



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

Proyecto de diseño de una instalación solar fotovoltaica de
30 MWp situada en la comarca de los Llanos (Albacete)

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales

AUTOR/A: Sala Delgado, Santiago

Tutor/a: Cañas Peñuelas, César Santiago

Cotutor/a: Catalán Izquierdo, Saturnino

CURSO ACADÉMICO: 2022/2023

AGRADECIMIENTOS

Quiero aprovechar la ocasión para dar las gracias a mis padres y hermanos, que tanto me han apoyado durante la carrera y al tutor de este TFG César, que me ha ayudado a hacer posible este documento y del que tanto he aprendido.

RESUMEN

En el TFG se va a diseñar una instalación fotovoltaica de 30MWp situada en la comarca de Albacete para la inyección de energía eléctrica en la red de transporte. Se analizarán los diferentes tipos de paneles (incluidos los bifaciales) que permitan optimizar el terreno ocupado, siendo esta una variable determinante debido al gran impacto paisajístico que tienen este tipo de infraestructuras. Desde el punto de vista eléctrico se plantearán diferentes opciones en la parte de corriente continua, estableciéndose las ventajas e inconvenientes de cada una de las soluciones. El TFG termina con estudio económico de la planta que determinará el periodo de amortización de la inversión y los beneficios de la inversión.

Palabras Clave: Fotovoltaica; Instalación; Eléctrica.

RESUM

Al TFG es dissenyarà una instal·lació fotovoltaica de 30MWp situada a la comarca d'Albacete per a la injecció d'energia elèctrica a la xarxa de transport. S'analitzaran els diferents tipus de panells (inclosos els bifacials) que permetin optimitzar el terreny ocupat, i aquesta és una variable determinant a causa del gran impacte paisatgístic que tenen aquest tipus d'infraestructures. Des del punt de vista elèctric es plantejaran diferents opcions a la part de corrent continu, establint-se els avantatges i inconvenients de cadascuna de les solucions. El TFG acaba amb un estudi econòmic de la planta que determinarà el període d'amortització de la inversió i els beneficis de la inversió.

Paraules clau: Fotovoltaica; Instal·lació; Elèctrica.

ABSTRACT

The TFG will design a 30MWp photovoltaic installation located in the Albacete region for the injection of electrical energy into the transmission network. The different types of panels (including bifacial ones) that allow optimizing the occupied land will be analyzed, this being a determining variable due to the great landscape impact that this type of infrastructure has. From the electrical point of view, different options will be considered in the direct current part, establishing the advantages and disadvantages of each of the solutions. The TFG ends with an economic study of the plant that will determine the amortization period of the investment and the benefits of the investment.

Keywords: Photovoltaic; Facility; Eléctrica

MEMORIA

ÍNDICE DE LA MEMORIA

1. INTRODUCCIÓN.....	3
1.1 OBJETO DEL PROYECTO	3
1.2 SITUACIÓN ENERGÉTICA	3
1.2 UBICACIÓN DE LA PLANTA	6
1.3 IMPACTO PAISAJISTICO.....	7
1.4 LEGISLACIÓN Y NORMATIVA	7
2. PANELES BIFACIALES	8
2.1 TIPOS DE RADIACIÓN	8
2.2 FUNCIONAMIENTO	8
2.3 FACTORES QUE AFECTAN A SU FUNCIONAMIENTO	9
2.3.1 Efecto del Albedo.....	9
2.3.2 Efecto de la Distancia de Paso	10
2.3.3 Efecto de la altura de los paneles	10
3. COMPONENTES.....	10
3.1 Panel Solar y Seguidor Solar	10
3.1.1 Panel Fotovoltaico	11
3.1.2 Sistema de seguimiento de los paneles	12
3.1.3 Panel Monofacial VS Panel Bifacial	14
3.1.4 Panel Elegido.....	15
3.1.5 Estructura del Panel.....	16
3.2 INVERSOR	16
3.2.1 Selección Inversor	17
3.2.2 Características del Inversor.....	18
3.3 TRANSFORMADOR.....	19
3.4 CAJA DE CONEXIONES	19
4. DISTRIBUCIÓN DE LA PLANTA.....	20
5. CABLEADO	21
5.1 CABLEADO CADENAS A BOX DE CONEXIONES	21
5.1.1 Criterio Térmico	22
5.1.2 Criterio de Caída de Tensión.....	22
5.1.3 Elección de Cable	23
5.2 CABLEADRO BOX-INVERSOR	23
5.2.1 Criterio Térmico	23
5.2.2 Criterio de Caída de Tensión.....	24
5.2.3 Elección de Cable	25
5.3 CABLEADO INVERSOR-TRANSFORMADOR.....	25

5.4 CABLEADO TRANSFORMADOR A LA CONEXIÓN AL EXTERIOR.....	25
5.4.1 Criterio Térmico	25
5.4.2 Criterio de Caída de Tensión	27
6. PROTECCIONES.....	29
6.1 PROTECCIONES CORRIENTE CONTINUA	29
6.1.1 Protecciones de la Caja de Conexiones.....	29
6.1.2 Protecciones del inversor-transformador	31
6.2 Protecciones de Alterna	33
6.2.1 Protecciones incluidas con el conjunto inversor-transformador.....	33
6.2.2 Fusible Primario del Transformador	34
7. PUESTA A TIERRA	35
7.1 Cálculo de la Resistencia de Puesta a Tierra	35
8. ENERGÍA GENERADA	37
8.2 PÁRAMETROS INTRODUCIDOS	37
8.2.1 Datos de la ubicación de la planta	37
8.2.2 Datos del Panel Solar	37
8.2.3 Datos del Inversor	38
8.2.4 Datos de disposición de los paneles	38
8.3 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN	39
8.3.1 Estudio de la viabilidad de aumentar el albedo superficial	39
9. ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONOMICA	40
9.1 ANÁLISIS DE COSTES	40
9.2 ANÁLISIS DE INGRESOS	40
9.3 Tasa de Descuento	41
9.4 INDICADORES DE RENTABILIDAD	42
9.5 ESTUDIO DE PARA PRECIO DE VENTA FIJO.....	43
9.6 ESTUDIO PARA PRECIO DE VENTA CRECIENTE	44
9.7 ESTUDIO PARA PRECIO DE VENTA DECRECIENTE	45
9.8 RESULTADOS DE LOS INDICADORES	46
9.8.1 Periodo de Recuperación de la Inversión	46
9.8.2 Valor Presente Neto.....	47
9.8.3 Tasa Interna de Retorno	47
10. Índice de tablas.....	48
11.ÍNDICE DE ECUACIONES.....	49
12. ÍNDICE de ILUSTRACIONES.....	50
13. BIBLIOGRAFIA	51

1. INTRODUCCIÓN

1.1 OBJETO DEL PROYECTO

El objetivo principal de este proyecto es el diseño de una planta fotovoltaica de 30 MWp en la comarca de los Llanos en Albacete, la planta estará conectada a la red eléctrica para la generación y venta de energía eléctrica.

Para la elección de componentes de la planta se han seguido los siguientes criterios:

La planta se ha diseñado siguiendo las normativa vigente para este tipo de instalaciones, para la parte de baja tensión se ha seguido el Reglamento de Baja Tensión (REBT) y para la parte de alta, el Reglamento de Alta Tensión (RAT) así como todas las normas pertinentes.

Los criterios de diseño que se han establecido para la distribución de la planta son: la maximización de la energía generada en el menor área posible y la reducción de costes.

El primer criterio tiene como objetivo justificar el impacto paisajístico de nuestra planta dado que de esta manera se maximizará el aprovechamiento de cada m².

Para acabar se ha realizado un estudio de viabilidad económica para determinar si el proyecto es rentable económicamente y por lo tanto si se debería realizar o no.

1.2 SITUACIÓN ENERGÉTICA

Actualmente nos encontramos en un ambiente en el que el precio de la energía ha subido de manera sustancial, en 2018 el precio medio final de la electricidad era de 64,37 euros/MWh como se muestra en la gráfica y en 2022 el precio medio final era de 204,7 euros/MWh esto implica una subida del 218%.

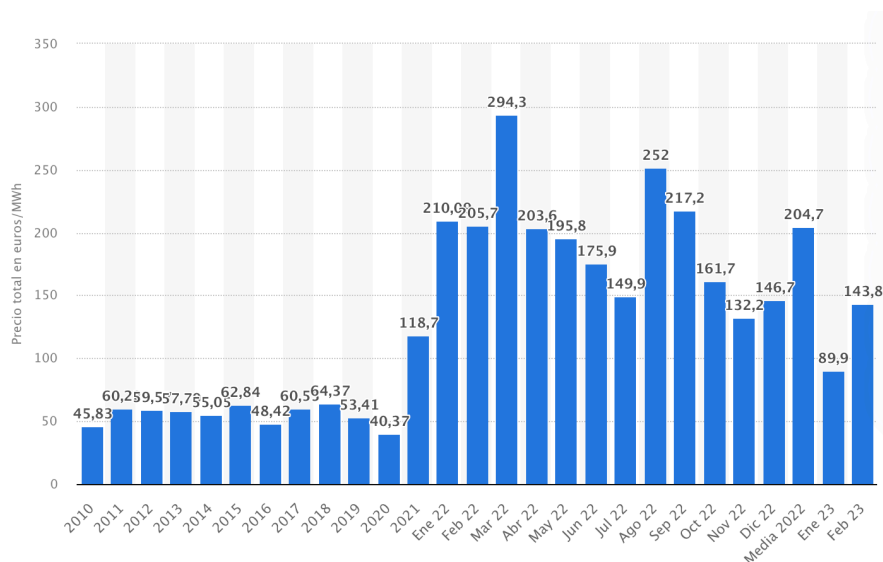


Ilustración 1: Histórico precios medios de venta. Fuente: <https://es.statista.com/estadisticas/993787/precio-medio-final-de-la-electricidad-en-espana/>

La subida del precio se debe a varios factores:

1. Subida del precio del gas a causa de la guerra de Ucrania, esto provoca en gran parte la subida del precio de la energía, dado que como muestra la gráfica el uso de gas natural en 2022 como fuente de energía fue del 20,7%.

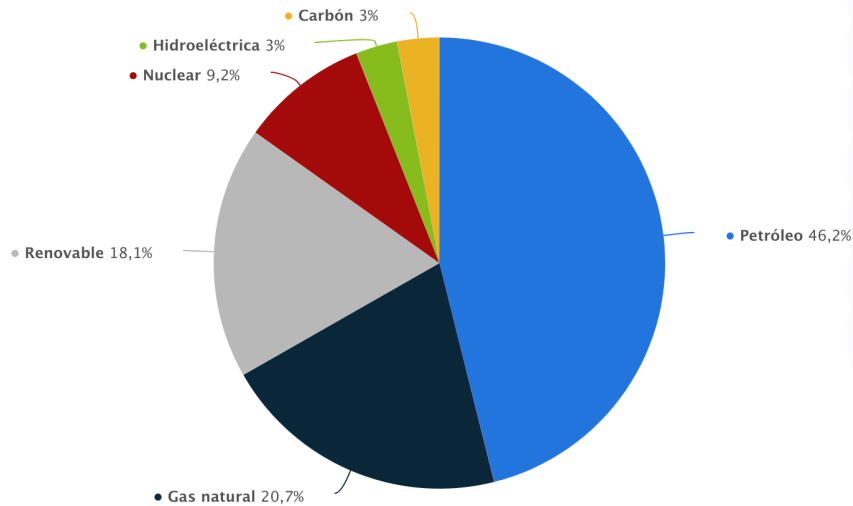


Ilustración 2: Distribución porcentual de la generación de energía en España
Fuente: <https://es.statista.com/estadisticas/993747/porcentaje-de-la-produccion-de-energia-electrica-por-fuentes-energeticas-en-espana/>

2. España tiene una gran dependencia energética de otros países, como se puede ver en la gráfica en el año 2021 España importó un 69,09% del total de la energía consumida.

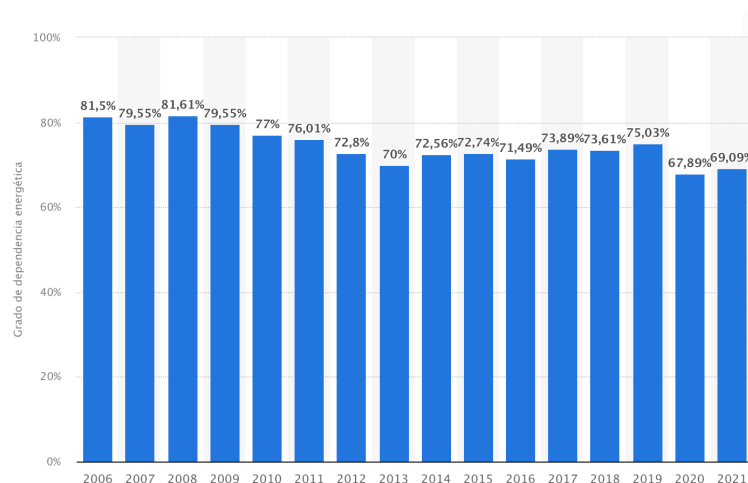


Ilustración 3: Historico del porcentaje de Energía importada en España Fuente: <https://es.statista.com/estadisticas/493962/dependencia-de-las-importaciones-de-energia-de-espana/>

3. La demanda energética por parte de los consumidores está aumentando por lo que a más demanda los precios aumentarían si no aumenta la oferta.
4. Precio de las Emisiones de CO₂, la Unión Europea con el objetivo de reducir las emisiones de CO₂ puso en marcha un sistema que obliga a centrales térmicas, refinerías y centrales de cogeneración a pagar por las emisiones generadas por la utilización de energías fósiles. Como podemos ver en la ilustración gran parte de la energía consumida en España proviene de fuentes fósiles por lo que esto tiene una gran repercusión en el precio.

Estas subidas de precio perjudican en mayor medida al consumidor o en otras palabras a la gente de a pie, dado que, implican subidas en el precio de la energía consumida en los hogares de manera directa y de manera indirecta producen una subida en el resto de los productos de consumo, dado que el coste de fabricación aumenta a causa del aumento del coste energético para producir dichos productos.

Además del factor económico en la situación actual de la energía en España también debemos tener en cuenta los factores medioambientales y sociales.

España forma parte de los países que han aceptado la agenda 2030 para cumplir los objetivos de desarrollo sostenible en el año 2030, esto implica citando el plan nacional de Energía y Clima 2021-2030 del 22 de febrero de 2019, que para 2030:

- Se alcance un 42% de energías renovables sobre el uso de energía final del país y en el caso de generación eléctrica el porcentaje de renovables deberá alcanzar el 74%.
- La dependencia energética del exterior deberá disminuir en 15 puntos, es decir reducirse del 74% de 2019 al 59% en 2030.

Como se puede ver es de gran importancia proveer a España de nuevas plantas de generación energética para reducir los precios de la energía y beneficiar al consumidor y para reducir la dependencia de otros países.

El mejor método para conseguir esto son las energías renovables, dado, que son el método de generación más barato y además reducen el impacto medioambiental y social contribuyendo a que el país cumpla los objetivos de desarrollo sostenible para 2030.

1.2 UBICACIÓN DE LA PLANTA

La planta está ubicada en la comarca de los Llanos en Albacete.



Ilustración 4: Mapa de Albacete. Fuente:

https://de.wikipedia.org/wiki/Llanos_de_Albacete#/media/Datei:Karte_Llanos_de_Albacete_2022.png

La siguiente imagen del código técnico de edificación describe las diferentes zonas de irradiación en el territorio español, como podemos ver en la imagen Albacete se encuentra en Zona V, la zona V hace referencia a las irradiaciones más altas del territorio español, por lo que la zona es perfecta para la construcción de una planta fotovoltaica.

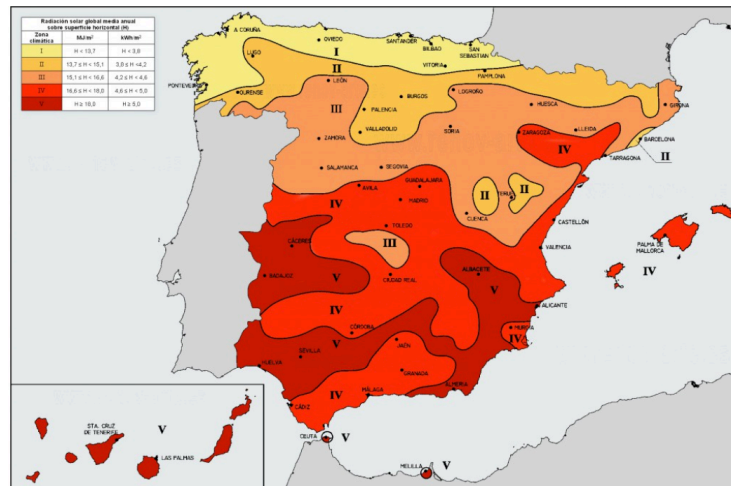


Ilustración 5: Mapa de Zonas de Irradiación Fuente: Código Técnico de edificación.

1.3 IMPACTO PAISAJISTICO

El impacto paisajístico se refiere a la alteración o cambio en la apariencia visual y estética de una área geográfica o paisaje natural o construido debido a la introducción de nuevas estructuras, actividades humanas o proyectos.

Nuestra planta tendrá un impacto paisajístico en la zona donde se construya el objetivo del proyecto es reducir y justificar al máximo dicho impacto, para ello:

- Se buscará maximizar la energía generada por m² de esta manera se aprovechará al máximo la superficie consumida por la planta y de esta manera podremos justificar al máximo el impacto visual
- Se reducirá al máximo la altura e inclinación de los paneles siempre que no tenga un impacto negativo en la generación de energía de manera que el impacto visual se reduzca al máximo.

1.4 LEGISLACIÓN Y NORMATIVA

La planta se ha diseñado siguiendo la siguiente legislación y las normativas pertinentes:

1. Guía Técnica de Aplicación del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (Ministerio de Industria, Comercio y Turismo, 2020)
 - a. BT-40 Instalaciones generadoras de baja tensión; Edición: Septiembre 2013; Revisión: 1.
 - b. BT-24 Protección contra los contactos directos e indirectos; Edición: Junio 2019; Revisión: 2.
 - c. BT-23 Protección contra sobretensiones; Edición: Noviembre 2019; Revisión: 4.
 - d. BT-22 Protección contra sobreintensidades; Edición: Octubre 2005; Revisión: 1
 - e. BT-18 Puesta a tierra; Edición: 2005; Revisión: 1
 - f. BT-08 Sistema de conexión del neutro y de las masas en redes de distribución de energía eléctrica; Edición: Octubre 2005; Revisión: 1
 - g. ANEXOS:
 - i. Cálculos de caídas de tensión; Edición: Septiembre 2003; Revisión: 1.
 - ii. Cálculo de corrientes de cortocircuito; Edición: Septiembre 2003; Revisión: 1.
2. Reglamento de Alta Tensión (Ministerio de Industria, Comercio y Turismo, 2014)
 - a. ITC-RAT 13 Instalaciones de puesta a tierra; Edición: Mayo 2014.
 - b. ITC-RAT 05 Circuitos Eléctricos; Edición: Mayo 2014.

