esta posición en el mercado le permite ofrecer los mejores precios (€/MWp) y la mejor calidad del mercado. Ofrece 10 años de garantía y una resistencia frente a corrosión tipo C3 de 20 años, lo cual debería de ser más que suficiente para el terreno en el que nos encontramos. Además, el único mantenimiento es lubricar el eje del seguidor una vez cada 2 años. Las características técnicas de la estructura se encuentran en la ficha técnica que se encuentra en el apartado de Anexos.

3.2.5 Cableado de baja tensión

La sección del cable empleado será la suficiente para asegurar que las pérdidas por caída de tensión en cables y cajas de conexión sean inferiores al 1,0 % en el tramo CC y al 2,5% en el tramo CA. Todos los cables serán adecuados para uso en intemperie, al aire o enterrado, cumpliendo la norma UNE 21123.

Con objeto de optimizar la eficiencia energética y garantizar la absoluta seguridad del personal, en la instalación se tendrán en cuenta los siguientes aspectos adicionales:

- Todos los conductores tendrán la sección necesaria para asegurar que las pérdidas de tensión en cables y cajas de conexión sean lo más bajas posibles, en cualquier condición de operación.
- Todos los cables serán adecuados para uso en intemperie, al aire o enterrados, de acuerdo con la norma UNE 21123.
- Los cables estarán dimensionados para una intensidad no inferior al 125 % de la máxima intensidad del generador. No serán propagadores de incendios, produciendo, en todo caso, emisiones de humos y opacidad reducidos, según las normas UNE 21123.
- Su longitud será la necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos disponibles, evitando la posibilidad de enganches por el transito normal de las personas o vehículos.

Corriente continua. Cableado entre módulos

Se utilizará cable de cobre flexible unipolar, con aislamiento de XPLE y cubierta de PVC o similar.

La función del cableado entre módulos es interconectar todos los módulos que conforman un string. Se interconectarán 26 módulos por cada string. Para este cableado se empleará el conector rápido MC4 que llevan incorporado los módulos, de longitud 1.100 mm y 4 mm² de sección.

Corriente continua. Final del string – Inversor

Este cableado conecta el final del string, tanto en su lado positivo como en su lado negativo con el inversor.

Se empleará para este tramo cable solar de cobre, de la marca PRYSMIAN modelo TECSUN (PV) H1Z2Z2-K. Estos cables están diseñados específicamente para utilización en instalaciones fotovoltaicas que funcionan con tensiones de 1.500 V. Se adjunta la ficha técnica del cable que contiene las características detalladas del mismo.

Corriente alterna. Inversor – AC box

Se interconecta en este tramo la salida de los inversores con la entrada de los cuadros de agrupación en alterna de nivel I. Se empleará aquí cables modelo RV-K FOC de la marca GENERAL CABLE una empresa del grupo Prysmian con secciones de 70 y 150 mm². Se adjunta la ficha técnica de este cable donde se detallan las características.

Corriente alterna. AC box – Main AC box

Este tramo conectará la salida de la AC box con la entrada en la Main, para este tramo se empleará el mismo modelo de cable que para el tramo anterior, pero con secciones mayores al transportar más potencia y recorrer una distancia mayor. Las secciones empleadas para este tramo serán 150, 240 o 300 mm².

Corriente alterna. Main AC Box - Transformador

Este tramo corresponde a la conexión entre los cuadros de agrupación de segundo nivel (Main AC Box) y los transformadores que elevarán la tensión de 800 V a 30 kV. Se emplearán cables de cobre, del mismo modelo que los tramos de CA anteriores, pero con secciones de hasta diez

cables por cada fase (10x3x240 mm²) en los tramos más desfavorables. En la ficha técnica se detallan las características de este.

Corriente alterna MT. Transformador – SET

Este tramo, correspondiente a la evacuación de la planta se llevará cable de aluminio directamente enterrado por una zanja hasta la subestación El Bonillo 30/132 kV donde la instalación se conectará en el lado de baja con previa medida y facturación. Para este tramo se empleará cable de la marca Prysmian, modelo AL VOLTALENE H COMPACT

AL RH5Z1 con sección de 150 y 240 mm² que transportará la potencia en 30 kV de nivel de tensión.

3.2.6 Canalizaciones para el cableado

Trazado entre módulos e inversor

Para este tramo, será necesario cumplir con la ITC-BT 030 de REBT para instalaciones en locales mojados, ya que este tramo será a la intemperie. Se intentará en la medida de lo posible que este tramo de cable discorra por la propia estructura del módulo. Para ello se utilizarán bridas de sujeción para que el cable discorra de manera “aérea”. Para este tramo, se utilizará tubo corrugado de polietileno de alta densidad (HDPE) de hasta 63 mm de diámetro.

Trazado entre inversor – AC Box – Main AC Box

En este tramo el conductor irá enterrado en zanjas de 800 mm de profundidad, se utiliza tubo corrugado de polietileno de alta densidad (HDPE) de hasta 100 mm de diámetro.

Trazado entre Main AC Box y transformador.

Para este tramo se usará de nuevo tubos de polietileno de alta densidad (HDPE) de 225 mm de diámetro, este diámetro es para cada una de las fases.

3.2.7 Protecciones

El sistema se diseña de tal forma que se garantice la seguridad de los usuarios como de los equipos para ello, se deberá de cumplir con el Real Decreto 1663/2000 del 29 de

septiembre sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a red, en concreto a el artículo 11, el que hace referencia a las protecciones.

Así, la instalación deberá de como mínimo con:

- Interruptor general manual, que será un interruptor magnetotérmico con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión. Este, será accesible por la empresa distribuidora en todo momento para realizar la desconexión de la planta si fuera necesario.
- Interruptor automático diferencial, con el fin de protección del personal en caso de derivación.
- Interruptor automático de la interconexión, para la conexión-desconexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red, habrá que instalarlo junto a un relé de enclavamiento.
- Protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (110 y 85 % respecto de la tensión nominal)

Adicionalmente, los equipos de los que se compondrá la instalación incluirán también sistemas de protección, se pasa por lo tanto a describir las protecciones incluidas en dichos equipos.

Protecciones incluidas en los módulos

En los módulos únicamente se instalan:

- Diodos de bypass: Estos diodos se instalan dentro del módulo y permiten que la corriente fluya a través de ellos en caso de sombreado o avería, por ejemplo, esto permite “desconectar a este módulo del resto del string y no perder todo un string por el sombreado o avería de uno de los módulos.

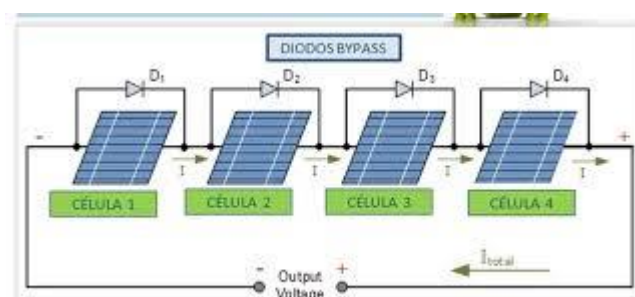


Figura 3.2 Diodos de bypass. Fuente:Grupoelektra.es
(Grupoelektra, departamento de renovables, 2017)

Protecciones incluidas en el inversor

Los inversores deberán cumplir lo previsto en el R.D. 1663/2000 por lo que tendrán que estar preparados para no mantener la tensión en la línea de distribución en el caso de funcionamiento en isla, lo que deberá estar certificado por el fabricante del inversor o por el laboratorio de certificación pertinente. Las protecciones que incluirá el inversor serán:

- **Protección contra sobretensiones:** el inversor incorpora descargadores de sobretensión tanto para el lado de continua como para el de alterna.
- **Protección frente a posibles derivaciones:** el inversor incluye un vigilante de aislamiento con una sensibilidad de 30 mA y un tiempo de disparo inferior a 0.3s.
- **Detección de corrientes residuales:** garantizando así que, al producirse un defecto, no circulen corrientes inversas hacia los strings.
- **Protecciones voltimétricas de la conexión:** desconectándose en caso de que la tensión se encuentre fuera de los parámetros requeridos por la red (VRT).
- **Protecciones frecuenciométricas de la conexión:** desconectándose en caso de que la frecuencia se encuentre fuera de los parámetros requeridos por la red (FRT).
- **Protecciones frente al funcionamiento en isla**

Protecciones incluidas en las AC box

Las AC box incluirán las siguientes protecciones:

- **Un fusible por fase:** Se asegurará por lo tanto la protección frente a sobrecorrientes.
- **Un seccionador de corte en carga por fase:** Para poder desconectar cualquier punto de la instalación aguas abajo.

Protecciones incluidas en las Main AC box

Las Main AC box incluirán las siguientes protecciones:

- **Un fusible por fase:** Se asegurará por lo tanto la protección frente a sobrecorrientes.
- **Interruptores magnetotérmicos:** se colocará uno por cada rama que conecta a una Main AC Box. La intensidad nominal de este dispositivo (IN) será de 315 A.
- **Un seccionador manual:** Se instalará un elemento de corte manual de calibre 2000 A en cada una de las Main AC boxes.

Sistema de puesta a tierras de baja tensión

Para las masas de baja tensión se tenderá por las zanjas cable desnudo de cobre. Este actuará como electrodo de puesta a tierra y a él se conectarán los distintos conductores de puesta a tierra.

La estructura de los módulos de cada una de las filas se unirá eléctricamente entre sí de modo que se asegure la equipotencialidad.

En los inversores se conectarán ambos lados (CC y AC) al electrodo de puesta a tierra que discurre por la zanja.

Para las instalaciones receptoras de Baja Tensión (como los sistemas auxiliares) se dispondrá de un sistema de puesta a tierra que puede o no ser independiente entre ellos pero que necesariamente será independiente con respecto al sistema de puesta a tierra de los elementos fotovoltaicos.

El sistema de tierras de baja tensión será completamente independiente del sistema de tierras de media y alta tensión y de los neutros de los transformadores.

Características y configuración del campo fotovoltaico

Como se ha comentado anteriormente, el enseriado se realizará con 26 módulos por string y su demostración se muestra en el apartado 6.2.1. Las características unitarias de cada uno de los strings de 26 módulos son:

Tabla 3.3: Características eléctricas de un string

Parámetro	Valor
Potencia fotovoltaica instalada	11,18 kWp
Corriente de cortocircuito	10,37 A
Corriente en el punto de máxima potencia	9,83 A
Tensión de circuito abierto	1.358,5 V
Tensión en el punto de máxima potencia	1.137,5 V

Como se puede ver en la ficha técnica del inversor, este tiene 18 inputs, es decir cada inversor podrá albergar 18 strings en paralelo (si la corriente de entrada lo permite). Sin embargo, según el código de red español nuestra planta debe de ser capaz de entregar reactiva, por lo que se deberá de instalar más inversores de los necesario para tener más potencia en AC y poder cumplir con este requisito. Por lo que máximo se conectarán 15 strings por inversor. Por lo tanto, las características a la entrada del inversor serán:

Tabla 3.4: Características eléctricas a la entrada del inversor

Parámetro	Valor
Potencia fotovoltaica instalada	167,7 kWp
Corriente de cortocircuito	155,55 A
Corriente en el punto de máxima potencia	147,45 A
Tensión de circuito abierto	1.358,5 V
Tensión en el punto de máxima potencia	1.137,5 V

Todos estos valores han sido obtenidos en condiciones STC que se muestran a continuación:

Tabla 3.5: Condiciones STC

Parámetro	Valor
------------------	--------------

Irradiación	1000 W/m ²
Temperatura de la célula	25 °C
Masa de aire (AM)	1,5

3.3 Sistema de media tensión

El parque fotovoltaico “El Bonillo Solar” genera la energía en corriente continua en los módulos fotovoltaicos, esta, se convierte en corriente alterna en los inversores y se eleva a 30 kV mediante unos transformadores elevadores de tensión de 0,8/30 kV.

El parque cuenta con 2 centros de transformación 0,8/30 de 4MVA de potencia cada uno. Estos, se unen entre si mediante una línea subterránea de media tensión que comienza en el transformador número 1, pasa por el 2 y al salir de éste, discurrirá en tramos subterráneo en una distancia aproximada de 700 m hasta la Subestación el Bonillo, donde será ABB como subcontrata quien se encargue de la interconexión en la subestación.

3.3.1 Cableado de Media Tensión. Líneas de 30 kV

Características generales

Tabla 3.6: Características generales de la línea

Parámetro	Valor
Tensión nominal de la línea (kV)	30
Tensión más elevada de la red (kV)	33
Potencia a evacuar (kVA)	8.000
Longitud	323
Categoría según tensión	Línea de AT de 2ª categoría
Montaje	Bajo tubo corrugado de 200 mm de diámetro
Número de conductores por fase	1
Frecuencia	50 Hz
Tipo de cable empleado	RHZ1-OL-H16

Trazado

La línea subterránea de 30 kV tendrá su origen en el centro de transformación 1 y unirá los centros de transformación 1 y 2 para posteriormente discurrir de manera subterránea hasta la subestación de evacuación “El Bonillo”.

Cableado

El cable usado será el modelo “Al Voltalene H | AL RHZ1-OL | Fca” y el fabricante e instalador será el grupo Prysmian. Este cable está diseñado acorde con la UNE HD 620-10E.kV. Su aislamiento es de polietileno reticulado (XLPE) y su cubierta es tipo Vemex.

El cable es libre de halógenos, con baja emisión de gases tóxicos y nula emisión de gases corrosivos. Tiene también protección longitudinal contra el agua a base de condones higroscópicos cruzados (designación OL).

Su tensión nominal es 18/30 kV y su nivel de aislamiento es de 36 kV.

Las conexiones y los empalmes se efectuarán siguiendo métodos que garanticen una perfecta continuidad del conductor y de su aislamiento. Las pantallas de los cables se conectarán a tierra en los dos extremos de la línea.

La sección del cable dependerá del tramo, se distinguen tres tramos principales.

Tabla 3.7: Longitudes y secciones del cable de media tensión

Tramo	Sección	Longitud
TRX 2 – TRX 1	150 mm ²	233 m
TRX 1 – C.S.M	240 mm ²	215 m
C.S.M. – S.E.	240 mm ²	700 m

Instalación del cable de media tensión

EL cable discurrirá por una zanja de 1,25 m de profundidad y 0,4 m de anchura. El cable irá entubado en tubos rojos de polietileno de alta densidad o polipropileno, este es comercializado en tramos de 6 m con 200 m de diámetro. El empalme entre los diferentes tramos de tubo se realizará de manera que se asegure la perfecta estanqueidad de la unión para impedir la entrada de arena, agua u otro material que se pueda acumular dentro del tubo.

3.3.2 Centros de transformación

Los dos centros de transformación 0,8/30 kV distribuidos por la planta se encargarán de elevar la tensión para su posterior recolección por la línea de 30 kV anteriormente descrita.

Cada centro de transformación estará formado por lo tanto por:

- Transformador elevador de tensión de 4.000 kVA
- Dos celdas de línea (1 de entrada y 1 de salida)
- Una celda de protección del transformador

Para este proyecto serán necesarios por lo tanto 2 centros de transformación 0,8/30 kV con un grupo de conexión DYN11. A continuación se muestran las características de los componentes del centro de transformación.

Características de los transformadores

Los transformadores tendrán una potencia de 4.000 kVA y las siguientes características:

Tabla 3.8: Características de los transformadores

Parámetro	Valor
Potencia (kVA)	4.000
Tipo	Sumergido en aceite
Conexión	DYn11
Frecuencia (Hz)	50
Tensión nominal del primario(kV)	30
Tensión de aislamiento del primario (kV)	36
Tensión nominal del secundario (kV)	0,8
Tensión de aislamiento del secundario (kV)	2,4
Impedancia de CC (%)	4-7
Perdidas en vacío(%)	<0,2
Perdidas en carga (%)	<1,2

Características de los centros de seccionamiento y protección

Se dispondrá de una caseta prefabricada de hormigón que contendrá las celdas de maniobra por cada transformador, cada caseta contará con las celdas de protección y control necesarias para llevar a cabo las operaciones explotación y mantenimiento de media tensión de la planta. En general todas las casetas contarán con dos celdas de línea, una celda con interruptor magnetotérmico y un elemento de corte en carga manual, excepto los edificios finales de línea que tan solo albergarán una celda de línea y una con interruptor magnetotérmico.

Las características técnicas serán:

Tabla 3.9: Características de los centros de protección y seccionamiento

Parámetro	Valor
Tipo	2LV (2 celdas de línea + 1 protección)
Aislamiento	SF6
Numero de Fases	3
Frecuencia nominal (Hz)	50
Tensión de servicio (kV)	30
Tensión de aislamiento (kV)	36
Corriente nominal (A)	630
Corriente de cc admisible (kA)	16
Duración del cc admisible (s)	1

3.3.3 Protecciones de media tensión

Protecciones frente a cortocircuitos y sobrecargas

Para la protección frente a cortocircuitos y sobrecargas en Media Tensión se utilizarán relés de intensidad de tiempo muy inverso con elemento instantáneos.

Estos proporcionarán las siguientes protecciones:

- Relé instantáneo de sobreintensidad. (50): Es el que funciona instantáneamente con un valor excesivo de velocidad de aumento de intensidad.
- Relé instantáneo de sobreintensidad en el neutro. (50N): Es el que funciona instantáneamente con un valor excesivo de velocidad de aumento de intensidad.
- Relé instantáneo de sobreintensidad temporizado. (51): Es un relé con una característica de tiempo inverso o de tiempo fijo que funciona cuando la intensidad de un circuito de CA sobrepasa in valor dado.
- Relé instantáneo de sobreintensidad temporizado en neutro. (51N): Es un relé con una característica de tiempo inverso o de tiempo fijo que funciona cuando la intensidad de un circuito de CA sobrepasa in valor dado.

Sistema de puesta a tierra

Las obras de puesta a tierra internas incluirán: puesta a tierra de servicio realizada con el lazo perimetral del cable de cobre y conexiones a las diferentes partes metálicas de la instalación mediante una caja de interruptores de seccionamiento.

Los circuitos tendrán bloques de terminales de desconexión a tierra para comprobar periódicamente la resistencia óhmica de la clavija de tierra y se colocarán de acuerdo con la entrada del cableado.

El sistema de puesta a tierra está diseñado de tal manera que, en el caso de una falla del sistema eléctrico, no exista tensión peligrosa potencial en ningún punto interno

3.4 Sistema de monitorización

Los inversores string propuestos disponen se comunican vía PLC con el equipo Smart ACU de Huawei. Este permite la monitorización de los inversores de la planta a través de una plataforma web garantizando un control remoto de las condiciones de operación de la misma. Se instalará un edificio de obra que servirá como centro de monitorización y como almacén para las piezas extra compradas por si necesita algún recambio.

Dicho esto, la monitorización de la planta se puede hacer prácticamente desde cualquier lado ya que Huawei cuenta con una página web para instalaciones fotovoltaicas donde se puede realizar un seguimiento de cada uno de los inversores de la planta.

3.5 Sistema de vigilancia perimetral (CCTV)

Todo el perímetro de la instalación estará protegido por vallado de 2 metros de altura del tipo deer fence y contará con cámaras de seguridad térmicas y analógicas. Estas se situarán cada aproximadamente 150 m intercalando en la medida de lo posible las cámaras analógicas y las térmicas. Las cámaras analógicas contarán a su lado con focos infrarrojos para durante la noche se de gran utilidad también. Es importante que las cámaras se lleguen a observar entre ellas para autoproteger el sistema de vigilancia.

Se instalará también un switch encargado de recoger y unir toda la información proveniente de las cámaras y un transceptor que es el elemento encargado de convertir los impulsos ópticos en eléctricos.

Además, durante los meses de construcción habrá un guardia de seguridad vigilando 24 horas al día todos los días de la semana.

3.6 Sistema de gestión de residuos de construcción

Según el Real Decreto 195/2008 del 21 de abril, “Residuo de construcción” es aquel que se genera en la obra de construcción, generalmente no peligroso, que no experimenta transformaciones físicas, químicas o biológicas y no es soluble ni combustible. En la construcción de “El Bonillo Solar” se generarán residuos como plástico, maderas, metales...

3.6.1 Identificación de los agentes intervinientes

Los agentes que intervienen en la gestión de los residuos de construcción son:

El productor de los residuos

El titular del proyecto es BoniSol S.L con CIF 26875455B y con domicilio en Calle del Stmo Cristo de los Milagros 37, El Bonillo, Albacete.

El titular del proyecto es por lo tanto el productor de los residuos de construcción por ser el titular de la obra y ser también la persona física o jurídica titular del bien inmueble objeto de la obra de construcción. También por ser la persona física o jurídica que efectúe operaciones de tratamiento, mezcla o de otro tipo que causen cambios en la composición del residuo.

El poseedor de los residuos

El poseedor de los residuos es aquel que tiene los residuos en su poder, este sería por lo tanto el contratista principal encargado de las labores de construcción. Debido a no ostentar la condición de gestor de residuos, cuando el contratista principal no pueda gestionar los residuos

por sí mismo será el encargado de entregar los residuos a un gestor de residuos certificado y dejar prueba por escrito y firmado por ambas partes de todas las transacciones que se lleven a cabo en la gestión de los residuos. En este documento, deberá de aparecer como mínimo la identificación del poseedor y del gestor, la obra de procedencia, la cantidad de residuos en toneladas o metros cúbicos que han sido entregadas, y el tipo de residuos entregados codificados según la lista europea de residuos.

El poseedor de los residuos tiene la responsabilidad de mantener unas correctas condiciones en el almacenamiento de residuos y evitar la mezcla de fracciones que dificulte su posterior valorización energética o eliminación.

Los residuos generados en la obra deberán separarse en fracciones según el tipo de residuo que sean. Esta separación será también llevada a cabo en la obra por parte del poseedor.

Una vez entregados a el gestor de residuos, la propiedad de los residuos cambiará y pasarán a pertenecer a el gestor.

Gestor de los residuos de construcción

El gestor será la persona o entidad, pública o privada que realice cualquiera de las operaciones que componen la recogida, el almacenamiento, el transporte, la valorización y la eliminación de los residuos, incluida la vigilancia de estas operaciones y de los vertederos.

Además de las operaciones mencionadas anteriormente, el gestor de los residuos cumplirá con las siguientes obligaciones:

- a) Llevar un registro en el que se muestre la cantidad de residuos gestionados, en toneladas y en metros cúbicos, el tipo de residuos, codificados de manera acorde con la codificación europea, la identificación del productor, del poseedor y de la obra de la que proceden o del gestor, si proceden de una operación de gestión anterior (también incluirá el tipo de operación de gestión).
- b) Poner a disposición de las administraciones públicas un documento fehaciente en el que se muestre lo expuesto en el apartado a).
- c) En el supuesto de que el gestor carezca de la autorización como gestor de residuos peligrosos, deberá poseer un sistema de admisión que permita que, antes que ser tratados los residuos, se separen y se almacenen correctamente los residuos peligrosos antes de la entrega a un gestor autorizado de residuos peligrosos.

3.6.2 Estimación de la cantidad de residuos de construcción en la obra

Se va a realizar una estimación de la cantidad, expresada en toneladas y en metros cúbicos de los residuos de construcción que se generarán en la obra. En primer lugar, se muestra un listado de los residuos y sus etiquetas correspondientes que se generaran en obra.

