COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA
ICAI

GRADO EN INGENIERÍA DE TECNOLOGÍASINDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

PROYECTO DE PLANTA FOTOVOLTAICA EN CALAHORRA, LA RIOJA.

Autor: Jaime Ortega López-Acha.

Tutor: Raúl Robledo Cabezuela.

Madrid
Agosto de 2023

Me gustaría dar mi agradecimiento, en primer lugar, a mi tutor, Raúl Robledo Cabezuela, por acompañarme y ayudarme en todas las fases del proyecto. En segundo lugar, a mi familia y las personas que han estado conmigo ayudándome y siendo un apoyo fundamental. Y en especial me gustaría agradecérselo a mis padres, ya que sin ellos nada de esto hubiera sido posible.

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título Proyecto de planta fotovoltaica en Calahorra, La Rioja

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el

curso académico 2023 es de mi autoría, original e inédito y

no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada

de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: Jaime Ortega López-Acha Fecha: 27/ 08/ 2023



Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Raúl Robledo Cabezuela

DN: CN=Raúl Robledo Cabezuela, E=rrobledo@comillas.edu
Razón: Estoy aprobando este documento
Ubicación:
Fecha: 2023.08.28 08:22:34 +02'00'

Fdo.: Raúl Robledo Cabezuela Fecha: ……/ ……/ ……

PLANTA FOTOVOLTÁICA EN CALAHORRA, LA RIOJA.

Autor: Jaime Ortega López-Acha
Director: Raúl Robledo Cabezuela.
Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

Uno de los mayores problemas en la actualidad, es el actual cambio climático que se esta produciendo por todo el mundo. A raíz de este problema, nace la necesidad de investigar a fondo sobre este asunto e intentar llegar a una solución factible a nivel global. Una de las posibles soluciones es la generación de energía de manera limpia y libre de CO2. En ese contexto, nos encontramos la energía solar fotovoltaica, que, gracias a sus múltiples ventajas, se ha convertido en una de las alternativas favoritas para combatir este suceso. Concretamente, en España, se puede ver como la tecnología fotovoltaica ha sufrido un importante crecimiento en los últimos años. Si observamos los datos tanto de potencia fotovoltaica instalada como de energía fotovoltaica producida, podemos observar como ambos datos han cuadriplicado sus valores en los últimos 10 años. Además, las expectativas a futuro del entorno fotovoltaico en España son muy positivas. De hecho, según el PNIEC España tiene previsto aumentar su capacidad de generación fotovoltaica en los próximos años, con la idea de alcanzar los 37GW de potencia fotovoltaica instalada para el 2030.

En este marco, surge el estudio del presente proyecto. El TFG expuesto a continuación, busca la creación de una planta fotovoltaica lo más eficiente posible, junto con el análisis de la viabilidad económica que supondría la realización de la planta fotovoltaica. Las motivaciones principales que envuelven a este proyecto son varias. Entre las principales nos encontramos que es un proyecto que esta alineado con las ODS 4,7,8 y 13. Además se encuentra en sintonía con el PNIEC. A su vez, la realización de este proyecto supone una gran oportunidad de aprendizaje en una de las tecnologías energéticas más empleadas y con más perspectiva hoy en día. Por último, la instalación de una planta fotovoltaica en La Rioja generaría una gran cantidad de puestos de trabajo y contribuiría al desarrollo de la comunidad.

Para el desarrollo y la consecución de los objetivos expuestos, se ha llevado a cabo un riguroso sistema de trabajo. En donde se han establecido unas fases claramente diferenciadas para poder proceder de manera ordenada y eficiente.

Inicialmente, se ha procedido a la redacción y aclaración de los conceptos más importantes del proyecto para facilitar el entendimiento y la lectura del trabajo. Una vez explicadas las nociones, se fijan una serie de criterios para seleccionar un lugar adecuado donde emplazar la instalación. Tras realizar un análisis de los posibles emplazamientos se selecciona el polígono 14, en Campo Bajo, Calahorra. Para asegurarnos de que el terreno cumple con las condiciones solares necesarias, se decide efectuar un estudio del recurso solar que se desarrolla, comparando los pronósticos y los datos que las principales bases meteorológicas ofrecen para el lugar seleccionado. Además, el estudio realizado se utilizará posteriormente para la simulación de la planta, teniendo en cuenta los distintos pronósticos solares que ofrecen las bases de datos más populares, se utilizará la media ponderada entre todas para obtener resultados más precisos y certeros.

El diseño de la planta fotovoltaica se realiza partiendo del dato de 5MW y a través de un minucioso análisis sistemático, con la ayuda de la herramienta de software de PVsyst.

Para la selección de los módulos fotovoltaicos se han filtrado en primera instancia, tres posibles candidatos que cumplían con los criterios considerados y finalmente para tomar la decisión se ha hecho un análisis de la energía producida, donde se ha podido observar que los módulos JKM-420N-54HL4 del fabricante Jinko Solar ofrecían una mejor respuesta que el resto, por lo que se ha decidido seleccionar dichos paneles.

La selección de los inversores ha tenido un proceso similar al de los módulos. En primer lugar, se han filtrado dos posibles candidatos que cumplían con los criterios considerados y para tomar la decisión se ha utilizado la herramienta de PVsyst que nos ha ofrecido los distintos resultados que se obtendrían. Ante la similitud de los resultados se ha decidido utilizar los inverosres FS1001 HE/HEC 330V de Power Electronics, ya que se opta por impulsar la industria española.

A la hora de seleccionar el transformador, se han tenido en cuenta una serie de factores, y debido a que la tensión de la red próxima se encuentra a una tensión determinada, se ha decidido seleccionar un trafo de 5500MW realizado a medida con una salida de 13 kV del fabricante Hitachi ABB Power Grids.