2. PANELES BIFACIALES

2.1 TIPOS DE RADIACIÓN

La radiación solar que llega a la tierra se puede dividir en 3 componentes:

- **RADIACIÓN DIRECTA:** Es la radiación solar que incide de manera directa contra la superficie sin ser dispersada ni absorbida por la atmósfera, es la radiación solar que produce el mayor porcentaje de la energía solar generada.
- **RADIACIÓN DIFUSA:** Es la radiación solar que llega a la superficie después de haber sido absorbida o dispersada por la atmósfera, esta radiación se propaga en todas las direcciones y llega a la atmosfera con diferentes ángulos. Es menos intensa que la radiación directa, pero sigue siendo importante para la generación de energía fotovoltaica.
- **RADIACIÓN REFLEJADA:** Es la radiación solar reflejada por elementos de la superficie terrestre, depende del albedo, que es la capacidad de reflexión de un cuerpo.



Ilustración 6: Tipos de Irradiación Fuente: <https://elforoverde.org/energias-renovables/la-radiacion-solar/>

2.2 FUNCIONAMIENTO

El panel solar bifacial es un panel solar fotovoltaico que a diferencia de un panel monofacial, puede captar radiación solar por su parte trasera, en este caso la radiación solar captada por la parte trasera será la radiación reflejada por la superficie y otros cuerpos.

Esta característica permite a los paneles conseguir una mayor generación energética, mayor flexibilidad en el montaje y una mayor eficiencia.

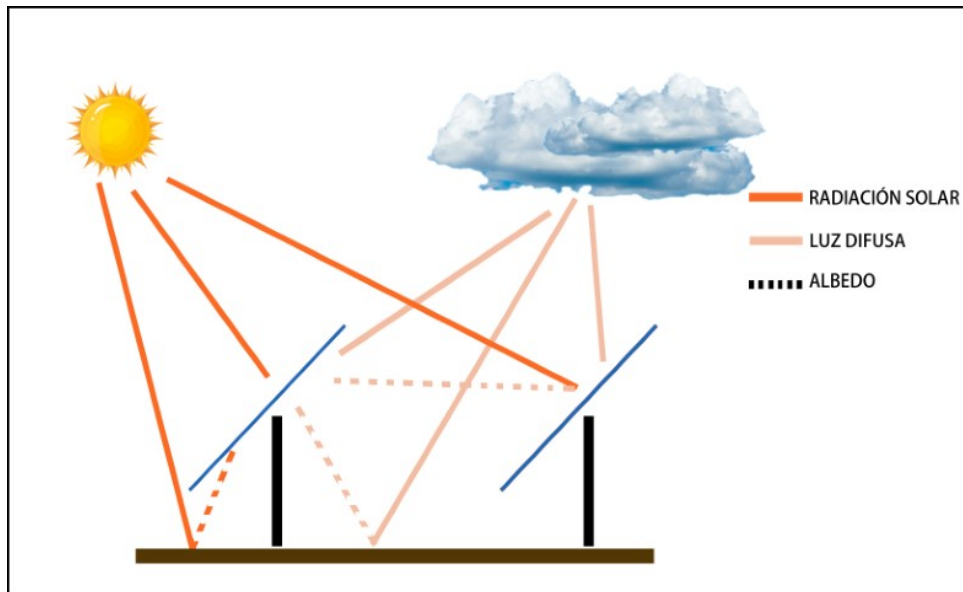


Ilustración 7: Funcionamiento panel bifacial. Fuente: <https://www.cambioenergetico.com/blog/placas-solares-bifaciales/>

2.3 FACTORES QUE AFECTAN A SU FUNCIONAMIENTO

El rendimiento de estos paneles se ve afectado por los siguientes factores:

2.3.1 Efecto del Albedo

El albedo, es la capacidad de la superficie de reflejar la radiación incida en ella, por lo que a mayor albedo mayor será el rendimiento de los paneles bifaciales.

En la siguiente tabla se recogen los albedos de diferente tipos de superficies:

	Valor del Albedo
Terreno Urbano	0,14-0,22
Asfalto	0,09-0,15
Tierra	0,15-0,25
Hormigon	0,25-0,35
Nieve	0,82
Aluminio	0,85

Tabla 1: Albedo según tipo de terreno. Fuente: Elaboración propia

En el caso de nuestra planta el albedo será del 17%, dado que la superficie es de tierra, pero también se considerará la utilización de grava blanca en la superficie de la planta para aumentar el albedo al 30%.

2.3.2 Efecto de la Distancia de Paso

La distancia de paso entre las cadenas de paneles será directamente proporcional al aumento del rendimiento del panel bifacial, ya que, al aumentar la distancia de paso, se aumenta el área donde puede reflejarse la radiación y por lo tanto más radiación reflejada incidirá en la parte trasera de los paneles.

Dado que nuestro objetivo es aumentar el ratio de energía generada por m², la distancia que tomaremos entre cadenas de paneles será la mínima posible, en este caso esa distancia será la distancia a la cual no se formen sombras en las caras principales de los paneles. Si aumentáramos la distancia entre cadenas, aumentaríamos más el área que la energía generada, reduciendo el ratio energía generada por metro cuadrado.

2.3.3 Efecto de la altura de los paneles

Al aumentar la altura de los paneles, aumenta la capacidad del panel de recibir radiación reflejada, ya que le permite recibir radiación de cuerpos a una mayor distancia y por lo tanto aumentar el rendimiento de los paneles.

Al aumentar la altura de los paneles también se deberá aumentar la distancia de paso entre paneles dado que las sombras que proyecten los mismos se proyectaran a una mayor distancia, provocando un aumento en el impacto paisajístico de nuestra planta, Además el aumento de la altura de los paneles también provoca que la planta se pueda ver a mayor distancia lo cual también perjudica al criterio de reducir el impacto paisajístico.

La altura del panel, es la distancia hay entre el centro del panel con el suelo, en el caso de esta planta los paneles estarán a una distancia de 1 metro del suelo, que es la suma de 0,7 metros de la altura de proyección vertical del panel y 0,3 m que es la altura que suma el seguidor solar utilizado.

3. COMPONENTES

El panel solar es un dispositivo diseñado para capturar la energía radiante del sol y convertirla en energía eléctrica utilizable.

Los criterios principales de diseño son reducir el coste económico, así como maximizar la potencia producida en la menor superficie posible, por lo que la elección de este componente se ha realizado siguiendo los mismo.

3.1 Panel Solar y Seguidor Solar

El panel solar es un dispositivo diseñado para captar la radiación solar y transformarla en energía eléctrica útil.

Para la elección del panel se han estudiado las soluciones de los principales fabricantes JINKO SOLAR, CANADIAN SOLAR y TRINA SOLAR. Como la planta es de 30 MWp él estudio se ha realizado de los paneles de máxima potencia pico que ofrecen las empresas previamente mencionadas.

Todos los paneles que han sido estudiados son de tecnología de silicio monocristalino y todos cuentan con un modelo monofacial y un modelo bifacial.

En esta sección se analizará que empresa nos ofrece la mejor solución para nuestros paneles fotovoltaicos, el tipo de soporte para nuestros paneles y si se utilizará tecnología monofacial o bifacial.

3.1.1 Panel Fotovoltaico

Debido a la dificultad para encontrar los precios de los diferentes paneles, se ha supuesto que todos tienen un precio similar y el criterio que se ha usado para la elección del panel es el de maximizar la potencia respecto al área utilizada de manera que el impacto paisajístico de la planta se reduzca lo máximo posible.

Por ello el criterio de selección se realizará a través del ratio Potencia Pico/Área, el panel que tenga el máximo valor de este ratio será el elegido, este estudio no determinará si se utilizará un panel monofacial o uno bifacial, solo determinará el modelo de panel.

	TRINA MONOFACIAL	TRINA BIFACIAL	CANADIAN MONOFACIAL	CANADIAN BIFACIAL	JINKO MONOFACIAL	JINKO BIFACIAL
POTENCIA PICO (Wp)	670	665	675	670	630	625
EFICIENCIA (%)	22,54	21,4	21,7	21,6	22,54	22,36
NUMERO PANELES	44776	45112	44444	44776	47619	48000
SUPERFICIE PANEL (m2)	3,106	3,106	3,106	3,106	2,795	2,795
SUPERFICIE TOTAL PANELES (m2)	139090,0	140133,8	138058,7	139090,0	133109,9	134174,9
POTENCIA / SUPERFICIE (Wp/m2)	215,7	214,1	217,3	215,7	225,4	223,6

Tabla 2: Comparación paneles. Fuente: Elaboración propia

Las siguientes formulas han sido utilizadas para el cálculo de la tabla anterior:

$$N \text{ paneles} = \frac{\text{Potencia Pico de la planta}}{\text{Potencia Pico del panel}}$$

Ecuación 1: Número de paneles de la planta

$$\text{Superficie Total paneles} = \text{Superficie Panel} \times N \text{ paneles}$$

Ecuación 2: Superficie Total de paneles

$$\frac{\text{Potencia}}{\text{Superficie}} = \frac{\text{Potencia Pico}}{\text{Superficie Panel}}$$

Ecuación 3: Ratio potencia pico superficie total

Como podemos ver en la gráfica los paneles que nos aportan el mejor ratio Potencia/Superficie son los de JINKO SOLAR, el ratio indica que son los paneles que mayor potencia por m² tendrán, es decir, serán los paneles que minimicen el impacto paisajístico de nuestra planta.

El estudio de elección de panel monofacial o panel bifacial se realiza posteriormente en el documento

3.1.2 Sistema de seguimiento de los paneles

En el siguiente apartado se ha analizado cual es el sistema de seguimiento óptimo para nuestra instalación.

El criterio principal de diseño sigue siendo maximizar la energía producida en el menor área posible, por lo que, el análisis se ha centrado en la distancia entre cadenas que permite que no se creen sombras en las caras receptoras de radiación directa de los paneles, ya que, esta distancia aumentará el área de nuestra planta. También se ha analizado la energía anual generada por cada tipo de seguidor solar para las mismas condiciones de funcionamiento. Mediante estos dos datos elegiremos el seguidor que mayor ratio de energía anual generada/Área de la planta tenga.

Existen 3 posibles soluciones de seguimiento para nuestra planta: Fijo, seguidor de un eje y seguidor de 2 ejes.

Posicionamiento Fijo

En el sistema de posicionamiento fijo los paneles permanecen en la misma posición fija durante toda su vida útil. La posición de los paneles viene definida por dos variables:

- **Ángulo de Azimut:** Ángulo horizontal en el que un panel solar o una matriz de paneles solares está orientado con respecto al norte geográfico.
En nuestro caso los paneles irán orientados en dirección Norte-Sur dado que en el hemisferio norte es la posición en la que menos sombras se generan, por lo tanto, el ángulo de azimut será de 0°.
- **Ángulo de Inclinación:** Ángulo del panel respecto de la superficie. Para obtener este ángulo se ha utilizado la herramienta PVGIS de la unión europea en la cual introduciendo las coordenadas de nuestra planta nos indica el ángulo de inclinación óptimo para el cual se obtendrá la mayor generación energética anual.
En nuestro caso el ángulo óptimo es de $\alpha=35^\circ$.

Con estos datos podemos obtener la distancia entre las cadenas de paneles de manera que no se creen sombras entre ellos.

Primero debemos de calcular el ángulo de incidencia en el momento del año en el que más sombras se generen, en este caso será el ángulo durante el solsticio de invierno 21 de diciembre dado que es el día en el que el sol tiene el recorrido más bajo del año.

Para ello utilizaremos las coordenadas de la planta: LONGITUD = -1,831 y LATITUD = 38,922.

$$H = 90^\circ - (\text{Latitud} + 23,45^\circ) = 27,628$$

Ecuación 4: Angulo más desfavorable

Para calcular la distancia entre cadenas se utiliza la longitud del panel en nuestro caso, Longitud Panel. $L = 2,465 \text{ m}$

$$\text{Proyeccion horizontal panel} = L \times \cos(35^\circ) = 2,02 \text{ m}$$

Ecuación 5: Proyección horizontal del panel Seguidor Fijo

$$\text{Proyeccion vertical panel} = h = L \times \text{sen}(35^\circ) = 1,5 \text{ m}$$

Ecuación 6: Proyección vertical del panel Seguidor Fijo

$$d = \frac{h}{\tan(27,628)} = 2,86$$

Ecuación 7: Distancia entre paneles Seguidor Fijo

$$\text{PASO} = \text{Proyeccion horizontal} + d = 4,88 \text{ m}$$

Ecuación 8: Distancia de Paso Seguidor Fijo

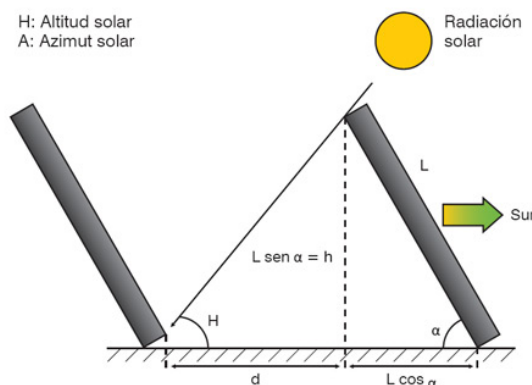


Ilustración 8: Calculo del paso. Fuente: <https://elblogdelinstalador.com/energetica-y-geometria-solar/>

Seguidor de un eje

En los seguidores de un eje el ángulo de azimut es fijo y por lo tanto será igual que el ángulo de azimut del posicionamiento fijo, pero el ángulo de inclinación del panel varía su posición durante el día mediante un rotor, de esta manera se maximiza la energía generada dado que el ángulo de incidencia con el sol siempre es el óptimo.

Estos seguidores tienen un coste económico mayor y por lo general necesitan una altura mayor que los fijos, debido a que, al variar el ángulo, permite llegar ángulos mayores que aumentan la altura producida por la proyección vertical del panel y con ello también aumenta el paso entre cadenas.

Calculamos la longitud de paso para el seguidor de dos ejes de la empresa DEGER el cual tiene una altura $h_{\text{seguidor}} = 1,215 \text{ metro}$ y un ángulo máximo de inclinación de 50° , el cálculo del

paso entre cadenas se realizará con el máximo ángulo de inclinación, ya que es con el que más sombras se generaran.

$$\text{Proyección horizontal del panel} = L \times \cos(50^\circ) = 1,58 \text{ m}$$

Ecuación 9: Proyección horizontal del panel seguidor de un eje

$$\text{Proyección vertical del panel} = h = L \times \sin(50^\circ) = 1,88 \text{ m}$$

Ecuación 10: Proyección vertical del panel seguidor de un eje

$$\text{Altura total} = \frac{h}{2} + h_{\text{seguidor}} = 2,155$$

Ecuación 11: Altura total del panel

$$d = \frac{\text{AlturaTotal}}{\tan(27,628)} = 4,11723$$

Ecuación 12: Distancia entre paneles seguidor de un eje

$$\text{PASO} = d + \text{Proyección horizontal} = 5,7 \text{ m}$$

Ecuación 13: Distancia de paso seguidor de un eje

Seguidor de dos ejes

En los seguidores de dos ejes tanto el ángulo de azimut como el ángulo de inclinación son variables, por lo que permiten maximizar al máximo la energía producida.

Debido a su alto coste y a las altas distancias de paso que hay que dejar entre los seguidores de este tipo no tendremos en cuenta este tipo de seguidor para nuestra planta.

En la siguiente sección se realizará una simulación de los paneles con tecnología monofacial y bifacial combinados con el seguidor fijo y con el seguidor variable y a través de esos datos se escogerá el seguidor óptimo para cumplir nuestros criterios de diseño.

3.1.3 Panel Monofacial VS Panel Bifacial

Previamente se han analizado las diferentes soluciones ofertadas por las empresas líderes en el sector de los paneles solares y se ha utilizado como criterio de selección la potencia pico entre el área de panel. El uso de la potencia pico es válido para comparar paneles con las mismas características, ya que es la potencia máxima que puede generar el panel en condiciones perfectas.

Para comparar paneles monofaciales con bifaciales el uso de la potencia pico no es muy útil ya que en condiciones normales el panel bifacial puede ser capaz de producir más energía que el panel monofacial (en el caso de que este no este generando su potencia pico) ya que el panel bifacial además de generar energía mediante la radiación directa también genera con la radiación incidida en su parte trasera.

Por ello el criterio para decidir que tecnología de panel a utilizar será el ratio de Energía Anual producida/ Superficie.

El dato de la Energía Anual producida se ha obtenido a través de simulaciones mediante el programa PVSYST, el cual nos permite simular las sombras y calcular la radiación que incide en los paneles por el efecto del albedo.

La simulación se realiza con los paneles monofacial y bifacial de JINKO SOLAR combinados tanto con seguidor fijo y seguidor variable (siendo los datos de PASO calculados previamente los que usamos en la distancia entre cadenas), además de esto en la simulación utilizamos un inversor genérico y la disposición de la planta será de 14 cadenas con 22 paneles por cadena.

Respecto al valor del albedo, se ha utilizado un valor de 0,17 que es el albedo correspondiente a la tierra, para albedos más altos energía anual producida por los paneles bifaciales aumentaría.

Tabla 3: Datos simulación tipo de panel. Fuente: Elaboración propia

DATOS DE LA SIMULACIÓN					
TIPO DE PANEL + SOPORTE	ENERGIA PROD (Mwh/año)	N paneles string	N strings	ÁREA TOTAL (m2)	ENERGÍA/ÁREA
MONOFACIAL + FIJO 35º	343	22	14	93,548	3,666566896
BIFACIAL + FIJO 35º	352	22	14	93,548	3,762774191
MONOFACIAL + SEGUIDOR	409	22	14	131,628	3,10724162
BIFACIAL + SEGUIDOR	419	22	14	131,628	3,183213298

Como se puede ver en la tabla la mayor potencia obtenida se obtiene mediante los paneles bifaciales y el seguidor de un eje, a pesar de esto esta configuración no es la que maximiza la energía producida en función del área.

La configuración que cumple con el criterio de maximizar la energía producida en función del área es la combinación Panel Bifacial con seguidor fijo con ángulo de inclinación de 35º.

Cabe destacar que podríamos mejorar aún más este ratio si aumentáramos el albedo del suelo, cambiando su color, esto se podría hacer utilizando grava blanca o hormigonando el terreno.

3.1.4 Panel Elegido

El panel elegido es el panel bifacial de JINKO SOLAR en la siguiente tabla se recopilan sus características.

Fabricante	JINKO SOLAR	Voltaje a máxima potencia (Vmp)	42,68
Modelo	Tiger Neo N-type 78HL4-BDV	Corriente a máxima potencia (Imp)	13,56
Referencia	JKM625N-78HL4-BDV	Voltaje Circuito Abierto (Voc)	55,72
Tecnología	Silicio Monocristalino, Bifacial	Corriente Cortocircuito (Icc)	14,27
Nº de Celdas	156 (2 X 78)	Eficiencia	22,32%
Dimensiones (mm)	2465 X 1134 X 30	Máximo voltaje del sistema	1500V

Potencia Máxima (Wp)

625

Factor Bifacial

80%

Tabla 4: Características del Panel. Fuente: Catálogo Jinko Solar

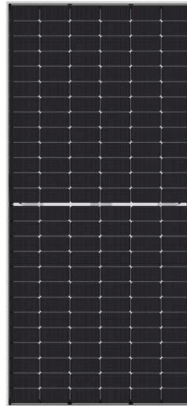


Ilustración 9: Panel Solar Fuente: Catálogo Jinko Solar

3.1.5 Estructura del Panel

Se ha optado por una estructura fija con un ángulo de azimut de 0º y un ángulo de inclinación de 35º, en concreto se ha optado por la estructura Hincada Alrután ofrecida por la empresa Sunsupport.

La altura de los paneles será de 1 metro respecto al suelo, la altura del panel es la distancia entre el centro del panel con la superficie.