Tabla 3.10: Codificación de los residuos

Tipo de residuo	Codificación europea
------------------------	-----------------------------

Madera	17 02 01
Cobre, bronce, latón	17 04 01
Aluminio	17 04 02
Hierro y Acero	17 04 05
Papel y cartón	20 01 01
Plástico	17 02 03

(INE, 2016)

Los residuos de la obra proceden principalmente del embalaje de los equipos, en orden de mayor a menos residuos asociados:

- Embalaje de módulos fotovoltaicos
- Embalaje de inversores
- Embalaje de cuadros
- Despunte de cable
- Embalaje de los transformadores
- Metales sobrantes de la estructura

Módulos fotovoltaicos

N.º de módulos	Nº módulos pallet	kg madera Pallet	kg cartón pallet	kg plástico pallet	kg madera	kg cartón	kg plástico
23.270	27	12	1,6	1,5	10.334	1.379,2	1.293

Inversores

N.º de inversores	Nº inversores pallet	kg madera Pallet	kg cartón pallet	kg plástico pallet	kg madera	kg cartón	kg plástico
62	8	8	1,6	1,2	64	12,8	9,6

Cuadros

N.º de cuadros	Nº cuadros pallet	kg madera Pallet	kg cartón pallet	kg plástico pallet	kg madera	kg cartón	kg plástico
6	1	8	1,6	1,5	48	9,6	9

Transformadores

N.º de trafos	Nº trafos pallet	kg madera Pallet	kg cartón pallet	kg plástico pallet	kg madera	kg cartón	kg plástico
2	1	12	0	0	24	0	0

Despuntos de cable

Para los despuntos de cable se considerarán las siguientes ratios.

- En el caso del cobre 15,8 kg /MWp
- En el caso del aluminio 3,4 kg /MWp

Estas ratios son bastante altos y es probable que se generen menos residuos, haciendo caso a las ratios anteriores, se estiman 158 kg de Cu y 34 kg de Al.

Metales sobrantes de estructura

Las estructuras llegan a obra con las dimensiones exactas por lo que el único sobrante se produciría sobre los perfiles que hincan en el suelo, si por las condiciones del suelo no se pueden hincar a la profundidad deseada, se cortarían generándose despuntos de aluminio.

El ratio usado en este caso sería 7,65 kg Al/MWp.

Lo que resultaría en un total de 76,5 kg de Aluminio adicionales.

Por lo tanto, el desglose total de los residuos generados en obra será:

- Madera: 10,47 toneladas
- Papel y cartón: 1,402 toneladas
- Plástico: 1,312 toneladas
- Metales: 0,27 toneladas (158 kg de Cu y 110,5 kg de Al)

3.6.3 Gestión de los Residuos de Construcción y Demolición (RCDs)

Para llevar a cabo la gestión de los residuos, se podrán llevar a cabo las siguientes actividades:

Actividades de valorización de los RCDs

El desarrollo de actividades de valorización de residuos de construcción y demolición requiere autorización previa del órgano competente en materia medioambiental de la comunidad autónoma.

La autorización puede ser otorgada para una o varias de las operaciones que se vayan a realizar, y sin perjuicio de las autorizaciones o licencias exigidas por cualquier otra normativa aplicable a

la actividad. La autorización se otorga por un plazo de tiempo determinado, y puede ser renovada por períodos sucesivos.

Esta autorización sólo será concedida previa inspección de las instalaciones en las que vaya a desarrollarse la actividad y comprobación de la cualificación de los técnicos responsables de su dirección.

Actividades de valorización de los RCDs en la obra que se han producido

La normativa de las comunidades autónomas puede eximir de la autorización administrativa a los poseedores que se ocupen de la valorización de los residuos no peligrosos de construcción y demolición en la misma obra en que se han producido, fijando los tipos y cantidades de residuos y condiciones. Las actividades de valorización de residuos deben ajustarse a lo establecido en el proyecto de obra.

La dirección facultativa de la obra deberá aprobar los medios previstos para dicha valorización in situ.

Estas actividades deben ser llevadas a cabo sin poner en peligro la salud humana y sin utilizar procedimientos ni métodos que perjudiquen al medio ambiente (agua, aire, suelo, fauna o flora) sin provocar molestias por ruido ni olores y sin dañar el paisaje y los espacios naturales que gocen de algún tipo de protección de acuerdo con la legislación aplicable.

Las actividades a las que sea de aplicación la exención contemplada deben quedar obligatoriamente registradas en la forma que establezcan las comunidades autónomas.

Tratamiento de RCDs mediante plantas móviles en centros fijos de valorización o eliminación de residuos.

La actividad de tratamiento de RCD mediante una planta móvil, cuando esta se lleve a cabo en un centro fijo de valorización o de eliminación de residuos, debe preverse en la autorización otorgada a dicho centro fijo, y cumplir con los requisitos establecidos en la misma.

Actividades de eliminación de RCDs mediante depósito en vertedero

Está prohibido el depósito en vertedero de RCD que no hayan sido sometidos a alguna operación de tratamiento previo. Esta disposición no se aplicará a los residuos inertes cuyo tratamiento sea técnicamente inviable, ni a los residuos de construcción y demolición cuyo tratamiento no contribuya a los objetivos de reducir los peligros sobre la salud humana o el medio ambiente.

Actividades de recogida, transporte y almacenamiento de RCDs

Los titulares de actividades en las que se desarrollen operaciones de recogida, transporte y almacenamiento de RCD deben notificarlo al órgano competente en materia medioambiental de la comunidad autónoma correspondiente, quedando debidamente registradas estas actividades en la forma que establezca la normativa de las comunidades autónomas. La legislación de las comunidades autónomas podrá someter a autorización el ejercicio de estas actividades.

4. Realización de los cálculos

La realización de los cálculos de la instalación se ha realizado de acuerdo con el anexo 2 “Cálculos Justificativos”, por lo que todas las referencias que se hagan o a fórmulas o a apartados se refieren a este documento.

4.1 Cálculos básicos de diseño de la instalación

Como se ha explicado anteriormente, se procede ahora a el cálculo de la potencia en CA, el número de módulos y de inversores.

Aplicando la ecuación (1.1) con un sobredimensionamiento del 20% se obtiene una potencia en AC de:

$$Potencia\ nominal\ (AC) = 8,33\ MVA$$

Con 8,33 MVA sería un sobredimensionamiento exacto del 20%. Sin embargo, se decide optar por una potencia nominal de 8 MVA para abaratar el coste de los transformadores.

Una vez se ha calculado la potencia nominal se procede a calcular el número de módulos. Por lo tanto, se aplica ahora la ecuación (1.2)

$$n^{\circ}\ módulos = \frac{Potencia\ pico\ de\ la\ instalación}{Potencia\ pico\ del\ panel}$$

Siendo:

- Potencia pico de la instalación: La considerada anteriormente e igual a 10 MWp
- Potencia pico del panel: La indicada en la ficha técnica del panel e igual a 430 Wp

Haciendo esta división se obtiene como resultado:

$$n^{\circ}\ módulos = 23.255,81$$

Es decir, para llegar a la potencia pico deseada se necesitarán de 23.256 módulos. Sin embargo, éste no es el número de módulos real de nuestra instalación ya que, no es divisible por 26 por lo que quedaría un string incompleto. Se procede por lo tanto a calcular el número de strings necesarios:

$$n^{\circ}\ strings = \frac{23.256}{26} = 894,46\ strings$$

Si se redondea al número inmediatamente superior (para asegurarse de llegar a la potencia pico deseada) se obtienen 895 strings. Multiplicando por 26 para calcular el número de módulos exactos.

$$n^{\circ}\ módulos = 895 \cdot 26 = 23.270\ módulos$$

Se procede ahora a el cálculo del número de inversores. Si observamos la ficha técnica, el inversor puede albergar hasta 18 strings (tiene 18 entradas). Sin embargo, el código de red español obliga a tener la capacidad de poder entregar reactiva si se precisara, en una instalación fotovoltaica, esto se traduce en aumentar el número de inversores, es decir, que cada inversor abarque meno potencia en DC (menos strings). Se considera por lo tanto que cada inversor albergará 14 strings. El número de inversores será, por lo tanto:

$$n^{\circ} \text{ inversores} = \frac{n^{\circ} \text{ strings}}{14}$$

Siendo:

- Nº strings: Los 895 strings calculados anteriormente.
- 14: Numero de strings por inversor.

Se obtiene, por lo tanto:

$$n^{\circ} \text{ inversores} = 63,92$$

Redondeando de nuevo al alza se puede concluir que habrá un total de 64 inversores. 63 de ellos albergarán 14 strings y tan solo uno de ellos albergara 13.

Como resumen:

Tabla 4.1 Parámetros de dimensionamiento de la instalación

Parámetro	Valor
Potencia en CC	10.006,1 kWp
Potencia en CA	8 MVA
Sobredimensionamiento	25%
Nº módulos por string	26
Nº strings por inversor	13 o 14
Nº módulos totales	23.270
Nº inversores totales	64

4.2 Cálculos de baja tensión

4.2.1 Enseriado de paneles

Para llevar a cabo la justificación del enseriado elegido (26 módulos/string) se comprobará por dos criterios, el de la intensidad y el de la tensión.

Para ello se debe acudir a la hoja técnica del módulo y del inversor. Se muestran ahora las características principales de ambos.

Tabla 4.2 Características del módulo

Parámetro	Valor
Potencia máxima	430 W
Tensión en el punto de máxima potencia	43,75 V
Tensión de circuito abierto	52,25 V
Intensidad en el punto de máxima potencia	9,83 A

Intensidad de cortocircuito	10,37 A
Rendimiento del módulo	19,9%
Coefficiente de variación de la potencia con la temperatura	-0,36 %/°C
Coefficiente de variación de la tensión con la temperatura	-0,28 %/°C
Coefficiente de variación de la intensidad con la temperatura	0,048 %/°C
Temperatura de operación nominal de la célula	45 °C

Tabla 4.3 Características a la entrada del inversor

Parámetro	Valor
Voltaje máximo a la entrada	1500 V
Corriente máxima por MPPT	26 A
Corriente máxima de cortocircuito por MPPT	40 A
Rango de operación en el punto de máxima potencia	500 – 1500 V
Voltaje nominal	1080 V
Numero de Inputs	18
Numero de seguidores del punto de máxima potencia	9

Comprobación por intensidad

Se aplica ahora la ecuación (2.1).

$$I_{MAX} = n^{\circ} \text{ strings paralelo} * I_{sc} + \left(\frac{K_{sc}}{100} * I_{sc} * n^{\circ} \text{ strings paralelo} * (T_{MAX} - 20^{\circ}C)\right)$$

Siendo:

- n° strings paralelo igual a 14 (el más restrictivo)
- I_{sc} : Intensidad de cortocircuito, igual a 10,37 A.
- K_{sc} : Coeficiente de variación de la intensidad con la temperatura, igual a 0,048%/°C
- T_{MAX} : Temperatura máxima del panel, igual a 70°C

$$I_{MAX} = 148,66 \text{ A}$$

La corriente máxima de entrada al inversor no es dada como tal en la hoja técnica, pero sí que se da la corriente máxima por punto de máxima potencia (MPPT). Esta tiene un valor de 40 A y, al tener 9 MPPTs se puede asegurar que el inversor soportará:

$$I_{MAX,INV} = I_{MAX,MPPT} * n^{\circ} \text{ MPPTs}$$

Con esta simple fórmula se obtiene un valor máximo a la entrada de:

$$I_{MAX,INV} = 360 \text{ A}$$

Por lo tanto, se verifica que:

$$I_{MAX,INV} \geq I_{MAX}$$

Comprobación por tensión

Se aplica ahora la ecuación 2.2:

$$V_{MIN} = n^{\circ} \text{ mod. serie} * V_{MPPT} + \left(\frac{K_{OC}}{100}\right) * V_{MPPT} * n^{\circ} \text{ mod. serie} * (T_{MAX} - 20^{\circ}C)$$

Siendo:

- $n^{\circ} \text{ mod. serie}$ igual a 26.
- V_{MPPT} : Tensión en el punto de máxima potencia, igual a 43,75 V
- K_{OC} : Coeficiente de variación de la tensión con la temperatura, igual a -0,28%/°C.
- T_{MAX} : Temperatura máxima del panel, igual a 70°C.

$$V_{MIN} = 978,25 \text{ V}$$

Este valor es considerablemente superior en comparación con la tensión mínima a la entrada (500 V).

Se comprobará ahora la tensión máxima, este parámetro suele ser el más restrictivo a la hora del cálculo del enseriado. Se aplica ahora de nuevo la ecuación 2.2.

$$V_{MAX} = n^{\circ} \text{ mod. serie} * V_{OC} + \left(\frac{K_{OC}}{100}\right) * V_{OC} * n^{\circ} \text{ mod. serie} * (T_{MIN} - 20^{\circ}C)$$

Siendo:

- $n^{\circ} \text{ mod. serie}$ igual a 26.
- V_{OC} : Tensión en el punto de máxima potencia, igual a 52,25 V
- K_{OC} : Coeficiente de variación de la tensión con la temperatura, igual a -0,28%/°C.
- T_{MIN} : Temperatura máxima del panel, igual a -10°C.

$$V_{MAX} = 1.244,39 \text{ V}$$

Como se ha podido comprobar, el valor de la tensión de circuito abierto en las peores condiciones (Temperatura mínima e irradiación máxima) se seguiría cumpliendo por lo que se puede concluir que el enseriado a 26 sería posible.

4.2.2 Cálculo de las secciones de cableado

Como ya se ha explicado anteriormente, para abordar el cálculo dividiremos en 4 tramos, para cada uno de estos se comprobará por el criterio de caída de tensión y por el criterio de intensidad máxima o térmico.

Tramo CC: Final del string – inversor

➤ Criterio de intensidad máxima

En este caso, se trata de seleccionar un cable que admita una intensidad máxima admisible un 25% superior a la intensidad máxima que puede circular por ese cable.

Las corrientes máximas del conductor en servicio permanente para el cableado de string se recogen en la Tabla 3 de la norma UNE-EN 50618.

Sección mm ²	Tipo de instalación		
	Al aire 60 °C	Sobre superficie	Adyacente a superficies
1,5	30	29	24
2,5	41	39	33
4	55	52	44
6	70	67	57
10	98	93	79
16	132	125	107
25	176	167	142
35	218	207	176

Figura 4.1 Intensidades máximas admisibles. Fuente: UNE-EN 50618 (2015)

El cable seleccionado debe de cumplir:

$$I_z \geq 1,25 \cdot I_{string_max}$$

Siendo:

- I_z : Intensidad máxima admisible en servicio permanente
- I_{string_max} : Se considerará en este caso la intensidad de cortocircuito el módulo, es decir, 10,37 A

Sin embargo, la intensidad máxima admisible se ve reducida por 3 factores, por lo tanto:

$$I_z = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot I_0$$

Siendo:

- I_0 : Intensidad obtenida en las tablas, para conductores sobre superficie de 4 mm² se obtiene un valor de 52 A
- K_1 : Factor de reducción por agrupación de cables, al ser varios cables discurriendo juntos, será igual a 0,8.
- K_2 : Factor de reducción por radiación directa sobre el conductor. Aunque estará sombreado prácticamente la totalidad del tiempo, se aplicará también un facto de 0,85.
- K_3 : Factor de reducción por temperatura. Las tablas son para conductores a 60°C por lo tanto al considerar una temperatura de 90°C se deberá aplicar un factor de corrección de 0,71.

Por lo tanto:

$$I_z = 28,24 \text{ A}$$

Y se cumple que:

$$28,24 \text{ A} \geq 10,37 \cdot 1,25$$

Por lo tanto, para este tramo, será suficiente con secciones de cable de 4 mm².

➤ Criterio de caída de tensión

Como se ha dicho anteriormente, se garantizará una caída de tensión máxima del 1%. Se calculará para el caso más desfavorable, es decir, con niveles de irradiancia superiores a 900 W/m². Se aplicará la ecuación 2.3 que se muestra a continuación.

$$S \geq \frac{2 \cdot L_{string} \cdot I_{string}}{\frac{\varepsilon}{100} \cdot \sigma(T_{MAX}) \cdot V_{string}}$$

Siendo:

- L_{string} : Longitud desde el módulo más alejado al inversor. Al ser strings de 26 módulos y estar éstos colocados en posición vertical. Observando el plano, se considera la longitud más desfavorable, es decir, el string más alejado. Aproximadamente 70 m.
- I_{string} : Intensidad máxima que recorre el string, se tomará como ésta la intensidad de cortocircuito proporcionada por el fabricante e igual a 10,37 A.
- $\sigma(T_{MAX})$: Conductividad del cobre a la temperatura máxima, un valor bastante conservador sería a una temperatura de 90 °C, la conductividad del cobre a esta temperatura es de 44 Ω⁻¹m/mm².
- V_{string} : Tensión del string en el punto de máxima potencia, para nuestro caso tiene un valor de 1.137,5 V

$$S \geq 2,9 \text{ mm}^2$$

No se ha realizado el cálculo para cada tramo de manera individual al ser un proceso bastante tedioso debido al gran número de strings que hay (865).

Tramo de CA: Inversor – AC Box

➤ Criterio de corriente máxima

Como ya se ha comentado en la memoria el cable seleccionado para este tramo es el RV-K FOC de la marca general cable, una empresa del grupo Prysmian.

En la ficha técnica del cable, se muestra las intensidades máximas admisibles del cable en función de la sección.

CÓDIGO	SECCIÓN mm ²	DIÁMETRO EXTERIOR mm	PESO kg/km	RADIO DE CURVATURA mm	INTENSIDAD		CAIDA DE TENSIÓN	
					AL AIRE [®]	ENTERRADA [®]	COS $\mu = 0,8$	COS $\mu = 1$
					A	A	V/A.km	V/A.km
1994106	1x1,5	5,7	45	25	20	27	23,64	29,37
1994107	1x2,5	6,1	60	25	28	36	14,23	17,62
1994108	1x4	6,7	75	30	38	46	8,873	10,93
1994109	1x6	7,2	95	30	48	58	5,950	7,288
1994110	1x10	8,2	140	35	66	78	3,484	4,218
1994111	1x16	9,2	195	40	88	100	2,240	2,672
1994112	1x25	10,8	285	45	115	125	1,476	1,723
1994113	1x35	11,9	380	50	145	150	1,073	1,224
1994114	1x50	13,5	520	55	185	185	0,773	0,852
1994115	1x70	15,6	720	65	235	225	0,568	0,601
1994116	1x95	17,4	930	70	285	260	0,449	0,455
1994117	1x120	19,4	1.170	80	335	300	0,368	0,356
1994118	1x150	21,4	1.450	90	390	340	0,311	0,285
1994119	1x185	23,3	1.740	95	445	380	0,270	0,234
1994120	1x240	26,6	2.310	135	540	445	0,223	0,177
1994121	1x300	30,2	2.890	155	610	500	0,193	0,142

Figura 4.2 Intensidades admisibles RV-K FOC

De nuevo se debe cumplir el criterio:

$$I_z \geq 1,25 \cdot I_{MAX}$$

Siendo:

- I_z : Intensidad máxima admisible en servicio permanente
- I_{MAX} : Intensidad máxima que circulará por el cable. En este caso la máxima de salida del inversor e igual a 134,9 A

Por lo tanto:

$$I_z \geq 168,63 A$$

Como ya se ha comentado, la intensidad máxima admisible se obtiene de la tabla de la figura 13 pero hay que aplicarle los coeficientes de reducción mencionados anteriormente.

$$I_z = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot I_0$$

En este caso:

$$K_1 = 0,9 \quad K_2 = 1 \quad K_3 = 0,93$$

Estos valores se justifican porque son varios cables discurriendo ($K_1 = 0,9$) están enterrados y discurren por zanja ($K_2 = 1$) y se ha considerado una temperatura del terreno superior a 25 °C y en torno a 35°C ($K_3 = 0,93$).

Mirando en la tabla, con el cable de 70 mm² (1 conductor por fase) admite una intensidad de:

$$I_0 = 225 A$$

Aplicando los coeficientes de reducción se obtiene un valor de:

$$I_z = 188,33 A$$

Y por lo tanto se cumple que:

$$I_z \geq 1,25 \cdot I_{MAX}$$

Se concluye que según el criterio de corriente máxima la sección tendrá que ser mayor o igual a 70 mm².

➤ Criterio de caída de tensión

Para este tramo se han realizado las medidas de las distancias de todos los inversores a las AC boxes, en este caso al ser un número de inversores moderadamente reducido (64). Si que se ha podido evaluar cada tramo de manera individual y no se ha tenido que coger el tramo más restrictivo.

Se aplicará de nuevo la ecuación 2.3 para cada uno de los tramos, en este caso, la caída de tensión impuesta en este tramo es del 0.8%.

$$S \geq \frac{2 \cdot L \cdot I_{OUT,INV}}{\frac{\varepsilon}{100} \cdot \sigma(T_{MAX}) \cdot V_{OUT,INV}}$$

Siendo:

- L_{string} : Medida en el plano para cada tramo
- L : Longitud del inversor a la AC Box, medida en el plano para cada tramo
- $I_{OUT,INV}$: Intensidad máxima a la salida del inversor, 134,9 A
- ε : Caída de tensión porcentual, para este tramo 0,6%.
- $\sigma(T_{MAX})$: Conductividad del cobre a la temperatura máxima, un valor bastante conservador sería a una temperatura de 90 °C, la conductividad del cobre a esta temperatura es de 44 Ω⁻¹m/mm².
- $V_{OUT,INV}$: Tensión de salida del inversor, para este caso 800 V.