La obtención de la configuración de los módulos se ha realizado, en primer lugar, haciendo un estudio de la ratio de potencia pico y potencia nominal. Una vez fijado este valor en 1.3, debido a que es el valor que mejores resultados ha ofrecido en el estudio, se ha procedido a determinar la configuración de los módulos, donde se ha determinado que se utilizarán 15480 módulos, divididos en 645 strings con 24 módulos en serie.

Respecto a la orientación y la distancia entre seguidores, se ha seleccionado los seguidores tipo 2V frente a los de tipo V, y se ha optado por una distancia de 12 metros. Estas decisiones han sido tomadas en base a los resultados ofrecidos por PVsyst para las distintas opciones mencionadas.

Por último, finalizando con el diseño se ha determinado el uso de las cajas de conexiones BHS-5-LK de Courtois energy y se han dimensionado los cables a utilizar en los distintos tramos de la planta realizando las comprobaciones pertinentes tanto por el criterio de tensión, como el criterio de intensidad máxima.

Siguiendo con el proyecto se han evaluado los elementos de protección y control en los que se ha decidido contar con celdas de media tensión, un centro meteorológico y un centro de transformación. Además, se ha dimensionado las protecciones de corriente continua y de corriente alterna, y se ha calculado el sistema de puesta a tierra.

Para finalizar, se ha procedido a exponer las distintas operaciones y los elementos necesarios para la obra civil. En donde se destaca el leve acondicionamiento de terreno necesario, la utilización de zanjas y arquetas y se describe el sistema de cerramiento y accesos de la planta fotovoltaica.

Por último, se realiza un presupuesto para determinar la inversión necesaria que ocupa el proyecto y se estudia la viabilidad económica de dicho proyecto.

Los resultados económicos de la planta son los siguientes:

Retorno de inversión	
Valor presente neto (VPN)	19.492.543 EUR
Tasa de rendimiento interno (TRI)	17,57%
Período de recuperación	7,6 años

De acuerdo con estos valores y como conclusión se puede decir que a la vista de resultados tales como, tener un periodo de recuperación menor a ocho años y un TRI del 17,57%, el desarrollo de esta instalación resulta muy atractiva económicamente para posibles inversores.

PHOTOVOLTAIC PLANT IN CALAHORRA, LA RIOJA.

Author: Jaime Ortega López-Acha
Supervisor: Raúl Robledo Cabezuela.
Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

One of the biggest problems nowadays is the ongoing climate change occurring all around the world. As a result of this issue, there arises the need to thoroughly research this matter and attempt to reach a feasible global solution. One of the potential solutions is the generation of clean and CO2-free energy. In this context, we find photovoltaic solar energy, which, due to its numerous advantages, has become one of the favorite alternatives to combat this phenomenon. Specifically, in Spain, we can see how photovoltaic technology has experienced significant growth in recent years. If we examine both the installed photovoltaic power and the produced photovoltaic energy, we can observe how both data have quadrupled their values in the last 10 years. Moreover, the future expectations for the photovoltaic environment in Spain are very positive. In fact, according to the PNIEC, Spain plans to increase its photovoltaic generation capacity in the coming years, with the goal of reaching 37 GW of installed photovoltaic power by 2030.

In this context, the study of the current project emerges. The following Bachelor's Thesis (TFG) aims to create the most efficient photovoltaic plant possible, along with an analysis of the economic feasibility that the construction of the photovoltaic plant would entail. Several main motivations surround this project. Among the primary ones is that the project aligns with SDGs 4, 7, 8, and 13. It is also in line with the PNIEC. Furthermore, undertaking this project represents a significant learning opportunity in one of the most utilized and promising energy technologies today. Lastly, the installation of a photovoltaic plant in La Rioja would generate a large number of jobs and contribute to community development.

To achieve the stated objectives, a rigorous work system has been implemented. This involves clearly defined phases to proceed in an organized and efficient manner.

Initially, the most important project concepts were drafted and clarified to facilitate understanding and reading of the work. Once the concepts were explained, a set of criteria

was established to select a suitable location for the installation. After analyzing potential sites, Polygon 14 in Campo Bajo, Calahorra, was chosen. To ensure that the terrain meets the necessary solar conditions, a study of the solar resource was conducted, comparing forecasts and data provided by the main meteorological databases for the selected location. Moreover, the conducted study will be later used for the plant simulation, considering various solar forecasts from the most popular databases. The weighted average of all forecasts will be used to achieve more accurate and precise results.

The design of the photovoltaic plant starts with a capacity of 5 MW and involves a meticulous systematic analysis, utilizing the PVsyst software tool.

For the selection of photovoltaic modules, three initial candidates were filtered based on the considered criteria. Ultimately, after analyzing the energy production, it was observed that the JKM-420N-54HL4 modules from Jinko Solar provided a better response than the rest, leading to their selection.

The selection of inverters followed a similar process to that of the modules. Initially, two potential candidates were filtered based on the criteria. The PVsyst tool was used to make the decision by providing different results that would be obtained. Due to the similarity of the results, the FS1001 HE/HEC 330V inverters from Power Electronics were chosen, as they support the Spanish industry.

When selecting the transformer, various factors were considered. Since the nearby grid voltage is at a certain level, a custom-made 5500 MW transformer with a 13 kV output from Hitachi ABB Power Grids was chosen.

The configuration of the modules was determined initially by studying the peak power to nominal power ratio. Once this value was set to 1.3 (as it yielded the best results), the module configuration was determined, resulting in the use of 15,480 modules divided into 645 strings with 24 modules in series.

Regarding orientation and distance between trackers, 2V trackers were chosen over V-type, and a distance of 12 meters was selected. These decisions were based on the results provided by PVsyst for the different options mentioned.