Ilustración 10: Seguidor Fijo. Fuente: Catálogo Sunsupport.

3.2 INVERSOR

El Inversor es el componente encargado de transformar la corriente continua generada por los paneles solares en corriente alterna para que la energía pueda ser distribuida a la red.

En la elección de los inversores para la planta se ha comparado los inversores de alta potencia fotovoltaicos de SIEMENS GAMESA y de INGECON, las dos empresas ofrecen diferentes soluciones con diferentes potencias.

3.2.1 Selección Inversor

El criterio de selección ha sido la eficiencia y la reducción del número de cadenas.

	SIEMENS GAMESA	INGECOM
EFICIENCIA	0,9907	0,985
Potencias	4100, 4300, 4500	4188, 4293, 4398, 4502, 4607, 4712, 4816
Máx Vdc	1500	1500
Max Idc	5000	3965

Tabla 5: Datos Inversores. Fuente: Elaboración propia.

Como muestra la tabla la eficiencia de los inversores de Siemens Gamesa es superior a la de los de Ingecom, además la corriente máxima es superior por lo que podremos conectar un mayor número de cadenas al inversor, por esto se han elegido los inversores de Siemens Gamesa.

Siemens Gamesa ofrecen diferentes potencias en su gama de inversores, por ello se ha realizado un análisis de cuál es la potencia de inversor ofertada que mejor se ajustará a la planta fotovoltaica.

En la siguiente tabla se muestran los datos calculados para la selección de la potencia del inversor:

Gamesa Electric Proteus PV Station			
POTENCIA INVERSOR (kW)	4100	4300	4500
Paneles por String	26	26	26
N strings por inversor	252	264	276
Paneles por inversor	6552	6864	7176
N inversores	8	7	7
N total de Strings	2016	1848	1932
N total de Paneles	52412	48048	50232

Tabla 5: Cálculos Inversor Gamesa. Fuente: Elaboración propia.

Para calcular los datos de la tabla anterior se han utilizado las siguientes formulas:

$$\text{Paneles por String} = \text{Int}\left(\frac{\text{Máx Vdc del inversor}}{\text{Voc del Panel}}\right)$$

Ecuación 14: Paneles por String

$$N \text{ strings por inversor} = \text{Mín}\left(\frac{\text{Máx Idc del inversor}}{\text{Icc del Panel}}, \frac{\text{P}_{\text{inversor}}}{\text{Paneles por String} \times \text{P}_{\text{panel}}}\right)$$

Ecuación 15: Número de Cadenas por Inversor

$$N \text{ inversores} = \text{Int} \left(\frac{\text{Potencia de la planta}}{P_{\text{panel}} \times \text{Paneles por Inversor}} \right) + 1$$

Ecuación 16: Número de inversores totales

$$P_{\text{panel}} = I_{\text{max panel}} \times V_{\text{max panel}}$$

Ecuación 17: Potencia Panel

Como podemos ver en la tabla la potencia de inversor que mejor se adapta a nuestra planta es 4300 kW, ya que, con esta potencia obtenemos el menor número de inversores y nos acercamos más al número de paneles calculados inicialmente para obtener la potencia de 30MW de 48000 paneles, usando este inversor excederemos el número de paneles calculados inicialmente únicamente por 48 paneles.

3.2.2 Características del Inversor

Fabricante	Gamesa Electric	Nº de Fases	Trifásico
Modelo	Proteus PV 4300	Voltage AC nominal (Vrms)	630
Potencia (kW)	4300	Máxima Corriente AC (Arms)	3940
Maxima Corriente DC (A)	2 X 2500	Frecuencia (Hz)	47,5-63
Rango Voltaje DC (V)	875 - 1500	Eficiencia	99,24%
Puertos de entrada DC	24	Consumo en Espera (W)	<200
Máxima Corriente de cortocircuito Icc (A)	9000	Potencia Nominal AC (KVA)	4299

Tabla 6: Datos Inversor. Fuente: Catálogo Gamesa Electric.

El inversor también incluye protecciones, estas protecciones serán enumeradas posteriormente en la sección de protecciones



Ilustración 11: Inversor Proteus PV. Fuente: Catálogo Gamesa Electric.

3.3 TRANSFORMADOR

El transformador es el componente que eleva el voltaje en nuestro caso para poder transmitir la energía eléctrica a la red eléctrica de media tensión.

Para el transformador se escoge la solución que ofrece Gamesa Electric, en la cual se combina los inversores con un transformador que se comercializa en un solo producto.

La solución nos permite combinar dos inversores por transformador o un inversor junto con el transformador, dado que necesitamos 7 inversores necesitaremos 3 transformadores conectados a 2 inversores y un transformador conectado a un inversor.

Las características del transformador son las siguientes:

Fabricante	Gamesa Electric
Voltaje Baja Tensión (Vrms)	2 X 630 (solo 630 en el caso de un solo inversor)
Voltaje Media tensión (KV)	< 34,5
Frecuencia (Hz)	50-60
Dimensiones del modulo (mm)	11800 X 2600 X 2100

Tabla 7: Datos Transformador. Fuente: Catálogo Gamesa Electric.

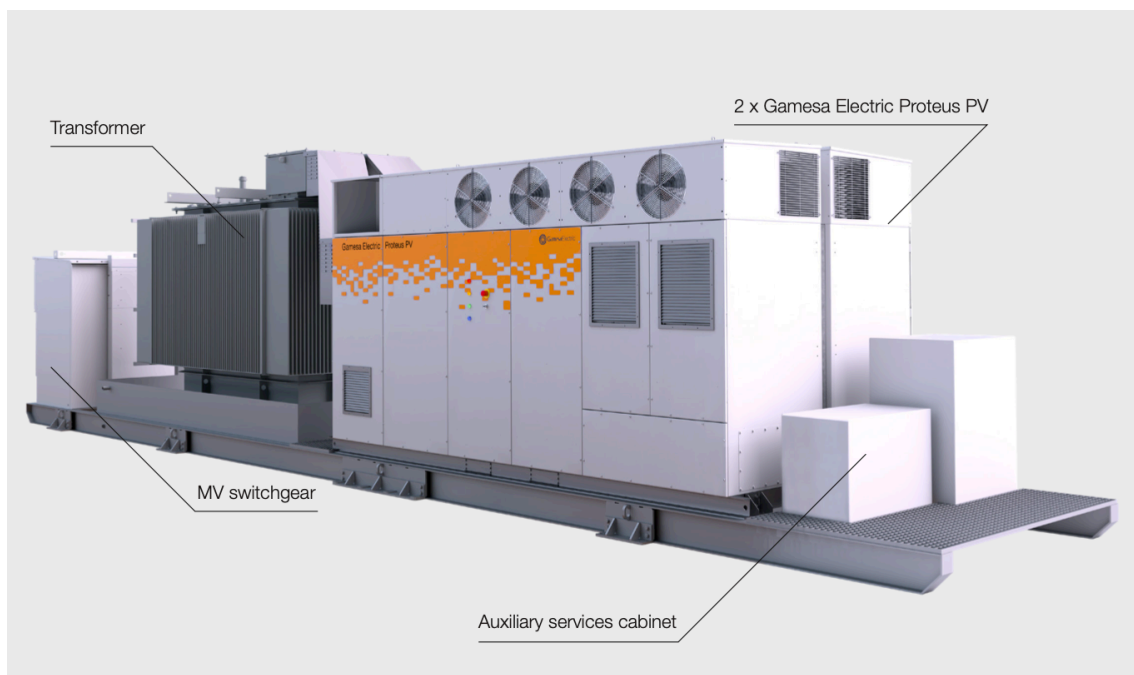


Ilustración 12: Conjunto Inversor Transformador. Fuente: Catálogo Gamesa Electric.

3.4 CAJA DE CONEXIONES

La caja de conexiones es el componente en el cual se combinan una serie de cadenas de paneles antes de conectarse al inversor, de esta manera se aumenta la corriente y se reducen el número de entradas al inversor.

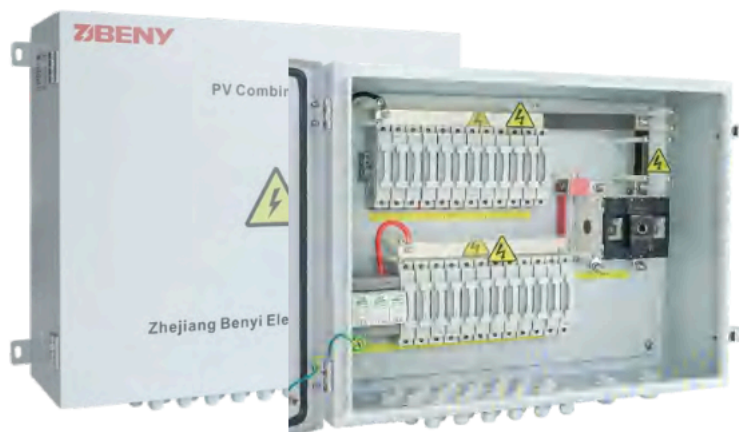
Se ha elegido la caja de conexiones BHT-12/1 de la empresa ZBENY el cual nos permite combinar 12 cadenas de paneles, las características del componente se recogen en la siguiente tabla:

Box de Conexiones	
Fabricante	ZBENY
Modelo	BHT-12/1
Entradas	12 cadenas
Salidas	1 cadena
Máxima corriente de cortocircuito por entrada (A)	15
Máxima corriente de salida (A)	250
Máxima Tensión (V)	1500

Tabla 8: Datos Caja de Conexiones. Fuente: Catálogo de ZBeny.

$Máxima corriente de salida > Máxima corriente de la combinación de cadenas$
 $Máxima corriente de la cadena = Corriente máxima de la cadena \times 12 = 162,72 A$
 $250 A > 162,72 A$

Por lo que cumple esta condición, respecto a la máxima corriente de cortocircuito, la máxima corriente de cortocircuito de la cadena es la corriente de cortocircuito del panel que es 14,27 A por lo que también cumple esta condición.



BHT-12/1

Ilustración 13: Caja de Conexiones. Fuente: Catálogo de ZBeny.

4. DISTRIBUCIÓN DE LA PLANTA

En este apartado se va a describir como se agrupan los diferentes componentes de la planta, para un mayor detalle consultar los planos.

La planta está constituida por 48030 paneles solares, 7 inversores y 4 transformadores.

Para cumplir con los 30 MWp de la planta con 48000 paneles bastaría, pero dado que los inversores nos permiten usar hasta 48030 paneles se ha optado por utilizar toda la capacidad de estos.

Como los transformadores e inversores son modulares, tendremos tres módulos de un transformador y dos inversores a los que llamaremos modulo 2inversores-transformador y un módulo de un transformador con un inversor al que llamaremos modulo inversor-transformador.

MODULO 2INVERSORES-TRANSFORMADOR		MODULO INVERSOR-TRANSFORMADOR	
Paneles por Cadena	26	Paneles por Cadena	26
Numero de Cadenas por Caja de Conexiones	12	Numero de Cadenas por Caja de Conexiones	12
Numero de Boxes por Inversor	22	Numero de Boxes por Inversor	22
Numero de inversores por Transformador	2	Numero de inversores por Transformador	1
Total Paneles por modulo	13728	Total Paneles por modulo	6864
Total Cadenas por modulo	528	Total Cadenas por modulo	264
Total Boxes por modulo	44	Total Boxes por modulo	22
Total Inversores por modulo	2	Total Inversores por modulo	1
Total Transformadores por modulo	1	Total Transformadores por modulo	1
TOTAL			
Total paneles en la planta	48048		
Total Cadenas en la planta	1848		
Total Boxes en la planta	154		
Total Inversores en la planta	7		
Total Transformadores en la planta	4		

Tabla 9: Distribución de la planta. Fuente: Elaboración propia.

5. CABLEADO

En esta sección se ha calculado la sección necesaria de cable, el tipo de canalización y el cable elegido para cada uno de los tramos.

La sección de los cables de baja tensión se ha calculado siguiendo las indicaciones de la ITC-BT-40 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión:

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

5.1 CABLEADO CADENAS A BOX DE CONEXIONES

En esta sección se ha calculado la sección de los cables que conectan las diferentes cadenas a la Box de conexiones, para ello se ha calculado la sección mediante el criterio térmico y el criterio de caída de tensión.

El tipo de canalización para este tramo de cableado será en bandejas atornilladas a la estructura de los paneles.

5.1.1 Criterio Térmico

Para el cálculo del criterio térmico seguimos la norma UNE 20460 5.523.

Deberemos escoger la sección que la tabla indique para la intensidad calculada:

$$I_{\text{tabla}} > I_{\text{cc panel}} \times \left(\frac{1,25}{K_a \times K_t} \right) = I_{\text{diseño}}$$

Ecuación 18: Intensidad admisible

- K_a : Es el factor de agrupamiento de circuitos de cables unipolares en este caso $K_a=0,73$, el factor de agrupamiento se ha obtenido en la tabla 52-E1
- K_t : Es el factor de corrección por temperatura en este caso tenemos en cuenta una temperatura ambiente de 50º, para cables de PVC $K_t=0,71$ y para cables de XLPE $K_t=0,82$. Los factores se han obtenido a través de la tabla 52-D1.
- $I_{\text{cc panel}} = 14,27 \text{ A}$

Por lo tanto:

$$I_{\text{diseño PVC}} = 34,42 \text{ A}$$

$$I_{\text{diseño XLPE}} = 30,638$$

A través de la tabla A52-1 se han obtenido las siguientes secciones:

- Para conductores de cobre:
 - 4 mm² para cables de PVC.
 - 2,5 mm² para cables de XLPE.
- Para conductores de Aluminio:
 - 4 mm² para cables de PVC.
 - 4 mm² para cables de XLPE.

5.1.2 Criterio de Caída de Tensión

Para el criterio de caída de tensión, la norma impone que la caída de tensión no puede ser mayor del 1,5%. Por lo que la sección mínima será:

$$S_{\text{mínima}} = \frac{2 \times \rho \times I_{\text{max}} \times L}{V_n \times \frac{\epsilon}{100}}$$

Ecuación 19: Sección Mínima criterio caída de tensión

- ρ : es la resistividad del cobre o del aluminio a la temperatura de 90º:
 - $\rho_{\text{cobre}}=0,02198$
 - $\rho_{\text{aluminio}}=0,03823$
- $I_{\text{máx}}$: es la corriente máxima de funcionamiento de la cadena, $I_{\text{máx}}=13,56 \text{ A}$

- L: Es la longitud del cableado que conecta la cadena al Box, en este caso se ha utilizado la más desfavorable, $L_{\text{máx}}=102,3\text{m}$
- V_n : Es la tensión nominal del circuito, en este caso $V_n=1198,6$
- ε : Es la máxima caída de tensión permitida, $\varepsilon=1,5\%$

$$S_{\text{mínima cobre}} = 3,39\text{mm}$$

$$S_{\text{mínima aluminio}} = 5,9\text{ mm}$$

5.1.3 Elección de Cable

Se ha optado por el cable de 4mm^2 de cobre con aislamiento de XLPE fabricado por la empresa Exzhellent, el cable cuenta con las siguientes características:

Fabricante	Exzhellent
Modelo	H1Z2Z2-K
Material	Cobre
Aislante	XLPE
Sección	$1 \times 4\text{mm}^2$
Voltaje máximo	$1,5/1,5\text{KVdc}$ ($1,8/1,8\text{ Kvdcmáx}$)
T _{máxima del conductor}	90° (120° ; 20.000h)
Otras características	Resistencia a la interperie

Tabla 10: Datos Cable Cadenas. Fuente: Catálogo Exzhellent.

5.2 CABLEADRO BOX-INVERSOR

Los cables del Box de conexiones al inversor irán enterrados a $0,7$ metros de profundidad.

5.2.1 Criterio Térmico

En este caso al ir el cable enterrado la fórmula de la Idiseño cambia e introduce K_r que es el factor de corrección por resistividad del terreno.

$$I_{\text{tabla}} > I_{\text{máx cadena}} \times \left(\frac{1,25}{K_a \times K_t \times K_r} \right)$$

Ecuación 20: Intensidad admisible enterrado

- K_a : El factor de agrupamiento lo obtenemos de la tabla 52-E2, habrá 6 circuitos enterrado a una distancia de $0,25\text{m}$ entre sí, $K_a= 0,7$.
- K_t : El factor de corrección de temperatura lo obtenemos de la tabla 52-D2, tenemos en cuenta una temperatura de 25 dado que el cable ira enterrado a $0,7$ metros, $K_t = 0,95$ para PVC y $K_t=0,96$ para XLPE
- K_r : El factor de corrección por resistividad del terreno lo obtenemos de la tabla 52-D3, la resistividad térmica del terreno para un terreno seco arcilloso es de $1,20$ como indica la tabla mostrada, $K_r = 1,14$

- I_{\max} cadena = 162,72 A

Resistividad térmica del terreno (K.m/W)	Naturaleza del terreno y grado de humedad
0,40	Inundado
0,50	Muy húmedo
0,70	Húmedo
0,85	Poco húmedo
1,00	Seco
1,20	Arcilloso muy seco
1,50	Arenoso muy seco
2,00	De piedra arenisca
2,50	De piedra caliza
3,00	De piedra granítica

Ilustración 14: Resistividad térmica del terreno. Fuente: Transparencias Generación, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica.

$$I_{\text{diseño PVC}} = 268,3 \text{ A}$$

$$I_{\text{diseño XLPE}} = 265,5 \text{ A}$$

A través de la tabla A52-2 obtenemos las secciones:

- Para conductores de Cobre:
 - 120mm² para cables de PVC
 - 95 mm² para cables de XLPE
- Para conductores de Aluminio:
 - 185mm² para cables de PVC
 - 150mm² para cables de XLPE

5.2.2 Criterio de Caída de Tensión

Calculamos la sección mínima:

$$S_{\text{mínima}} = \frac{2 \times \rho \times I_{\max} \times L}{V_n \times \frac{\varepsilon}{100}}$$

Ecuación 21: Criterio Caída de Tensión enterrado

- I_{\max} : En este caso la corriente máxima es $I_{\max}=162,72$ A.
- V_n : La corriente nominal del circuito será de $V_n=1198,6$
- L : Es la máxima longitud de cable en este caso $L=205,1\text{m}$

La resistividad y la caída de tensión serán los mismos que en el cálculo realizado anteriormente para el cableado de Cadena-Box.

La sección mínima será de:

$$S_{\text{mínima Cobre}} = 81,6\text{mm}$$

$$Smínima Aluminio = 141,93 mm$$

5.2.3 Elección de Cable

Se ha optado por el cable de 95 mm² de cobre con aislamiento de XLPE fabricado por la empresa Exzhellent el cable cuenta con las siguientes características:

Fabricante	Exzhellent
Modelo	H1Z2Z2-K
Material	Cobre
Aislante	XLPE
Sección	1x95mm ²
Voltaje máximo	1,5/1,5KVdc (1,8/1,8 Kvdcmáx)
Tmáxima del conductor	90º (120º; 20.000h)
Otras carcaterísticas	Resistencia a la interperie

Tabla 11: Datos Cable Caja-Inversor. Fuente: Catálogo Exzhellent.

5.3 CABLEADO INVERSOR-TRANSFORMADOR

El cableado del inversor al transformador va incluido con la compra de la estructura modular inversor-transformador de GAMESA ELECTRIC, por lo que no será necesario calcular la sección de este cable.

5.4 CABLEADO TRANSFORMADOR A LA CONEXIÓN AL EXTERIOR

En este caso ya no se trata de cableado de baja tensión, se trata de una línea de alta tensión, en este caso se ha optado por que vaya enterrada hasta la acometida de salida.