➤ Resultados

Tabla 4.4 Cálculo de sección en el tramo Inversor –AC Box

nº AC Box	nº Inversor	Longitud	Intensidad	Tensión	Sección obtenida	Sección comercial	Sección más restrictiva	Sección seleccionada	Caída de tensión
AC box 1	Inversor 1	2 m	134.9 A	800 V	1.92	3 mm ²	70 mm ²	70 mm ²	0.02%
	Inversor 2	58 m	134.9 A	800 V	55.57 mm ²	70 mm ²	70 mm ²	70 mm ²	0.64%
	Inversor 3	42 m	134.9 A	800 V	40.24 mm ²	50 mm ²	70 mm ²	70 mm ²	0.46%
AC Box 2	Inversor 4	2 m	134.9 A	800 V	1.92 mm ²	3 mm ²	70 mm ²	70 mm ²	0.02%
	Inversor 5	24 m	134.9 A	800 V	22.99 mm ²	25 mm ²	70 mm ²	70 mm ²	0.26%
	Inversor 6	47 m	134.9 A	800 V	45.03 mm ²	50 mm ²	70 mm ²	70 mm ²	0.51%
AC Box 3	Inversor 7	2 m	134.9 A	800 V	1.92 mm ²	3 mm ²	70 mm ²	70 mm ²	0.02%
	Inversor 8	106 m	134.9 A	800 V	101.56 mm ²	120 mm ²	120 mm ²	150 mm ²	0.54%
	Inversor 9	26 m	134.9 A	800 V	24.91 mm ²	25 mm ²	70 mm ²	70 mm ²	0.28%
	Inversor 10	2 m	134.9 A	800 V	1.92 mm ²	3 mm ²	70 mm ²	70 mm ²	0.02%

Diseño y análisis de una planta solar fotovoltaica de 8 MW ubicada en El Bonillo, Albacete

AC Box 4	Inversor 11	108 m	134.9 A	800 V	103.47 mm ²	120 mm ²	120 mm ²	150 mm ²	0.55%
	Inversor 12	23 m	134.9 A	800 V	22.04 mm ²	25 mm ²	70 mm ²	70 mm ²	0.25%
AC Box 5	Inversor 13	2 m	134.9 A	800 V	1.92 mm ²	3 mm ²	70 mm ²	70 mm ²	0.02%
	Inversor 14	45 m	134.9 A	800 V	43.11 mm ²	50 mm ²	70 mm ²	70 mm ²	0.49%
	Inversor 15	22 m	134.9 A	800 V	21.08 mm ²	25 mm ²	70 mm ²	70 mm ²	0.24%
AC Box 6	Inversor 16	2 m	134.9 A	800 V	1.92 mm ²	3 mm ²	70 mm ²	70 mm ²	0.02%
	Inversor 17	45 m	134.9 A	800 V	43.11 mm ²	50 mm ²	70 mm ²	70 mm ²	0.49%
	Inversor 18	22 m	134.9 A	800 V	21.08 mm ²	25 mm ²	70 mm ²	70 mm ²	0.24%
AC Box 7	Inversor 19	2 m	134.9 A	800 V	1.92 mm ²	3 mm ²	70 mm ²	70 mm ²	0.02%
	Inversor 20	126 m	134.9 A	800 V	120.72 mm ²	150 mm ²	150 mm ²	150 mm ²	0.64%
	Inversor 21	33 m	134.9 A	800 V	31.62 mm ²	35 mm ²	70 mm ²	70 mm ²	0.36%
AC Box 8	Inversor 22	2 m	134.9 A	800 V	1.92 mm ²	3 mm ²	70 mm ²	70 mm ²	0.02%
	Inversor 23	76 m	134.9 A	800 V	72.82 mm ²	95 mm ²	95 mm ²	150 mm ²	0.39%
	Inversor 24	12 m	134.9 A	800 V	11.5 mm ²	16 mm ²	70 mm ²	70 mm ²	0.13%
AC Box 9	Inversor 25	2 m	134.9 A	800 V	1.92 mm ²	3 mm ²	70 mm ²	70 mm ²	0.02%
	Inversor 26	30 m	134.9 A	800 V	28.74 mm ²	35 mm ²	70 mm ²	70 mm ²	0.33%
	Inversor 27	53 m	134.9 A	800 V	50.78 mm ²	70 mm ²	70 mm ²	70 mm ²	0.58%
AC Box 10	Inversor 28	2 m	134.9 A	800 V	1.92 mm ²	3 mm ²	70 mm ²	70 mm ²	0.02%
	Inversor 29	98 m	134.9 A	800 V	93.89 mm ²	95 mm ²	95 mm ²	150 mm ²	0.50%
	Inversor 30	152 m	134.9 A	800 V	145.63 mm ²	150 mm ²	150 mm ²	150 mm ²	0.78%
AC Box 11	Inversor 31	2 m	134.9 A	800 V	1.92 mm ²	3 mm ²	70 mm ²	70 mm ²	0.02%
	Inversor 32	28 m	134.9 A	800 V	26.83 mm ²	35 mm ²	70 mm ²	70 mm ²	0.31%
	Inversor 33	22 m	134.9 A	800 V	21.08 mm ²	25 mm ²	70 mm ²	70 mm ²	0.24%
AC Box 12	Inversor 34	2 m	134.9 A	800 V	1.92 mm ²	3 mm ²	70 mm ²	70 mm ²	0.02%
	Inversor 35	33 m	134.9 A	800 V	31.62 mm ²	35 mm ²	70 mm ²	70 mm ²	0.36%
	Inversor 36	27 m	134.9 A	800 V	25.87 mm ²	35 mm ²	70 mm ²	70 mm ²	0.30%
AC Box 13	Inversor 37	2 m	134.9 A	800 V	1.92 mm ²	3 mm ²	70 mm ²	70 mm ²	0.02%
	Inversor 38	40 m	134.9 A	800 V	38.32 mm ²	50 mm ²	70 mm ²	70 mm ²	0.44%
	Inversor 39	42 m	134.9 A	800 V	40.24 mm ²	50 mm ²	70 mm ²	70 mm ²	0.46%
AC Box 14	Inversor 40	2 m	134.9 A	800 V	1.92 mm ²	3 mm ²	70 mm ²	70 mm ²	0.02%
	Inversor 41	32 m	134.9 A	800 V	30.66 mm ²	35 mm ²	70 mm ²	70 mm ²	0.35%
	Inversor 42	88 m	134.9 A	800 V	84.31 mm ²	95 mm ²	95 mm ²	150 mm ²	0.45%
AC Box 15	Inversor 43	2 m	134.9 A	800 V	1.92 mm ²	3 mm ²	70 mm ²	70 mm ²	0.02%
	Inversor 44	54 m	134.9 A	800 V	51.74 mm ²	70 mm ²	70 mm ²	70 mm ²	0.59%
	Inversor 45	30 m	134.9 A	800 V	28.74 mm ²	35 mm ²	70 mm ²	70 mm ²	0.33%

Diseño y análisis de una planta solar fotovoltaica de 8 MW ubicada en El Bonillo, Albacete

AC Box 16	Inversor 46	2 m	134.9 A	800 V	1.92 mm ²	3 mm ²	70 mm ²	70 mm ²	0.02%
	Inversor 47	50 m	134.9 A	800 V	47.9 mm ²	50 mm ²	70 mm ²	70 mm ²	0.55%
	Inversor 48	23 m	134.9 A	800 V	22.04 mm ²	25 mm ²	70 mm ²	70 mm ²	0.25%
AC Box 17	Inversor 49	2 m	134.9 A	800 V	1.92 mm ²	3 mm ²	70 mm ²	70 mm ²	0.02%
	Inversor 50	23 m	134.9 A	800 V	22.04 mm ²	25 mm ²	70 mm ²	70 mm ²	0.25%
	Inversor 51	54 m	134.9 A	800 V	51.74 mm ²	70 mm ²	70 mm ²	70 mm ²	0.59%
AC Box 18	Inversor 52	2 m	134.9 A	800 V	1.92 mm ²	3 mm ²	70 mm ²	70 mm ²	0.02%
	Inversor 53	30 m	134.9 A	800 V	28.74 mm ²	35 mm ²	70 mm ²	70 mm ²	0.33%
	Inversor 54	62 m	134.9 A	800 V	59.4 mm ²	70 mm ²	70 mm ²	70 mm ²	0.68%
AC Box 19	Inversor 55	2 m	134.9 A	800 V	1.92 mm ²	3 mm ²	70 mm ²	70 mm ²	0.02%
	Inversor 56	32 m	134.9 A	800 V	30.66 mm ²	35 mm ²	70 mm ²	70 mm ²	0.35%
	Inversor 57	70 m	134.9 A	800 V	67.07 mm ²	70 mm ²	70 mm ²	70 mm ²	0.77%
AC Box 20	Inversor 58	2 m	134.9 A	800 V	1.92 mm ²	3 mm ²	70 mm ²	70 mm ²	0.02%
	Inversor 59	27 m	134.9 A	800 V	25.87 mm ²	35 mm ²	70 mm ²	70 mm ²	0.30%
	Inversor 60	62 m	134.9 A	800 V	59.4 mm ²	70 mm ²	70 mm ²	70 mm ²	0.68%
AC Box 21	Inversor 61	2 m	134.9 A	800 V	1.92 mm ²	3 mm ²	70 mm ²	70 mm ²	0.02%
	Inversor 62	24 m	134.9 A	800 V	22.99 mm ²	25 mm ²	70 mm ²	70 mm ²	0.26%
	Inversor 63	37 m	134.9 A	800 V	35.45 mm ²	50 mm ²	70 mm ²	70 mm ²	0.41%
	Inversor 64	46 m	134.9 A	800 V	44.07 mm ²	50 mm ²	70 mm ²	70 mm ²	0.50%

El proceso de cálculo ha sido el siguiente:

- Se ha medido la longitud desde cada inversor a cada AC Box. Como se puede observar para cada AC Box hay un tramo de 2 m, este corresponde al del inversor que tiene justo al lado.
- Una vez se ha calculado la sección necesaria para que no se produzca una caída de tensión superior al 0,8% se redondea a la sección comercial más cercana en la columna “sección comercial”.
- En la columna “Sección más restrictiva” se ha tenido en cuenta cuál de los dos criterios era el más restrictivo, que, por lo general resultaba ser el criterio de intensidad máxima.
- En la columna “Sección seleccionada” se ha decidido comprar solo dos secciones diferentes ya que eso puede repercutir en un abaratamiento del coste del cable, por lo que las dos secciones elegidas han sido 70 y 150 mm².
- En la última columna, la llamada “Caída de tensión” se ha calculado el valor porcentual de la caída de tensión teniendo en cuenta las secciones compradas.

Tramo de CA: AC Box – Main AC Box

Para este tramo se ha de considerar dos tipos de AC box que se presentan en la instalación:

1. AC box que agrupa 3 inversores (20 unidades)
2. AC box que agrupa 4 inversores (1 unidad)

Se realizarán los cálculos para las dos opciones.

➤ Criterio de intensidad máxima

De nuevo el cable seleccionado para este tramo es el RV-K Foc de General Cable. Por lo que se podrá hacer uso de la figura 13 para determinar las intensidades máximas admisibles en servicio permanente.

En primer lugar, ha de calcularse I_{MAX} , en este caso se calcularán dos:

- $I_{MAX,1}$: La intensidad máxima que circula por el cable de salida de las AC box del grupo 1 (3 inversores). Ésta es igual a:

$$I_{MAX,1} = 3 \cdot 134,9 A = 404,7 A$$

- $I_{MAX,2}$: La intensidad máxima que circula por el cable de salida de las AC box del grupo 2 (4 inversores). Ésta es igual a:

$$I_{MAX,2} = 4 \cdot 134,9 A = 539,6 A$$

Para este tramo de cableado no basta con las intensidades de la figura 5.4, por lo que se tendrá que instalar varios conductores por fase. Los coeficientes de reducción aplicados para este tramo K_1 , K_2 y K_3 serán los mismos que los empleados en el anterior tramo e igual a 0,85, 1 y 0,93 respectivamente.

Para el grupo de AC box 1 se emplearán conductores de 150 mm² con dos conductores por fase (2x150mm²), así:

$$I_z = 0,85 \cdot 1 \cdot 0,93 \cdot (2 \cdot 340 A) = 537,54 A$$

Por lo tanto, se cumple que:

$$I_z \geq 1,25 \cdot I_{MAX}$$

Para el grupo de AC box 2 se usarán conductores de 240 mm² con dos conductores por fase (2x240mm²), así:

$$I_z = 0,85 \cdot 1 \cdot 0,93 \cdot (2 \cdot 445 A) = 703,55 A$$

Y de nuevo se cumple que:

$$I_z \geq 1,25 \cdot I_{MAX}$$

➤ Criterio de caída de tensión

Se hará uso para este cálculo de la ecuación 2.3, que se muestra a continuación.

$$S \geq \frac{2 \cdot L \cdot I_{OUT,AC\ BOX}}{\frac{\varepsilon}{100} \cdot \sigma(T_{MAX}) \cdot V_{OUT,INV}}$$

Siendo:

- L_{string} : Medida en el plano para cada tramo
- L : Longitud del inversor a la AC Box, medida en el plano para cada tramo
- $I_{OUT,AC\ BOX}$: Intensidad máxima a la salida de la AC Box, 404,7 y 539,6 A dependiendo del tipo de AC Box que se trate.
- ε : Caída de tensión porcentual, para este tramo 0,8%.
- $\sigma(T_{MAX})$: Conductividad del cobre a la temperatura máxima, un valor bastante conservador sería a una temperatura de 90 °C, la conductividad del cobre a esta temperatura es de 44 $\Omega^{-1}m/mm^2$.
- $V_{OUT,INV}$: Tensión de salida del inversor, para este caso 800 V.

Los resultados de estos cálculos se muestran en el apartado de resultados

➤ Resultados

Tabla 4.5 Cálculo de sección en el tramo AC Box – Main AC Box

nº	nº AC	Longitud	Intensidad	Tensión	Sección obtenida	Sección comercial	Sección más restrictiva	Sección elegida	Caída de tensión
Main AC Box 1	AC Box 1	192	404.7	800	551.86	2x300 mm2	2x300 mm2	2x300 mm2	0.74%
	AC Box 2	122	404.7	800	350.66	2x185 mm2	2x185 mm2	2x240 mm2	0.58%
	AC Box 3	183	404.7	800	526.00	2x300 mm2	2x300 mm2	2x300 mm2	0.70%
	AC Box 4	110	404.7	800	316.17	2x185 mm2	2x185 mm2	2x240 mm2	0.53%
	AC Box 5	45	404.7	800	129.34	1x150 mm2	2x150 mm2	2x150 mm2	0.34%
Main AC Box 2	AC Box 6	103	404.7	800	296.05	1x300 mm2	2x150 mm2	2x150 mm2	0.79%
	AC Box 7	49	404.7	800	140.84	1x150 mm2	2x150 mm2	2x150 mm2	0.38%
	AC Box 8	67	404.7	800	192.58	1x240 mm2	2x150 mm2	2x150 mm2	0.51%
	AC Box 9	97	404.7	800	278.81	1x300 mm2	2x150 mm2	2x150 mm2	0.74%
	AC Box 10	187	539.6	800	716.66	3x300 mm2	3x300 mm2	3x300 mm2	0.64%
Main AC Box 3	AC Box 11	65	404.7	800	186.83	1x240 mm2	2x150 mm2	2x150 mm2	0.50%
	AC Box 12	27	404.7	800	77.61	1x95 mm2	2x150 mm2	2x150 mm2	0.21%
	AC Box 13	29	404.7	800	83.35	1x95 mm2	2x150 mm2	2x150 mm2	0.22%
	AC Box 14	73	404.7	800	209.82	1x300 mm2	2x150 mm2	2x150 mm2	0.56%

Diseño y análisis de una planta solar fotovoltaica de 8 MW ubicada en El Bonillo, Albacete

	AC Box					2x240			
	15	143	404.7	800	411.02	mm2	2x240 mm2	2x240 mm2	0.69%
	AC Box					2x300			
	16	174	404.7	800	500.13	mm2	2x300 mm2	2x300 mm2	0.67%
	AC Box					2x185			
	17	120	404.7	800	344.91	mm2	2x185 mm2	2x240 mm2	0.57%
Main AC Box 4	AC Box					2x240			
	18	153	404.7	800	439.77	mm2	2x240 mm2	2x240 mm2	0.73%
	AC Box					1x300			
	19	91	404.7	800	261.56	mm2	2x150 mm2	2x150 mm2	0.70%
	AC Box					1x300			
	20	87	404.7	800	250.06	mm2	2x150 mm2	2x150 mm2	0.67%
	AC Box					2x240			
	21	134	404.7	800	385.15	mm2	2x240 mm2	2x240 mm2	0.64%

De nuevo la metodología de cálculo ha sido la misma que para el tramo anterior, las secciones elegidas para comprar han sido en este caso 150, 240 y 300 mm².

Tramo de AC: Main AC box – Transformador

➤ CRITERIO DE INTENSIDAD MÁXIMA

Para este tramo se ha de considerar dos tipos de Main AC box que se presentan en la instalación:

1. Main AC box que agrupa 5 AC box (3 unidades)
2. Main AC box que agrupa 6 AC box (1 unidad)

Dentro del grupo 1 de las Main Ac Box, se pueden distinguir a su vez dos subgrupos, estos son:

- 1.1. Main AC box que agrupa 5 AC box de 3 inversores por AC box
- 1.2. Main AC box que agrupa 4 AC box de 3 inversores y 1 AC box de 4 inversores.

Se realizarán los cálculos para todas las opciones.

Se procede al cálculo de la intensidad máxima para todos los grupos.

Para el grupo de Main AC boxes 1.1 la intensidad máxima corresponderá a la máxima de salida de los inversores por el número de inversores.

Así:

$$I_{MAX,1.1} = 5 \left(\frac{AC\ box}{Main} \right) \cdot 3 \left(\frac{Inversores}{AC\ box} \right) \cdot 134,9\ A = 2.023,5\ A$$

Se repite de manera análoga el cálculo para los grupos 1.2 y 2.

$$I_{MAX,1.2} = 4 \cdot 3 \cdot 134,9\ A + 1 \cdot 4 \cdot 134,9\ A = 2.158,4\ A$$

$$I_{MAX,2} = 6 \cdot 3 \cdot 134,9\ A = 2.428,2\ A$$

Por lo que las intensidades admisibles por los cables tendrán que ser un 25% superior a las que se acaban de calcular.

Los factores de corrección que se usan para este tramo serán:

$$K_1 = 0,7 \quad K_2 = 1 \quad K_3 = 0,78$$

Por lo que las secciones de cable para cada uno de los grupos serán:

- Grupo 1.1: Cables de 240mm² con 9 cables por fase, al ser corriente trifásica la sección utilizada será 9x3x1x240mm²
- Grupo 1.2: Cables de 240mm² con 9 cables por fase, al ser corriente trifásica la sección utilizada será 9x3x1x240mm²
- Grupo 2: Cables de 240mm² con 10 cables por fase, al ser corriente trifásica la sección utilizada será 10x3x1x240mm²

A priori pueden parecer muchos cables, sin embargo, entra dentro de lo ordinario al ser cables que transportan mucha potencia a tensiones bastante bajas.

➤ CRITERIO DE CAIDA DE TENSIÓN

Se hace uso de nuevo de la ecuación 2.3.

$$S \geq \frac{2 \cdot L \cdot I_{OUT,MAIN AC BOX}}{\frac{\varepsilon}{100} \cdot \sigma(T_{MAX}) \cdot V_{OUT,INV}}$$

Siendo ahora:

- L: 6 m que corresponden a 2 de subida, 2 de bajada y 2 de desplazamiento hacia el transformador.
- ε : 0,08% para este tramo. Así se asegurará menos de 1,5% en toda la tirada de AC
- $\sigma(T_{MAX})$: Conductividad del cobre a la temperatura máxima, un valor bastante conservador sería a una temperatura de 90 °C, la conductividad del cobre a esta temperatura es de 44 $\Omega^{-1}m/mm^2$.
- $I_{OUT,MAIN AC BOX}$: Dependerá de cuantas AC Box lleve asociadas cada Main AC Box. (Se han calculado en el criterio de intensidad máxima).
- $V_{OUT,INV}$: 800 V de nuevo.

Se calcula la sección para cada uno de los 3 tipos de Main aplicando la ecuación 2.3 con las intensidades correspondientes, así:

$$S_{1.1} \geq 862,28 \text{ mm}^2 \quad S_{1.2} \geq 919,77 \text{ mm}^2 \quad S_{1.3} \geq 1.034,74 \text{ mm}^2$$

➤ Resultados

En este caso resulta muchísimo más restrictivo el criterio de intensidad máxima por lo que tomaremos como validos sus resultados, que se muestran a continuación:

- Grupo 1.1: 9x3x1x240mm²
- Grupo 1.2: 9x3x1x240mm²
- Grupo 2: 10x3x1x240mm²

4.3 Cálculos de media tensión

La parte de media tensión del proyecto abarca tanto el cosido de los transformadores de 4 MVA entre sí como la línea subterránea hasta la llegada a la subestación. Todos los tramos serán evidentemente en corriente alterna, por lo que se aplicarán los criterios correspondientes a corriente alterna.

El modelo de cable usado para todo el tramo de media tensión será el AL VOLTALENE H COMPACT AL RH5Z1 más conocido como AL RH5Z1 de la marca Prysmian group.

4.3.1 Cálculo del cableado de media tensión

De nuevo se dividirá el cálculo por tramos. Los tramos correspondientes serán:

Tabla 4.6 Tramos de media tensión

Tramo	Potencia a transportar	Longitud
Transformador 2 – Transformador 1	4000 kVA	233 m
Transformador 1 – C.S.P.M*	8000 kVA	215 m
C.S.P.M – Subestación	8000 kVA	700 m

*C.S.P.M hace referencia al Centro de Seccionamiento de Protección y Medida

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

1x SECCIÓN CONDUCTOR (Al) (mm ²)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE BAJO EL TUBO Y ENTERRADO* (A)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE DIRECTAMENTE ENTERRADO* (A)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE AL AIRE** (A)	INTENSIDAD MÁXIMA DE CORTOCIRCUITO EN EL CONDUCTOR DURANTE 1s (A)	INTENSIDAD MÁXIMA DE CORTOCIRCUITO EN LA PANTALLA DURANTE 1s*** (A)	
	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV (pant, 16 mm ²)	18/30 kV (pant, 25 mm ²)
1 x 95 (1)	190	205	255	8930	2240	2690
1 x 150 (2)	245	260	335	14100	2540	2990
1 x 240 (2)	320	345	455	22560	2990	3440
1 x 400 (2)	415	445	610	37600	3440	3890

1x SECCIÓN CONDUCTOR (Al) (mm ²)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A T 20 °C (Ω/km)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A T MAX (90 °C) (Ω/km)	REACTANCIA INDUCTIVA (Ω/km)		CAPACIDAD μF/km	
	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV	18/30 kV	12/20 kV	18/30 kV
1 x 95/16 (1)	0,320	0,410	0,123	0,132	0,217	0,167
1 x 150/16 (2)	0,206	0,264	0,114	0,123	0,254	0,192
1 x 240/16 (2)	0,125	0,161	0,106	0,114	0,306	0,229
1 x 400/16 (2)	0,078	0,100	0,099	0,106	0,376	0,277

Figuras 4.3 y 4.4: Características eléctricas del cable de media tensión.

En la figura 4.3 y 4.4 se muestra la ficha técnica del cable de media tensión seleccionado.

Tramo desde el transformador 2 al transformador 1

Estos cálculos se realizarán de acuerdo con los mismos criterios que anteriormente. Siendo estos el criterio de caída de tensión, que en ningún caso superará el 1,5 % y el de corriente máxima.

➤ Criterio de intensidad máxima

Primero se calcula la intensidad que recorre este tramo.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos(\varphi)}$$

Siendo:

- P: Potencia que transporta en VA, para este caso 4.000.000
- V: Tensión de línea, 30.000 V
- $\cos(\varphi)$: Factor de potencia, se considera igual a 1.

$$I = 76,98 \text{ A}$$

Y se tiene que cumplir que:

$$I_{adm} \geq 1,25 \cdot 76,98 \text{ A} = 96,225 \text{ A}$$

Tomamos ahora como factores correctivos para la intensidad admisible los siguientes:

$$K_1 = 0,7 \quad K_2 = 1 \quad K_3 = 0,78$$

Por lo que se comprueba que con el cable de 150 sería suficiente ya que:

$$1 \cdot 1 \cdot 0,78 \cdot 245 \text{ A} \geq 96,225 \text{ A}$$

Para este tramo se usará por lo tanto cable de 150 mm² con solo un conductor por fase (3x1x150 mm²).

➤ Cálculo de la caída de tensión

Para el cálculo de la caída de tensión en circuitos de media hacemos uso de la ecuación 3.1.

$$\Delta U(\%) = 100 \cdot \sqrt{3} \cdot I \cdot L \cdot (R \cdot \cos\varphi + X \cdot \text{sen}\varphi) / U$$

Siendo:

- I: Intensidad de la línea, la calculada en el apartado anterior, 76,98 A.
- L: Longitud en kilómetros, para este caso 0,233 km.
- R: Resistencia por unidad de longitud, de la figura 5.8 se toma el valor de 0,264 Ω/km
- X: Reactancia por unidad de longitud, de la figura 5.8 se toma el valor de 0,123 Ω/km
- $\cos\varphi$: Factor de potencia, igual a la unidad en este caso
- $\text{sen}\varphi$: 0 para este caso.
- U: Tensión de la línea, 30.000 V

Aplicando la formula se obtiene una caída de tensión de:

$$\Delta U(\%) = 0,027\%$$

Tramo desde el transformador 1 al C.S.P.M

➤ Criterio de intensidad máxima

Se sigue el mismo procedimiento que en el tramo anterior.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos(\varphi)}$$

Siendo:

- P: Potencia que transporta en VA, para este caso 8.000.000
- V: Tensión de línea, 30.000 V
- $\cos(\varphi)$: Factor de potencia, se considera igual a 1.

$$I = 153,56 \text{ A}$$

Y se tiene que cumplir que:

$$I_{adm} \geq 1,25 \cdot 153,56 \text{ A} = 192,45 \text{ A}$$

Tomamos ahora como factores correctivos para la intensidad admisible los siguientes:

$$K_1 = 0,7 \quad K_2 = 1 \quad K_3 = 0,78$$

Por lo que se comprueba que con el cable de 150 sería suficiente ya que:

$$1 \cdot 1 \cdot 0,78 \cdot 245 \text{ A} \geq 96,225 \text{ A}$$

Para este tramo se usará por lo tanto cable de 240 mm² con solo un conductor por fase (3x1x240 mm²).