Finally, in completing the design, the use of BHS-5-LK junction boxes from Courtois Energy was determined, and the cables to be used in various sections of the plant were sized, verifying their suitability based on voltage and maximum current criteria.

Continuing with the project, protection and control elements were evaluated, leading to the decision to incorporate medium voltage cells, a meteorological center, and a transformation center. Furthermore, protections for direct current and alternating current were sized, and the grounding system was calculated.

To conclude, the various operations and elements required for civil engineering were presented. This includes minor necessary land conditioning, the use of trenches and chambers, and the description of the enclosure and access system for the photovoltaic plant.

Finally, a budget was created to determine the necessary investment for the project, and the economic feasibility of the project was studied.

The economic results of the plant are as follows:

Return on Investment	
Net Present Value (NPV)	19.492.543 EUR
Internal Rate of Return (IRR)	17,57%
Payback Period	7,6 years

Based on these values and as a conclusion, it can be stated that considering results such as a payback period of less than eight years and an IRR of 17.57%, the development of this installation is economically attractive for potential investors.

Índice de la memoria

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN 17
1.1 La Energía Solar 17
1.2 Fundamentos 18
1.3 Energía solar fotovoltaica 20
1.4 Transformación eléctrica 21
1.5 Tipos de sistemas fotovoltaicos 22
1.6 El sector de la energía fotovoltaica 23
1.7 Expectativas 25
1.8 Motivación del proyecto. 26
1.9 Objetivos y alcance 27
Capítulo 2. REGLAMENTO Y LOCALIDAD 28
2.1 Normativa y legislación 28
2.2 Emplazamiento 30
Capítulo 3. DISEÑO DE LA PLANTA 34
3.1 Potencia de instalación 34
3.2 Selección de módulo fotovoltaico 34
3.3 Inversor 36
3.4 Transformador 38
3.5 Configuración de los módulos 40
3.6 Orientación y distancia entre seguidores. 43
3.7 Disposición de la Planta 45
3. 8 Cajas de conexiones 45
3.9 Cableado 47
Capítulo 4. ELEMENTOS DE PROTECCIÓN Y CONTROL DE LA PLANTA 57
4.1 Celdas de media tensión 57

4.2 Centro de transformación 58
4.3 Centro Meteorológico 58
4.4 Contador Homologado 60
4.5 Protecciones 60
Capítulo 5. OBRA CIVIL 66
5.1 Acondicionamiento del terreno 66
5.2 Zanjas y Arquetas. 66
5.3 Cerramiento y accesos 67
Capítulo 6. ANALISÍS Y SIMULACIONES 68
6.1 Presupuesto y Simulación. 68
6.2 Simulación en Pvsyst 70
6.3 Análisis económico 75
Conclusión 77
Bibliografía: 79
ANEXOS 80
Anexo 1: Fichas técnicas 80
Anexo 2: Informe de PVsyst 81

Listado de ilustraciones

Ilustración 1: la altura y el acimut. Fuente: https://astro.org.sv/publicaciones/que-significan-los-terminos-acimut-y-altura/ 18
Ilustración 2: la longitud y la latitud. Fuente: https://www.portaleducativo.net/quinto-basico/686/Latitud-y-longitud 19
Ilustración 3: Tipos de radiación. Fuente: https://discountsonline.outletsales2023.com/content?c=calculo+de+la+irradiancia+solar&id=38 20
Ilustración 4: : Efecto par electrón-hueco. Fuente: https://www.scielo.br/j/rbef/a/kbFMmXnFS6tyRd8k6FMYzBK/#ModalFigfig03 22
Ilustración 5: Evolución de la potencia fotovoltaica instalada en España. Fuente: https://es.statista.com/estadisticas/1004387/potencia-solar-fotovoltaica-instalada-en-espana/ 24
Ilustración 6: Evolución de la generación de energía fotovoltaica en España. Fuente: https://es.statista.com/estadisticas/1004390/generacion-solar-fotovoltaica-en-espana/ 24
Ilustración 7: Previsión de la evolución de la potencia instalada en España. Fuente: https://aleasoft.com/es/energia-solar-fotovoltaica-espanna-inicios-objetivos-2030/ 26
Ilustración 8: : Situación geográfica de la planta y de la subestación. Fuente: Google earth .. 31
Ilustración 9: Acceso a la planta via carretera. Fuente: Google maps 32
Ilustración 10: Comparativa de la irradiancia horizontal global. Fuente: Elaboración propia . 33
Ilustración 11: Comparativa de la irradiancia horizontal difusa. Fuente: Elaboración propia. 33
Ilustración 12: Localización de trafo al intemperie próximo a inversor. Fuente: https://globalelectricity.files.wordpress.com/2013/10/central-fotovoltaica.jpg 39
Ilustración 13: Elementos de una caja de conexión. Fuente: https://cnsuntree.en.made-in-china.com/product/ZvKxdJzgHfkm/China-4-16-Strings-PV-Array-with-Lighting-Protection-Solar-PV-DC-Combiner-Box.html 45
Ilustración 14: Disposición de las cajas de conexiones de la planta. Fuente: Elaboración propia. 46
Ilustración 15: Centro de Transformación. Fuente: https://www.velatia.com/es/blog/como-funciona-un-centro-de-transformacion 58
Ilustración 16: Centro meteorológico. Fuente: https://www.anatrac.com/productos/torres-meteorologicas 59
Ilustración 17: Contador bidireccional homologado. Fuente: https://www.arteche.com/es/me-025-25-kv-unidad-de-medida-primaria-montada-en-poste 60
Ilustración 18: Mapa de puesta a tierra. Fuente: Elaboración propia. 65
Ilustración 19: Pantalla principal de la simulación en el programa Pvsyst. Fuente: Pvsyst 70
Ilustración 20: Pantalla de elección de rastreadores. Fuente: Pvsyst 71
Ilustración 21: Pantalla de diseño de la planta fotovoltaica. Fuente: Pvsyst 71
Ilustración 22: Evolución prevista de la energía producida por la planta fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia 75