El cable se enterrará a 1 metro de profundidad.

5.4.1 Criterio Térmico

Para empezar, se ha calculado la Intensidad máxima de la línea:

$$I_{máx} = \frac{P}{\sqrt{3} \times UI \times \cos(\varphi)}$$

Ecuación 22: Intensidad máxima cables media tensión

- P: Es la potencia máxima que se transportara por la línea, en este caso P = 8598 KVA que es la potencia máxima que producen dos inversores.
- UI: Es la tensión de la línea, en este caso es UI=20KV que es la tensión de salida del transformador.
- Cos(φ): es el factor de potencia en nuestro caso será 1, ya que, es resistivo.

$$I_{máx} = 248,203 A$$

La sección se elige cumpliendo el criterio:

$$I_z \geq I_{m\acute{a}x}$$

Ecuación 23: Criterio térmico cables media tensión

$$I_z = I_{estandar} \times \prod K_i$$

Ecuación 24: Cálculo intensidad de diseño cableado media tensión.

- Iestandar: es la corriente que se obtiene de la tabla, en función de la sección del conductor y el tipo de aislamiento.

Sección nominal de los conductores mm ²	Tipo de aislamiento seco	
	XLPE	HEPR
150	260	275
240	345	365
400	445	470

Ilustración 15: Sección de los conductores. Fuente: Transparencias Generación, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica.

- Coeficiente F: coeficiente corrector de la temperatura del terreno en este caso la temperatura del terreno se supone de 20º a 1 metro de profundidad por lo que F será igual a los valores indicados en la tabla:

Temperatura °C Servicio Permanente θs	Temperatura del terreno, θ _t , en °C									
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	
XLPE: → 105	1,09	1,06	1,03	1,00	0,97	0,94	0,90	0,87	0,83	
HEPR: → 90	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78	

Ilustración 16: Coeficiente F. Fuente: Transparencias Generación, Transporte y Distribución Eléctrica.

- Coeficiente Kr: coeficiente corrector de la resistividad térmica del terreno, previamente se había determinado que la resistividad térmica del terreno era de K=1,2, por lo que Kr tendrá el valor indicado en la tabla:

Tipo de instalación	Sección del conductor mm ²	Resistividad térmica del terreno, K.m/W							
		0,8	0,9	1,0	1,5	2,0	2,5	3	
Cables directamente enterrados	150	1,28	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74	
	240	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,73	
	400	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,79	0,73	
Cables en interior de tubos enterrados	150	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82	
	240	1,15	1,12	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81	
	400	1,16	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81	

Ilustración 17: Coeficiente Kr. Fuente: Transparencias Generación, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica.

- Coeficiente Kd: Coeficiente corrector por disposición junto con otros cables, en este caso serán dos ternos separados a 0,8m por lo que Kd=0,9.

Tipo de instalación	Separación de los ternos	Número de ternos de la zanja									
		2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Cables directamente enterrados	En contacto (d=0 cm)	0,76	0,65	0,58	0,53	0,50	0,47	0,45	0,43	0,42	
	d = 0,2 m	0,82	0,73	0,68	0,64	0,61	0,59	0,57	0,56	0,55	
	d = 0,4 m	0,86	0,78	0,75	0,72	0,70	0,68	0,67	0,66	0,65	
	d = 0,6 m	0,88	0,82	0,79	0,77	0,76	0,74	0,74	0,73	-	
	d = 0,8 m	0,90	0,85	0,83	0,81	0,80	0,79	-	-	-	
Cables bajo tubo	En contacto (d=0 cm)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,49	
	d = 0,2 m	0,83	0,75	0,70	0,67	0,64	0,62	0,60	0,59	0,58	
	d = 0,4 m	0,87	0,80	0,77	0,74	0,72	0,71	0,70	0,69	0,68	
	d = 0,6 m	0,89	0,83	0,81	0,79	0,78	0,77	0,76	0,75	-	
	d = 0,8 m	0,90	0,86	0,84	0,82	0,81	-	-	-	-	

Ilustración 18: Coeficiente Kd. Fuente: Transparencias Generación, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica.

- Coeficiente Kp: Coeficiente corrector de la profundidad de la instalación, como los cables irán enterrados a una profundidad de 1 m, Kp=1.

Profundidad (m)	Cables enterrados de sección		Cables bajo tubo de sección	
	≤185 mm ²	>185 mm ²	≤185 mm ²	>185 mm ²
0,50	1,06	1,09	1,06	1,08
0,60	1,04	1,07	1,04	1,06
0,80	1,02	1,03	1,02	1,03
1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1,25	0,98	0,98	0,98	0,98
1,50	0,97	0,96	0,97	0,96
1,75	0,96	0,94	0,96	0,95
2,00	0,95	0,93	0,95	0,94
2,50	0,93	0,91	0,93	0,92
3,00	0,92	0,89	0,92	0,91

Ilustración 19: Coeficiente Kp. Fuente: Transparencias Generación, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica.

Para ver cuáles son las secciones permisibles calculamos:

$$I_{\text{diseño}} = \frac{I_{\text{max}}}{\prod K_i} \leq I_z$$

Ecuación 25: Criterio Térmico cables media tensión.

$$I_{\text{diseño para XLPE}} = 243,407$$

Consultando la Ilustración 15 obtenemos que los resultados equivalen a una sección de 150 mm² de cable de XLPE.

5.4.2 Criterio de Caída de Tensión

En líneas de alta tensión la máxima caída de tensión admisible es del 5%.

Calculamos la caída de tensión para un conductor de sección de 150 mm² aislado con XLPE:

$$\Delta UI = \sqrt{3} \times (R \times I_{\text{máx}} \times \cos(\varphi) + X \times I_{\text{máx}} \times \text{sen}(\varphi))$$

Ecuación 26: Criterio Caída de Tensión Media Tensión.

- R y X: se obtienen de la siguiente tabla, en este caso R= 0,185341 y X=0,076934, ya que, la distancia máxima de la acometida será de 699,4 m.

Sección mm ²	Tensión Nominal kV	Resistencia Máx. a 90°C Ω /km	Reactancia por fase Ω /km	Capacidad μ F/km
150	12/20	0,265	0,110	0,242
240		0,162	0,101	0,295
400		0,102	0,090	0,390
150	18/30	0,265	0,125	0,183
240		0,162	0,102	0,221
400		0,102	0,097	0,286

Ecuación 27: Resistencias criterio caída de tensión. Fuente: Transparencias Generación, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica.

- Imáx: es la máxima corriente que circulara por la línea previamente calculada, Imáx=248,203 A.
- Cos(φ) = 1 y Sen(φ)=0.
- UI=20KV.

Por lo que:

$$\Delta UI = 79,678$$

$$\% \Delta UI = \frac{\Delta UI}{UI} \times 100 = 0,4\% < 5\%$$

Ecuación 28: Cálculo caída de tensión media tensión.

Por lo que cumple la condición.

El conductor será de 150 mm² y aislado con XLPE, y tendrá las siguientes características:

Fabricante	HERSATENE
Modelo	RHZ1-AL
Material	Aluminio
Aislante	XLPE
Sección	3X150mm ²
Voltaje máximo	12/20 (24) KV
Tmáxima del conductor	90º

Tabla 12: Datos Cable Salida. Fuente: Catálogo HERSATENE.

6. PROTECCIONES

6.1 PROTECCIONES CORRIENTE CONTINUA

6.1.1 Protecciones de la Caja de Conexiones

La Caja de Conexiones viene equipado de fábrica con:

Protecciones Caja de Conexiones	
Proteccion contra sobreesntesidades	Fusibles
	Seccionador
Proteccion contra sobretensiones	Descargador de tensión
Protección contra descargas eléctricas	Equipo de Clase II

Tabla 13: Protecciones Caja de Conexiones. Fuente: Catalogo ZBeny.

FUSIBLES

El box lleva equipados portafusibles en ambas polaridades, pero los fusibles no vienen incluidos por lo que se ha seleccionado el fusible siguiendo la norma UNE-60269.

Seleccionamos el fusible de la empresa ENERTRONIC con las siguientes características:

FUSIBLE	
FABRICANTE	Enertronic
TENSION (V)	1500
INTENSIDAD NOMINAL (A)	15
PODER DE CORTE (KA)	30

Tabla 14: Características Fusible 15A. Fuente: Catálogo Enertronic

Comprobamos que el fusible cumpla la norma UNE-60269

Comprobamos si cumple para sobrecargas:

$$1) I_b = 13,56 \leq I_n = 15A \leq I_z = 55A$$

Ecuación 29: Criterio 1 Fusibles.

$$2) I_f = 1,9 \times I_n = 28,5 A \leq 1,45 \times I_z = 79,75 A$$

Ecuación 30: Criterio 2 Fusibles

- I_b : Es la corriente nominal de funcionamiento del circuito, en este caso la corriente de máxima potencia en la cadena.
- I_n : Es la intensidad nominal del Fusible.
- I_z : Es la máxima intensidad admitida por el cable.

El fusible cumple con las condiciones de sobre carga.

Comprobamos si cumple para cortocircuitos:

$$1) \text{ Poder de corte Fusible} = 30KA > I_{cc} = 14,27$$

Ecuación 31: Poder de corte fusible

$$2) (I^2t)_{\text{fusible}} = 810 \leq (I^2t)_{\text{cable}} = 160000$$

Ecuación 32: Criterio 4 Fusibles

También cumple con las condiciones de cortocircuito.

Para cada Caja se comprarán 24 fusibles con estas características, 12 por cada polaridad.

SECCIONADOR

El Box también lleva un seccionador, que permite la desconexión de las cadenas en caso de fallo o por razones de mantenimiento.

Las características del seccionador son las siguientes:

SECCIONADOR	
FABRICANTE	ZBENY
MODELOS	BH-250
TENSION (V)	1500
INTENSIDAD NOMINAL (A)	250
CAPACIDAD NOMINAL DE CORTOCIRCUITO (KA)	10

Tabla 15: Características Seccionador Caja de Conexiones. Fuente: Catálogo ZBeny.

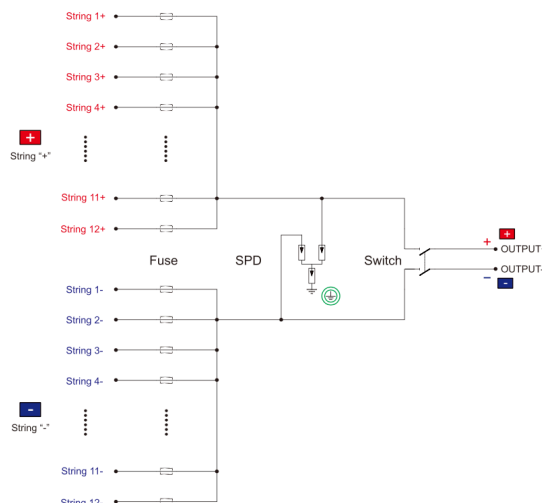
DESCARGADOR DE TENSIÓN

El Box también incorpora un descargador de sobretensiones que es el dispositivo encargado de proteger los componentes de sobretensiones transitorias que pueden ser provocadas por tormentas eléctricas o problemas en la red.

DESCARGADOR DE SOBRETENSIONES	
FABRICANTE	ZBENY
MODELO	BUD-1500
TIPO	2
TENSIÓN MÁXIMA (V)	1500
MÁXIMA CORRIENTE DE DESCARGA (KA)	40

Tabla 16: Características Descargador de Tensiones Caja de Conexiones. Fuente: Catálogo ZBeny.

En la siguiente imagen se muestra en detalle el diagrama unifilar del BOX:



6.1.2 Protecciones del inversor-transformador

El conjunto inversor-transformador de GAMESA ELECTRIC, está equipado con las siguientes protecciones en la parte de corriente continua:

PROTECCIONES CONJUNTO INVERSOR-TRANSFORMADOR	
Protección contra sobreesntesidades	Fusibles
	interruptores motorizados
Protección contra sobretensiones	Descargador de tensiones
Otras protecciones	Detector de polaridad inversa
	Vigilador de Aislamiento

Tabla 17: Protecciones Continua conjunto Inversor-Transformador. Fuente: Catálogo Gamesa Electric.

FUSIBLES

El conjunto inversor-transformador cuenta con portafusibles, pero los fusibles no vendrán incluidos por lo que habrá que seleccionarlos, en este caso optamos por el fusible fotovoltaico de la empresa SOMOTEC:

El fusible tendrá las siguientes características:

FUSIBLE	
FABRICANTE	Somotec
TENSION (V)	1500
INTENSIDAD NOMINAL (A)	200
PODER DE CORTE (KA)	50

Tabla 18: Características Fusible 200A. Fuente: Catálogo Somotec.

Comprobamos si cumple para sobrecargas:

$$1) I_b = 162,72 \leq I_n = 200A \leq I_z = 311A$$

$$2) I_f = 1,9 \times I_n = 380 A \leq 1,45 \times I_z = 450,95 A$$

- I_b : Es la corriente nominal de funcionamiento del circuito, en este caso la corriente de máxima potencia en la cadena.
- I_n : Es la intensidad nominal del Fusible.
- I_z : Es la máxima intensidad admitida por el cable.

El fusible cumple con las condiciones de sobre carga.

Comprobamos si cumple para cortocircuitos:

$$1) \text{ Poder de corte Fusible} = 50KA > I_{cc} = 171,24$$

$$2) (I^2t)_{fusible} = 8100000 \leq (I^2t)_{cable} = 98010000$$

También cumple con las condiciones de cortocircuito.

En este caso harán falta 44 fusibles por inversor.

Harán falta 44 fusibles, dado que hay fusible por cada entrada en el inversor y en las dos polaridades de dicha entrada.

INTERRUPTORES MOTORIZADOS

Vienen incluidos con el conjunto inversor-transformador, se encargan de desconectar el circuito en caso de fallo o en caso de que haya que realizar tareas de mantenimiento.

En la hoja de especificaciones no se especifica su poder de corte ni su corriente nominal, pero se supone que están dimensionados siguiendo la norma.

DESCARGADOR DE TENSIONES

En este casos disponemos con descargadores de tensiones Tipo 1 y 2 que vienen incluidos con el conjunto.

DETECCION DE POLARIDAD INVERSA

La Detección de Polaridad Inversa en sistemas fotovoltaicos es una función crítica diseñada para garantizar que los paneles solares estén conectados correctamente y que la polaridad de la corriente continua (CC) fluya en la dirección adecuada, ya que, una polaridad incorrecta puede tener graves consecuencias, como la reducción del rendimiento del sistema o incluso daños en los componentes.

En este caso viene incluida en el conjunto inversor-transformador.

VIGILADOR DE AISLAMIENTO

El conjunto también incluye vigilador de aislamiento, dado que nuestra configuración de puesta a tierra va a ser de forma IT, este componente es fundamental y obligado por el Reglamento, el dispositivo debe ser instalado según la norma UNE-HD60364-5-53.

En el esquema IT ante el prime fallo de aislamiento la planta puede seguir operando en condiciones normales, en este caso el vigilador de aislamiento producirá un aviso de forma sonora para avisar de que se ha producido un fallo de aislamiento, ante un segundo fallo de aislamiento desconectando el circuito.

En la siguiente imagen se muestra en detalle el diagrama unifilar del conjunto inversor-transformador:

Proyecto de diseño de una instalación solar fotovoltaica de 30 MWp situada en la comarca de los Llanos (Albacete)

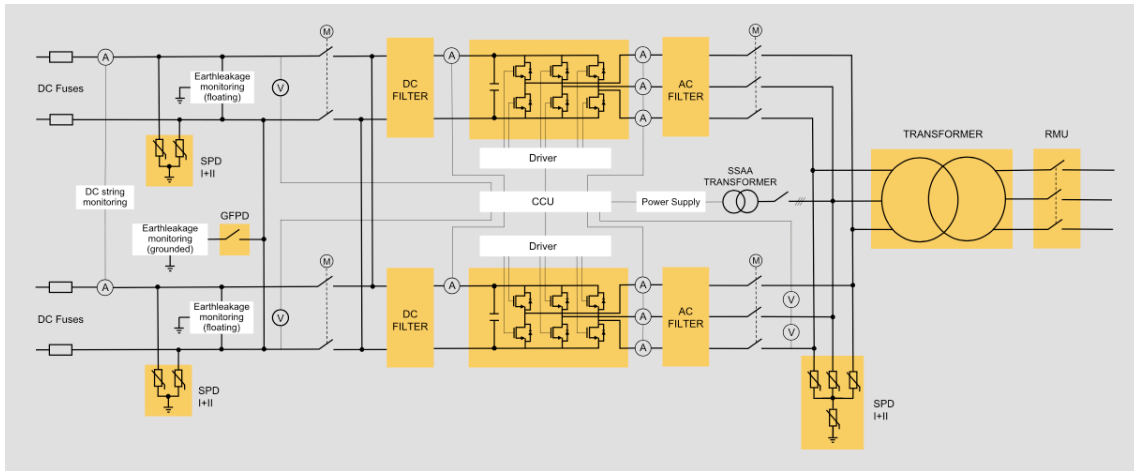


Ilustración 21: Diagrama Unifilar conjunto Inversor-Transformador. Fuente: Catálogo Gamesa Electric.

6.2 Protecciones de Alterna

6.2.1 Protecciones incluidas con el conjunto inversor-transformador.

En la parte de Alterna el conjunto inversor-transformador cuenta con las siguientes protecciones:

PROTECCIONES CONJUNTO INVERSOR-TRANSFORMADOR	
Protección contra sobrecorrientes	interruptores Automáticos
Protección contra sobretensiones	Descargador de tensiones
Otras protecciones	Protección Anti-isla
	Fluctuaciones de la red (LVRT y HVRT)
	Fallo de Frecuencia

Tabla 19: Protecciones Alterna conjunto Inversor-Transformador. Fuente: Catálogo Gamesa Electric.

INTERRUPTORES AUTOMATICOS

El conjunto cuenta con interruptores automáticos en la entrada al transformador, estos garantizan la protección contra sobrecorrientes, los datos de estos no los provee GAMESA ELECTRIC, pero suponemos que están dimensionados correctamente.

DESCARGADOR DE SOBRETENSIONES

El conjunto cuenta en la parte de alterna con descargadores de sobretensiones de tipo 1 y 2.

PROTECCIÓN ANTI-ISLA

Este tipo de protección garantiza la desconexión de la planta en caso de que la red eléctrica no esté en funcionamiento. De esta manera se evita el efecto isla, en el que la planta sigue

transmitiendo energía a la red, aunque esta no esté operativa suponiendo un riesgo en la seguridad de la red eléctrica.

PROTECCIÓN CONTRA FLUCTUACIONES EN LA RED

El conjunto incluye protecciones tanto para fluctuaciones:

- LVRT (“Low Voltage Ride Through): Capacidad de una planta de energía para seguir operando de manera segura y estable cuando la tensión de la red eléctrica cae por debajo de ciertos umbrales predefinidos. Las caídas de tensión en la red pueden deberse a eventos como cortes de energía o fluctuaciones momentáneas. Cuando ocurren estas caídas de tensión, una planta con capacidad de LVRT ajustará su operación para mantener la estabilidad o, en algunos casos, desconectarse temporalmente de la red para evitar daños en los equipos.
- HVRT (“High Voltage Ride Through): capacidad de una planta de energía para seguir operando de manera segura cuando la tensión de la red eléctrica supera ciertos umbrales predefinidos en el lado de alta tensión. Esto puede ocurrir debido a eventos como sobretensiones en la red. Al igual que con el LVRT, una planta con capacidad de HVRT ajustará su operación para mantener la estabilidad o desconectarse temporalmente si la tensión alcanza niveles peligrosos.