➤ Cálculo de la caída de tensión

Para el cálculo de la caída de tensión en circuitos de media hacemos uso de la ecuación 3.1.

$$\Delta U(\%) = 100 \cdot \sqrt{3} \cdot I \cdot L \cdot (R \cdot \cos\varphi + X \cdot \text{sen}\varphi) / U$$

Siendo:

- I: Intensidad de la línea, la calculada en el apartado anterior, 153,56 A.
- L: Longitud en kilómetros, para este caso 0,215 km.
- R: Resistencia por unidad de longitud, de la figura 5.8 se toma el valor de 0,161 Ω/km
- X: Reactancia por unidad de longitud, de la figura 5.8 se toma el valor de 0,114 Ω/km
- $\cos\varphi$: Factor de potencia, igual a la unidad en este caso
- $\text{sen}\varphi$: 0 para este caso.
- U: Tensión de la línea, 30.000 V

Aplicando la formula se obtiene una caída de tensión de:

$$\Delta U(\%) = 0,03\%$$

Tramo desde el C.S.P.M a la subestación

➤ Criterio de intensidad máxima

Se utiliza ahora como referencia la ficha técnica del cable de media. En la siguiente imagen se observan las características más importantes para el cálculo según el criterio de intensidad máxima.

Lo primero que se debe hacer es calcular la intensidad que recorre el cable, y la admitida por el cable en servicio permanente tiene que ser como mínimo un 25% superior a esta.

La intensidad se puede calcular de manera muy sencilla de la siguiente manera:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos(\varphi)}$$

Siendo:

- P: Potencia que transporta en VA, para este caso 8.000.000
- V: Tensión de línea, 30.000 V
- $\cos(\varphi)$: Factor de potencia, se considera igual a 1.

Haciendo el cálculo se obtiene:

$$I = 153,56 A$$

Por lo que la intensidad que admita el cable va a tener que ser superior a:

$$I_{adm} \geq 1,25 \cdot 153,56 A = 192,45 A$$

Para este tramo:

$$K_1 = 1 \quad K_2 = 1 \quad K_3 = 0,78$$

Si se aplican estos coeficientes al cable de 240 mm². Se comprueba que:

$$1 \cdot 1 \cdot 0,78 \cdot 320 A \geq 192,45 A$$

Por lo tanto, para este tramo se empleará cable de 240 mm² con un conductor por fase (3x1x240 mm²).

➤ Cálculo de la caída de tensión

Para el cálculo de la caída de tensión en circuitos de media hacemos uso de la ecuación 3.1.

$$\Delta U(\%) = 100 \cdot \sqrt{3} \cdot I \cdot L \cdot (R \cdot \cos\varphi + X \cdot \sin\varphi) / U$$

Siendo:

- I: Intensidad de la línea, la calculada en el apartado anterior, 153,56 A.
- L: Longitud en kilómetros, para este caso 0,7 km.
- R: Resistencia por unidad de longitud, de la figura 5.8 se toma el valor de 0,161 Ω/km
- X: Reactancia por unidad de longitud, de la figura 5.8 se toma el valor de 0,114 Ω/km
- $\cos\varphi$: Factor de potencia, igual a la unidad en este caso
- $\sin\varphi$: 0 para este caso.
- U: Tensión de la línea, 30.000 V

Aplicando la formula se obtiene una caída de tensión de:

$$\Delta U(\%) = 0,1\%$$

4.3.2 Cálculo de la puesta a tierra de la instalación

De acuerdo con lo dispuesto en el RD 1663/2000 para la parte de alterna, se seguirá un sistema IT con los conductores activos aislados de tierra. Se conectarán a tierra todas las masas metálicas de la instalación.

Se aplica ahora la ecuación 4.1.

$$R_{adm} = \frac{U_L}{I_{\Delta n}}$$

Siendo:

- U_L : Limite convencional de tensión de contacto, usaremos el límite para locales húmedos al ser una instalación exterior por lo tanto 24 V.
- $I_{\Delta n}$: Sensibilidad del dispositivo diferencial, en este caso 30 mA.

Haciendo el cálculo resulta:

$$R_{adm} = 800 \Omega$$

Empleando las picas que previamente se han explicado se aplica ahora la ecuación 4.2.

$$R_{1,pica} = \frac{\rho}{L}$$

Siendo:

- ρ : Resistividad del terreno, para suelo pedregoso puede suele variar entre 1.500 y 3.000 $\Omega \cdot m$, dependiendo de muchos otros factores. Se tomará 3.000 como el caso más desfavorable.
- L : Longitud de la pica, igual a 2 metros.

$$R_{1,pica} = \frac{3.000}{2} = 1.500$$

Se aplica ahora la ecuación 4.3 para la resistencia equivalente de varias picas en paralelo.

$$R_{total} = R_{1,pica} \cdot \frac{K}{n}$$

Siendo:

- K : El cociente entre la distancia entre las picas 3,2 metros y la longitud de estas 2 m, por lo que el cociente es igual a 1,6.
- n : Número total de picas en paralelo. Se probará con 4 picas para ver si cumpliría.

Haciendo los cálculos se obtiene:

$$R_{total} = 600\Omega$$

Y como se puede comprobar:

$$R_{adm} \geq R_{total}$$

En cualquier caso, será recomendable medir la resistividad del terreno in situ para un correcto dimensionamiento de la puesta a tierra.

5 Análisis de la generación esperada

Se procede a simular la planta con la herramienta de pvsyst. Esta herramienta, es la más usada para instalaciones de energía solar de todo tipo: Instalaciones de solar-térmica, instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo e instalaciones fotovoltaicas conectas a red. Cuenta con una base de datos muy amplia en la que se pueden encontrar bases meteorológicas de todas partes del mundo, dichas técnicas de módulos e inversores de la gran mayoría de empresas dedicadas a este sector.

La simulación de El Bonillo Solar proseguirá de la siguiente manera. En primer lugar, se elegirá la opción “Instalaciones conectadas a red”. Después se definirá la base meteorológica. Una vez ya se haya importado la base, se procederá a definir orientación, equipos, pérdidas y por último la limitación de exportación. Para poder hacer un análisis económico completo, se procederá a la simulación para los primeros 25 años para así poder evaluar los ingresos que habrá.

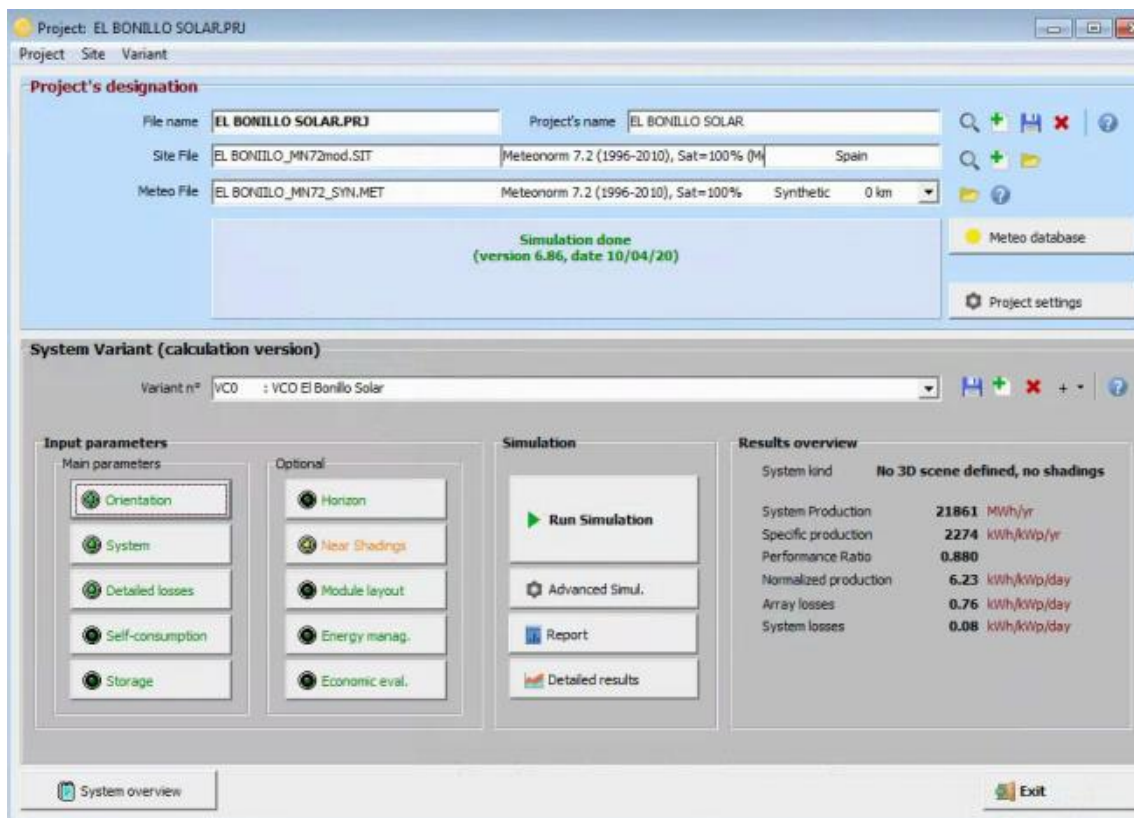


Figura 5.1 Ventana principal pvsyst

En primer lugar, se ha de crear la base meteorológica. Se pueden importar bases meteorológicas externas (se podría por ejemplo exportar desde Solargis los datos meteorológicos e importarlos en el Pvsyst) sin embargo se ha optado por usar la base de datos por defecto del Pvsyst Meteonorm, que por lo general suele ser bastante fiable.

Diseño y análisis de una planta solar fotovoltaica de 8 MW ubicada en El Bonillo, Albacete

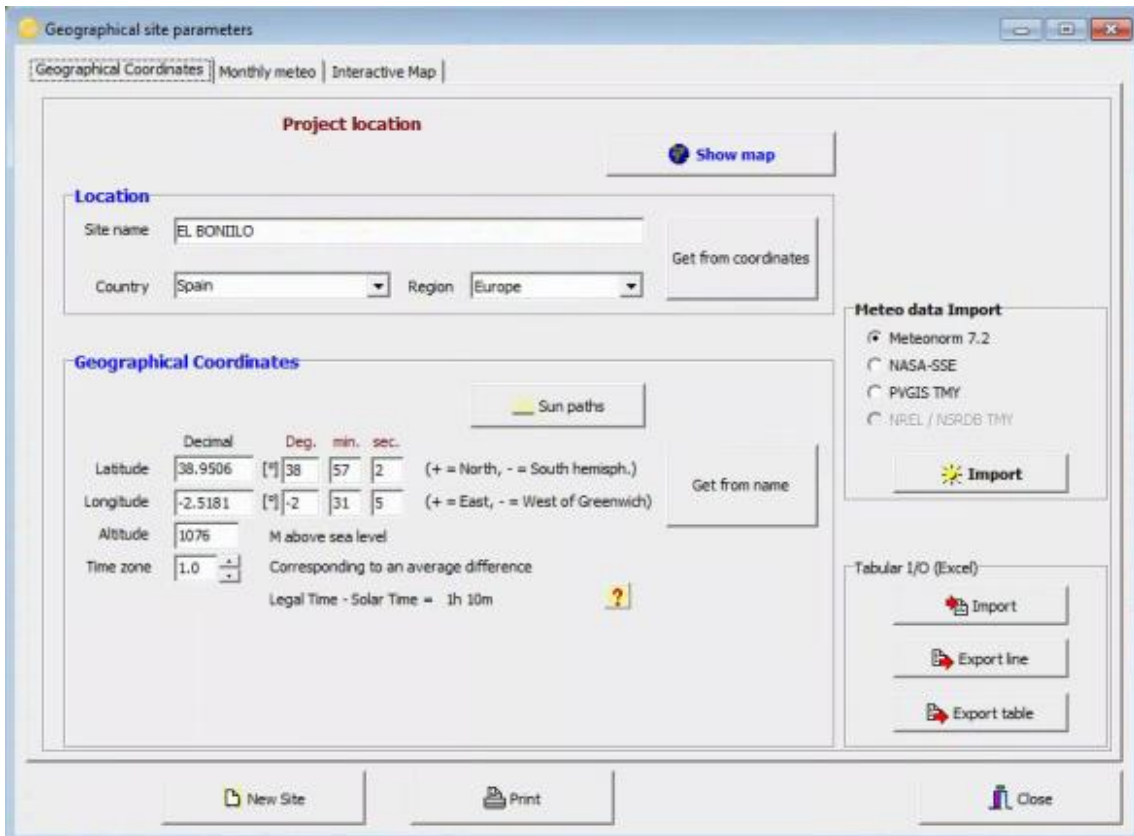


Figura 5.2 Base meteorológica

Bastaría con introducir un nombre para la base meteorológica, coordenadas y altura con respecto del nivel del mar y pulsar "Import" habiendo seleccionado previamente Meteonorm.

Una vez se ha introducido la base meteorológica se pasa a seleccionar la orientación y los equipos principales.

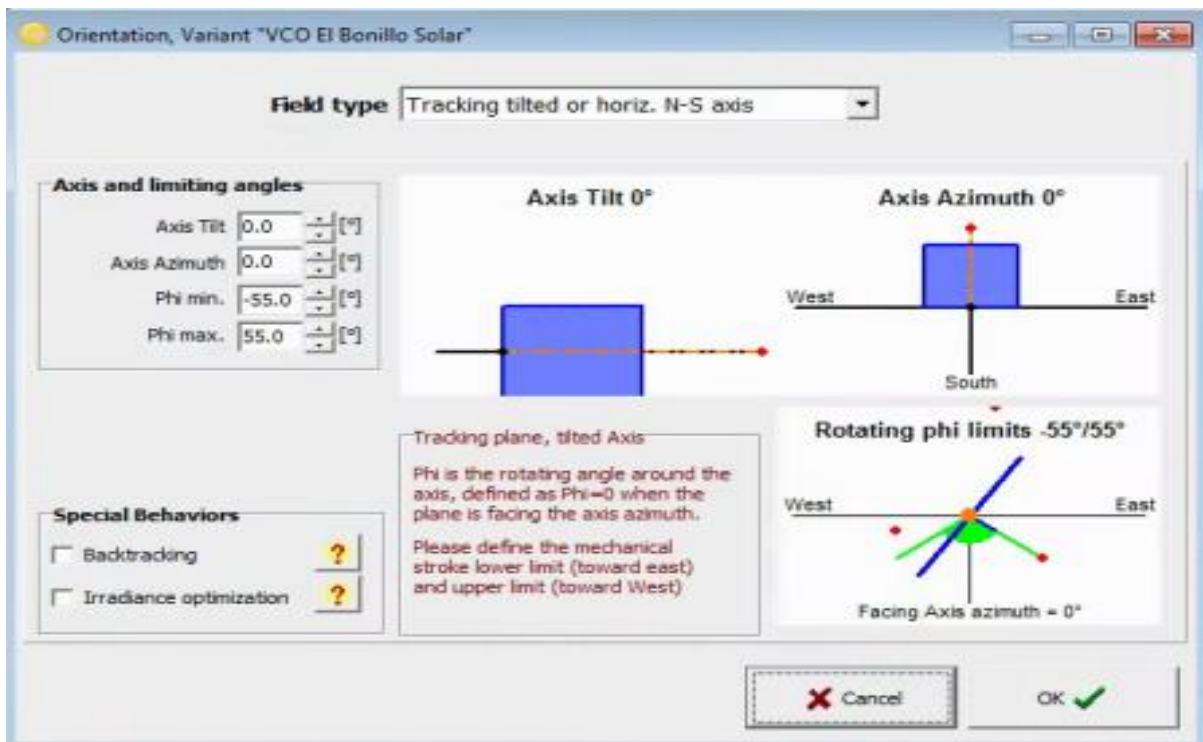


Figura 5.3 Orientación

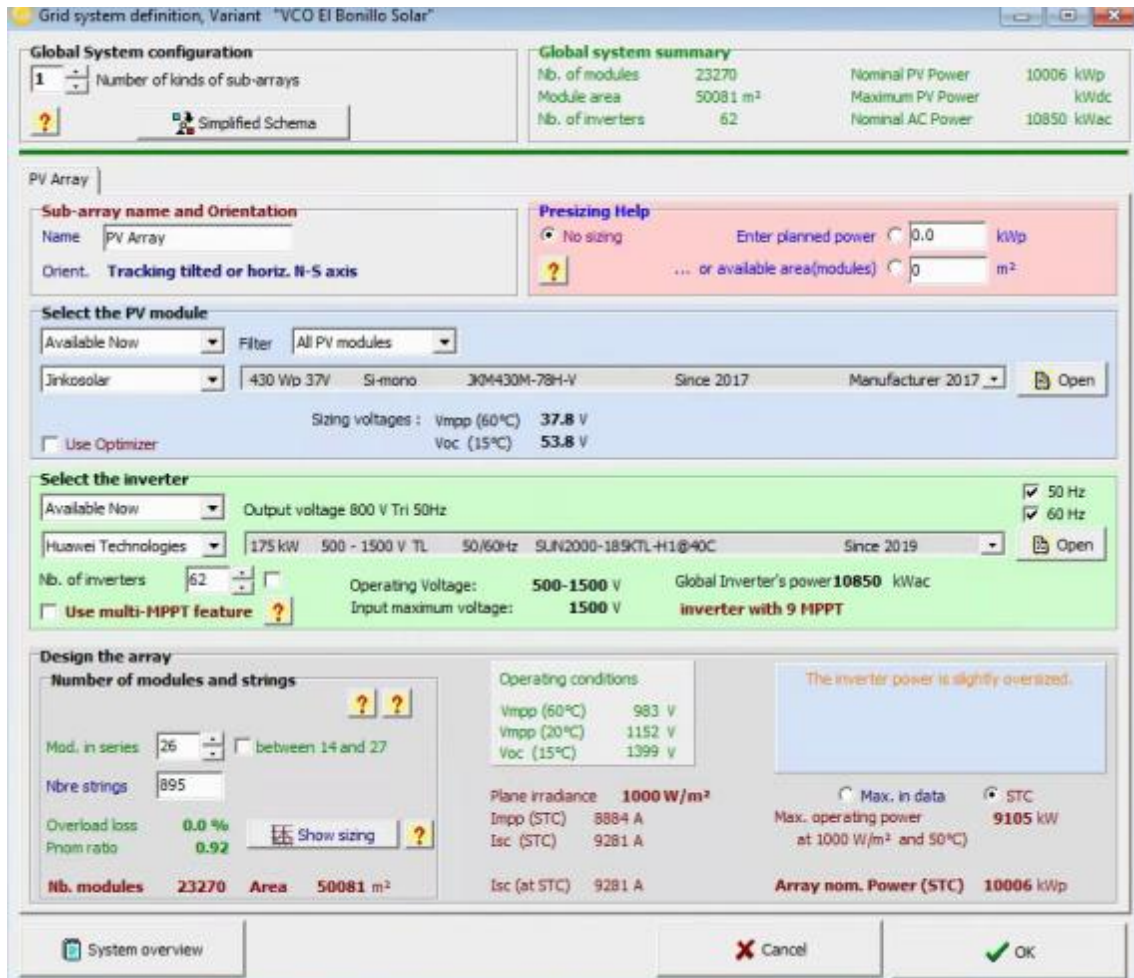


Figura 5.4 Definición de equipos principales

En lo referente a orientación se ha introducido la opción tracker de 1 eje siendo este eje el N-S (figura 3). Se ha seleccionado también módulo e inversor usados, así como las unidades de cada uno.

Se procede ahora a definir las pérdidas del sistema. No se adjuntarán capturas de pantalla en este apartado, se procede a un resumen de estas.

Muchas de las pérdidas se han dejado por defecto las que se han cambiado son:

- 1) DC ohmic losses: Pérdidas en corriente continua. El valor está fijado a 1,5% por defecto, esto tendría sentido para instalaciones con inversor central ya que la tirada de cable en corriente continua sería superior a la del inversor string. Para el caso de inversor string se han fijado estas pérdidas en 0,5%.
- 2) AC losses: Por defecto no hay un valor fijado de pérdidas, se ha fijado al 2% para toda la tirada de cables en alterna.
- 3) External transformer losses: Por defecto no hay valor fijado para estas pérdidas, se ha fijado un valor de 0,1% en las pérdidas en el hierro y un 1% de pérdidas resistivas e inductivas.

- 4) Module efficiency loss: Se ha fijado a -0,8%. Estas pérdidas son negativas porque el fabricante pone el rendimiento del panel por debajo del real por lo que se ha estimado que el rendimiento del panel es un 0,8% superior al indicado.
- 5) Light Induced Degradation: Estas pérdidas hacen referencia a la pérdida del rendimiento del panel al ser expuestos a la radiación solar por primera vez. Se fija aproximadamente en 1,2%.
- 6) Auxiliaries losses: Por defecto no se tiene en cuenta el consumo de los equipos auxiliares, en este caso se ha fijado en 4 W por cada kW, el equivalente a un 0,4%.
- 7) Ageing: La degradación del panel se ha fijado en un 0,6%/año de acuerdo con la ficha técnica del módulo.
- 8) Unavailability: Se ha fijado un valor de un 1% de tiempo al año en el que la instalación no estará disponible, bien sea por operaciones de limpieza de módulos o cualquier otro motivo.

Al acabar la definición de las pérdidas se ha importado un horizonte en la ventana “horizon” de la base de datos de PVgis. Por último, en la ventana Near Shadings se ha creado una instalación cuadrada equivalente. El que sea cuadrada no debería de afectar en exceso a la producción con respecto a la realidad, lo ideal sería poder importar un archivo de extensión .DAE que sería el equivalente a el layout general de la planta para poder importarlo al pvsyst, sin embargo la importación de archivos .DAE en instalaciones con seguidor y no fijas suele dar bastantes problemas.

Se abre ahora la ventana “Energy management” para poner la limitación de exportación, para poder cumplir con el código de red de España.