Listado de tablas

Tabla 1: Comparativa de los módulos fotovoltaicos candidatos de la planta fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia....35
Tabla 2: Resultados de los módulos fotovoltaicos candidatos. Fuente: Elaboración propia....36
Tabla 3: Comparativa de los resultados obtenidos entre los inversores candidatos para la planta fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia....37
Tabla 4: Características principales del inversor seleccionado. Fuente: Elaboración propia...38
Tabla 5: Resultados obtenidos variando la ratio de potencia nominal y potencia pico. Fuente: Elaboración propia....41
Tabla 6: Resumen del sistema fotovoltaico. Fuente: Elaboración propia. 42
Tabla 7: Comparativa variando la distancia entre seguidores. Fuente: Elaboración propia.....43
Tabla 8: Comparativa variando seguidores V frente a tipo 2V. Fuente: Elaboración propia...44
Tabla 9: Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación al aire.....50
Tabla 10 Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación al aire.....53
Tabla 11: A 52-1 bis Intensidades admisibles en amperios. Temperatura ambiente 40ºC en el aire....55
Tabla 12: Presupuesto de la planta fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia....69
Tabla 13: Parámetros de pérdidas utilizados para la simulación en pvsyst. Fuente: Elaboración propia.....72
Tabla 14: Resultados retorno de inversión. Fuente: Elaboración propia....73
Tabla 15: Resultados económicos detallados. Fuente: Pvsyst....74
Tabla 16: Análisis de la energía producida. Fuente: Elaboración propia. 76

Listado de ecuaciones

Ecuación 1: Cálculo del número de inversores 38
Ecuación 2: Cálculo de número de módulos en serie 40
Ecuación 3: Corrección de la tensión de circuito abierto por Tª 40
Ecuación 4: Cálculo de número de módulos 42
Ecuación 5: Cálculo de número de strings 42
Ecuación 6: Cálculo de la sección necesaria de un cable por el criterio de caída de tensión ... 49
Ecuación 7: Cálculo de la intensidad máxima admisible en conductores 49
Ecuación 8: Corrección de la intensidad máxima admisible según distintos factores 50
Ecuación 9: Cálculo de Resistencia admisible 63
Ecuación 10: Cálculo de la resistencia de una pica 64
Ecuación 11: Cálculo de la resistencia total generada por las picas 64

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

1.1 La Energía Solar

En nuestra tarea de obtener energía de forma más limpia y sostenible, la energía solar ha emergido de manera especialmente destacada. La energía solar consiste en la conversión de la luz solar en energía utilizable ya sea en forma de calor o de electricidad.

El sol, es una abundante e inagotable fuente de energía, capaz de transferir una gran cantidad de potencia. La tecnología solar trata de aprovechar esa potencia, a través de mecanismos, que nos permitan transformar ese recurso en energía útil.

Principalmente nos encontramos con dos tipos de energías solares:

1. Energía solar térmica: esta energía consiste en utilizar la potencia del sol para calentar fluidos a través de colectores para posteriormente, una vez calentado el fluido, utilizarlos para consumición directa o para transformarlo en electricidad por medio de un ciclo termodinámico.
2. Energía solar fotovoltaica: la tecnología fotovoltaica se fundamenta en el aprovechamiento de la radiación solar a través de módulos fotovoltaicos que transforman esa radiación en electricidad mediante el efecto fotoeléctrico.

Independientemente de estos tipos principales, la energía solar también se puede aprovechar de formas más especializadas. Por ejemplo, en el sistema de la construcción, que está siendo llevado al límite, para conseguir optimizar la energía solar pasiva y así hacer los edificios más eficientes.

Además, se siguen investigando y desarrollando nuevas tecnologías solares por lo que todo parece apuntar a que la energía solar será indispensable en el futuro.

1.2 Fundamentos

La energía solar se fundamenta en la transformación de la energía proveniente del sol en energía útil, razón por la cual el aprovechamiento solar adquiere una importancia vital para potenciar la productividad de las plantas que emplean esta tecnología.

Con el propósito de optimizar el rendimiento de la energía solar, resulta fundamental comprender los factores que influyen en la explotación del recurso solar. En este sentido, a continuación, se describen algunos de los principales parámetros que intervienen en el aprovechamiento solar.

- **Altitud**: se refiere a la altura medida verticalmente desde un punto de referencia, como el nivel del mar, hasta un punto en particular de la superficie terrestre, un objeto o una estructura
- **Azimut**:Es una medida angular que indica la dirección de un punto en relación a un punto de referencia, como el norte geográfico. Se define como el ángulo que se forma entre la línea que señala hacia el norte y la proyección de la línea que apunta hacia el sol, tal como se ve desde la perspectiva de un observador en la Tierra.
- **Longitud**: se refiere a la distancia angular entre el meridiano de un lugar y el meridiano de referencia (el meridiano de Greenwich). Se mide en sentido este-oeste en grados que van de 0° a 180°.
- **Latitud**: Es una medida que se utiliza para expresar la distancia angular de un punto en la superficie terrestre desde el ecuador hasta ese punto, medida en grados en sentido norte-sur y va desde 0° en el ecuador hasta 90° en los polos.