6.2.2 Fusible Primario del Transformador

Además de las protecciones de alterna que vienen incluidas con el conjunto inversor-transformador, añadimos un fusible en el primario del transformador para proteger la planta contra sobrecorrientes causadas por defectos en la red eléctrica.

Suponemos una Potencia de cortocircuito de la red de $S_k = 250$ MVA, que es la típica en zonas rurales.

Calculamos la siguiente fórmula:

$$I_{cc} = \frac{S_k}{\sqrt{3} \times U_n} = \frac{250}{\sqrt{3} \times 20} = 7,2168 \text{ KA}$$

Ecuación 33: Corriente cortocircuito primario del transformador

Por lo que será necesario un fusible con un poder de corte superior a 7,2168 KA, una intensidad nominal de 250 A y una tensión nominal de 24KV.

Elegimos un fusible de Eaton de la serie Bussman con las anteriores características.



Ilustración 22: Fusible 250A. Fuente: Catálogo Eaton.

7. PUESTA A TIERRA

Para la puesta a tierra se ha optado por una distribución IT en la que el neutro del transformador se encuentra aislado de tierra o conectado a tierra mediante una impedancia muy elevada, mientras que las masas de baja de tensión y las masas del transformador se conectan a tierra directamente.

Esta distribución permite la continuidad del funcionamiento de la planta ante un primer fallo de aislamiento y en casos de un segundo fallo de aislamiento las protecciones desconectarán la planta, por esto esta distribución requiere el uso de vigilantes de aislamiento.

7.1 Cálculo de la Resistencia de Puesta a Tierra

Dado que contamos con una superficie de planta muy grande optamos por combinar la puesta a tierra de las masas de baja tensión con la de las masas del transformador para que esto se pueda realizar se tiene que cumplir la siguiente condición:

$$I_d \times R_p < V_{c, adm}$$

Ecuación 34: Criterio Puesta a tierra

Donde:

- I_d : Es la corriente de defecto, en este caso hemos optado por utilizar una corriente $I_d=500$ A, con esta corriente sobredimensionaríamos puesta a tierra la planta ya que es más alta que cualquiera de las corrientes que podría sufrir la planta.
- R_p : Es la resistencia de la puesta a tierra combinada, en este caso es el valor que queremos despejar.
- $V_{c, adm}$: Es la máxima tensión de contacto admisible.

Procedemos a calcular la $V_{c, adm}$:

$$V_{c, adm} = V_{ca, adm} \times \left(2 + \frac{1,5 \times \rho}{1000} \right)$$

Ecuación 35: Tensión de Contacto admisible

1. $V_{ca, adm}$: La obtenemos de la siguiente tabla, con el dato de actuación $=0,7s$, en este caso $V_{ca, adm}=105V$

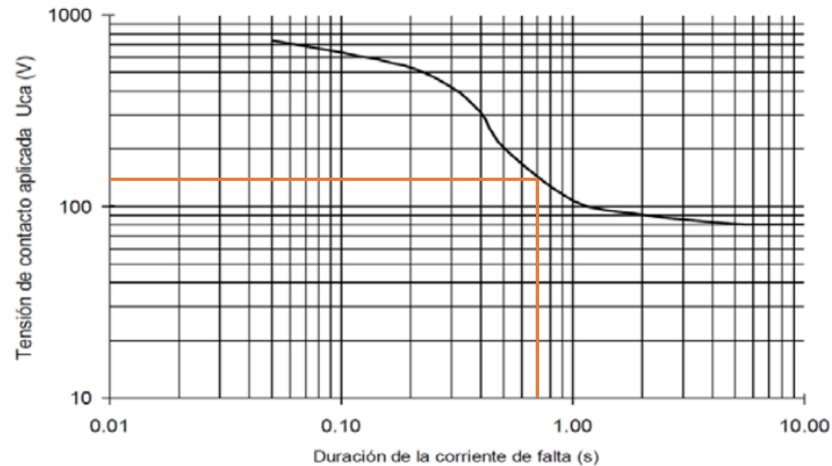


Ilustración 23: Gráfica Tensión Contacto. Fuente: Libro Tecnología Eléctrica..

2. ρ : Es la resistividad del terreno, en este caso al ser un terreno seco tomara un valor de $\rho=500\Omega\cdot m$

Por lo tanto, obtenemos un valor de:

$$V_{c, adm} = 288,75 V$$

Lo que nos lleva a:

$$R_t < 0,5775\Omega$$

El electrodo que se utilizará como puesta a tierra será un conductor enterrado horizontalmente, en este caso un cable de cobre de 35mm² de sección, enterrado a 0,5m como indica el reglamento.

La Resistencia del electrodo viene determinada por:

$$R_t = 2 \times \rho/L$$

Ecuación 36: Cálculo Puesta a tierra

Por lo que la longitud del conductor deberá ser de:

$$L > 1731,601 m$$

Ecuación 37: Longitud Puesta a tierra

El electrodo se distribuirá por toda la planta, permitiendo así conectar todas las masas a la misma puesta a tierra.

Al ser la tensión de contacto más restrictiva que la corriente de paso, no se ha realizado la comprobación para la corriente de paso.

En los planos se provee un vista detallada de cómo se distribuye la puesta tierra a lo largo de la planta.

8. ENERGÍA GENERADA

El cálculo de la energía total generada por los paneles se ha obtenido mediante una simulación utilizando el programa PVSYS, el programa nos permite realizar un cálculo aproximado de la energía anual de los paneles bifaciales que de manera manual no sería posible realizar, debido a la dificultad para calcular la radiación incidida en la parte trasera del panel bifacial a causa de la radiación reflejada.

8.2 PÁRAMETROS INTRODUCIDOS

8.2.1 Datos de la ubicación de la planta

Los datos de Irradiación horizontal global y difusa, temperatura, velocidad del viento y humedad relativa, son importados de la base de datos de PVGIS y son los que muestra la siguiente imagen:

Sitio ALBACETE (Spain)					
Fuente de datos PVGIS TMY 5.2					
	Irradiación horizontal global	Irradiación difusa horizontal	Temperatura	Velocidad del viento	Humedad relativa
	kWh/m²/mes	kWh/m²/mes	°C	m/s	%
Enero	76.9	27.0	5.4	2.44	81.1
Febrero	95.2	35.3	4.9	2.84	69.3
Marzo	146.6	52.4	10.6	3.51	62.5
Abril	163.8	64.9	12.3	2.88	61.2
Mayo	203.4	71.9	15.7	2.87	56.8
Junio	229.1	69.5	23.6	2.58	40.8
Julio	235.9	65.0	25.1	2.69	42.0
Agosto	218.7	55.8	27.9	2.54	31.8
Septiembre	163.0	53.3	18.7	2.35	53.7
Octubre	135.5	38.0	17.7	2.05	61.0
Noviembre	79.5	31.7	7.6	2.54	71.7
Diciembre	56.4	27.6	6.4	3.39	78.6
Año	1803.9	592.4	14.7	2.7	59.2

Ilustración 24.: Datos Ubicación de la planta. Fuente: PVSYS

8.2.2 Datos del Panel Solar

Los datos del panel solar han sido introducidos a mano creando un nuevo panel en la base de datos de PVSYS, los datos del panel han sido sacados de la ficha técnica del producto y son los que muestra la imagen.

Proyecto de diseño de una instalación solar fotovoltaica de 30 MWp situada en la comarca de los Llanos (Albacete)

The screenshot shows the 'Datos básicos' (Basic Data) tab in PVSYST. The panel model is 'Jinko Bifacial' by manufacturer 'TFG'. The nominal power is 625.0 Wp with a tolerance of +/- 0.0%.

Especificaciones del fabricante o otras medidas			
Condiciones de referencia	GRef	1000	W/m ²
Corriente de cortocircuito	Isc	14.270	A
Punto de Potencia máx.	Imp	13.560	A
Coeficiente de temperatura	muIsc	6.4	mA/°C
	o muIsc	0.045	%/°C

Herramienta de resultado del modelo interno			
Condiciones de operación	GOper	1000	W/m ²
Punto de Potencia máx.	Pmpp	625.2	W
Corriente	Imp	13.54	A
Corriente de cortocircuito	Isc	14.27	A
Eficiencia	/ Área células	N/D	%

Resumen del modelo			
Parámetros principales			
Derivación R		350	Ω
Rderiv(G=0)		1400	Ω
Modelo serie R			
Serie R máx.		0.23	Ω
Serie R aparente		0.37	Ω
Parámetros del modelo			
Gamma		1.014	
IoRef		0.02	nA
muVoc		-133	mV/°C
muPMax fijo		-0.29	/°C

Ilustración 25: Datos del Panel. Fuente: PVSYSY.

8.2.3 Datos del Inversor

Como los datos del panel solar, los datos del inversor han sido introducidos mano creando un nuevo inversor en la base de datos, los datos del inversor han sido sacados de la ficha técnica del producto y son los que se muestran en la imagen:

The screenshot shows the 'Parámetros principales' (Main Parameters) tab in PVSYST. The inverter model is 'Gamesaelect' by manufacturer 'Gamesa'. The nominal power is 4300 kW.

Lado de entrada (Campo FV CC)	
Voltaje MPP mínimo	875 V
Voltaje mín. para PNom	875 V
Corriente de entrada máxima	4948.9 A
Voltaje MPP nominal	N/A V
Voltaje MPP máximo	1500 V
Voltaje FV máx. absoluto	1500 V
Umbral de potencia	21500 W

Lado de salida (Red CA)	
Voltaje de red	630 V
Potencia de CA nominal	4300 kW
Potencia CA máxima	4300 kW
Corriente CA nominal	N/A A
Corriente CA máxima	N/A A

Eficiencia	
Eficiencia máxima	99.45%
Eficiencia EURO	99.24%

Ilustración 26: Datos del Inversor. Fuente: PVSYSY

8.2.4 Datos de disposición de los paneles

Se introducen los datos de la disposición de los paneles, distancia de paso entre paneles de 3 metros, Altura sobre el suelo del panel de 1 m y el albedo de la superficie que en este caso es de 0,17 que es el valor que le damos a la tierra, pero también se ha realizado una simulación

Proyecto de diseño de una instalación solar fotovoltaica de 30 MWp situada en la comarca de los Llanos (Albacete)

para un albedo de 0,3 que sería en caso de que pudiéramos grava blanca en toda la superficie de la planta.

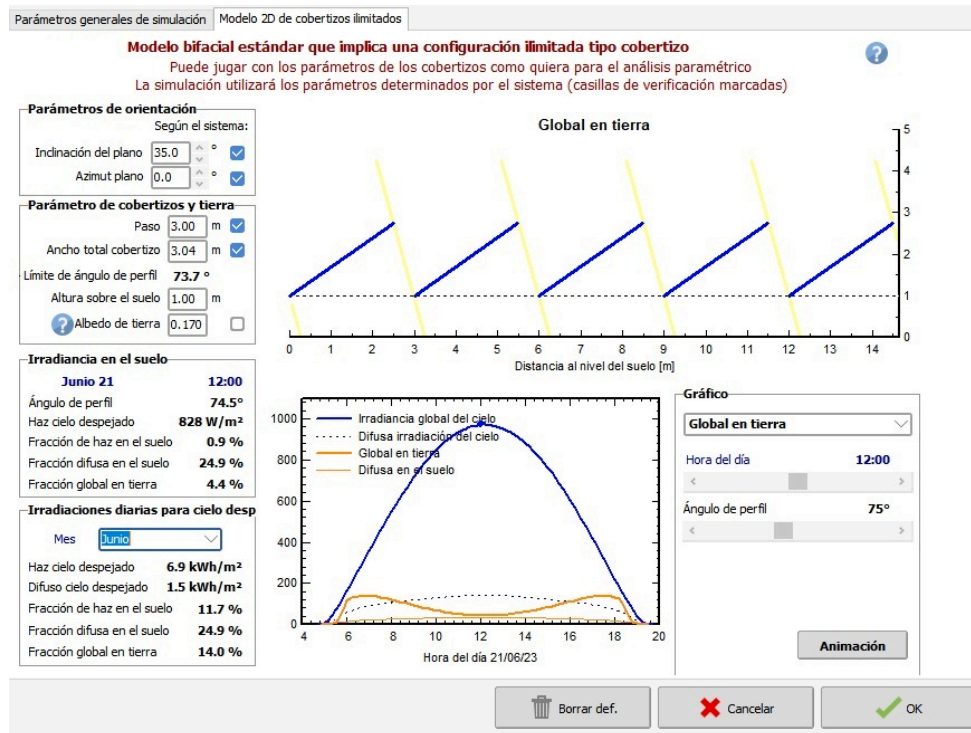


Ilustración 27: Parámetros de la planta. Fuente: PVSYS.

8.3 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN

Los resultados de la simulación son los siguientes:

ENERGIA ANUAL GENERADA	
PANELES BIFACIALES ALBEDO=0,17	51193 MWh
PANELES BIFACIALES ALBEDO=0,3	51918 MWh
PANELES MONO FACIALES	49056 MWh

Tabla 20: Energía Anual Generada. Fuente: Elaboración propia.

Como podemos ver en la tabla, los paneles bifaciales tendrán una producción un 4,35% mayor que los paneles monofaciales en el caso de que el albedo sea del 17% y un 5,8341% mayor en caso de que el albedo sea del 30%.

8.3.1 Estudio de la viabilidad de aumentar el albedo superficial

Los paneles Bifaciales utilizando grava blanca para cubrir la superficie de la planta y de esta manera aumentar el albedo al 30% generaran 725 Mwh/anales más que los paneles bifaciales con superficie de tierra desnuda.

Esto supondría un aumento considerable del aprovechamiento de la superficie de la planta y por lo tanto reducir el impacto superficial de la planta, pero, el coste financiero es demasiado alto como se ilustra a continuación:

- Teniendo en cuenta un precio de venta de la energía de 60 €/MWh, el beneficio que proveería el uso de grava sería de 43.5500 € anuales.
- El coste inicial de poner grava blanca es de 7,15 €/m² esto supondría un gasto adicional de 1.491.633 € y además de esto un coste de mantenimiento de 0,204 €/m² que sería equivalente a 42.558,48 €/año.

Como podemos ver el coste de mantenimiento de la grava es prácticamente igual al beneficio generado por su uso, si además de eso se tiene en cuenta la degradación progresiva de los paneles y el gasto inicial de poner la grava, el aumento del albedo mediante este método provocará flujos negativos de caja y por lo tanto reducirá la viabilidad económica de la planta en gran medida.

Por lo que la Energía generada anualmente por la planta se supondrá de 51.918 MWh y será generada por paneles bifaciales en una superficie de tierra desnuda con un albedo del 17%.

9. ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONOMICA

El estudio de viabilidad económica es un análisis detallado realizado para evaluar la rentabilidad y viabilidad financiera de un proyecto. El objetivo principal es determinar si el proyecto tiene el potencial de generar un retorno financiero satisfactorio.

Para realizar el estudio de viabilidad económica vamos a suponer una vida útil del proyecto de 30 años, que son los años en los que el fabricante de los paneles asegura una producción energética lineal.

Para realizar el análisis debemos determinar los siguientes factores:

1. Análisis de Costes.
2. Análisis de Ingresos.
3. Tasa de Descuento.
4. Indicadores de Rentabilidad.

9.1 ANÁLISIS DE COSTES

Los costes de la planta fotovoltaica se pueden dividir en dos componentes:

- Inversión Inicial: Es el coste inicial de construcción y puesta en marcha de la planta, en el caso de esta planta será de 24.703.753,22 euros.
- Costes de mantenimiento de la planta: Es el coste anual de todas las acciones para asegurar el correcto funcionamiento de la planta y la seguridad de la misma. El coste anual será de 150.000 euros.

9.2 ANÁLISIS DE INGRESOS

Los ingresos de la planta fotovoltaica vendrán determinados por dos factores:

- Energía Anual producida por la planta: En este caso utilizaremos el valor de la energía anual producida el primer año que hemos obtenido con la simulación mediante la herramienta PVSYST, a este valor le reduciremos un 0,4% anualmente a causa de la degradación de los paneles fotovoltaicos como indica el fabricante.
- Precio de Venta de Energía: Para determinar el precio de venta de la energía se ha decidido analizar el histórico de precios de venta en España para ello se ha utilizado los datos que provee OMIE en www.omie.es. En la ilustración mostrada se enumeran. Para la elección del precio de venta se ha decidido excluir los precios de los años 2021 y 2022 dado que se consideran muy altos a causa de una situación excepcional provocada por diversos factores, así como los precios de 2019 y 2020, dado que son muy bajas a causa de otra situación excepcional provocada por la pandemia del COVID. Por ello se ha decidido darle un valor de 62 euros/MWh obtenido aplicando un crecimiento anual del 2% al precio del año 2018 que en este caso era de 57,29 euros/MWh. Se van a realizar tres análisis teniendo en cuenta diferentes casos, el primero utilizando el precio de venta fijo de 62 euros/MWh, en el segundo aplicándole al precio de venta un crecimiento anual del 2% y en el tercero aplicándole al precio de venta una caída del 2% anual.

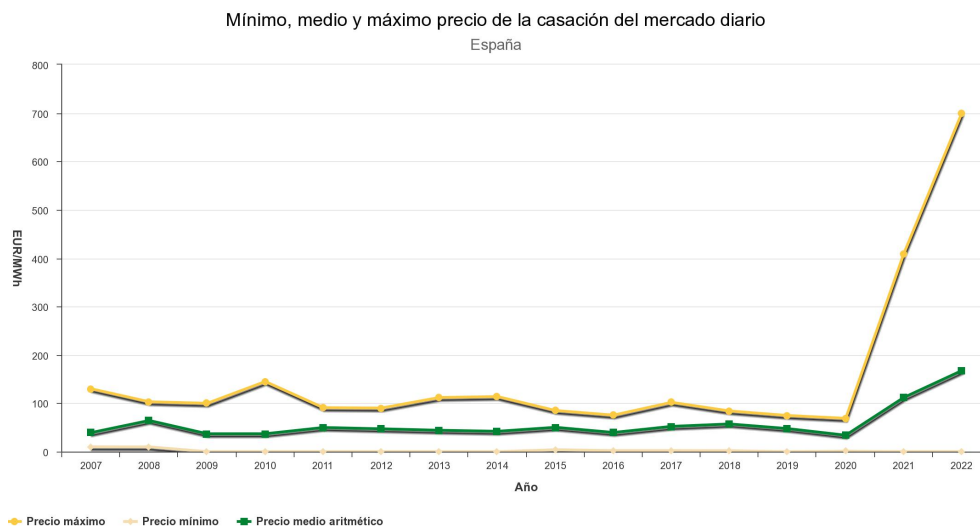


Ilustración 28: Datos Precio de Venta Final. Fuente: www.omie.es.

El ingreso anual de la planta vendrá determinado por:

$$\text{Ingreso anual} = \text{Precio de venta} \times \text{Energía Anual Producida}$$

Ecuación 38: Ingreso Anual.

9.3 Tasa de Descuento

La tasa de descuento es un valor que se utiliza para convertir el valor de los futuros flujos de caja al valor que tendría ese dinero en la actualidad. La premisa de la tasa de descuento es que el valor del dinero en el futuro es menor que el valor actual.