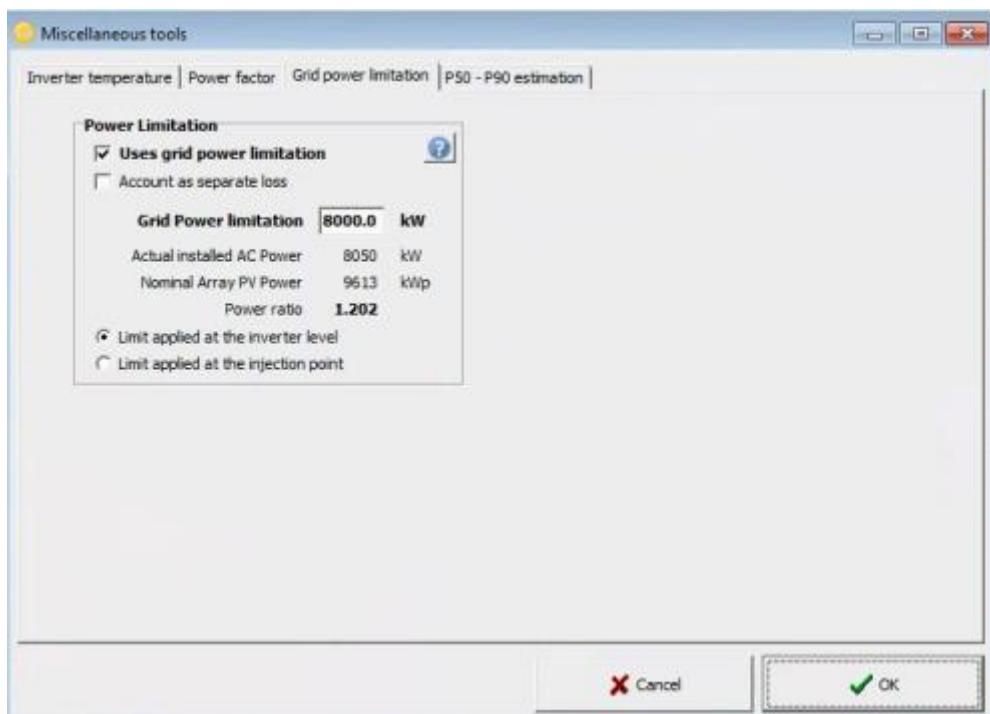


Figura 5.5 Limitación de potencia inyectada a red

Ahora ya lo último que queda sería pulsar simulación, el informe de simulación que se obtiene de pvsyst figura en el apartado de anexos.

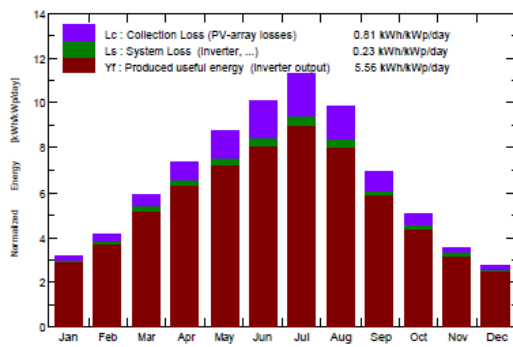
Main simulation results

System Production

Produced Energy 19513 MWh/year
Performance Ratio PR 84.28 %

Specific prod. 2030 kWh/kWp/year

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 9613 kWp



Performance Ratio PR

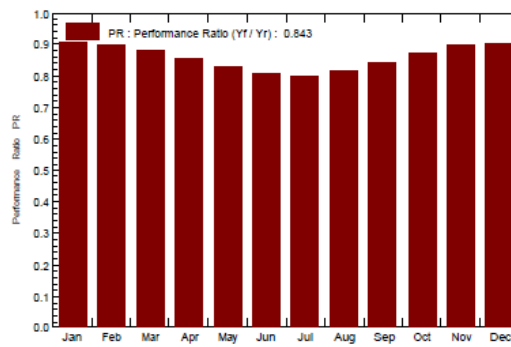


Figura 5.6 Resultados principales

Se muestran en la figura 6 los resultados principales como son la energía producida en el año 1 de funcionamiento y el PR (performance ratio) que sería una medida del rendimiento de la instalación.

Se procede ahora a la simulación de los 25 primeros años para obtener la energía producida por la planta durante toda su vida útil. Para ello se pulsa en “advanced simulation”, “ageing tool” y se fija simulación cada año durante los primeros 25 años. 7

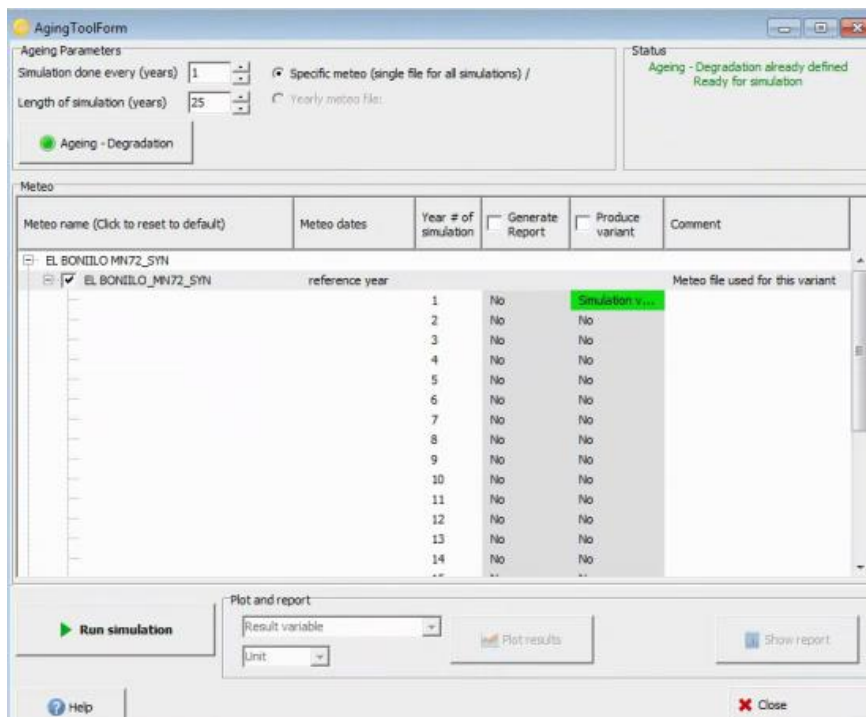


Figura 5.7 Simulación para los primeros 25 años

Se pulsa en simulación y se obtiene la siguiente tabla:

	#1	#1	#1
Year	E Grid	PR	PR loss
	MWh		%
1	19512.5	0.843	0%
2	19331.3	0.835	-0.9%
3	19131.8	0.826	-2%
4	18914.7	0.817	-3.1%
5	18679.4	0.807	-4.3%
6	18417.4	0.795	-5.6%
7	18132.7	0.783	-7.1%
8	17839.9	0.771	-8.6%
9	17545.4	0.758	-10.1%
10	17253.7	0.745	-11.6%
11	16983.4	0.734	-13%
12	16735.3	0.723	-14.2%
13	16494.2	0.712	-15.5%
14	16258.5	0.702	-16.7%
15	16026.2	0.692	-17.9%
16	15799	0.682	-19%
17	15573.9	0.673	-20.2%
18	15343.5	0.663	-21.4%
19	15104.4	0.652	-22.6%
20	14853.5	0.642	-23.9%
21	14574.9	0.63	-25.3%
22	14269.5	0.616	-26.9%
23	13954	0.603	-28.5%
24	13631.9	0.589	-30.1%
25	13306.4	0.575	-31.8%

Figura 5.8 Resultados de los 25 años

En la tabla se ve la energía inyectada en la red, el PR y el PR perdido con respecto al del año 1.

Estos datos serán claves para el análisis económico para que nos hagamos una idea de cuanta energía facturaremos cada año.

6 Estudio de rentabilidad

El estudio de rentabilidad se ha realizado de acuerdo con lo invertido en el presupuesto obtenido en el Anexo 1 "Presupuesto".

6.1 Costo nivelado de la energía (LCOE)

El LCOE (del inglés Levelized Cost Of Energy) es una medida del coste neto actual promedio de la generación de electricidad para una planta generadora a lo largo de su vida útil teniendo en cuenta todos los gastos que se tengan durante la vida de esta (operación y mantenimiento). Es una herramienta muy útil para la comparativa de costes de producción entre las diferentes tecnologías.

Para calcular el LCOE se hace uso de la siguiente fórmula:

$$LCOE = \frac{I + \sum_{t=1}^n \frac{M}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_{generada}}{(1+r)^t}}$$

Siendo:

- I: Gastos de inversión (presupuesto del proyecto)
- M: Gastos de operación y mantenimiento
- $E_{generada}$: Energía inyectada en el punto de conexión
- r : tasa de descuento, 4% para nuestro caso.
- n : vida útil de la planta (25 años)

Se tratará de calcular un valor teórico anual que multiplicándolo cada año por la energía generada sea equivalente a los costes reales asociados de generación.

$$Coste\ Equivalente = \frac{LCOE \cdot E_1}{1+r} + \frac{LCOE \cdot E_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{LCOE \cdot E_{25}}{(1+r)^{25}}$$

Se procede al cálculo de las variables de la fórmula del LCOE para su posterior cálculo.

6.1.1 Estimación de gastos anuales

Los costes de operación y mantenimiento previstos para los 25 años de funcionamiento de la planta se muestran en la tabla 13. Además, se ha añadido una columna para la sustitución de equipos. Como esto es impredecible se ha supuesto que durante la vida útil de la instalación se reemplazarán 50 módulos, 10 inversores, 1 transformador y una celda de media tensión. El total de la compra e instalación de estos equipos se ha estimado en 120.000€ y se repartirá equitativamente entre los años 5 y 25.

Por otro lado, tenemos los gastos de alquiler de parcela que se ha fijado en 1500€ por hectárea y año. Por lo que siendo nuestra parcela de 16 hectáreas eso se traducirá en un gasto anual de 24.000 €, se considera que aumentará un 1% cada año por el aumento del IPC.

Tabla 6.1: Costes de O&M y de sustitución de equipos

Año	Costes O&M (€)	Sustitución de equipos (€)	Alquiler de parcelas (€)	Total (€)
1	7.500	0	24.000	31.500,00
2	7.500	0	24.240,00	31.740,00
3	7.875	0	24.482,40	32.357,40
4	7.875	0	24.727,22	32.602,22
5	7.875	0	24.974,50	32.849,50
6	8.820	6.000	25.224,24	40.044,24
7	8.820	6.000	25.476,48	40.296,48
8	8.820	6.000	25.731,25	40.551,25
9	8.820	6.000	25.988,56	40.808,56
10	8.820	6.000	26.248,45	41.068,45
11	8.820	6.000	26.510,93	41.330,93
12	8.820	6.000	26.776,04	41.596,04
13	8.820	6.000	27.043,80	41.863,80
14	8.820	6.000	27.314,24	42.134,24
15	8.820	6.000	27.587,38	42.407,38
16	10.143	6.000	27.863,25	44.006,25
17	10.143	6.000	28.141,89	44.284,89
18	10.143	6.000	28.423,31	44.566,31
19	10.143	6.000	28.707,54	44.850,54
20	10.143	6.000	28.994,61	45.137,61
21	12.170	6.000	29.284,56	47.454,56
22	12.170	6.000	29.577,41	47.747,41
23	12.170	6.000	29.873,18	48.043,18
24	12.170	6.000	30.171,91	48.341,91
25	12.170	6.000	30.473,63	48.643,63

6.1.2 Cálculo del LCOE

Una vez se tienen los costes de operación y mantenimiento para los 25 años y habiendo estimado la producción de energía anual. Se puede proceder a el cálculo del LCOE.

$$LCOE = \frac{I + \sum_{t=1}^n \frac{M}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_{generada}}{(1+r)^t}}$$

Aplicando esta fórmula para los 25 años, se obtiene:

$$LCOE = 0,021 \text{ €/kWh}$$

6.3 Rentabilidad

Al ya haber tenido en cuenta pérdidas y consumo de equipos auxiliares como los tracker o ventiladores etc, se puede suponer que toda la energía generada será vendida a red eléctrica procede ahora a la estimación del precio de la electricidad.

$$BENEFICIO = Precio\ venta \cdot E_{generada} - LCOE \cdot E_{generada}$$

6.3.1 Precio de venta de la electricidad

El precio de venta de la energía es muy cambiante, de hecho, en un mismo día se pueden llegar a dar oscilaciones de 10€/MWh por lo que una estimación futura es bastante difícil de estimar ya que este precio se ajusta a la oferta y la demanda. Para llevar a cabo una estimación del precio de venta de la electricidad se ha acudido a la paina web del OMIE (Operador del Mercado Ibérico de Energía – polo español) en ella se han consultado los precios del pool de energía que se han estado dando durante los últimos años.

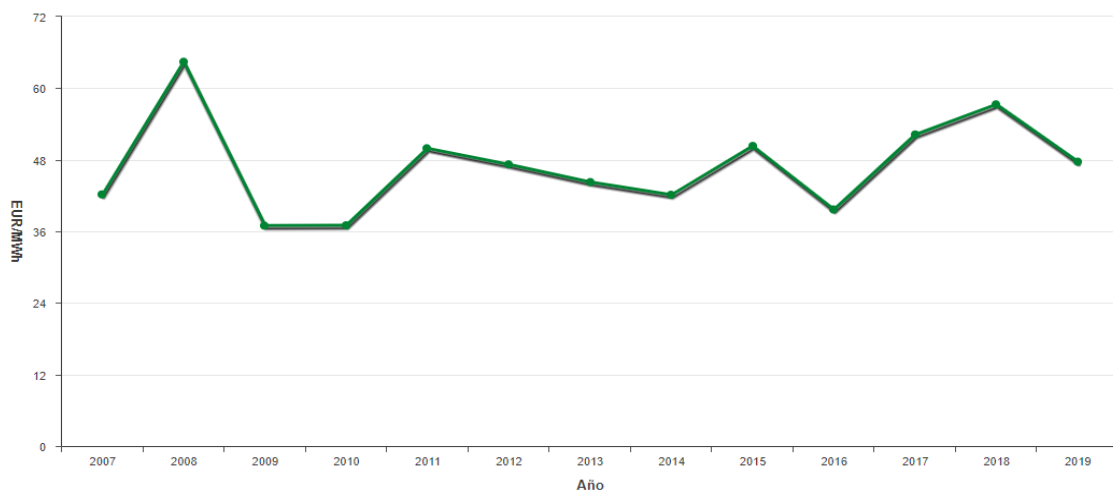


Figura 6.1 Precio histórico del pool eléctrico. (OMIE, 2020)

Haciendo la media aritmética se ha obtenido 47,03€/MWh por lo que se ha considerado 47€/MWh es decir, 0,047€/kWh.

Por lo que el beneficio quedará así:

$$BENEFICIO = 0,047 \cdot E_{generada} - 0,021 \cdot E_{generada} = 0,022 \cdot E_{generada}$$

6.3.2 Tasa interna de retorno (TIR)

Se procede ahora a el cálculo de la tasa interna de retorno, en adelante TIR. El TIR es el valor de la tasa de retorno que igualaría el VAN a 0. Es otro marcador económico que nos da una idea de la rentabilidad del proyecto, para que la inversión merezca la pena se debe obtener un TIR

superior a la tasa de retorno utilizada como referencia. En el caso de este proyecto, se ha supuesto una tasa de retorno del 4%, que es una tasa de retorno apropiada para un proyecto de larga vida como es el caso.

Dicho esto, se puede calcular el TIR con la siguiente fórmula.

$$VAN = -I + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + TIR)^t} = 0$$

Siendo:

- I: Inversión inicial
- F_t : Flujo de caja del año t
- TIR: Tasa interna de retorno
- n: numero de años (25)

Primero se deben de calcular los flujos de caja, para ello se usará la siguiente formula:

$$F_t = I_t - G_t$$

Siendo:

- I_t : Ingresos en el año t que será la energía vendida por el precio de referencia (0,047 €/kWh)
- G_t : Gastos en el año t. O&M, alquiler de parcela y recambio de materiales en nuestro caso.

Tabla 6.2: Flujos de caja

Año	Energía producida	Ingresos	Gastos	Flujo de caja
0	0 kWh	- €	5.020.717,00 €	- 5.020.717,00 €
1	19.512.500	917.087,50 €	31.500,00 €	885.587,50 €
2	19.331.300	908.571,10 €	31.740,00 €	876.831,10 €
3	19.131.800	899.194,60 €	32.357,40 €	866.837,20 €
4	18.914.700	888.990,90 €	32.602,22 €	856.388,68 €
5	18.679.400	877.931,80 €	32.849,50 €	845.082,30 €
6	18.417.400	865.617,80 €	40.044,24 €	825.573,56 €
7	18.132.700	852.236,90 €	40.296,48 €	811.940,42 €
8	17.839.900	838.475,30 €	40.551,25 €	797.924,05 €
9	17.545.400	824.633,80 €	40.808,56 €	783.825,24 €
10	17.253.700	810.923,90 €	41.068,45 €	769.855,45 €
11	16.983.400	798.219,80 €	41.330,93 €	756.888,87 €
12	16.735.300	786.559,10 €	41.596,04 €	744.963,06 €
13	16.494.200	775.227,40 €	41.863,80 €	733.363,60 €
14	16.258.500	764.149,50 €	42.134,24 €	722.015,26 €
15	16.026.200	753.231,40 €	42.407,38 €	710.824,02 €
16	15.799.000	742.553,00 €	44.006,25 €	698.546,75 €
17	15.573.900	731.973,30 €	44.284,89 €	687.688,41 €
18	15.343.500	721.144,50 €	44.566,31 €	676.578,19 €

19	15.104.400	709.906,80 €	44.850,54 €	665.056,26 €
20	14.853.500	698.114,50 €	45.137,61 €	652.976,89 €
21	14.574.900	685.020,30 €	47.454,56 €	637.565,74 €
22	14.269.500	670.666,50 €	47.747,41 €	622.919,09 €
23	13.954.000	655.838,00 €	48.043,18 €	607.794,82 €
24	13.631.900	640.699,30 €	48.341,91 €	592.357,39 €
25	13.306.400	625.400,80 €	48.643,63 €	576.757,17 €

Procedemos ahora con el cálculo del TIR, como sería una ecuación de grado 25, no se puede calcular fácilmente por lo que habrá que usar un método iterativo, en este caso emplearemos el solver de Excel que realiza un método de iteración automático.

Igualando la ecuación del VAR a 0 obtenemos un valor del TIR de:

$$TIR = 15,87\%$$

Al ser el TIR superior a la tasa de descuento el proyecto nos ofrecerá más rentabilidad de la que le habíamos impuesto. Por lo que según el TIR este proyecto sería viable.

6.3.3 Valor actual neto (VAN)

El valor actual neto se define como un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros originados por una inversión.

Es una medida aproximada del beneficio que dará la inversión realizada por lo que surgen 3 posibles escenarios:

- 1) $VAN \geq 0$: La inversión producirá beneficio y resultará rentable.
- 2) $VAN \leq 0$: La inversión produce pérdidas, por lo tanto, no será rentable.
- 3) $VAN=0$: La inversión no produce ni beneficios ni pérdidas, solo resultará interesante desde un punto de vista estratégico.

Para el cálculo del VAN se emplea la fórmula que se ha mostrado previamente:

$$VAN = -I + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + TIR)^t}$$

Pero en este caso no se iguala a 0. Tomando los flujos de caja de la tabla 7.3 se obtiene un VAN de:

$$VAN = 6.881.408,61 \text{ €}$$

Por lo que la inversión sí que resultaría rentable.

6.3.4 Pay-Back

Diseño y análisis de una planta solar fotovoltaica de 8 MW ubicada en El Bonillo, Albacete

El Pay-Back o periodo de retorno o maduración es otra medida financiera para saber cuánto tiempo se tardará en recuperar la inversión y comenzar a tener beneficios, para ello se muestra el siguiente gráfico en el que se muestran, ingresos, gastos y flujo de caja acumulado.

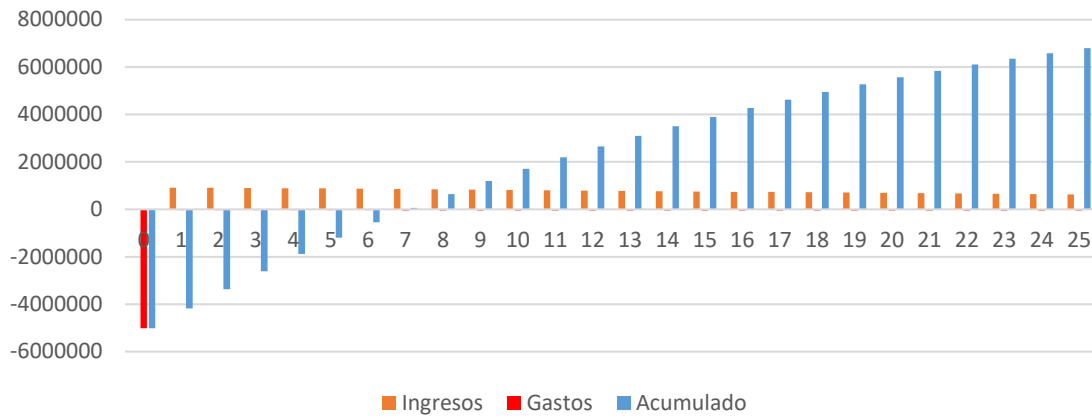


Gráfico 6.1 Cash Flow del proyecto

Observando el gráfico podemos observar que el tiempo de retorno del proyecto estará entre los 6 y los 7 años.

Conclusión

En el desarrollo de este proyecto se ha diseñado una planta solar fotovoltaica de 8 MW nominales con potencia pico de 10,006 MWp situada en el término municipal de El Bonillo, Albacete, a 700 m de la subestación “El Bonillo 132/30 kV” a la que se conectará la instalación proyectada en el lado de media tensión (30 kV). El proceso de desarrollo y construcción de la planta se estima en 16 meses el desarrollo, obtención de los permisos necesarios para la puesta en marcha de la obra y 4 meses de construcción por lo que se espera que la conexión a red se efectúe en el primer cuatrimestre de 2022.

Para la realización del proyecto se han seleccionado como equipos principales el módulo Cheetah Plus JKM 430 M 78 HV y su fabricante es Jinko Solar, empresa puntera en la producción de módulos fotovoltaicos. El inversor que se ha escogido es el Huawei Sun 2000 185 KTL, modelo de inversor más utilizado a nivel mundial para instalaciones tipo string. Los módulos fotovoltaicos irán colocados sobre una estructura seguidora de un único eje N-S. El fabricante e instalador de esta estructura será NClave, empresa que cuenta con una amplia experiencia fotovoltaica al haber instalado mas de 2,5 GW por todo el mundo.

La vida útil de la planta solar fotovoltaica será de 25 años. Habiendo realizado la simulación con el programa PVSyst se espera que durante estos 25 años de vida útil la producción de energía que se inyectará a la red será de aproximadamente 413 GWh. Esta producción será maximizada en los primeros años de vida útil, cuando todos los equipos funcionan a la perfección produciendo en su año más productivo 19,5 GWh y disminuyendo de manera progresiva hasta producir en su último año 13,3 GWh, una disminución del 32% con respecto del primer año. Esta disminución se debe como se ha comentado anteriormente por la pérdida de rendimiento de los equipos principales aparte de por el aumento progresivo del ensuciamiento del panel, aunque se realicen 2 limpiezas anuales poco a poco se hará presente este efecto. La simulación con PVSyst se puede observar en el capítulo 6 de este proyecto.

La inversión inicial que se ha estimado es de 4.439.135,6 € y el desglose de este presupuesto se muestra en el anexo 1 “Presupuesto”, se han estimado también los costes de operación y mantenimiento, de alquiler de parcelas y de recambio de equipos, estos costes se muestran en la tabla 6.1.

En el capítulo 6 de este proyecto también se observan el análisis económico mediante la obtención de una serie de indicadores económicos. El VAN obtenido para los 25 años de vida útil es de 6.881.408,61 € por lo que se obtendrá ese beneficio aproximado durante toda la vida del proyecto. El TIR calculado para el proyecto es del 15,87% otro indicador que nos muestra la buena rentabilidad del proyecto. El periodo de retorno de la instalación es de entre 6 y 7 años por lo que la instalación estará produciendo beneficios durante más del 60% de su vida útil.

La implantación dentro de la parcela de la planta solar fotovoltaica, así como un esquema unifilar de las mismas se muestra en los anexos 1 y 2 respectivamente se añaden también como anexos las fichas técnicas de los equipos.