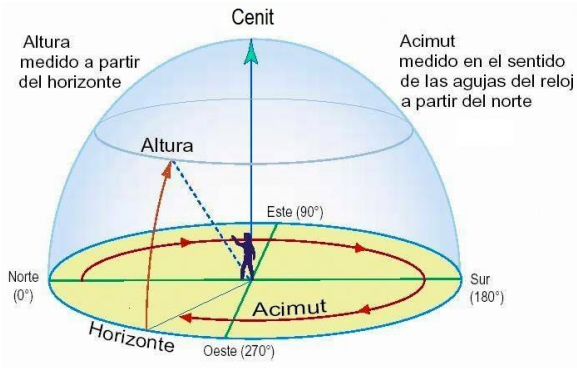


Ilustración 1: la altura y el acimut. Fuente: https://astro.org.sv/publicaciones/que-significan-los-terminos-acimut-y-altura/

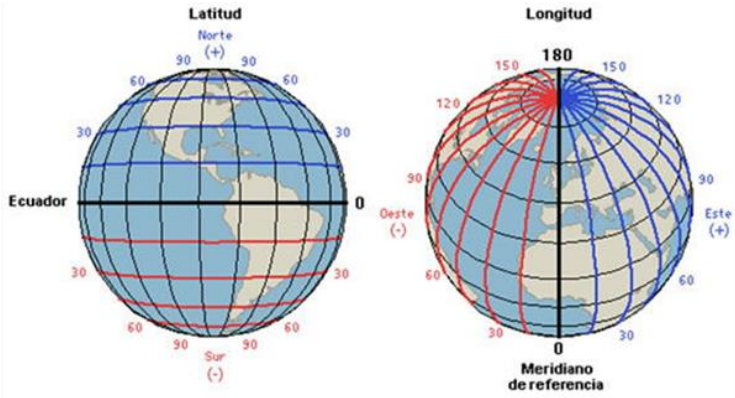


Ilustración 2: la longitud y la latitud. Fuente: https://www.portaleducativo.net/quinto- basico/686/Latitud-y-longitud

- **Radiación solar** es una forma de energía electromagnética que emana del sol y alcanza la Tierra. Esta radiación se compone de tres tipos principales, cuya suma constituye la radiación total:

    1. La radiación directa es aquella que llega a la superficie terrestre sin ser dispersada por la atmósfera o las nubes, siguiendo una trayectoria recta desde el sol. Es la energía radiante que llega directamente del sol y alcanza la superficie terrestre en una dirección específica. Esta radiación es de gran importancia para la generación de energía solar fotovoltaica y térmica, ya que es posible capturarla mediante paneles solares para producir electricidad o calor.

    2. La radiación difusa es aquella que se dispersa en todas las direcciones del cielo después de ser reflejada o dispersada por la atmósfera o las nubes. Esta radiación difusa es responsable de la iluminación general de un lugar y no tiene una dirección específica de origen. Es importante tener en cuenta que la radiación difusa es menos intensa que la radiación directa debido a la dispersión de la energía radiante en el cielo.

3. La radiación reflejada es aquella que incide sobre la superficie terrestre y es reflejada hacia el espacio. Esta radiación es el resultado de la reflexión de la radiación solar por la superficie terrestre, como la luz reflejada por una superficie reflectante como el agua, la nieve o el hielo.

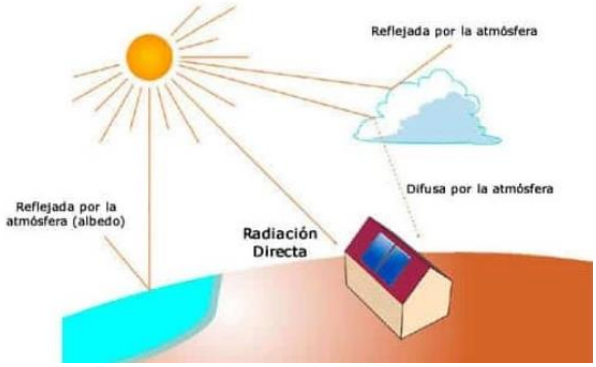


Ilustración 3: Tipos de radiación. Fuente: https://discountsonline.outletsales2023.com/content?c=calculo+de+la+irradiancia+solar&id=38

1.3 Energía solar fotovoltaica

El descubrimiento y desarrollo de la energía fotovoltaica, se puede atribuir al siglo 19. Cuando en 1839 el físico francés Edmond Becquerel descubre el efecto fotovoltaico, que es el fenómeno por el cual ciertos materiales son capaces de generar corriente eléctrica cuando son incididos por luz solar. Este descubrimiento, dio paso a la creación y desarrollo de células fotovoltaicas, en parte gracias al trabajo de investigación y desarrollo realizado por Albert Einstein sobre el efecto fotoeléctrico.

La primera célula fotovoltaica funcional fue creada en 1954 por los científicos Chapin, Fuller, Pearson. Esta célula supuso el inicio de la nueva era de la energía solar, ya que estaba compuesta por una base de silicio y tenía una eficiencia de alrededor del 4%.

En las siguientes décadas, la tecnología fotovoltaica continuó desarrollándose a un ritmo lento. Las células fotovoltaicas se utilizaban principalmente para la alimentación de satélites y controles remotos debido a su alto precio y baja eficiencia.

En la época de los 70, el interés por la tecnología fotovoltaica se vio aumentado debido a la crisis del petróleo. Los gobiernos y organizaciones comenzaron a invertir en la investigación y desarrollo de la energía fotovoltaica, dejando como consecuencia grandes avances en la eficiencia y producción de las células fotovoltaicas.

Durante las épocas de los 80 y los 90, los módulos fotovoltaicos comenzaron a ser cada vez más comerciales gracias a su mejora de eficiencia y su disminución de coste. Aun así, la industria principal de estos seguía siendo la espacial.