La tasa de descuento está determinada por:

- Coste de oportunidad: Representa el coste de no invertir en otra oportunidad con un riesgo similar.
- Riesgo del proyecto: Cuanto mayor es el riesgo del proyecto, mayor debe ser la tasa de descuento. A mayor incertidumbre en los futuros flujos de caja hace falta un mayor retorno en la inversión para que el proyecto sea atractivo para invertir en él.

Para nuestro casos la tasa de retorno va tomar un valor del 5% , debido a que:

- Se supone el coste de oportunidad de invertir en un activo sin riesgo con una duración similar a la vida útil del proyecto, en este caso un bono de 30 años que actualmente tiene presenta un rendimiento del 4%. Los bonos se suponen como un activo sin riesgo, ya que el pago de estos está respaldado por el estado español, por lo que, se considera que no existe incertidumbre en los futuros flujos de caja.
- Se supone que a la tasa de retorno del proyecto se le debe añadir un 1% relacionado con los riesgos que afectan al proyecto, el principal riesgo del proyecto es la fluctuación de los precios de venta de la energía.

$$r = \text{Coste oportunidad activo sin riesgo} + \text{Riesgo del proyecto} = 5\%$$

Ecuación 39: Tasa de Descuento

9.4 INDICADORES DE RENTABILIDAD

Para el análisis calcularemos los siguientes indicadores financieros:

- PRI (Periodo de Recuperación de la Inversión): Determina cuanto tiempo tomara recuperar la inversión inicial en el proyecto.
- VPN (Valor presente Neto): Con el VPN calculamos el valor presente descontando la tasa de descuento de los futuros flujos de caja. Si el valor del VPN es negativo el proyecto no será viable económicamente, dado que el beneficio futuro de la inversión será menor que el beneficio futuro de invertir la misma cantidad de dinero en otros activos.

$$VPN = \sum_{t=0}^n \frac{\text{Flujo de efectivo en el año } t}{(1+r)^t}$$

Ecuación 40: Valor Presente Neto.

- TIR (Tasa Interna de Retorno): Es la tasa de descuento que provoca que el VPN sea igual a 0, o en otras palabras la tasa de descuento por la que el coste de la inversión será igual al valor presente de la inversión. Desde un punto de vista práctico es la máxima tasa de descuento para la cual un proyecto es rentable.

9.5 ESTUDIO DE PARA PRECIO DE VENTA FIJO

Año	Costes		INGRESOS			Beneficios	Flujo de caja acumulado
	Mantenimiento	Inversión inicial	Producción Anual	Precio de venta	Total		
0	0	24700280,7	0	0	0	-24700280,7	-24700280,7
1	150000	0	51193	60	3071580	2921580	-21778700,7
2	150000	0	49145,28	60	2948716,8	2798716,8	-18979983,9
3	150000	0	47179,4688	60	2830768,128	2680768,128	-16299215,77
4	150000	0	45292,29005	60	2717537,403	2567537,403	-13731678,37
5	150000	0	43480,59845	60	2608835,907	2458835,907	-11272842,46
6	150000	0	41741,37451	60	2504482,47	2354482,47	-8918359,992
7	150000	0	40071,71953	60	2404303,172	2254303,172	-6664056,82
8	150000	0	38468,85075	60	2308131,045	2158131,045	-4505925,775
9	150000	0	36930,09672	60	2215805,803	2065805,803	-2440119,972
10	150000	0	35452,89285	60	2127173,571	1977173,571	-462946,4015
11	150000	0	34034,77713	60	2042086,628	1892086,628	1429140,227
12	150000	0	32673,38605	60	1960403,163	1810403,163	3239543,39
13	150000	0	31366,45061	60	1881987,036	1731987,036	4971530,426
14	150000	0	30111,79258	60	1806707,555	1656707,555	6628237,981
15	150000	0	28907,32088	60	1734439,253	1584439,253	8212677,234
16	150000	0	27751,02804	60	1665061,683	1515061,683	9727738,916
17	150000	0	26640,98692	60	1598459,215	1448459,215	11176198,13
18	150000	0	25575,34745	60	1534520,847	1384520,847	12560718,98
19	150000	0	24552,33355	60	1473140,013	1323140,013	13883858,99
20	150000	0	23570,24021	60	1414214,412	1264214,412	15148073,4
21	150000	0	22627,4306	60	1357645,836	1207645,836	16355719,24
22	150000	0	21722,33337	60	1303340,002	1153340,002	17509059,24
23	150000	0	20853,44004	60	1251206,402	1101206,402	18610265,64
24	150000	0	20019,30244	60	1201158,146	1051158,146	19661423,79
25	150000	0	19218,53034	60	1153111,82	1003111,82	20664535,61
26	150000	0	18449,78913	60	1106987,348	956987,3476	21621522,96
27	150000	0	17711,79756	60	1062707,854	912707,8537	22534230,81
28	150000	0	17003,32566	60	1020199,54	870199,5395	23404430,35
29	150000	0	16323,19263	60	979391,5579	829391,5579	24233821,91
30	150000	0	15670,26493	60	940.215,90	790215,8956	25024037,81

Tabla 21: Flujo de Caja Acumulado Precio de venta fijo. Fuente: Elaboración propia.

9.6 ESTUDIO PARA PRECIO DE VENTA CRECIENTE

Año	Costes		INGRESOS			Beneficios	Flujo de caja acumulado
	Mantenimiento	Inversión inicial	Producción Anual	Precio de venta	Total		
0	0	24700280,7	0	0	0	-24700280,7	-24700280,7
1	150000	0	51193	60	3071580	2921580	-21778700,7
2	150000	0	49145,28	61,2	3007691,136	2857691,136	-18921009,56
3	150000	0	47179,4688	62,424	2945131,16	2795131,16	-16125878,4
4	150000	0	45292,29005	63,67248	2883872,432	2733872,432	-13392005,97
5	150000	0	43480,59845	64,9459296	2823887,886	2673887,886	-10718118,09
6	150000	0	41741,37451	66,24484819	2765151,018	2615151,018	-8102967,068
7	150000	0	40071,71953	67,56974516	2707635,876	2557635,876	-5545331,192
8	150000	0	38468,85075	68,92114006	2651317,05	2501317,05	-3044014,141
9	150000	0	36930,09672	70,29956286	2596169,656	2446169,656	-597844,4859
10	150000	0	35452,89285	71,70555412	2542169,327	2392169,327	1794324,841
11	150000	0	34034,77713	73,1396652	2489292,205	2339292,205	4133617,046
12	150000	0	32673,38605	74,6024585	2437514,927	2287514,927	6421131,973
13	150000	0	31366,45061	76,09450767	2386814,616	2236814,616	8657946,589
14	150000	0	30111,79258	77,61639783	2337168,872	2187168,872	10845115,46
15	150000	0	28907,32088	79,16872578	2288555,76	2138555,76	12983671,22
16	150000	0	27751,02804	80,7521003	2240953,8	2090953,8	15074625,02
17	150000	0	26640,98692	82,36714231	2194341,961	2044341,961	17118966,98
18	150000	0	25575,34745	84,01448515	2148699,648	1998699,648	19117666,63
19	150000	0	24552,33355	85,69477485	2104006,696	1954006,696	21071673,33
20	150000	0	23570,24021	87,40867035	2060243,356	1910243,356	22981916,68
21	150000	0	22627,4306	89,15684376	2017390,294	1867390,294	24849306,98
22	150000	0	21722,33337	90,93998063	1975428,576	1825428,576	26674735,55
23	150000	0	20853,44004	92,75878025	1934339,662	1784339,662	28459075,21
24	150000	0	20019,30244	94,61395585	1894105,397	1744105,397	30203180,61
25	150000	0	19218,53034	96,50623497	1854708,005	1704708,005	31907888,62
26	150000	0	18449,78913	98,43635967	1816130,078	1666130,078	33574018,69
27	150000	0	17711,79756	100,4050869	1778354,573	1628354,573	35202373,27
28	150000	0	17003,32566	102,4131886	1741364,797	1591364,797	36793738,06
29	150000	0	16323,19263	104,4614524	1705144,41	1555144,41	38348882,47
30	150000	0	15670,26493	106,5506814	1.669.677,41	1519677,406	39868559,88

Tabla 22: Flujo de Caja Acumulado Precio de Venta Creciente.

9.7 ESTUDIO PARA PRECIO DE VENTA DECRECIENTE

Año	Costes		INGRESOS			Beneficios	Flujo de caja acumulado
	Mantenimiento	Inversión inicial	Producción Anual	Precio de venta	Total		
0	0	24700280,7	0	0	0	-24700280,7	-24700280,7
1	150000	0	51193	60	3071580	2921580	-21778700,7
2	150000	0	49145,28	58,8	2889742,464	2739742,464	-19038958,24
3	150000	0	47179,4688	57,624	2718669,71	2568669,71	-16470288,53
4	150000	0	45292,29	56,47152	2557724,463	2407724,463	-14062564,06
5	150000	0	43480,5984	55,3420896	2406307,175	2256307,175	-11806256,89
6	150000	0	41741,3745	54,23524781	2263853,79	2113853,79	-9692403,097
7	150000	0	40071,7195	53,15054285	2129833,646	1979833,646	-7712569,451
8	150000	0	38468,8507	52,08753199	2003747,494	1853747,494	-5858821,957
9	150000	0	36930,0967	51,04578135	1885125,642	1735125,642	-4123696,315
10	150000	0	35452,8928	50,02486573	1773526,204	1623526,204	-2500170,11
11	150000	0	34034,7771	49,02436841	1668533,453	1518533,453	-981636,6573
12	150000	0	32673,386	48,04388104	1569756,273	1419756,273	438119,6154
13	150000	0	31366,4506	47,08300342	1476826,701	1326826,701	1764946,317
14	150000	0	30111,7926	46,14134336	1389398,561	1239398,561	3004344,877
15	150000	0	28907,3209	45,21851649	1307146,166	1157146,166	4161491,043
16	150000	0	27751,028	44,31414616	1229763,113	1079763,113	5241254,156
17	150000	0	26640,9869	43,42786324	1156961,137	1006961,137	6248215,292
18	150000	0	25575,3474	42,55930597	1088469,037	938469,0372	7186684,33
19	150000	0	24552,3335	41,70811985	1024031,67	874031,6702	8060716
20	150000	0	23570,2402	40,87395745	963408,9954	813408,9954	8874124,995
21	150000	0	22627,4306	40,05647831	906375,1828	756375,1828	9630500,178
22	150000	0	21722,3334	39,25534874	852717,772	702717,772	10333217,95
23	150000	0	20853,44	38,47024176	802236,8799	652236,8799	10985454,83
24	150000	0	20019,3024	37,70083693	754744,4566	604744,4566	11590199,29
25	150000	0	19218,5303	36,94682019	710063,5848	560063,5848	12150262,87
26	150000	0	18449,7891	36,20788379	668027,8206	518027,8206	12668290,69
27	150000	0	17711,7976	35,48372611	628480,5736	478480,5736	13146771,27
28	150000	0	17003,3257	34,77405159	591274,5236	441274,5236	13588045,79
29	150000	0	16323,1926	34,07857056	556271,0718	406271,0718	13994316,86
30	150000	0	15670,2649	33,39699915	523.339,82 €	373339,8244	14367656,69

Tabla 23: Flujo de Caja Acumulado Precio de Venta Decreciente

9.8 RESULTADOS DE LOS INDICADORES

9.8.1 Periodo de Recuperación de la Inversión

Para el primer caso con los precios de venta fijo tendremos un periodo de recuperación de la Inversión de entre 10 y 11 años, que es el momento en el que los flujos de caja acumulados pasan a ser positivo como podemos ver en la gráfica.

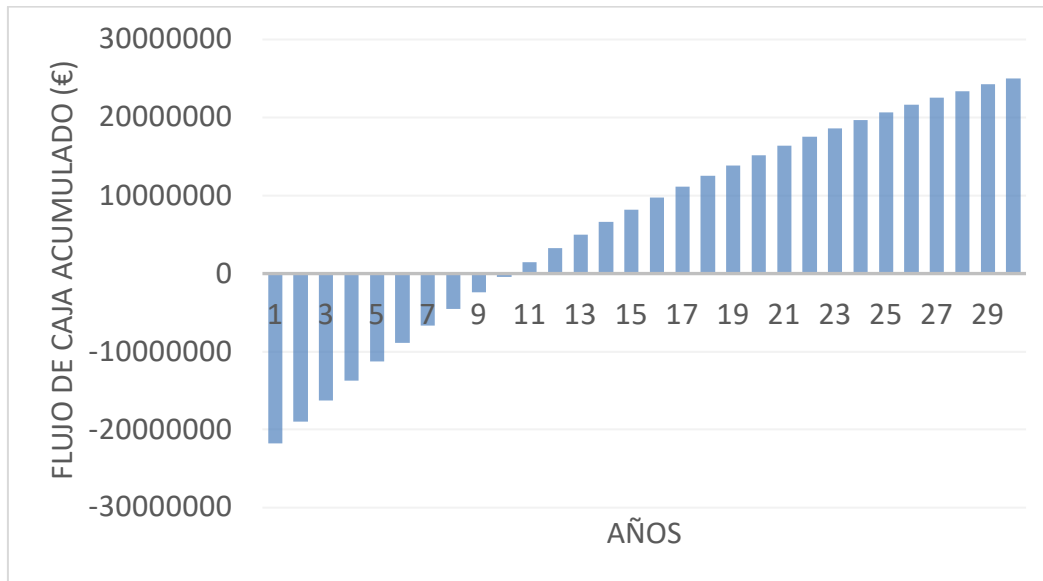


Ilustración 29: Gráfica PRI venta fijo. Fuente: Elaboración propia.

Para el caso de precios de venta crecientes tendremos un periodo de recuperación de la inversión de entre 9 y 10 años.

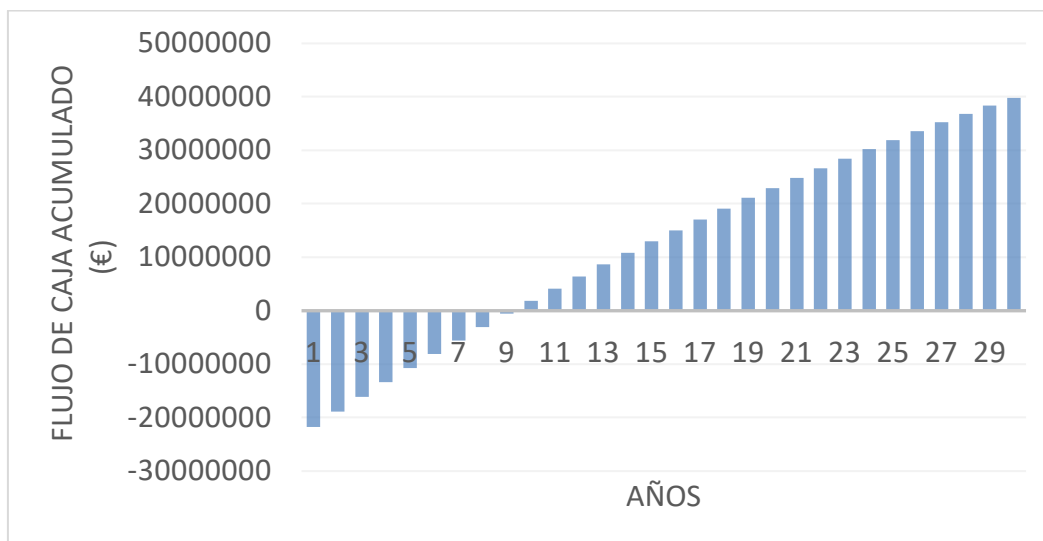


Ilustración 30: Gráfica PRI venta creciente. Fuente: Elaboración propia.

Para el caso de precios de venta decrecientes tendremos un periodo de recuperación de la inversión de entre 11 y 12 años como podemos ver en la gráfica.

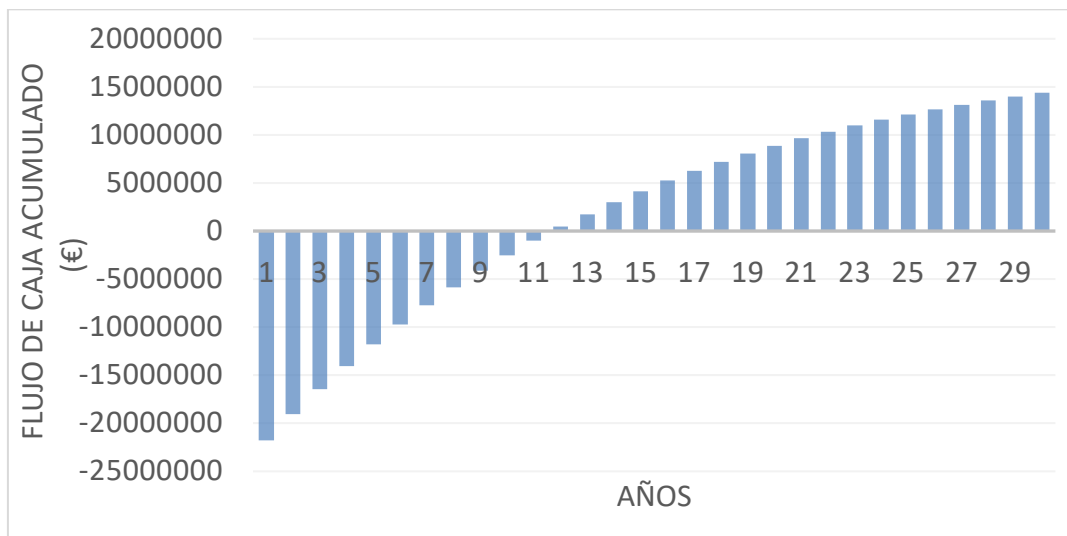


Ilustración 31: Gráfica PRI venta decreciente. Fuente: Elaboración propia.

Por lo tanto, podemos determinar que el periodo de recuperación de la inversión se encontrara entre 10 y 13 años.

Siendo 10 años el periodo de recuperación para el caso más favorable y 13 el periodo de recuperación para el caso más desfavorable.

9.8.2 Valor Presente Neto

Tendremos los siguientes valores de VPN:

- Para el precio de venta fijo, VPN = 4.573.372,31 €
- Para el precio de venta creciente VPN = 10.509.372,31 €
- Para el precio de venta decreciente VPN = 74.900,03 €

Como se puede ver los valores presentes netos de los tres escenarios son positivos, por lo tanto, el proyecto será viable económicamente.

9.8.3 Tasa Interna de Retorno

Tendremos los siguientes valores de TIR:

- Para el precio de venta fijo, TIR = 7,14%
- Para el precio de venta creciente TIR = 9,19%
- Para el precio de venta decreciente TIR = 5,014%

Como se puede ver las tasas internas de retorno para los tres casos serán mayores que el 5%, por lo tanto, el proyecto será viable económicamente.

10. ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1:Albedo según tipo de terreno. Fuente: Elaboración propia.....	9
Tabla 2:Comparación paneles. Fuente: Elaboración propia	11
Tabla 3: Datos simulación tipo de panel. Fuente: Elaboración propia	15
Tabla 4: Características del Panel. Fuente: Catálogo Jinko Solar	16
Tabla 5:Datos Inversores. Fuente: Elaboración propia	17
Tabla 6: Datos Inversor. Fuente: Catálogo Gamesa Electric.	18
Tabla 7: Datos Transformador. Fuente: Catálogo Gamesa Electric.	19
Tabla 8: Datos Caja de Conexiones. Fuente: Catálogo de ZBeny	20
Tabla 9: Distribución de la planta. Fuente: Elaboración propia.....	21
Tabla 10: Datos Cable Cadenas. Fuente: Catálogo Exzhellent.	23
Tabla 11: Datos Cable Caja-Inversor. Fuente: Catálogo Exzhellent.	25
Tabla 12: Datos Cable Salida. Fuente: Catálogo HERSATENE.....	28
Tabla 13: Protecciones Caja de Conexiones. Fuente: Catalogo ZBeny.	29
Tabla 14: Características Fusible 15A. Fuente: Catálogo Enertronic	29
Tabla 15: Características Seccionador Caja de Conexiones. Fuente: Catálogo ZBeny.	30
Tabla 16: Características Descargador de Tensiones Caja de Conexiones. Fuente: Catálogo ZBeny.	30
Tabla 17: Protecciones Continua conjunto Inversor-Transformador. Fuente: Catálogo Gamesa Electric.	31
Tabla 18: Características Fusible 200A. Fuente: Catálogo Somotec.	31
Tabla 19: Protecciones Alterna conjunto Inversor-Transformador. Fuente: Catálogo Gamesa Electric.	33
Tabla 20: Energía Anual Generada. Fuente: Elaboración propia.	39
Tabla 21: Flujo de Caja Acumulado Precio de venta fijo. Fuente: Elaboración propia.	43
Tabla 22: Flujo de Caja Acumulado Precio de Venta Creciente.	44
Tabla 23: Flujo de Caja Acumulado Precio de Venta Decreciente	45

11.ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1: Número de paneles de la planta	11
Ecuación 2: Superficie Total de paneles	11
Ecuación 3: Ratio potencia pico superficie total.....	11
Ecuación 4: Angulo más desfavorable	13
Ecuación 5: Proyección horizontal del panel Seguidor Fijo	13
Ecuación 6: Proyección vertical del panel Seguidor Fijo.....	13
Ecuación 7: Distancia entre paneles Seguidor Fijo	13
Ecuación 8: Distancia de Paso Seguidor Fijo.....	13
Ecuación 9: Proyección horizontal del panel seguidor de un eje	14
Ecuación 10: Proyección vertical del panel seguidor de un eje.....	14
Ecuación 11: Altura total del panel.....	14
Ecuación 12: Distancia entre paneles seguidor de un eje	14
Ecuación 13: Distancia de paso seguidor de un eje	14
Ecuación 14: Paneles por String.....	17
Ecuación 15: Número de Cadenas por Inversor	17
Ecuación 16: Número de inversores totales	18
Ecuación 17: Potencia Panel.....	18
Ecuación 18: Intensidad admisible	22
Ecuación 19: Sección Mínima criterio caída de tensión	22
Ecuación 20: Intensidad admisible enterrado	23
Ecuación 21: Criterio Caída de Tensión enterrado	24
Ecuación 22: Intensidad máxima cables media tensión	25
Ecuación 23: Criterio térmico cables media tensión	26
Ecuación 24: Cálculo intensidad de diseño cableado media tensión.	26
Ecuación 25: Criterio Térmico cables media tensión.....	27
Ecuación 26: Criterio Caída de Tensión Media Tensión.....	28
Ecuación 27: Resistencias criterio caída de tensión. Fuente: Transparencias Generación, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica.....	28
Ecuación 28: Cálculo caída de tensión media tensión.	28
Ecuación 29: Criterio 1 Fusibles.....	29
Ecuación 30: Criterio 2 Fusibles.....	29

Ecuación 31: Poder de corte fusible	29
Ecuación 32: Criterio 4 Fusibles	30
Ecuación 33: Corriente cortocircuito primario del transformador	34
Ecuación 34: Criterio Puesta a tierra	35
Ecuación 35: Tensión de Contacto admisible	35
Ecuación 36: Cálculo Puesta a tierra.....	36
Ecuación 37: Longitud Puesta a tierra	36
Ecuación 38: Ingreso Anual.....	41
Ecuación 39: Tasa de Descuento	42
Ecuación 40: Valor Presente Neto.	42

12. ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1: Histórico precios medios de venta. Fuente: https://es.statista.com/estadisticas/993787/precio-medio-final-de-la-electricidad-en-espana/3	
Ilustración 2: Distribución porcentual de la generación de energía en España Fuente: https://es.statista.com/estadisticas/993747/porcentaje-de-la-produccion-de-energia-electrica-por-fuentes-energeticas-en-espana/	4
Ilustración 3: Historico del porcentaje de Energía importada en España Fuente: https://es.statista.com/estadisticas/493962/dependencia-de-las-importaciones-de-energia-de-espana/	4
Ilustración 4: Mapa de Albacete. Fuente: https://de.wikipedia.org/wiki/Llanos_de_Albacete#/media/Datei:Karte_Llanos_de_Albacete_2022.png	6
Ilustración 5: Mapa de Zonas de Irradiación Fuente: Código Técnico de edificación.....	6
Ilustración 6: Tipos de Irradiación Fuente: https://elforoverde.org/energias-renovables/la-radiacion-solar/	8
Ilustración 7: Funcionamiento panel bifacial. Fuente: https://www.cambioenergetico.com/blog/placas-solares-bifaciales/	9
Ilustración 8: Calculo del paso. Fuente: https://elblogdelinstalador.com/energetica-y-geometria-solar/	13
Ilustración 9: Panel Solar Fuente: Catálogo Jinko Solar	16
Ilustración 10: Seguidor Fijo. Fuente: Catálogo Sunsupport.....	16
Ilustración 11: Inversor Proteus PV. Fuente: Catálogo Gamesa Electric.....	18
Ilustración 12: Conjunto Inversor Transformador. Fuente: Catálogo Gamesa Electric.	19
Ilustración 13: Caja de Conexiones. Fuente: Catálogo de ZBeny	20

Ilustración 14: Resistividad térmica del terreno. Fuente: Transparencias Generación, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica.	24
Ilustración 15: Sección de los conductores. Fuente: Transparencias Generación, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica.	26
Ilustración 16: Coeficiente F. Fuente: Transparencias Generación, Transporte y Distribución Eléctrica.	26
Ilustración 17: Coeficiente Kr. Fuente: Transparencias Generación, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica.	26
Ilustración 18: Coeficiente Kd. Fuente: Transparencias Generación, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica.	27
Ilustración 19: Coeficiente Kp. Fuente: Transparencias Generación, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica.	27
Ilustración 20: Diagrama Unifilar Caja de Conexiones. Fuente: Catálogo ZBeny.....	31
Ilustración 21: Diagrama Unifilar conjunto Inversor-Transformador. Fuente: Catálogo Gamesa Electric.	33
Ilustración 22: Fusible 250A. Fuente: Catálogo Eaton.	34
Ilustración 23: Gráfica Tensión Contacto. Fuente: Libro Tecnología Eléctrica.....	36
Ilustración 24:: Datos Ubicación de la planta. Fuente: PVSYST	37
Ilustración 25: Datos del Panel. Fuente: PVSYST.	38
Ilustración 26: Datos del Inversor. Fuente: PVSYST	38
Ilustración 27: Parámetros de la planta. Fuente: PVSYST.....	39
Ilustración 28: Datos Precio de Venta Final. Fuente: www.omie.es	41
Ilustración 29: Gráfica PRI venta fijo. Fuente: Elaboración propia.	46
Ilustración 30: Gráfica PRI venta creciente. Fuente: Elaboración propia.	46
Ilustración 31: Gráfica PRI venta decreciente. Fuente: Elaboración propia.	47

13. BIBLIOGRAFIA

1. Plan nacional de Energía y Clima 2021-2030 (Consejo de Ministros,2019).

2. Guía Técnica de Aplicación del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (Ministerio de Industria, Comercio y Turismo,2020).
3. Reglamento de Alta Tensión (Ministerio de Industria, Comercio y Turismo, 2014).
4. <https://es.statista.com/estadisticas/993787/precio-medio-final-de-la-electricidad-en-espana/>
5. <https://es.statista.com/estadisticas/993747/porcentaje-de-la-produccion-de-energia-electrica-por-fuentes-energeticas-en-espana/>
6. <https://es.statista.com/estadisticas/493962/dependencia-de-las-importaciones-de-energia-de-espana/>
7. <https://elforoverde.org/energias-renovables/la-radiacion-solar/>
8. <https://www.cambioenergetico.com/blog/placas-solares-bifaciales/>
9. <https://elblogdelinstalador.com/energetica-y-geometria-solar/>
10. Catálogo JINKO SOLAR.
11. Catálogo TRINA SOLAR.
12. Catálogo CANADIAN SOLAR.
13. Catálogo INGECOM.
14. Catálogo GAMESA ELECTRIC.
15. Catálogo ZBENY.
16. Catálogo EXZHELLENT.
17. Catálogo EATON.
18. Tecnología Eléctrica (Roger, José & Riera, Martín & Roldán Porta,2010)

PRESUPUESTO

1. PRECIOS MANO DE OBRA

MANO DE OBRA			
Codigo	Unidad	Nombre	Precio
ME1	h	Oficial 1º Electricista	11,40 €
ME2	h	Oficial 2º Electricista	11,15 €
ME3	h	Ayudante Electricista	10,54 €
MG1	h	Oficial 1º Gruista	10,71 €
MENC1	h	Oficial 1º Encofrador	10,81 €
MENC2	h	Ayudante Encofrador	10,40 €
MO3	h	Peon Ordinario	10,24 €
MO1	h	Oficial primera	10,71 €
MO2	h	Ayudante	10,40 €

2.PRECIOS MATERIALES

MATERIALES			
Codigo	Unidad	Nombre	Precio
FV1	u	Modulo fotovoltaico Bifacial	140,00 €
FV2	u	Conjunto 2 inversor-transformador	200.000,00 €
FV3	u	Conjunto 1 inversor-transformador	170.000,00 €
FUS1	u	Fusible 1500Vdc In=200 A	14,50 €
FUS2	u	Fusible 1500Vdc In=15 A	1,50 €
WC	m3	Agua	0,76 €
CA1	m	Cable de cobre 1x4 mm2 negro	0,50 €
CA2	m	Cable de cobre 1x4 mm2 rojo	0,50 €
BC	m	Bandeja	5,00 €
CC	u	Caja de Conexiones	715,00 €
CT	u	Conjunto tornillos	0,70 €
PTC	m	Conducto de cobre desnudo 35 mm2	6,01 €
CA3	m	Cable de Cobre 1x95mm2 negro	12,00 €
CA4	m	Cable de Cobre 1x95mm2 rojo	12,00 €
CA5	m	Cond 1x150 AL 12/20KV	18,00 €
V1	m2	Malla de la valla	5,00 €
V2	m	Poste de valla 2m	22,50 €
SSF	u	Seguidor solar fijo 35º	500,00 €
MC	m3	Mortero Cemento 1/4 M-80	61,55 €
HORM	m3	Hórmigón HA-30/B/20/l central	54,27 €

3.PRECIO MAQUINARIA

MAQUINARIA			
Codigo	Unidad	Nombre	Precio
GE1	h	Grua elevadora 8t	23,54 €
GE2	h	Grua Pluma 30m/0,75t	20,09 €
EN	h	Exc neumatico de 100CV	39,65 €
DAUTO	h	Dumper autocargable 2000kg	4,13 €
PI1	h	Pison Vibrante 70kg	1,97 €
CBAS1	h	Camión basculante 8t	32,15 €

4. UNIDADES DE OBRA

CODIGO	UNIDADES	Descripción	Precio
MPB1	u	Montaje de un panel solar bifacial sobre el seguidor fijo	151,84 €
MIF1	u	Construcción de losa de hormigón y montaje del conjunto inversor-transformador con sus respectivos fusibles	207.183,73 €
MIF2	u	Construcción de losa de hormigón y montaje del conjunto inversor-transformador con sus respectivos fusibles	176.241,48 €
LH1	m3	Construcción Losa de hormigón	60,00 €
Z1	m3	Excavación de zanja por medios mecánicos	9,05 €
Z2	m3	Relleno de zanjas con tierras de préstamo de zanjas, por medios manuales, con pisón compactador manual tipo rana, en tongadas de 30 cm y regado de los mismos	18,52 €
TR1	m3	Transporte de tierras al vertedero a una distancia menor a 10km, considerando ida y vuelta, con camión basculante cargado a mano.	10,05 €
CA1	m	Cableado de las cadenas de paneles solares a la caja de conexiones	7,27 €
CA2	m	Cableado de la caja de conexiones al inversor	110,00 €
CA3	m	Cableado del transformador a la acometida de salida	98,41 €
BC1	u	Montaje de la caja de conexiones	777,95 €
PT1	m	Montaje de la puesta a tierra	14,28 €
V1	m	Vallado de la planta	47,99 €
SS1	u	Instalación del seguidor solar	700,33 €

5. PRECIOS DESCOMPUESTOS

Precio Unitario

Codigo

MPB1 Montaje de los paneles solares bifaciales sobre el seguidor fijo

Precio Descompuesto

Unidad	Nombre	Cantidad	Precio	Importe	
h	Oficial 1º Eléctricista	0,5	11,4	5,7	
h	Ayudante electricista	0,3	10,54	3,162	
u	Modulo Fotovoltaico Bifacial	1	140	140	
%	Costes directos complementarios	0,02	148,862	2,97724	
			Total		151,84 €

Precio Unitario

Codigo

Z1 Excavación en zanja por medios mecánicos

Precio Descompuesto

Unidad	Nombre	Cantidad	Precio	Importe	
h	Peón ordinario	0,125	10,24	1,28	
h	Exc neumatico de 100CV	0,196	39,65	7,7714	
			Total		9,05 €

Precio Unitario

Codigo

MIF1 Construcción de losa de hormigón y montaje del conjunto inversor-transformador con sus respectivos fusibles

Precio Descompuesto

Unidad	Nombre	Cantidad	Precio	Importe	
h	Oficial 1ºGruista	0,5	10,71	5,355	
h	Oficial 1º Electricista	2	11,4	22,8	
h	Oficial 2º Electricista	2	11,15	22,3	
h	Ayudante Electricista	2	10,54	21,08	
u	Conjunto 2 inversor-transformador	1	200000	200000	
h	Grua elevadora 8t	0,5	23,54	11,77	
m3	Losa de Hormigón	40	60	2400	
u	Fusibles In=200 A	44	14,5	638	
%	Costes directos complementarios	0,02	203121,305	4062,4261	
			Total		207.183,73 €

Proyecto de diseño de una instalación solar fotovoltaica de 30 MWp situada en la comarca de los Llanos (Albacete)

Precio Unitario

Codigo

MIF2 Construcción de losa de hormigón y montaje del conjunto inversor-transformador con sus respectivos fusibles

Precio Descompuesto

Unidad	Nombre	Cantidad	Precio	Importe	
h	Oficial 1ºGruista	0,5	10,71	5,355	
h	Oficial 1º Electricista	1,5	11,4	17,1	
h	Oficial 2º Electricista	1,5	11,15	16,725	
h	Ayudante Electricista	1,5	10,54	15,81	
h	Conjunto 1 inversor- transformador	1	170000	170000	
h	Grua elevadora 8t	0,5	23,54	11,77	
m3	Losa de Hormigón	40	60	2400	
u	Fusibles In=200 A	22	14,5	319	
%	Costes directos complementarios	0,02	172785,76	3455,7152	
				Total	176.241,48 €

Precio Unitario

Codigo

LH1 Construcción de Losa de Hormigón

Precio Descompuesto

Unidad	Nombre	Cantidad	Precio	Importe	
h	Oficial 1º Encofrador	0,125	10,81	1,35125	
h	Ayudante Encofrador	0,125	10,4	1,3	
u	Oficial 1º Gruista	0,1	10,71	1,071	
h	Grua Pluma 30m/0,75t	0,1	20,09	2,009	
u	Hórmigón HA-30/B/20/l central	1	54,27	54,27	
				Total	60,00 €

Precio Unitario

Codigo

Z2 Relleno de zanjas con tierras de préstamo de zanjas, por medios manuales, con pisón compactador manual tipo rana, en tongadas de 30 cm y regado de los mismos

Precio Descompuesto

Unidad	Nombre	Cantidad	Precio	Importe	
h	Peón ordinario	1,55	10,24	15,872	
h	Dumper autocargable 2000kg	0,1	4,13	0,413	
h	Pisón Vibrante 70kg	0,75	1,97	1,4775	
m3	Agua	1	0,76	0,76	
				Total	18,52 €

Precio Unitario

Codigo

TR1 Transporte de tierras al vertedero una distancia menor a 10km, considerando ida y vuelta, con camión basculante cargado a mano.

Precio Descompuesto

Unidad	Nombre	Cantidad	Precio	Importe	
h	Peón ordinario	1	10,24	10,24	
h	Camión basculante 8t	0,575	32,15	18,48625	
m3	Canon de tierra al vertedero	1	0,26	0,26	
				Total	10,05 €

Precio Unitario

Codigo

CA1 Cableado de las cadenas de paneles solares a la caja de conexiones

Precio Descompuesto

Unidad	Nombre	Cantidad	Precio	Importe	
h	Oficial 1º Eléctricista	0,05	11,44	0,572	
h	Oficial 2º Electricista	0,05	11,15	0,5575	
m	Cable cobre 1x4mm2 negro	1	0,5	0,5	
m	Cable cobre 1x4mm2 rojo	1	0,5	0,5	
m	Bandeja	1	5	5	
%	Costes directos complementarios	0,02	7,1295	0,14259	
				Total	7,27 €

Precio Unitario

Codigo

BC1 Montaje Caja de Conexiones

Precio Descompuesto

Unidad	Nombre	Cantidad	Precio	Importe	
h	Oficial 1º Eléctricista	0,5	11,44	5,72	
h	Ayudante Eléctricista	0,5	10,54	5,27	
u	Fusibles 1500Vdc In=15A	24	1,5	36	
u	Caja de Conexiones	1	715	715	
u	Conjunto tornillos	1	0,71	0,71	
%	Costes directos complementarios	0,02	762,7	15,254	
				Total	777,95 €

Precio Unitario

Codigo

PT1 Puesta a tierra

Precio Descompuesto

Unidad	Nombre	Cantidad	Precio	Importe	
h	Oficial 1º Eléctricista	0,05	11,44	0,572	
h	Ayudante Eléctricista	0,05	10,54	0,527	
u	Conductor cobre desnudo 35mm2	1	6,01	6,01	
u	Zanja	0,25	9,05	2,2625	
u	Relleno Zanja	0,25	18,52	4,63	
%	Costes directos complementarios	0,02	14,0015	0,28003	
				Total	14,28 €

Precio Unitario

Codigo

CA2 Cableado de la caja de conexiones a inversor

Precio Descompuesto

Unidad	Nombre	Cantidad	Precio	Importe	
h	Oficial 1º Eléctricista	0,05	11,44	0,572	
h	Oficial 2º Electricista	0,05	11,15	0,5575	
m	Cable Cobre 1X95mm2 negro	1	12	12	
m	Cable Cobre 1X95mm2 rojo	1	12	12	
m3	Zanja	3	9,05	27,15	
m3	Relleno de zanja	3	18,52	55,56	
%	Costes directos complementarios	0,02	107,8395	2,15679	
				Total	110,00 €

Precio Unitario

Codigo

CA3 Cableado del inversor a la acometida de salida

Precio Descompuesto

Unidad	Nombre	Cantidad	Precio	Importe	
h	Oficial 1º Eléctricista	0,05	11,44	0,572	
h	Oficial 2º Electricista	0,05	11,15	0,5575	
m	Cond 1x150 AL 12/20KV	3	18	54	
m3	Zanja	1,5	9,05	13,575	
m3	Relleno de zanja	1,5	18,52	27,78	
%	Costes directos complementarios	0,02	96,4845	1,92969	
				Total	98,41 €