Bibliografía

- ¿que es el efecto invernadero? (2019). *diarioecologia.com*. Obtenido de <http://diarioecologia.com/que-es-el-efecto-invernadero/>
- ASTM. (2019). *www.aenor.com*. Obtenido de https://www.aenor.com/normas-y-libros/buscador-de-normas?gclid=EAIaIQobChMIsOuMv6SG6gIVCZzVCh0XkQVNEAAYASAAEgKwGvD_BwE
- Comisión Europea. (2015). *Informe Eurostat*.
- Eliseo Sebastián. (2019). Irradiancia Solar. *Energía Solar Eliseo Sebastián*.
- Envinergy. (2016). *www.envinergy.com*. Obtenido de <https://www.envinergy.com/energia-solar/funcionamiento-s826.html>
- Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE. (2020). *Photovoltaic report ISE*.
- Grupoelektra, departamento de renovables. (2017). *www.grupoelektra.es*. Obtenido de <https://www.grupoelektra.es/blog/wp-content/uploads/2014/09/como-somos-los-delektra-bypass-y-bloqueo.pdf>
- IEA. (2018). *www.iea.org*.
- INE. (2016). *www.ine.es*.
- OMIE. (28 de 05 de 2020). *www.omie.es*. Obtenido de <https://www.omie.es/es/market-results/interannual/daily-market/daily-prices?scope=interannual>
- Red ambiental de Asturias. (2016). *Emisiones Mundiales de Gases de efecto invernadero por sectores*.
- REE. (2017). *Energía fotovoltaica en España*.
- REE. (2018). *www.ree.es*. Obtenido de https://www.ree.es/sites/default/files/11_PUBLICACIONES/Documentos/InformesSistemaElectrico/2020/Avance_ISE_2019.pdf
- REE. (2019). *www.wikipedia.es*. Obtenido de https://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa_solar_en_Espa%C3%B1a
- solarenergia.net. (2018). *www.solarenergia.net*. Obtenido de <https://solarenergia.net/energia-solar-fotovoltaica>
- Solclima.es. (2019). *www.Solclima.es*. Obtenido de <https://www.solclima.es/energia-solar-termoelectrica-con-colectores-cilindrico-parabolicos>
- www.googleearth.es*. (s.f.).
- www.solar.huawei.com*. (2020). Obtenido de <https://solar.huawei.com/es/productos/inversores>

Anexos

1. Presupuesto
2. Cálculos Justificativos
3. Planos
4. Informe de la simulación de PVsyst
5. Fichas técnicas.

Anexo 1: Presupuesto

Contenido

1. Presupuesto	3
1.1 Ingeniería previa	3
1.1.1 Consideraciones previas.....	3
1.1.2 Recursos humanos	3
1.1.3 Amortización de equipos y softwares	3
1.1.4 Resumen del presupuesto de ingeniería previa.....	4
1.2 Presupuesto de ejecución de la obra	4

1. Presupuesto

1.1 Ingeniería previa

1.1.1 Consideraciones previas

En este apartado se cuantifica el coste del estudio de viabilidad de la construcción y puesta en marcha de una instalación fotovoltaica. El periodo de realización del proyecto ha sido de 11 meses, teniendo en cuenta el periodo de diseño y análisis de la instalación proyectada.

1.1.2 Recursos humanos

Los recursos humanos necesarios para el estudio son un estudiante de último grado de ingeniería, un estudiante de doctorado y un docente ingeniero doctor especialista en los mercados eléctricos. Se ha hecho una estimación de las horas que cada uno ha dedicado al proyecto. La retribución se ha obtenido de un informe del Centro de apoyo a la invocación, la investigación y la Transferencia de Tecnología (CTT) del año 2016 y del convenio de prácticas del estudiante de ingeniería.

Tabla P1: Presupuesto del proyecto

Concepto	Coste unitario	Tiempo empleado	Coste total
Estudiante de ingeniería	30 €/h	350 h	10.500 €
Docente ingeniero doctor	49,2 €/h	5 h	246 €
Estudiante de doctorado	38,5 €/h	20 h	770 €

1.1.3 Amortización de equipos y softwares

Los equipos informáticos son 2, un portátil utilizado por el estudiante y un ordenador de sobremesa utilizado por el estudiante doctor. El software utilizado es todo el paquete de Microsoft Office y Pvsyst. El periodo amortizado se ha calculado como una aproximación del tiempo dedicado a cada concepto

Tabla P2: Coste de los equipos informáticos y el software.

Concepto	Precio	Periodo de amortización	Periodo amortizado	Coste amortización
PC de sobremesa LG con procesador Intel Core 2 Duo (Doctorando)	600 €	5 años	3 meses	30 €
PC portátil (estudiante)	850 €	5 años	3 meses	42,5 €
Software MS Office (estudiante)	500 €	2 años	10 meses	208 €
Software Pvsyst (estudiante)	200 €	2 años	9 meses	75 €

1.1.4 Resumen del presupuesto de ingeniería previa.

Se presenta a continuación el coste total aproximado del estudio de diseño y análisis de la instalación fotovoltaica proyectada.

Tabla P3: Coste total de diseño y análisis de la instalación

Concepto	Importe
Coste de los recursos humanos	11.296€
Amortización de los equipos informáticos y el software	355,5 €
IVA (21%)	2.446,8 €
TOTAL	14.098,32 €

1.2 Presupuesto de ejecución de la obra

Tabla P.4: Presupuesto de ejecución del proyecto

Elemento	Unidades	Precio	
		unitario (€)	Precio total (€)
Zanja BT	5250 m	18.00	94,500.00
Zanja MT	1148 m	15.00	17,220.00
Zanja CCTV	1396 m	10.50	14,658.00
Zanja de cruce de caminos	24 m	58.00	1392.00
Caminos interiores de 3 m de ancho	465 m	75.00	34,875.00
Zonas de giro de camiones	600 m2	6.00	3,600.00
Preparacion de la compound area	1500 m2	10.00	15,000.00
Base para cámara de seguridad	14 ud	375.00	5,250.00
Base para transformador	2 ud	2,800.00	5,600.00
Base para la customer	1 ud	3,500.00	3,500.00
Base para las main AC Box	2 ud	1,500.00	3,000.00
Base para el contenedor de monitorización	1 ud	2,500.00	2,500.00
Tubo de 63 mm de diametro para BT	9550 m	2.20	21,010.00
Tubo de 160 mm de diametro para MT	3444 m	4.90	16,875.60
TOTAL OBRA CIVIL			238,980.60
Cable solar 4 mm2	21420 m	1.05	22,491.00
Cable solar 6 mm2	14280 m	1.24	17,707.20
Cable de media tensión 150 mm2	699 m	5.95	4,159.05
Cable de media tensión 240 mm2	2745 m	7.35	20,175.75
Conexión módulos	23270 ud	1.50	34,905.00
Conductor de cobre desnudo para P.A.T	3500 m	4.40	15,400.00
Picas de cobre	18 ud	28.00	504.00

Instalación electrica de estación metereologica	1 ud	7,500.00	7,500.00
Instalación de inversores string	64 ud	320.00	20,480.00
Instalación de transformadores	2 ud	2,500.00	5,000.00
TOTAL OBRA ELECTRICA			148,322.00
AC boxes (compra, transporte e instalación)	20 ud	1,000.00	20,000.00
Main AC Boxes (compra y transporte)	2 ud	18,000.00	36,000.00
Inversores (compra y transporte)	62 ud	4,800.00	297,600.00
Transformadores (compra y transporte)	2 ud	58,500.00	117,000.00
Estructura (compra y transporte)	23270 ud	34.00	791,180.00
Instalación de la estructura	23270 ud	9.00	209,430.00
Modulos fotovoltaicos (compra y transporte)	23270 ud	90.00	2,094,300.00
Customer	1 ud	85,000.00	85,000.00
TOTAL EQUIPOS PRINCIPALES			3,565,510.00
Camaras térmicas	8 ud	4,100.00	32,800.00
Cámaras analógicas	6 ud	1,273.00	7,638.00
Instalación	1 ud	22,000.00	22,000.00
TOTAL CCTV			62,438.00
Contenedor de 40 pies para monitorización	1 ud	26,000.00	26,000.00
PPC	1 ud	26,000.00	26,000.00
Sensor de temperatura ambiente	2 ud	260.00	520.00
Sensor de temperatura de la celula	2 ud	260.00	520.00
Piranometro	2 ud	1,600.00	3,200.00
Estación metreologica	1 ud	2,475.00	2,475.00
TOTAL SISTEMA DE MONITORIZACIÓN			58,715.00
Vallado perimetral	2002 m	35.00	70,070.00
Vallado transformador	50 m	60.00	3,000.00
Puerta	1 ud	1,500.00	1,500.00
Total Vallado			74,570.00
Trabajos en la subestación	1 ud	50,000.00	50,000.00
Estudio Geotécnico	1 ud	9,500.00	9,500.00
Estudio topográfico	1 ud	2,500.00	2,500.00
Estudio de tierras	1 ud	2,500.00	2,500.00
Alquiler de casetas de obra	17 Semanas	3,200.00	54,400.00
Seguridad durante la obra 24 horas	17 Semanas	2,000.00	34,000.00
Responsable del proyecto	17 Semanas	2,800.00	47,600.00
Responsable de Seguridad y Salud	17 Semanas	2,500.00	42,500.00
Responsable de construcción	17 Semanas	2,800.00	47,600.00
TOTAL OTROS			290,600.00
TOTAL			4,439,135.60

Los precios han sido consultados con subcontratas que realizan los trabajos indicados o fabricantes en el caso de los equipos.

Las medidas de cada una de las partidas se explican a continuación:

- Obra civil:

- Zanja BT: se ha considerado 50 m de zanja de BT por string. Al ser 70 m el tramo más desfavorable se utiliza 50 como ratio bastante conservador.
- Zanjas de MT: Las medidas corresponden a la suma de las distancias del tranformador 2 al 1, del 1 al centro de seccionamiento y del centro de seccionamiento a la subestación.
- Zanja de CCTV: se ha obtenido midiendo en los planos el vallado perimetral que hay, esta zanja rodeará la parcela.
- Zanjas de cruce de caminos: Se ha considerado 4 metros por vez que crucen las zanjas, sean estimado un total de 6 cruces.
- Caminos interiores: Medidos del plano.
- Zonas de giro de camiones: Se han considerado 2 de 300 m² cada una de 15x20m
- Preparación de la compound area: Se considera que 1500 m² como zonas donde instalar las casetas será suficiente.
- Bases: Se ha obtenido la medida de los planos
- Tubo de 63 mm de diámetro: Zanja de tensión más tramo del inversor a la AC Box y de la AC Box a la Main.
- Tubo de 160 mm de diámetro: Longitudes del cable de media tensión
- Obra eléctrica:
 - Cable solar: Se han considerado 3500 m por MWp el 60% de 4 mm² y el 40% de 6 mm².
 - Cable de media tensión: Obtenido de los cálculos apartado 5.3.1.
 - Conexión de módulos: Numero de módulos en la planta
 - Cobre desnudo para la puesta a tierra: Se han considerado 3500m, 2000 para la estructura y el resto para inversores y AC BOXes.
 - Picas de cobre. Se ha considerado 4 por tranformador, 2 por Main AC Box y 2 en la customer.
 - Instalación de la estación meteorológica: Solo hay 1.
 - Instalación de inversores y transformadores: Numero de inversores y de transformadores.
- Equipos principales: Las medidas se encuentran en el pliego de condiciones técnicas.
- CCTV: Las medidas se encuentran en el pliego de condiciones técnicas
- Sistema de monitorización:
 - Contenedor de 40 pies para monitorización: Desde el contenedor se monitorizará la planta.
 - PPC (Power Plant Controller): 1 para captar la potencia de salida de los inversores.
 - Sensor de temperatura ambiente: 2, para tener doble comprobación
 - Sensor de temperatura de la célula: 2, para tener doble comprobación
 - Piranometro: 2, para tener doble comprobación
- Vallado:
 - Vallado perimetral: 2002 m de vallado obtenido de los planos
 - Vallado de los transformadores: 25 m por transformador.
 - Puerta: Una única puerta
- Otros: Se ha considerado 17 semanas (4 meses aproximadamente) como el tiempo de construcción necesario.

Anexo 2: Cálculos justificativos

Contenido

1.	Cálculos básicos diseño de la instalación	3
2.	Cálculos de baja tensión.....	4
2.1	Enseriado de paneles.....	4
2.2	Secciones de cableado	5
3.	Cálculos de media tensión	5
3.1	Cálculo del cableado de media tensión	6
3.2	Cálculo de la puesta a tierra de la instalación.....	6

1. Cálculos básicos diseño de la instalación

Suponiendo un enseriado de 26 módulos por string se procede a realizar una serie de cálculos tales como número de módulos, número de inversores...

En primer lugar, se ha de calcular la potencia en AC que entregarán los inversores. Para instalaciones fotovoltaicas, es normal un sobredimensionamiento $\geq 20\%$, siendo el sobredimensionamiento:

$$\text{Sobredimensionamiento} = \frac{\text{Potencia pico (CC)}}{\text{Potencia nominal (CA)}} \cdot 100 - 100 \quad (1.1)$$

Para calcular el número de módulos de la instalación primero se realizará la división entre potencia pico de la instalación y la potencia pico del panel.

$$n^{\circ} \text{ módulos} = \frac{\text{Potencia pico de la instalación}}{\text{Potencia pico del panel}} \quad (1.2)$$

Lo más probable es que al aplicar la ecuación (1.2) no se obtenga un número divisible por 26 por lo que quedaría un string incompleto. Para calcular el número de string se utilizará el resultado de la ecuación (1.2) y se dividirá por 26 (número de módulos por string) redondeando al alza para cumplir con la potencia esperada. Por lo tanto, para el cálculo del número de strings:

$$n^{\circ} \text{ strings} = \frac{n^{\circ} \text{ módulos}}{n^{\circ} \text{ módulos por string}} \quad (1.3)$$

Una vez se ha calculado el número de módulos y strings. Se puede proceder al cálculo del número de inversores.

Como se puede observar en la ficha técnica del inversor, éste tiene 18 entradas (strings), por lo que un solo inversor podría abarcar 18 strings. Sin embargo, el código de red español obliga a tener la capacidad de poder entregar reactiva si se precisara, en una instalación fotovoltaica, esto se traduce en aumentar el número de inversores, es decir, que cada inversor abarque menos potencia en DC (menos strings). Se considera por lo tanto que cada inversor albergará 14 strings. El número de inversores será, por lo tanto:

$$n^{\circ} \text{ inversores} = \frac{n^{\circ} \text{ strings}}{N^{\circ} \text{ máximo de strings por inversor}} \quad (1.4)$$

El resultado de esta ecuación se redondeará al alza para asegurarnos que cumplimos con el código de red.

2. Cálculos de baja tensión

2.1 Enseriado de paneles

Para llevar a cabo la justificación del enseriado elegido (26 módulos/string) se comprobará por dos criterios, el de la intensidad y el de la tensión.

Comprobación por intensidad

Se comprueba aquí que la máxima intensidad que puede darse en el campo fotovoltaico es en cualquier caso menos que la intensidad máxima a la entrada del inversor. Para esto, se ha de tener en cuenta el coeficiente de corrección de la intensidad de cortocircuito que se indica en la ficha técnica del módulo, y nos da un valor porcentual del incremento de la intensidad por cada grado que aumente la temperatura (con respecto de las condiciones STC).

La ecuación para el cálculo de la corriente máxima será:

$$I_{MAX} = n^{\circ} \text{ strings paralelo} * I_{sc} + \left(\frac{K_{sc}}{100}\right) * I_{sc} * n^{\circ} \text{ strings paralelo} * (T_{MAX} - 20^{\circ}C) \quad (2.1)$$

Se comprobará que el resultado de la ecuación (2.1) es menor que la corriente de entrada al inversor.

Comprobación por tensión

Se intentará demostrar aquí que la tensión a la entrada del inversor será menor también que la máxima tensión admitida por este a su entrada y mayor que la mínima requerida.

Primero se comprobará la tensión mínima, este cálculo se realiza partiendo de la tensión en el punto de máxima potencia a 20°C y con el coeficiente de variación de la tensión en función de la T_a K_{oc} , se utilizará para el cálculo la temperatura máxima local.

$$V_{MIN} = n^{\circ} \text{ mod. serie} * V_{MPPT} + \left(\frac{K_{oc}}{100}\right) * V_{MPPT} * n^{\circ} \text{ mod. serie} * (T_{MAX} - 20^{\circ}C) \quad (2.2)$$

Posteriormente se procederá a la comprobación de que la tensión máxima a la entrada del inversor es menor que el valor máximo de entrada en este, valor que se obtendrá de la ficha técnica. Para este cálculo se utilizará la ecuación (2.2) pero con la tensión de circuito abierto (V_{oc}) y la temperatura mínima.

Una vez se hayan comprobado todos estos criterios y todos cumplan, se podrá asegurar que el enseriado elegido es válido.

2.2 Secciones de cableado

Para el cálculo de las secciones de cableado se ha respondido a dos criterios: El criterio de intensidad máxima y el criterio de Caída de tensión.

El primero de ellos basa el fundamento de sus cálculos en el efecto Joule, de modo que la emisión de calor quede siempre por debajo de los límites térmicos del cable.

Se utilizarán ambos métodos y se adoptará en cada caso la sección más restrictiva (la de mayor diámetro).

Para el criterio de caída tensión siguiendo las recomendaciones del IDAE se fija un valor de caída de tensión máxima en los tramos de CC de 1,5% sin embargo para nuestro caso, el uso de inversores string hace que la tirada de cable de continua sea mucho menor por lo que se considerará una caída de tensión del 1%.

Para el cálculo de las secciones de cableado se dividirá el cálculo por tramos. Los siguientes tramos se han tenido en consideración:

- Final de rama (string) – Entrada del inversor
- Salida del inversor – AC Box
- AC Box – Main AC Box
- Main AC box – Transformador

La fórmula expuesta a continuación se utilizará para hacer la comprobación por el criterio de caída de tensión.

$$S \geq \frac{2 \cdot L_{string} \cdot I_{string}}{\frac{\epsilon}{100} \cdot \sigma(T_{MAX}) \cdot V_{string}} \quad (2.3)$$

Y para el criterio de corriente máxima se deberá de cumplir que la corriente admisible por el cable es un 25% superior como mínimo a la intensidad máxima que recorrerá ese tramo de cable. Para el caso de corriente continua, la intensidad máxima del conductor en servicio permanente se recoge en la norma UNE-EN 50618. Para el caso de CA hay que consultar la ficha técnica del tipo de cable usado. L

3. Cálculos de media tensión

La parte de media tensión del proyecto abarca tanto el cosido de los transformadores de 4 MVA entre sí como la línea subterránea hasta la llegada a la subestación. Todos los tramos serán evidentemente en corriente alterna, por lo que se aplicarán los criterios correspondientes a corriente alterna.

El modelo de cable usado para todo el tramo de media tensión será el AL VOLTALENE H COMPACT AL RH5Z1 más conocido como AL RH5Z1 de la marca Prysmian group.

3.1 Cálculo del cableado de media tensión

De nuevo se dividirá el cálculo por tramos. Los tramos correspondientes serán:

- Transformador 1 – Transformador 2
- Transformador 2 – C.S.P.M¹
- C.S.P.M – Subestación

Para los tramos de media no se especifica en la norma ITC-BT-40 ninguna caída de tensión máxima para tramos de media tensión, solo se especifica para baja. De todas formas, en los tramos de media, al ser la corriente bastante pequeña no suele haber caídas de tensión grandes, por lo que se calculará la caída de tensión a posteriori, una vez se ha seleccionado el cable siguiendo el criterio térmico. Para el cálculo de la caída de tensión en los tramos de media se tendrá en cuenta la siguiente ecuación:

$$\Delta U(\%) = 100 \cdot \sqrt{3} \cdot I \cdot L \cdot (R \cdot \cos\varphi + X \cdot \operatorname{sen}\varphi) / U \quad (3.1)$$

3.2 Cálculo de la puesta a tierra de la instalación

De acuerdo con lo dispuesto en el RD 1663/2000 para la parte de alterna, se seguirá un sistema IT con los conductores activos aislados de tierra. Se conectarán a tierra todas las masas metálicas de la instalación.

Se calculará la resistencia máxima admisible de puesta a tierra haciendo uso de la siguiente ecuación:

$$R_{adm} = \frac{U_L}{I_{\Delta n}} \quad (4.1)$$

$$R_{adm} = 800 \Omega$$

Se emplearán picas normalizadas de cobre de 14,6 mm de diámetro y 2 metros de longitud. El valor de la resistencia ofrecida por el electrodo de tierra se evaluará a partir de la siguiente expresión:

$$R_{1,pica} = \frac{\rho}{L} \quad (4.2)$$

Siendo:

- ρ : Resistividad del terreno, para suelo pedregoso puede variar entre 1.500 y 3.000 $\Omega\cdot m$, dependiendo de muchos otros factores. Se tomará 3.000 como el caso más desfavorable.
- L: Longitud de la pica, igual a 2 metros.

Esta sería la resistencia que necesitaría 1 sola pica. Por lo que se necesitarán más picas en paralelo para establecer una resistencia por debajo del límite admitido. Para el cálculo de la resistencia total de varias resistencias en paralelo se emplea la siguiente fórmula:

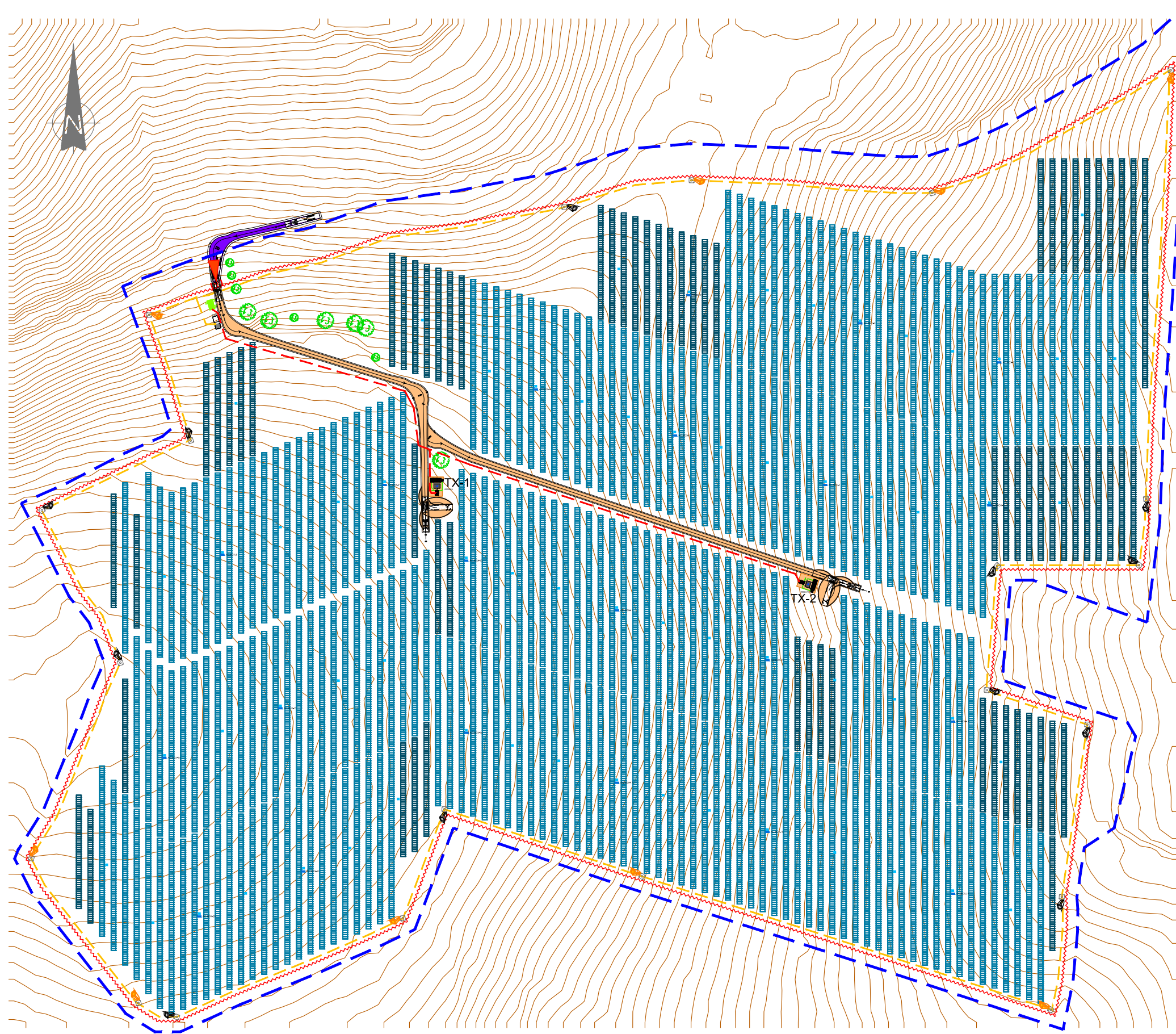
$$R_{total} = R_{1,pica} \cdot \frac{K}{n} \quad (4.3)$$

Siendo:

- K: El cociente entre la distancia entre las picas 3,2 metros y la longitud de estas 2 m, por lo que el cociente es igual a 1,6.
- n: Número total de picas en paralelo. Se probará con 4 picas para ver si cumpliría.