En los 2000, la industria fotovoltaica experimento un notable crecimiento gracias a los avances tecnológicos y a las políticas favorables de los gobiernos, que brindaron apoyo a través de becas y ayudas. Sin embargo, fue en la primera década de los años dos mil cuando esta tecnología logró alcanzar una expansión mundial y que continua hoy en día.

1.4 Transformación eléctrica

La transformación eléctrica tiene lugar en la célula. Los módulos fotovoltaicos están compuestos de un material semiconductor, comúnmente el silicio, en el cual los átomos se organizan en una estructura cristalina y comparten electrones con átomos adyacentes. Cuando la luz solar, compuesta por fotones, impacta en el módulo, los fotones con la energía suficiente son absorbidos por el material semiconductor. Al ser absorbido, un fotón transfiere su energía a un electrón en el semiconductor, elevándolo a un estado de energía superior. Esto genera un par electrón-hueco, donde el electrón excitado deja un hueco cargado positivamente.

Además, en el material semiconductor se crea un campo electromagnético debido a la unión de dos capas distintas de material semiconductor. Una capa tiene un exceso de electrones cargados negativamente (tipo N), mientras que la otra, tiene un exceso de huecos cargados positivamente (tipo P). Este campo impulsa a los electrones hacia la capa tipo N y a los

huecos hacia la capa tipo P. Esto da lugar a una diferencia de potencial entre ambas capas. Al conectar un circuito externo a la célula, se genera una corriente.

Basándose en este principio, varias células se interconectan en un módulo para lograr voltajes e intensidades mayores, lo que resulta en una mayor eficiencia. Este método, conocido como integración de celdas fotovoltaicas, aprovecha la producción colectiva de las células para amplificar el potencial de generación de energía del sistema fotovoltaico.

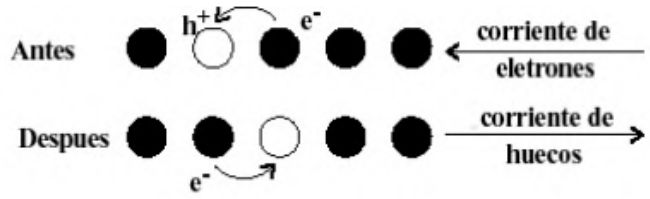


Ilustración 4: : Efecto par electrón-hueco. Fuente: https://www.scielo.br/j/rbef/a/kbFMmXnFS6tyRd8k6FMYzBK/#ModalFigfig03

1.5 Tipos de sistemas fotovoltaicos

Acorde al uso que se le va a dar a la energía generada, podemos encontrar dos tipos de sistemas fotovoltaicos:

Autoconsumo: Estos sistemas están hechos para aportar la energía demandada del sitio o edificio en el que están instalados. Además, estos sistemas se pueden clasificar según que hacen con la energía sobrante. Existen los autoconsumos aislados dotados de baterías donde la energía no utilizada acaba en unas baterías de litio para su posterior consumición y los autoconsumos conectados a la red en el que la energía sobrante se revierte a la red y se recibe una compensación económica por ellos.

Generación para exportación: Estos sistemas tienen como objetivo, la generación de energía eléctrica para su posterior venta. Son sistemas interconectados a la red, que inyectan la energía en esta, y consiguen una retribución económica por ello. También, es posible que estos sistemas cuenten con un conjunto de baterías y sistemas de almacenaje para poder adaptarse mejor a las necesidades del sistema eléctrico y ser más eficientes en el desperdicio de energía.

En el caso del presente trabajo, se trata de un sistema de exportación.

1.6 El sector de la energía fotovoltaica

Debido a las buenas condiciones tanto climatológicas, como topográficas, el sector de la energía fotovoltaica en España ha sufrido una transformación y un crecimiento significativo a lo largo de los años.

En los 2000, gracias a las iniciativas del gobierno, tuvo lugar en España el boom de las instalaciones fotovoltaicas. Esto dio paso a un gran aumento de la capacidad solar, lo que convirtió a España, en uno de los referentes mundiales de esta tecnología.

A pesar de ello, por la crisis del 2008, el gobierno propuso una política más austera económicamente, deshaciéndose de las subvenciones y ayudas para la energía fotovoltaica. Esto provocó un contratiempo en el sector fotovoltaico, ya que su desarrollo se vio ralentizado.

Por último, y hasta el presente momento, luego de haber superado la crisis, el segmento fotovoltaico experimentó nuevamente ventajas derivadas de las políticas gubernamentales propicias. Esto se reflejó en el florecimiento del sector energético, situación que perdura en la actualidad.

A continuación, se exponen las gráficas que avalan los hechos.

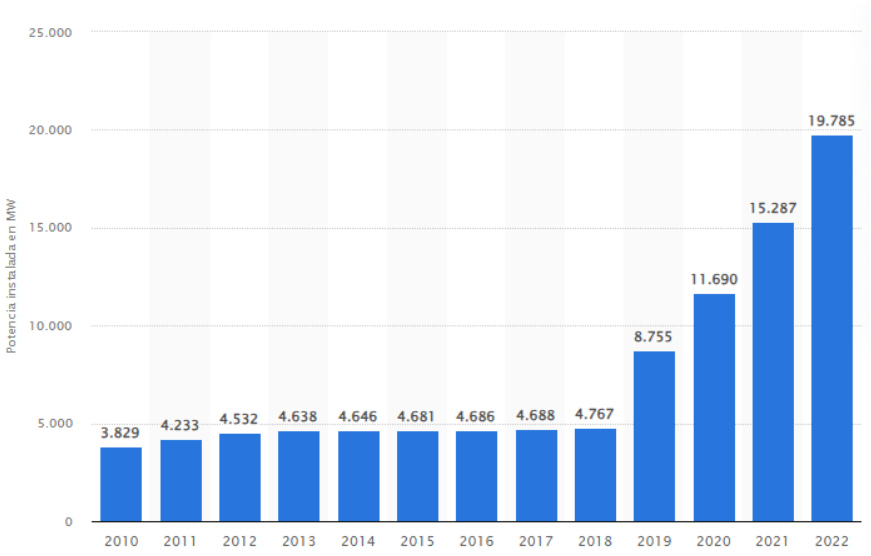


Ilustración 5: Evolución de la potencia fotovoltaica instalada en España. Fuente: https://es.statista.com/estadisticas/1004387/potencia-solar-fotovoltaica-instalada-en-espana/