Proyecto de diseño de una instalación solar fotovoltaica de 30 MWp situada en la comarca de los Llanos (Albacete)

Precio Unitario

Codigo

V1 Vallado de la planta

Precio Descompuesto

Unidad	Nombre	Cantidad	Precio	Importe	
h	Oficial primera	1	10,71	10,71	
h	Ayudante	1	10,4	10,4	
m	Peon Ordinario	0,5	10,24	5,12	
m2	Malla	2	5	10	
u	Poste 2m	0,5	22,5	11,25	
m3	Mortero Cemento 1/4 M-80	0,008	61,55	0,51	
				Total	47,99 €

Precio Unitario

Codigo

SS1 Instalación del seguidor solar

Precio Descompuesto

Unidad	Nombre	Cantidad	Precio	Importe	
h	Oficial 1º Eléctricista	0,05	11,44	0,572	
h	Oficial 2º Electricista	0,05	11,15	0,5575	
h	Oficial primera	2	10,71	21,42	
h	Ayudante	2	10,4	20,8	
m3	Zanja	7,5	9,05	67,875	
m3	Transporte de tierras	7,5	10,05	75,375	
u	Seguidor solar fijo 35º	1	500	500	
%	Costes directos complementarios	0,02	686,5995	13,73199	
				Total	700,33 €

6.CALCULO DEL PRESUPUESTO

COSTE DEL PROYECTO					
Codigo	Unidades	Descripción	Precio	Medición	Importe
MPB1	u	Montaje de un panel solar bifacial sobre el seguidor fijo	151,84 €	48048	7.295.608,32 €
MIF1	u	Construcción de losa de hormigón y montaje del conjunto inversor-transformador con sus respectivos fusibles	207.183,73 €	3	621.551,19 €
MIF2	u	Construcción de losa de hormigón y montaje del conjunto inversor-transformador con sus respectivos fusibles	176.241,48 €	1	176.241,48 €
CA1	m	Cableado de las cadenas de paneles solares a la caja de conexiones	7,27 €	44000	319.880,00 €
CA2	m	Cableado de la caja de conexiones al inversor	110,00 €	14000	1.540.000,00 €
CA3	m	Cableado del transformador a la acometida de salida	98,41 €	3000	295.230,00 €
BC1	u	Montaje de la caja de conexiones	18,52 €	154	2.852,08 €
PT1	m	Montaje de la puesta a tierra	14,28 €	1750	24.990,00 €
V1	m	Vallado de la planta	47,99 €	2757,24	132.319,95 €
SS1	u	Instalación del seguidor solar	700,33 €	1848	1.294.209,84 €
PS	m2	Precio del suelo	12,00 €	374856	4.498.272,00 €
TOTAL					16.201.154,86 €

PRESUPUESTO TOTAL DE EJECUCION MATERIAL	16.201.154,86 €
GASTOS GENERALES	3.240.230,97 €
BENEFICIO INDUSTRIAL	972.069,29 €
PREUPUESTO DE INVERSIÓN	20.413.455,12 €
IVA	4.286.825,58 €
PRESUPUESTO BASE DE LICITACION	24.700.280,70 €

PLANOS

INDICE DE PLANOS:

1.DISTRIBUCIÓN DE LA PLANTA.

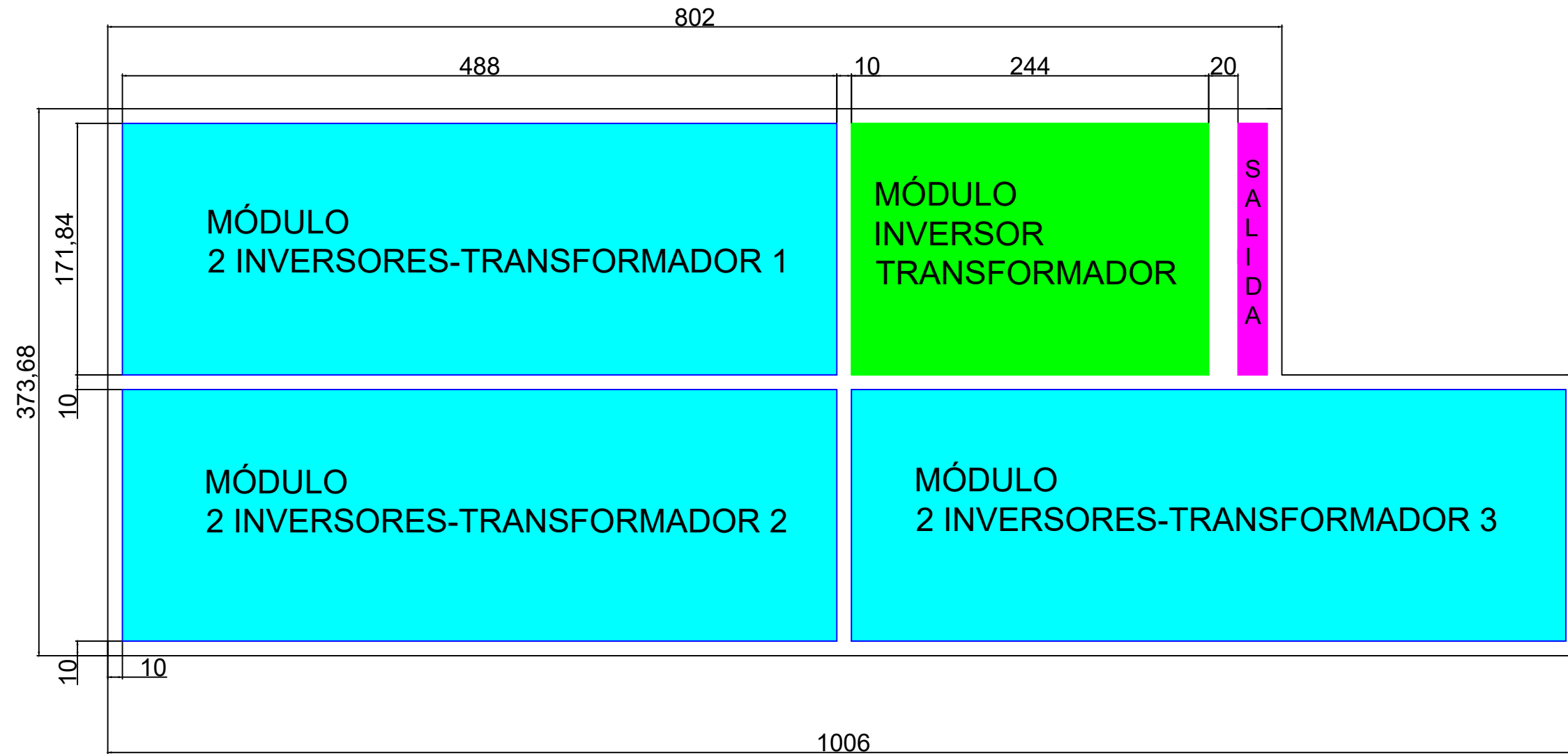
2.MODULO INVERSOR-TRANSFORMADOR.

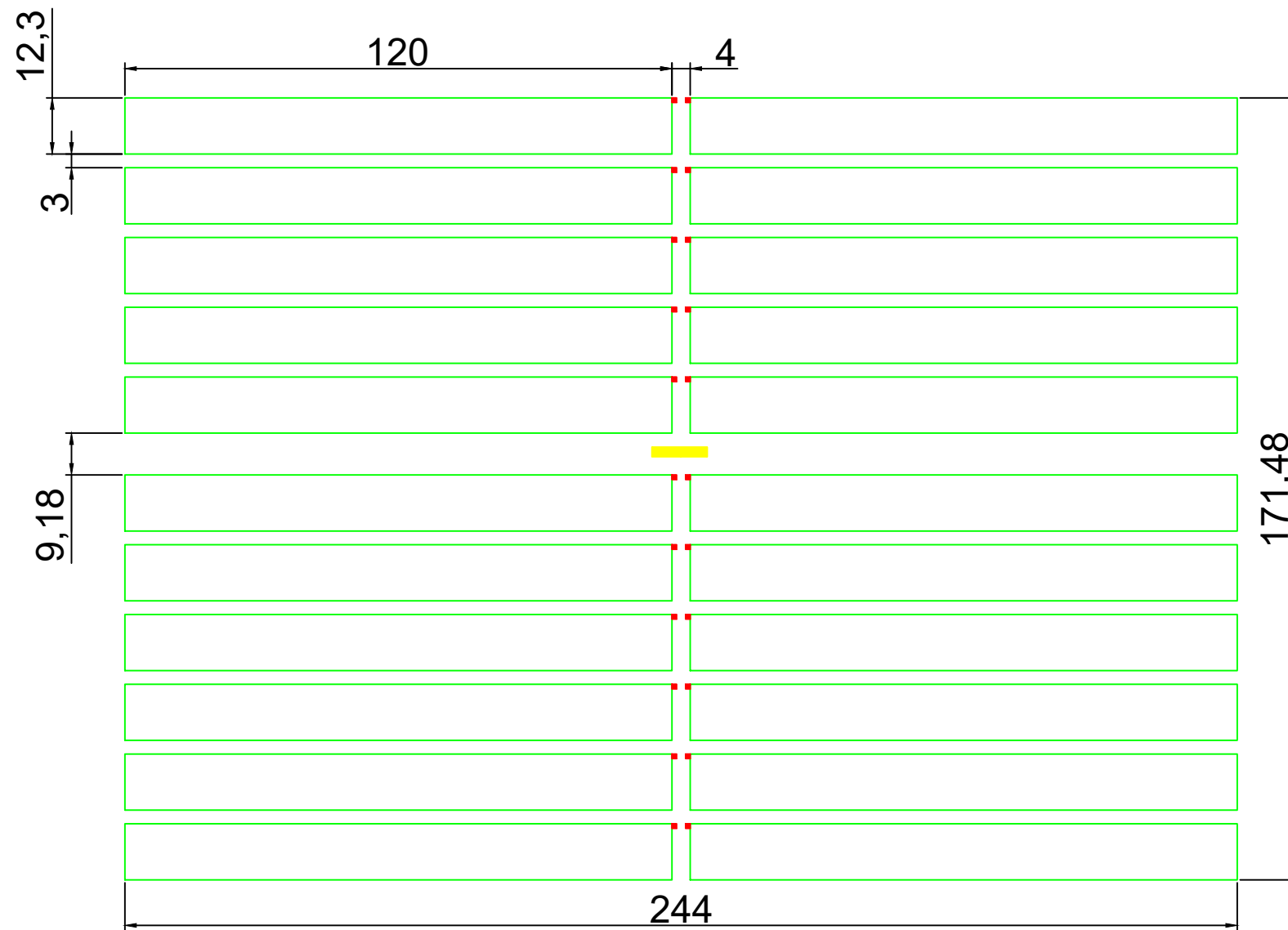
3.MODULO 2 INVERSORES-TRANSFORMADOR.

4.MODULO STRING-BOX.

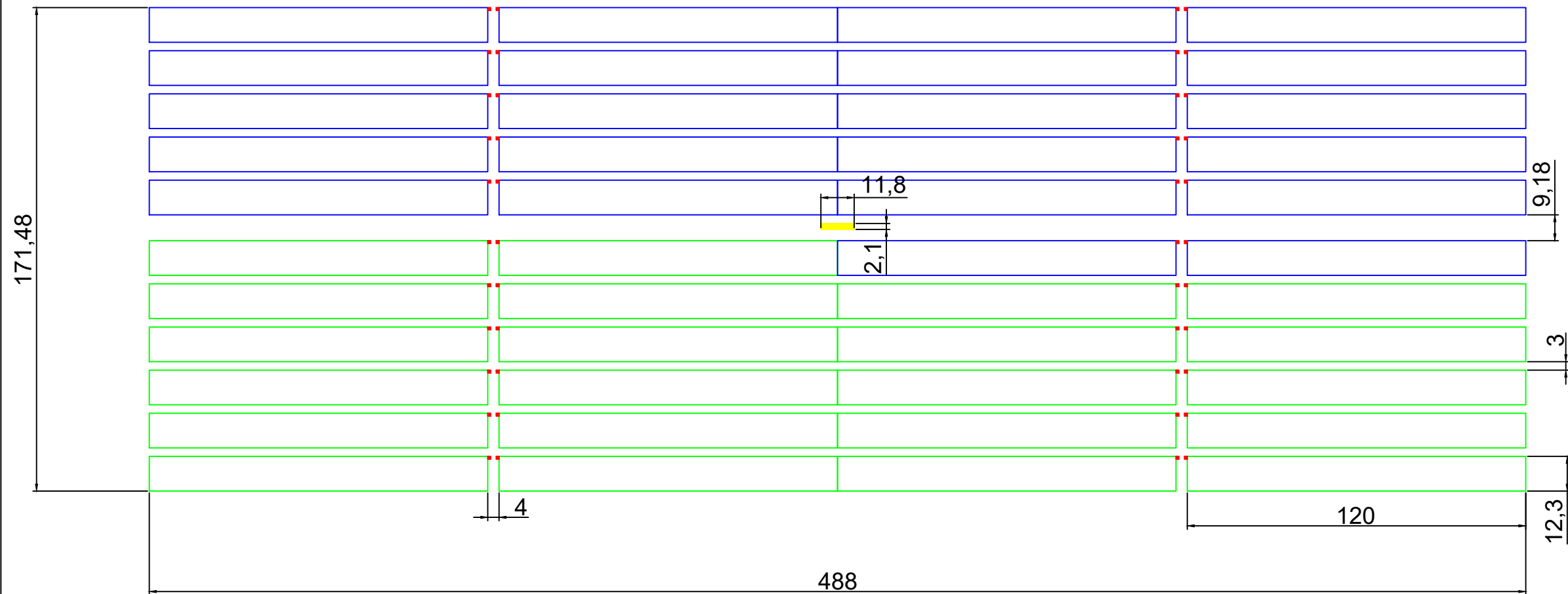
5.PUESTA A TIERRA.





6.DIGRAMA UNIFILAR.

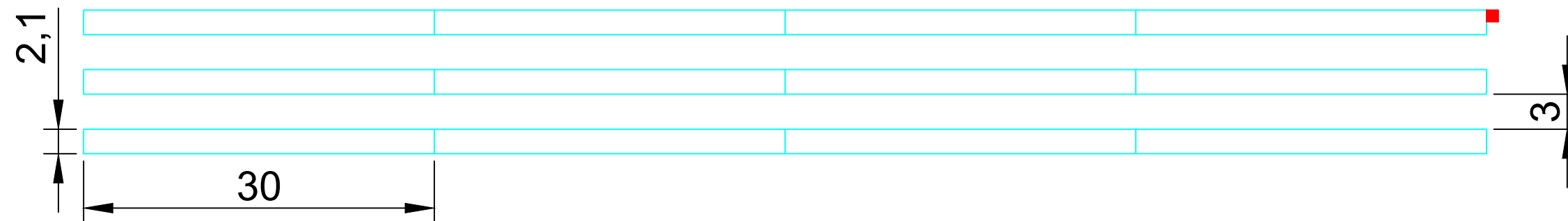






Leyenda	
	Modulo cadena caja de conexiones
	Inversor
	Caja de Conexiones

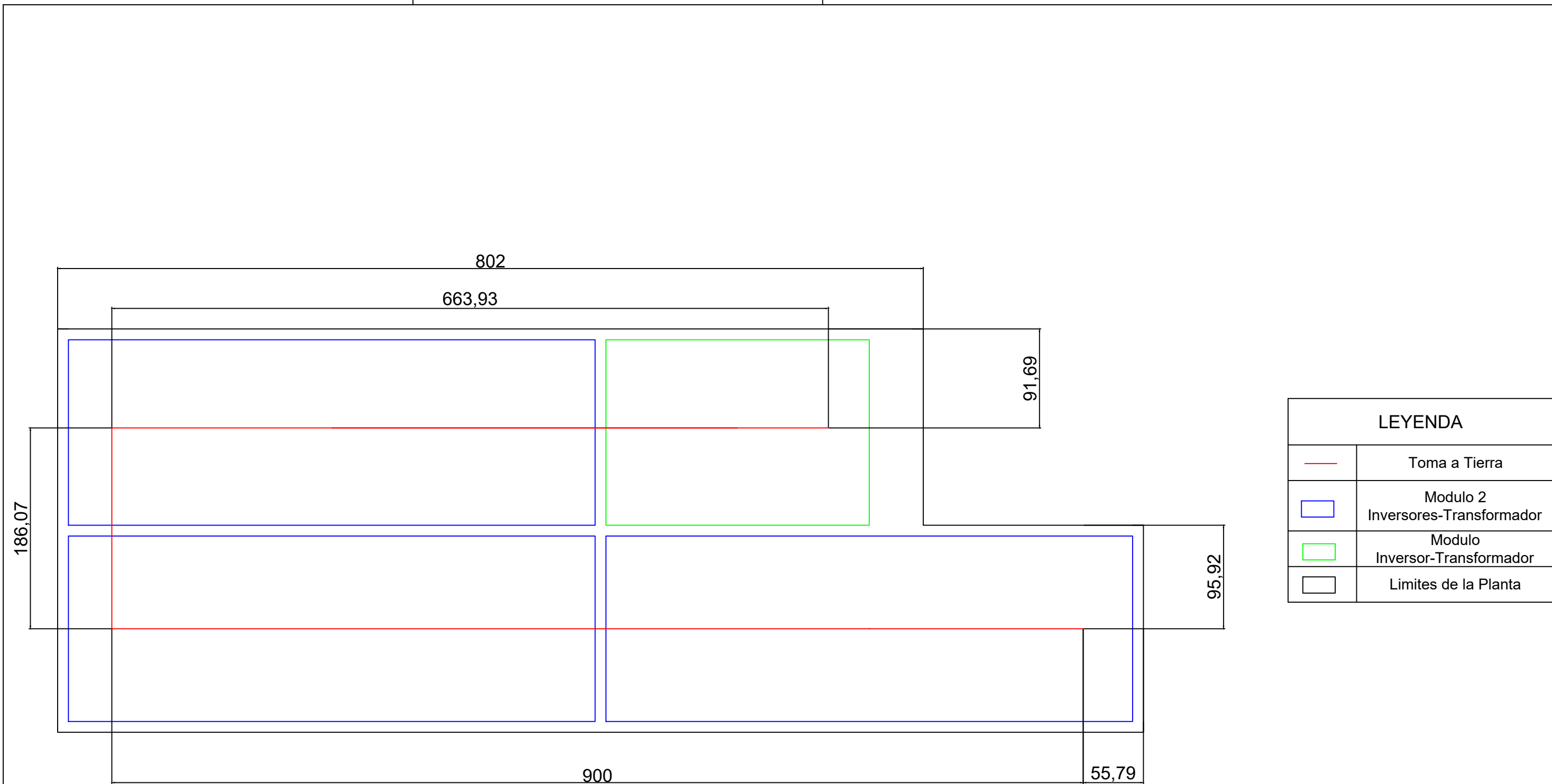






Leyenda	
	Conjunto Cadena Caja de conexiones inversor 1
	Conjunto Cadena Caja de conexiones inversor 2
	Conjunto 2 inversores-transformador
	Caja de conexiones



Leyenda

Símbolo	Descripción
	Cadena de paneles
	Caja de conexiones



LEYENDA	
	Toma a Tierra
	Modulo 2 Inversores-Transformador
	Modulo Inversor-Transformador
	Limites de la Planta