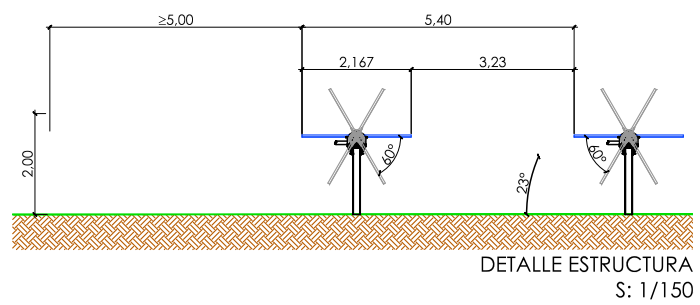
Anexo 3:

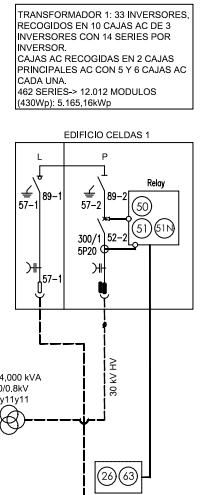
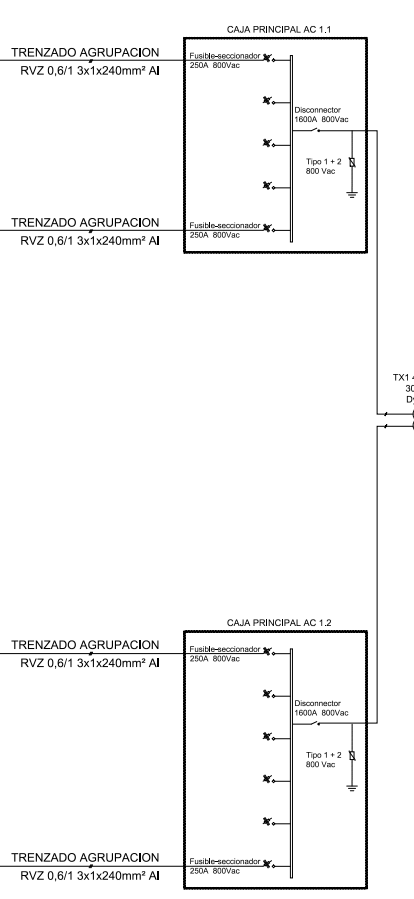
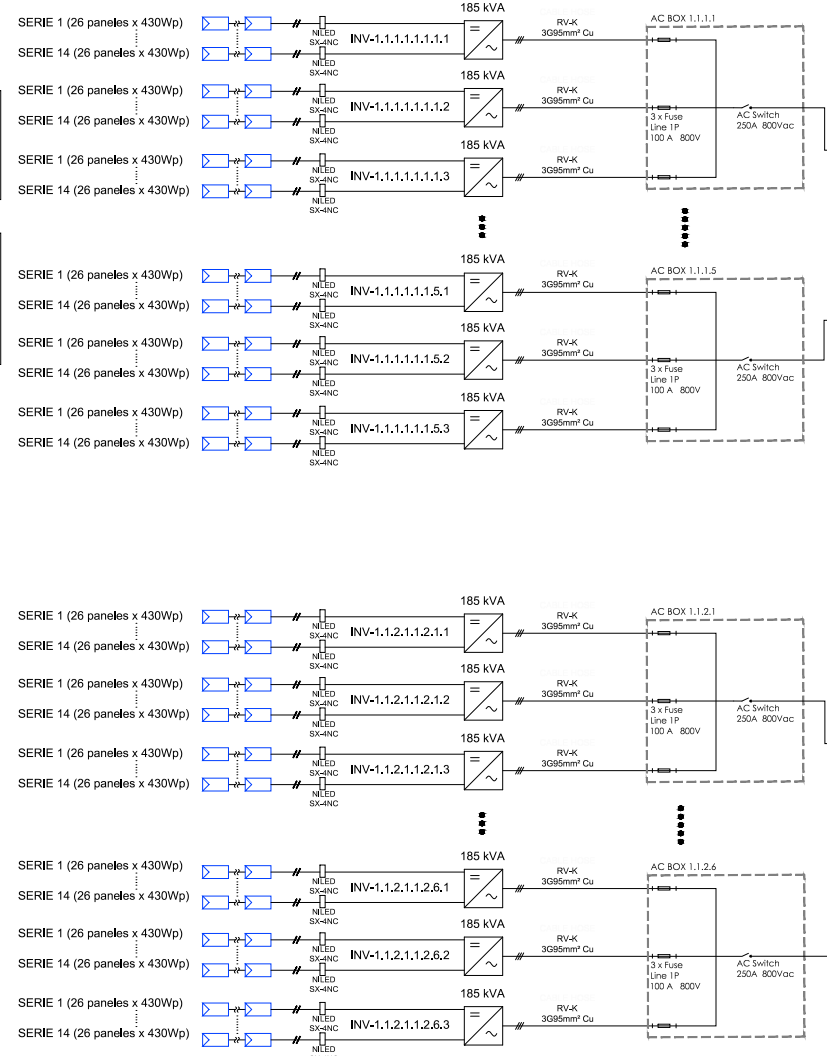
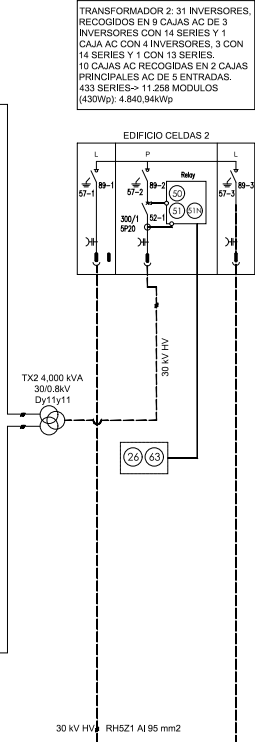
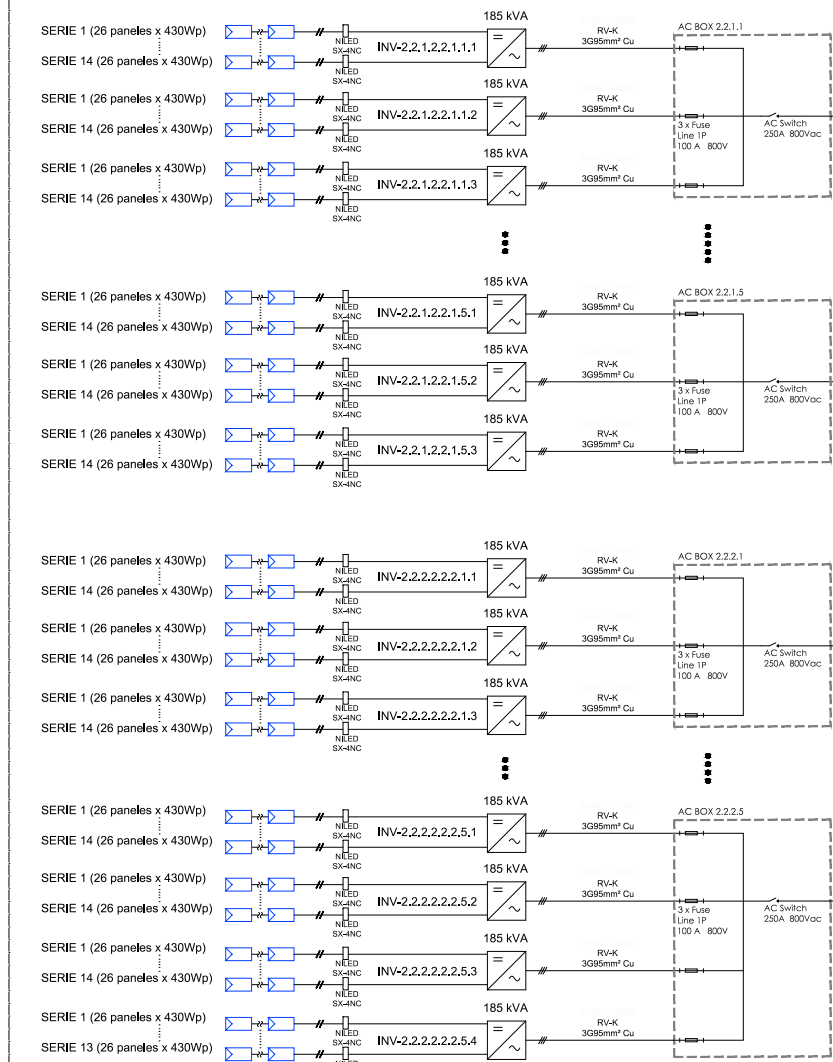
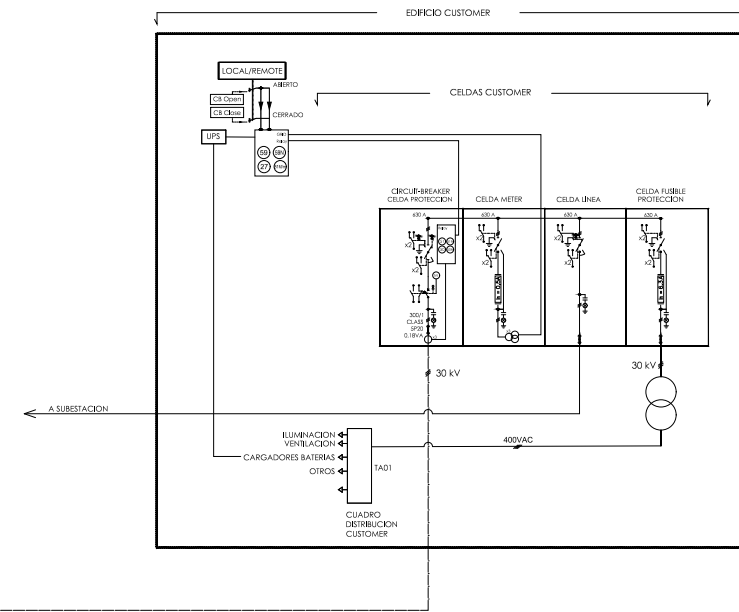
Planos



Modulos (430Wp): 23.270
 Nº series (26 paneles/serie): 895
 Tilt: $\pm 55^\circ$
 Azimut: 90° (South)

LEYENDA	
	PANELES SOLARES
	EDIFICIO CONTROL
	CENTRO DE ENTREGA
	CELDAS+TRANSFORMADOR +CAJA PRINCIPAL AC
	CAJA AC
	INVERSOR STRING
	ACCESO
	VALLADO PERIMETRAL
	LIMITE-PERIMETRO
	ZANJA AT
	ZANJA CCTV
	SISTEMA CCTV
	INTERNAL PATHS
	EXTERNAL PATHS
	VEGETACION
	CURVA DE NIVEL





Anexo 4:

Fichas técnicas

Cheetah Plus HC 78M-V 425-440 Watt

MONO PERC HALF CELL MODULE

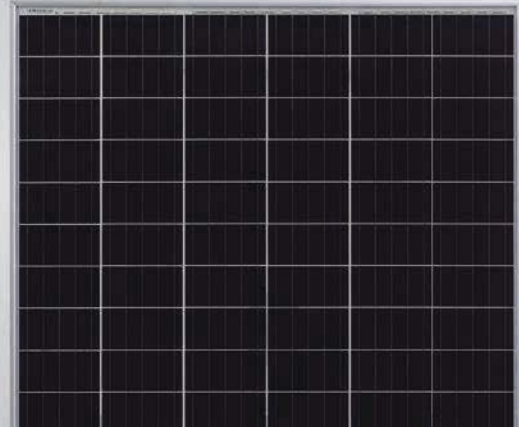
Positive power tolerance of 0~+3%

- Half Cell
- Mono PERC 78 Cell



PERC

(Draft)



KEY FEATURES



5 Busbar Solar Cell

5 busbar solar cell adopts new technology to improve the efficiency of modules, offers a better aesthetic appearance, making it perfect for rooftop installation.



High Voltage

UL and IEC 1500V certified; lowers BOS costs and yields better LCOE



High Efficiency

Higher module conversion efficiency (up to 20.37%) benefit from half cell structure (low resistance characteristic).



PID Resistance

Excellent Anti-PID performance guarantee limited power degradation for mass production.



Low-light Performance

Advanced glass and cell surface textured design ensure excellent performance in low-light environment.



Severe Weather Resilience

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).

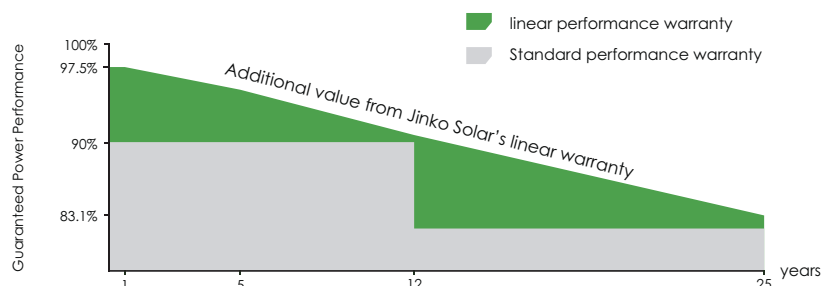


Durability Against Extreme Environmental Conditions

High salt mist and ammonia resistance certified by TUV NORD.

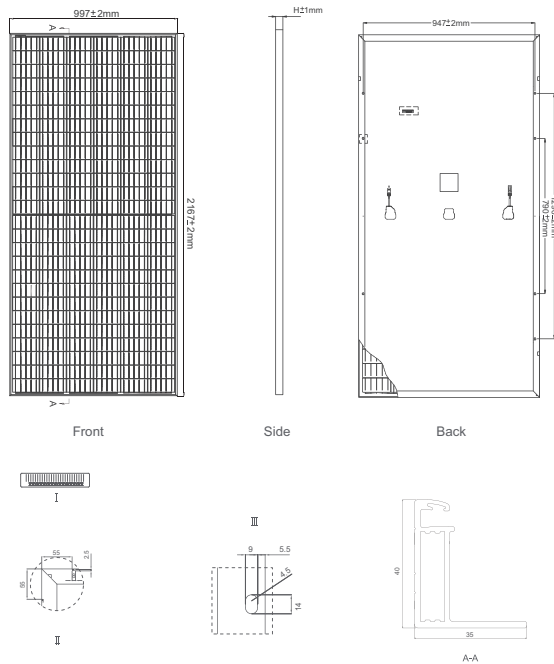
LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

12 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty



- ISO9001:2015, ISO14001:2015, OHSAS18001 certified factory
- IEC61215, IEC61730, UL1703 certified product

Engineering Drawings

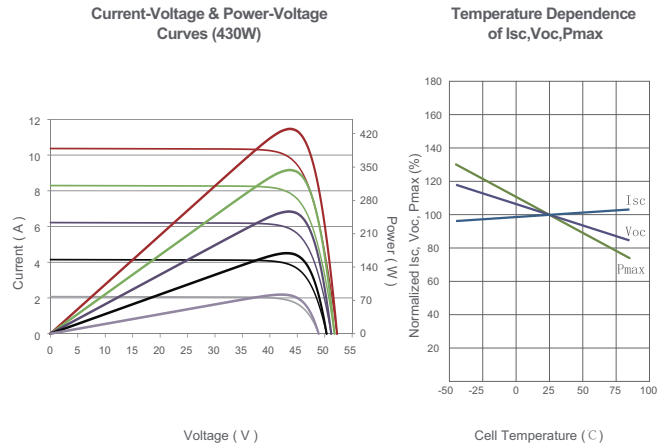


Packaging Configuration

(Two pallets =One stack)

27pcs/pallet , 54pcs/stack, 540pcs/40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	Mono PERC 158.75×158.75mm
No.of Half-cells	156 (6×26)
Dimensions	2167×997×40mm (85.31×39.25×1.57 inch)
Weight	24.5 kg (54.0 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TÜV 1x4.0mm ² , Anode 290mm, Cathode 145mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM425M-78H-V		JKM430M-78H-V		JKM435M-78H-V		JKM440M-78H-V	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	425Wp	316Wp	430Wp	319Wp	435Wp	323Wp	440Wp	327Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	43.64V	40.35V	43.75V	40.51V	43.86V	40.67V	43.96V	40.88V
Maximum Power Current (Imp)	9.74A	7.82A	9.83A	7.88A	9.92A	7.94A	10.01A	7.99A
Open-circuit Voltage (Voc)	52.14V	49.11V	52.25V	49.21V	52.36V	49.32V	52.47V	49.42V
Short-circuit Current (Isc)	10.29A	8.31A	10.37A	8.38A	10.45A	8.44A	10.53A	8.50A
Module Efficiency STC (%)	19.67%		19.90%		20.13%		20.37%	
Operating Temperature (°C)	-40°C~+85°C							
Maximum System Voltage	1500VDC (IEC)							
Maximum Series Fuse Rating	20A							
Power Tolerance	0~+3%							
Temperature Coefficients of Pmax	-0.36%/°C							
Temperature Coefficients of Voc	-0.28%/°C							
Temperature Coefficients of Isc	0.048%/°C							
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45±2°C							

STC: Irradiance 1000W/m²

Cell Temperature 25°C

AM=1.5

NOCT: Irradiance 800W/m²

Ambient Temperature 20°C

AM=1.5

Wind Speed 1m/s

* Power measurement tolerance: ± 3%

SUN2000-185KTL-INH0

Smart String Inverter



9
MPP Trackers



99.0%
Max. Efficiency



String-level
Management



Smart I-V Curve
Diagnosis Supported



MBUS
Supported



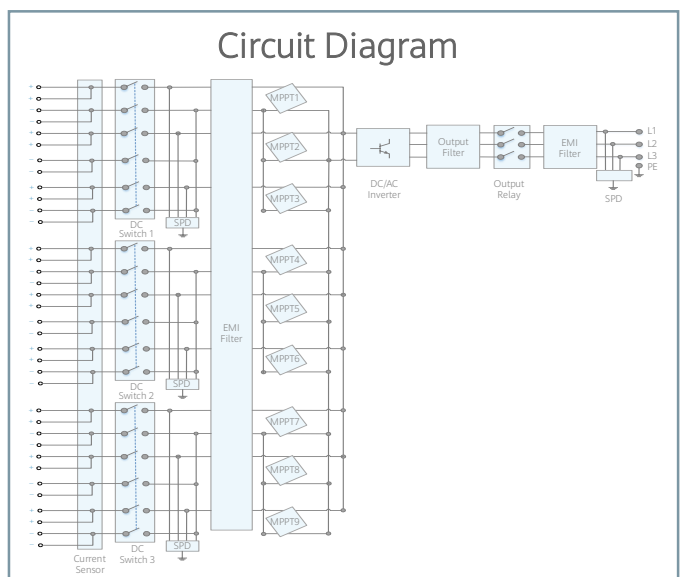
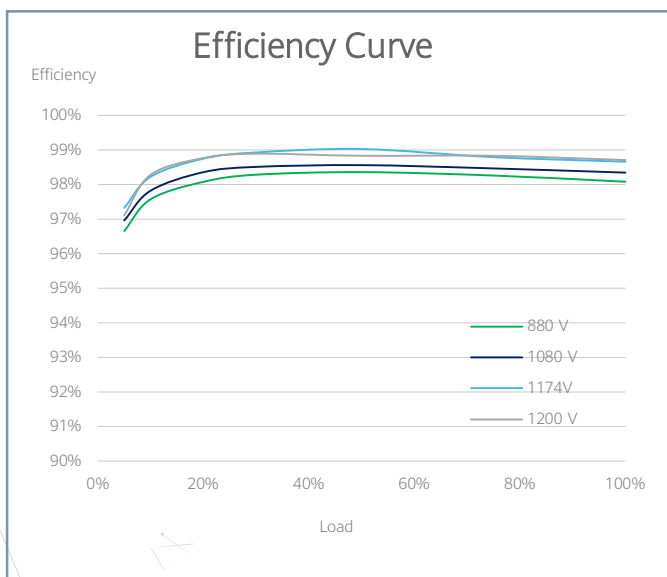
Fuse Free
Design



Surge Arresters for
DC & AC



IP66
Protection



SUN2000-185KTL-INH0
Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	99.03%
European Efficiency	98.66%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Max. Current per MPPT	26 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	40 A
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Number of Inputs	18
Number of MPP Trackers	9
Output	
Nominal AC Active Power	175,000 W @40°C, 160,000 W @50°C
Max. AC Apparent Power	185,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	185,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	126.3 A @40°C, 115.5 A @50°C
Max. Output Current	134.9 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, Bluetooth/WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	84 kg (185.2 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MC4
AC Connector	OT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless
Standard Compliance (more available upon request)	
Certificate	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 62910, IEC 60068, IEC 61683, CEA2019
Grid Code	IEC 61727

SEGUIDOR A UN EJE MONOFILA SP160

+ 2,5 GW instalados

NUESTRA SOLUCIÓN



ADAPTABILIDAD AL TERRENO



SIN LUBRICACIÓN



TEST DE VIENTO



PATENTADO



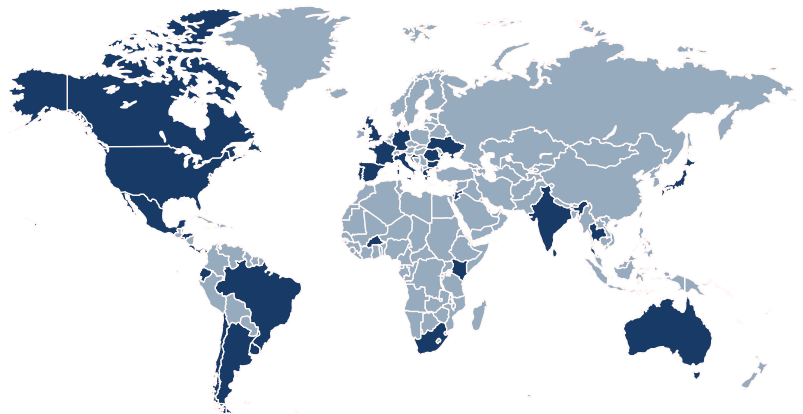
DESDE 2009
PRODUCIMOS E INSTALAMOS DESDE 2009



CENTRO DE PRODUCCIÓN PROPIO



NOS ADAPTAMOS A LAS NECESIDADES DE LOS CLIENTES



Nclave calcula, diseña y fabrica seguidores solares acordes a las especificaciones del cliente y a la normativa local de cada país.