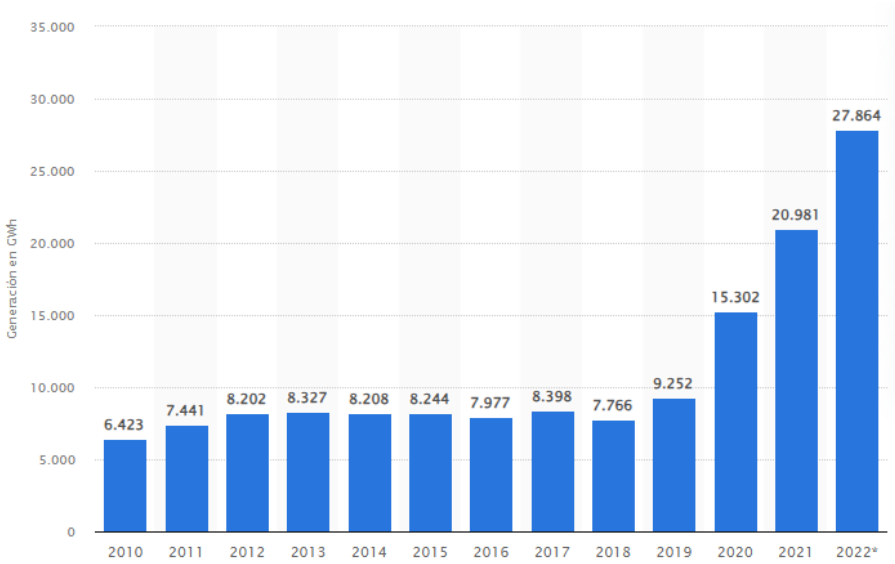


Ilustración 6: Evolución de la generación de energía fotovoltaica en España. Fuente: https://es.statista.com/estadisticas/1004390/generacion-solar-fotovoltaica-en-espana/

Analizando las gráficas, se puede poner en valor lo ya comentado previamente y resaltar como en los últimos tiempos, las cifras de tanto potencia instalada, como de energía generada, se han visto prácticamente cuadriplicadas.

1.7 Expectativas

Las expectativas del sector fotovoltaico en España son muy favorables. El PNIEC de 2030 en España, pretende aumentar la potencia fotovoltaica instalada hasta llegar a una instalación de 37GW y conseguir que aproximadamente el 40% de la energía demandada se cubra íntegramente con la tecnología fotovoltaica. Por ello, el gobierno tiene previsto mejorar la política del sector fotovoltaico con ayudas y subvenciones, como por ejemplo, el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia, lo que presuntamente provocará un gran aumento de estas instalaciones.

Además, la disminución de los costes de la energía solar sumado al aumento de la eficiencia en los procesos de producción, hacen de la energía fotovoltaica un sector cada vez más accesible y atractivo para tanto las empresas, como los residentes que la utilicen para el autoconsumo.

Todo ello, sumado a las buenas condiciones medioambientales y de generación de empleo que la tecnología fotovoltaica ofrece, hace suponer que el sector fotovoltaico en España se dispare en los próximos años.

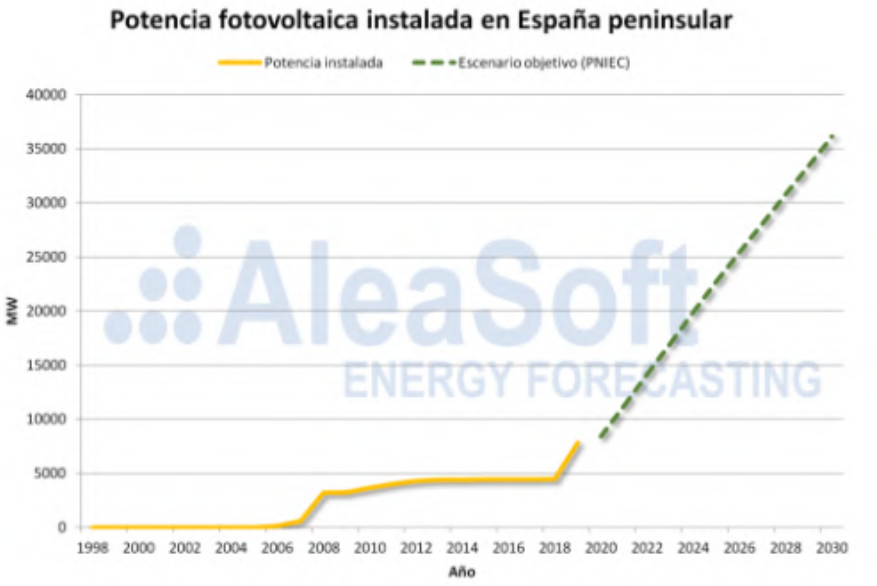


Ilustración 7: Previsión de la evolución de la potencia instalada en España. Fuente: https://aleasoft.com/es/energia-solar-fotovoltaica-espanna-inicios-objetivos-2030/

1.8 Motivación del proyecto.

Como se ha mencionado previamente, la energía fotovoltaica se ha convertido en una de las tecnologías más empleadas para tratar de combatir el problema de la transición energética. La transición energética implica un cambio significativo en la forma en que se produce y se consume la energía, lo que se traduce como uno de los mayores problemas de la actualidad.