Nclave utiliza los programas de cálculo y diseño más avanzados aprobados por la industria aeroespacial proporcionando un diseño optimizado para maximizar el rendimiento y la rentabilidad de cada proyecto. Uno de los valores añadidos de Nclave es la fabricación propia, la cual destaca por:

- Servicio de fabricación en España con personal altamente cualificado.
- Partners de fabricación homologados por Nclave en países estratégicos.
- Maquinaria de alta precisión controlada mediante CNC.
- Sistema integrado de gestión de calidad UNE-EN ISO 9001:2008.
- Sistema de gestión ambiental UNE-EN ISO 14001.

El prestigio de Nclave es consecuencia de una atención personalizada hacia sus clientes, destacando por las soluciones hechas a medida para cumplir con los requisitos de los proyectos más complicados.

Principales características de los seguidores solares modelo SP160 de Nclave:

- 1 Seguidor horizontal monofila accionado mediante módulo de giro individual o actuador lineal.
- 2 Seguidor fácil de instalar en terrenos complicados gracias a la versatilidad y adaptación del rodamiento.
- 3 Componentes principales dotados de regulación para compensar la posible desalineación producida en el hincado y el montaje.
- 4 El módulo de giro, el actuador lineal y el rodamiento de Nclave han demostrado su alta fiabilidad siendo probados bajo condiciones atmosféricas adversas.
- 5 Extensión de la vida útil de los componentes electromecánicos gracias a la activación del movimiento mediante motor trifásico alimentado por un variador de frecuencia: velocidad reducida para el seguimiento y rápida para la posición de defensa.
- 6 El circuito electrónico y el microprocesador integran un avanzado software de control de viento que gestiona las posiciones de pre-abanderamiento para garantizar la integridad del seguidor.



Rodamiento esférico patentado:

- Adaptación a terrenos complicados.
- Resistente a la degradación solar testado bajo ciclos de vida acelerados.
- No necesita lubricación ni mantenimiento.

Módulo de giro

Actuador lineal

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

CARACTERÍSTICAS GENERALES

Seguidor solar	Monofila a un eje horizontal
Alcance del seguidor	120° ($\pm 60^\circ$)** / 100° ($\pm 50^\circ$)
Superficie de módulos por seguidor	Hasta 180m ²
Opciones de cimentación	Hincado directo / Pre-drilling + hincado / Micropilote/ Predrilling + compactado + hincado
Adaptación al terreno	Hasta 20% inclinación* N/S
Ratio de ocupación (GCR)	Configurable: alcance estándar (28-50%)*
Perfiles: calidad y tratamiento	Acero de alta resistencia S275JR y S355JR, acero ZM310. ISO 1461
Tornillería / Tratamiento	Grado 8.8 / ZnNi + sellante*
Accionamiento	Módulo de giro / actuador lineal
Carga de nieve y viento	A medida según requerimientos
Configuración de los módulos	Versión 1500 V Versión 1000 V
Normativa y regulación	Cálculo, diseño y fabricación de la estructura de acuerdo a las normas Eurocódigo y EEUU estándares
Tipos de módulos compatibles	Con marco, sin marco o dual glass
Disponibilidad	>99'5%

ESPECIFICACIONES DEL CONTROLADOR ELECTRÓNICO

Control	Tarjeta electrónica con microprocesador (1 cuadro por cada 3 seguidores o 1 cuadro por seguidor)
Marcado IP	IP65
Algoritmo del seguidor	Cálculos astronómicos (error < 0.0015°) con backtracking
Control de viento avanzado	Alto, medio y bajo viento
Posición nocturna	Configurable
Opciones de comunicación	Opción de cable- RS-485/RS-422/ Ethernet Opción de wifi- Zigbee
Condiciones atmosféricas	Altitud < 1000 m*: -5° C a 50° C
Sensores	Inclinómetro analógico
Tipo de motor	Motor DC 0.15 kW / 0.10 kW
Alimentación	Monofásico 230 Vac-50/60 Hz* o autoalimentado

MANTENIMIENTO

Rodamiento	No requiere mantenimiento
Módulo de giro	Lubricación cada 2 años (Opcional cada 10)

GARANTÍA

Estructura	10 años
Protección anticorrosión	20 años según ISO 14713 C3
Componentes comerciales	2 años

*Otras posibilidades también disponibles

**Según condiciones

ESPAÑA

Avda. de Burgos 114, 2º
28050, MADRID
Tel: 912-771-126
info@nclavegroup.com

Pol. Ind. La Peña
Ctra. NA 134-KM 93
31230-VIANA (NAVARRA)
Tel: 948-645-121
comercial@nclavegroup.com

EEUU (CA)

Tel: +1 602-516-5452
mmcintyre@nclavegroup.com

EEUU (FL)

Tel: +1 305-748-0300
cclavijo@nclavegroup.com

CHILE

T. +56 973-371-732
sfernandez@nclavegroup.com

FRANCIA

T. +33 666-163-618
jplendroit@nclavegroup.com

JAPÓN

Tel: +81 355-448-866
infojapan@nclavegroup.com

BRASIL

Tel: +55 149-983-84646
tsampedro@nclavegroup.com

AUSTRALIA

Tel: +61 403-994-655
infoAUSTRALIA@nclavegroup.com

ARGENTINA

Tel: +54 9-11-2716-0910
nkeegan@nclavegroup.com

NCLAVE

+ 2,5 GW
instalados
en todo el
mundo



ENERGY RV-K FOC RV-K

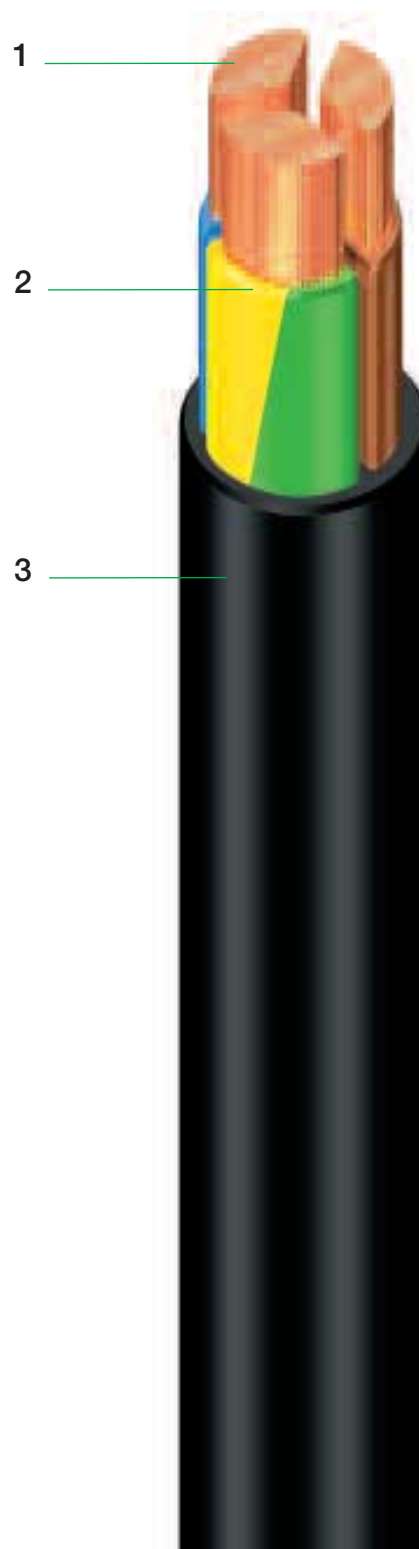
Tensión 0,6/1 kV



NORMAS CONSTRUCTIVAS:	NACIONAL/EUROPEA	INTERNACIONAL
UNE 21123-2	UNE-EN 60332-1-2	IEC 60332-1-2

CONSTRUCCIÓN:

- 1.- CONDUCTOR:**
Cobre flexible clase 5 según para instalación fija (-K).
- 2.- AISLAMIENTO:**
Polietileno reticulado (R).
Identificación por coloración.
- 3.- CUBIERTA:**
Policloruro de vinilo (V).



APLICACIONES Y CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES:

Los cables ENERGY RV-K FOC son cables flexibles para utilización en la distribución de energía en baja tensión en instalaciones fijas de interior y exterior. Se distinguen por su flexibilidad y manejabilidad, que facilitan y ahorran tiempo en la instalación.

La variante UNFIRE® cumple la No Propagación del Incendio según UNE-EN 50266 (correspondiente norma internacional IEC 60332-3).

A partir de la sección de 50 mm² inclusive se ofrece la configuración **SECTORFLEX**® con conductor sectorial flexible que, manteniendo idénticas prestaciones eléctricas y los mismos terminales y accesorios convencionales que el cable circular, consigue un menor diámetro y peso del cable, incrementando significativamente su manejabilidad y facilidad de instalación.

Los cables ENERGY RV-K FOC son productos certificados con la marca AENOR.

La temperatura máxima del conductor en servicio permanente es de 90 °C.

ENERGY RV-K FOC RV-K

Tensión 0,6/1 kV

CÓDIGO	SECCIÓN mm ²	DIÁMETRO EXTERIOR mm	PESO kg/km	RADIO DE CURVATURA mm	INTENSIDAD		CAIDA DE TENSIÓN	
					AL AIRE ⁽¹⁾ A	ENTERRADA ⁽²⁾ A	COS $\mu = 0,8$ V/A.km	COS $\mu = 1$ V/A.km
1994106	1x1,5	5,7	45	25	20	27	23,64	29,37
1994107	1x2,5	6,1	60	25	28	36	14,23	17,62
1994108	1x4	6,7	75	30	38	46	8,873	10,93
1994109	1x6	7,2	95	30	48	58	5,950	7,288
1994110	1x10	8,2	140	35	66	78	3,484	4,218
1994111	1x16	9,2	195	40	88	100	2,240	2,672
1994112	1x25	10,8	285	45	115	125	1,476	1,723
1994113	1x35	11,9	380	50	145	150	1,073	1,224
1994114	1x50	13,5	520	55	185	185	0,773	0,852
1994115	1x70	15,6	720	65	235	225	0,568	0,601
1994116	1x95	17,4	930	70	285	260	0,449	0,455
1994117	1x120	19,4	1.170	80	335	300	0,368	0,356
1994118	1x150	21,4	1.450	90	390	340	0,311	0,285
1994119	1x185	23,3	1.740	95	445	380	0,270	0,234
1994120	1x240	26,6	2.310	135	540	445	0,223	0,177
1994121	1x300	30,2	2.890	155	610	500	0,193	0,142
1994206	2x1,5	8,6	100	35	24	27	23,60	29,37
1994207	2x2,5	9,4	130	40	33	36	14,19	17,62
1994208	2x4	10,5	170	45	45	46	8,839	10,93
1994209	2x6	11,6	220	50	57	58	5,919	7,288
1994210	2x10	13,5	330	55	79	77	3,458	4,218
1994211	2x16	15,5	470	65	105	100	2,218	2,672
1994212	2x25	18,8	705	75	123	128	1,458	1,723
1994213	2x35	21,2	945	85	154	154	1,057	1,224
1999214	2x50	21,6	1.185	90	188	183	0,759	0,852
1999215	2x70	25,1	1.635	125	244	224	0,556	0,601
1999216	2x95	28,0	2.110	140	296	265	0,438	0,455
1999217	2x120	31,5	2.675	160	348	302	0,358	0,356
1999218	2x150	34,8	3.310	175	404	342	0,302	0,285
1999219	2x185	38,0	3.985	190	464	383	0,262	0,234
1999220	2x240	43,5	5.290	220	552	442	0,215	0,177

(1) Intensidades máximas admisibles al aire según norma UNE 20460-5-523, tabla A.52-1 bis, método de instalación E para cables multipolares y según norma UNE 211435 para cables unipolares - Temperatura ambiente de 40 °C

(2) Intensidades máximas admisibles enterrado según norma UNE 20460-5-523, tabla A.52-2 bis, método de instalación D para cables multipolares y según norma UNE 211435 para cables unipolares - Temperatura del terreno de 25 °C, profundidad de la instalación 700 mm y resistividad térmica del terreno 1,5 K.m/W

Nota: presentación en bobinas. Para presentación en rollos, los códigos empiezan por 1996

ENERGY RV-K FOC RV-K

Tensión 0,6/1 kV

CÓDIGO	SECCIÓN mm ²	DIÁMETRO EXTERIOR mm	PESO kg/km	RADIO DE CURVATURA mm	INTENSIDAD		CAIDA DE TENSIÓN	
					AL AIRE ⁽¹⁾ A	ENTERRADA ⁽²⁾ A	COS $\mu = 0,8$ V/A.km	COS $\mu = 1$ V/A.km
1994306	3G1,5	9,0	115	40	20	23	23,60	29,37
1994307	3G2,5	9,9	155	40	26	30	14,19	17,62
1994308	3G4	11,1	205	45	36	38	8,839	10,93
1994309	3G6	12,3	275	50	46	48	5,919	7,288
1994310	3G10	14,3	420	60	65	64	3,458	4,218
1994311	3G16	16,5	605	70	87	82	2,218	2,672
1994312	3x25	20,0	910	80	110	106	1,458	1,723
1994313	3x35	22,7	1.235	95	137	129	1,057	1,224
1999314	3x50	25,3	1.590	130	167	152	0,759	0,852
1999315	3x70	29,6	2.210	150	214	187	0,556	0,601
1999316	3x95	32,5	2.830	165	259	222	0,438	0,455
1999317	3x120	36,9	3.610	185	301	253	0,358	0,356
1999318	3x150	40,8	4.470	205	353	286	0,302	0,285
1999319	3x185	44,5	5.385	225	391	320	0,262	0,234
1999320	3x240	51,0	7.150	310	468	370	0,215	0,177
1994406	4G1,5	9,9	140	40	20	23	23,60	29,37
1994407	4G2,5	10,9	185	45	26	30	14,19	17,62
1994408	4G4	12,2	255	50	36	38	8,839	10,93
1994409	4G6	13,5	340	55	46	48	5,919	7,288
1994410	4G10	15,8	530	65	65	64	3,458	4,218
1994411	4G16	18,3	770	75	87	82	2,218	2,672
1994412	4x25	22,4	1.165	90	110	106	1,458	1,723
1994413	4x35	25,1	1.570	125	137	129	1,057	1,224
1999414	4x50	27,9	2.120	140	167	152	0,759	0,852
1999415	4x70	32,7	2.955	165	214	187	0,556	0,601
1999416	4x95	35,9	3.790	180	259	222	0,438	0,455
1999417	4x120	40,7	4.840	205	301	253	0,358	0,356
1999418	4x150	45,1	5.995	225	353	286	0,302	0,285
1999419	4x185	49,4	7.245	250	391	320	0,262	0,234
1999420	4x240	56,6	9.625	340	468	370	0,215	0,177

ENERGY RV-K FOC RV-K

Tensión 0,6/1 kV

CÓDIGO	SECCIÓN mm ²	DIÁMETRO EXTERIOR mm	PESO kg/km	RADIO DE CURVATURA mm	INTENSIDAD		CAIDA DE TENSIÓN	
					AL AIRE ⁽¹⁾ A	ENTERRADA ⁽²⁾ A	COS $\mu = 0,8$ V/A.km	COS $\mu = 1$ V/A.km
1994506	5G1,5	10,8	170	45	20	23	23,60	29,37
1994507	5G2,5	11,9	225	50	26	30	14,19	17,62
1994508	5G4	13,4	310	55	36	38	8,839	10,93
1994509	5G6	14,9	420	60	46	48	5,919	7,288
1994510	5G10	17,5	650	70	65	64	3,458	4,218
1994511	5G16	20,2	935	85	87	82	2,218	2,672
1994512	5G25	24,8	1.420	100	110	106	1,458	1,723
1994513	5G35	27,8	1.920	140	137	129	1,057	1,224
1994514	5G50	32,5	2.685	165	167	152	0,759	0,852
1994515	5G70	39,6	4.115	200	214	187	0,556	0,601
1994516	5G95	44,6	5.360	225	259	222	0,438	0,455

AL VOLTALENE H COMPACT

AL RH5Z1 (NORMALIZADO POR ENDESA)

Tensión asignada: 12/20 kV, 18/30 kV
 Norma diseño: UNE 211620
 Designación genérica: AL RH5Z1



CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS



LIBRE DE HALÓGENOS
 EN 60754-1
 IEC 60754-1



REDUCIDA EMISIÓN DE GASES TÓXICOS
 EN 60754-2
 IEC 60754-2



BAJA OPACIDAD DE HUMOS
 EN 61034-2
 IEC 61034-2



DESCÁRGATE
 la DoP (Declaración de Prestaciones) en este código QR.
www.prysmianclub.es/cprblog/DoP



N° DoP 1003885



RESISTENCIA AL FRÍO



RESISTENCIA A LOS RAYOS ULTRAVIOLETA



CAPA SEMICONDUCTORA EXTERNA PELABLE EN FRÍO Mayor facilidad de instalación de terminales, empalmes o conectores separables. Instalación más segura al ejecutarse más fácilmente con corrección.

TRIPLE EXTRUSIÓN Capa semiconductora interna, aislamiento y capa semiconductora externa se extruyen en un solo proceso. Mayor garantía al evitarse deterioros y suciedad en las interfases de las capas.

AISLAMIENTO RETICULADO EN CATENARIA Mejor reticulación de las cadenas poliméricas. Mayor vida útil.

CUBIERTA VEMEX Mayor resistencia a la absorción de agua, al rozamiento y abrasión, a los golpes, al desgarro, mayor facilidad de instalación en tramos tubulares, mayor seguridad de montaje. Resistencia a los rayos uva.

GARANTÍA ÚNICA PARA EL SISTEMA Posibilidad de instalación con accesorios Prysmian (terminales, empalmes, conectores separables).

NORMALIZADO POR ENDESA

- Temperatura de servicio: -25 °C, + 90 °C,
 - Ensayo de tensión alterna durante 5 min. (tensión conductor-pantalla): 42 kV (cables 12/20 kV), 63 kV (cables 18/30 kV).
- Los cables satisfacen los ensayos establecidos en la norma IEC 60502-2.

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): **Fca**.
- Requerimientos de fuego: EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.

Normativa de fuego también aplicable a países que no pertenecen a la Unión Europea:

- Libre de halógenos: EN 60754-1; EN 60754-1.
- Reducida emisión de gases tóxicos: EN 60754-2; IEC 60754-2.
- Baja opacidad de humos: EN 61034-2; IEC 61034-2.

CONSTRUCCIÓN

CONDUCTOR

Metal: cuerda redonda compacta de hilos de aluminio.

Flexibilidad: clase 2, según UNE-EN 60228

Temperatura máxima en el conductor: 90 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito.

SEMICONDUCTORA INTERNA

Capa extrusionada de material semiconductor.

AISLAMIENTO

Material: polietileno reticulado (XLPE).

SEMICONDUCTORA EXTERNA

Capa extrusionada de material semiconductor **separable en frío**.

PROTECCIÓN LONGITUDINAL CONTRA EL AGUA

Cinta hinchante semiconductora.

PANTALLA METÁLICA

Material: cinta longitudinal de aluminio termosoldada y adherida a la cubierta.

CUBIERTA EXTERIOR

Material: poliolefina termoplástica, Z1 Vemex.

Color: rojo.

AL VOLTALENE H COMPACT

AL RH5Z1 (NORMALIZADO POR ENDESA)

Tensión asignada: 12/20 kV, 18/30 kV
 Norma diseño: UNE 211620
 Designación genérica: AL RH5Z1



DATOS TÉCNICOS

CARACTERÍSTICAS DIMENSIONALES

1 x SECCIÓN CONDUCTOR (Al) (mm ²)	Ø NOMINAL AISLAMIENTO* (mm)	ESPESOR AISLAMIENTO (mm)	Ø NOMINAL EXTERIOR* (mm)	ESPESOR CUBIERTA (mm)	PESO APROXIMADO (kg/km)	RADIO DE CURVATURA ESTÁTICO (POSICIÓN FINAL) (mm)	RADIO DE CURVATURA DINÁMICO (DURANTE TENSIÓN) (mm)
12/20 kV							
1 x 95 (1)	21,3	4,5	29,4	2	860	441	588
1 x 150 (1)	24,1	4,3	32,1	2	1070	482	642
1 x 240 (1)	28,2	4,3	36	2	1430	540	720
1 x 400 (1)	33,6	4,3	41,5	2	2020	623	830
18/30 kV							
1 x 95 (1)	25,7	6,4	33,6	2	1060	504	672
1 x 150 (1)	28,5	6,4	36,4	2	1300	546	728
1 x 240 (1)	32,6	6,4	40,5	2	1690	608	810
1 x 400 (1)	38	6,4	46	2	2320	690	920

(1) Secciones homologadas por las compañías de Grupo Endesa.
 (*) Valores aproximados (sujetos a tolerancias propias de fabricación).

	12/20 kV	18/30 kV
Tensión nominal simple, U ₀ (kV)	12	18
Tensión nominal entre fases, U (kV)	20	30
Tensión máxima entre fases, U _m (kV)	24	36
Tensión a impulsos, U _p (kV)	125	170
Temperatura máxima admisible en el conductor en servicio permanente (°C)	90	
Temperatura máxima admisible en el conductor en régimen de cortocircuito (°C)	250	

AL VOLTALENE H COMPACT

AL RH5Z1 (NORMALIZADO POR ENDESA)

Tensión asignada: 12/20 kV, 18/30 kV
 Norma diseño: UNE 211620
 Designación genérica: AL RH5Z1



DATOS TÉCNICOS

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

1x SECCIÓN CONDUCTOR (Al) (mm ²)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE BAJO EL TUBO Y ENTERRADO* (A)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE DIRECTAMENTE ENTERRADO* (A)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE AL AIRE** (A)	INTENSIDAD MÁXIMA DE CORTOCIRCUITO EN EL CONDUCTOR DURANTE 1s (A)	INTENSIDAD MÁXIMA DE CORTOCIRCUITO EN LA PANTALLA DURANTE 1s*** (A)	
	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV (pant, 16 mm ²)	18/30 kV (pant, 25 mm ²)
1 x 95 (1)	190	205	255	8930	2240	2690
1 x 150 (2)	245	260	335	14100	2540	2990
1 x 240 (2)	320	345	455	22560	2990	3440
1 x 400 (2)	415	445	610	37600	3440	3890

(1) Secciones homologadas por las compañías del Grupo Endesa en 12/20 kV.

(2) Sección homologada por las compañías del Grupo Endesa en 12/20 kV y 18/30 kV.

(*) Condiciones de instalación: una terna de cables enterrado a 1 m de profundidad, temperatura de terreno 25 °C y resistividad térmica 1,5 K·m/W.

(**) Condiciones de instalación: una terna de cables al aire (a la sombra) a 40 °C.

1x SECCIÓN CONDUCTOR (Al) (mm ²)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A T 20 °C (Ω/km)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A T MÁX (90 °C) (Ω/km)	REACTANCIA INDUCTIVA (Ω/km)		CAPACIDAD μF/km	
	12/20 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV	18/30 kV	12/20 kV
1 x 95/16 (1)	0,320	0,410	0,123	0,132	0,217	0,167
1 x 150/16 (2)	0,206	0,264	0,114	0,123	0,254	0,192
1 x 240/16 (2)	0,125	0,161	0,106	0,114	0,306	0,229
1 x 400/16 (2)	0,078	0,100	0,099	0,106	0,376	0,277

(1) Secciones homologadas por las compañías del Grupo Endesa en 12/20 kV.

(2) Sección homologada por las compañías del Grupo Endesa en 12/20 kV y 18/30 kV.

NOTA: valores obtenidos para una terna de cables en contacto y al tresbolillo.