En ese contexto, nos podemos encontrar las diversas motivaciones para la realización de este proyecto.

En primer lugar, la realización de este proyecto contribuye de manera significativa a la transición energética, uno de los pilares fundamentales para abordar el cambio climático y promover la sostenibilidad. La energía solar fotovoltaica es una fuente de energía limpia y renovable que no produce emisiones de CO_2 ni otros contaminantes. Al adoptar esta tecnología, estamos reduciendo la dependencia de los combustibles fósiles y promoviendo un sistema energético más respetuoso con el medio ambiente y la salud humana. Esta acción está directamente alineada con el Objetivo de Desarrollo Sostenible número 7: "Energía asequible y no contaminante".

En segundo lugar, la implementación de una planta fotovoltaica ofrece una valiosa oportunidad de aprendizaje y desarrollo de capacidades en una de las tecnologías más influyentes y utilizadas en el sector eléctrico en la actualidad. La formación de profesionales en el diseño, instalación y operación de sistemas solares fotovoltaicos no solo impulsa la innovación y el avance tecnológico, sino que también genera empleo y habilidades especializadas en la comunidad local. Este enfoque contribuye al Objetivo de Desarrollo Sostenible número 4: "Educación de calidad", y al número 8: "Trabajo decente y crecimiento económico".

Por último, es importante destacar que este proyecto no solo se alinea con la transición energética a nivel local, sino que también apoya los objetivos más amplios a nivel nacional e internacional. La implementación de la planta fotovoltaica en La Rioja contribuye directamente a los objetivos del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) de descarbonización para el año 2030. Esto demuestra el compromiso con la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y la promoción de energías limpias. La consecución de estos objetivos es coherente con el Objetivo de Desarrollo Sostenible número 13: "Acción por el clima".

1.9 Objetivos y alcance.

El objetivo principal del proyecto, es la generación de energía limpia y renovable a través de la instalación de una planta fotovoltaica de 5 MW de potencia con tecnología de seguimiento solar a un eje con orientación norte-sur. La planta se ubicará en la comunidad autónoma de la Rioja, concretamente en el municipio de Calahorra. Para ello, se realizarán los estudios y cálculos necesarios para la justificación de la planta.

En primer lugar, se realizará un análisis del terreno con el fin de determinar si el lugar se ajusta a las características necesarias para la instalación de la planta.

En segundo lugar, se realizará el diseño de la planta donde se llevará a cabo el dimensionamiento, la selección de los aparatos que se utilizaran y las justificaciones de cálculos eléctricos necesarios para la construcción de la planta. Para ello, se utilizará el programa PVsyst en el que se irán realizando distintas combinaciones de los posibles elementos, para finalmente conseguir la configuración idónea de estos.

Finalmente, se llevará a cabo un análisis de rentabilidad económica, junto con una simulación de la planta fotovoltaica, utilizando nuevamente el software PVsyst.

Capítulo 2. REGLAMENTO Y LOCALIDAD

2.1 Normativa y legislación

La normativa y legislación asociada a la instalación y operación de plantas fotovoltaicas, desempeña un papel trascendental en varios frentes. En primer lugar, busca establecer un marco jurídico que regule tanto el proceso de construcción, como el de operación, definiendo los requisitos técnicos, medioambientales y de seguridad necesarios. Además, la normativa también pretende promover la transparencia y la sostenibilidad económica, en la generación de energía solar al definir aspectos como tarifas de acceso a la red, incentivos fiscales y procedimientos de conexión a la red eléctrica.

En los siguientes apartados, se detallarán las normativas más relevantes en áreas como la conexión a la red eléctrica, los requisitos ambientales, la gestión de residuos, la seguridad laboral y otros aspectos clave que determinan la viabilidad y el cumplimiento legal de la planta fotovoltaica en el contexto específico de La Rioja, España.

Normativas Técnicas:

Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

Norma UNE 206007:2013 "Instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a red. Requisitos mínimos para la ejecución de instalaciones".

Conexión a la Red:

Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

Tramitación Ambiental:

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

Real Decreto Legislativo 1/2008, de 11 de enero, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos.

Regulación Fiscal y Económica:

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

Seguridad Laboral:

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

Gestión de Residuos:

Ley 22/2011, de 28 de julio, de residuos y suelos contaminados.

2.2 Emplazamiento

El emplazamiento se situará en la comunidad autónoma de La Rioja, concretamente en el municipio de Calahorra, campo bajo, en el polígono 14. El proyecto afectará a varias parcelas. Las parcelas afectadas son:576, 577, 578, 579, 580, 555, 530, 529, 750, 751, 509, 533, 534, 748. La superficie afectada cuenta con 17.56 Ha. Sus coordenadas geográficas son latitud 42,2682174º y Longitud -1,8911093º. Con una altitud de 292,04 metros sobre el nivel del mar.

La conexión con la red se realizará en la subestación STR Recuenco que se halla a menos de 6 km de la planta. A través de una línea eléctrica (objeto de otro proyecto) .

El criterio utilizado para la selección del terreno se centra en las siguientes características:

- Topografía favorable: el terreno carece de pendientes notorias ni sombras que puedan disminuir la eficiencia de la planta.
- Radiación solar positiva: La localización de la planta se encuentra en un emplazamiento con una irradiancia solar notable.
- Amplitud del terreno: la parcela cuenta con el espacio suficiente para instalar los módulos fotovoltaicos.
- Accesibilidad: La planta se sitúa en una parcela accesible.
- Proximidad a la red: El emplazamiento este situado próximo a una subestación que permita la inyección a la red.

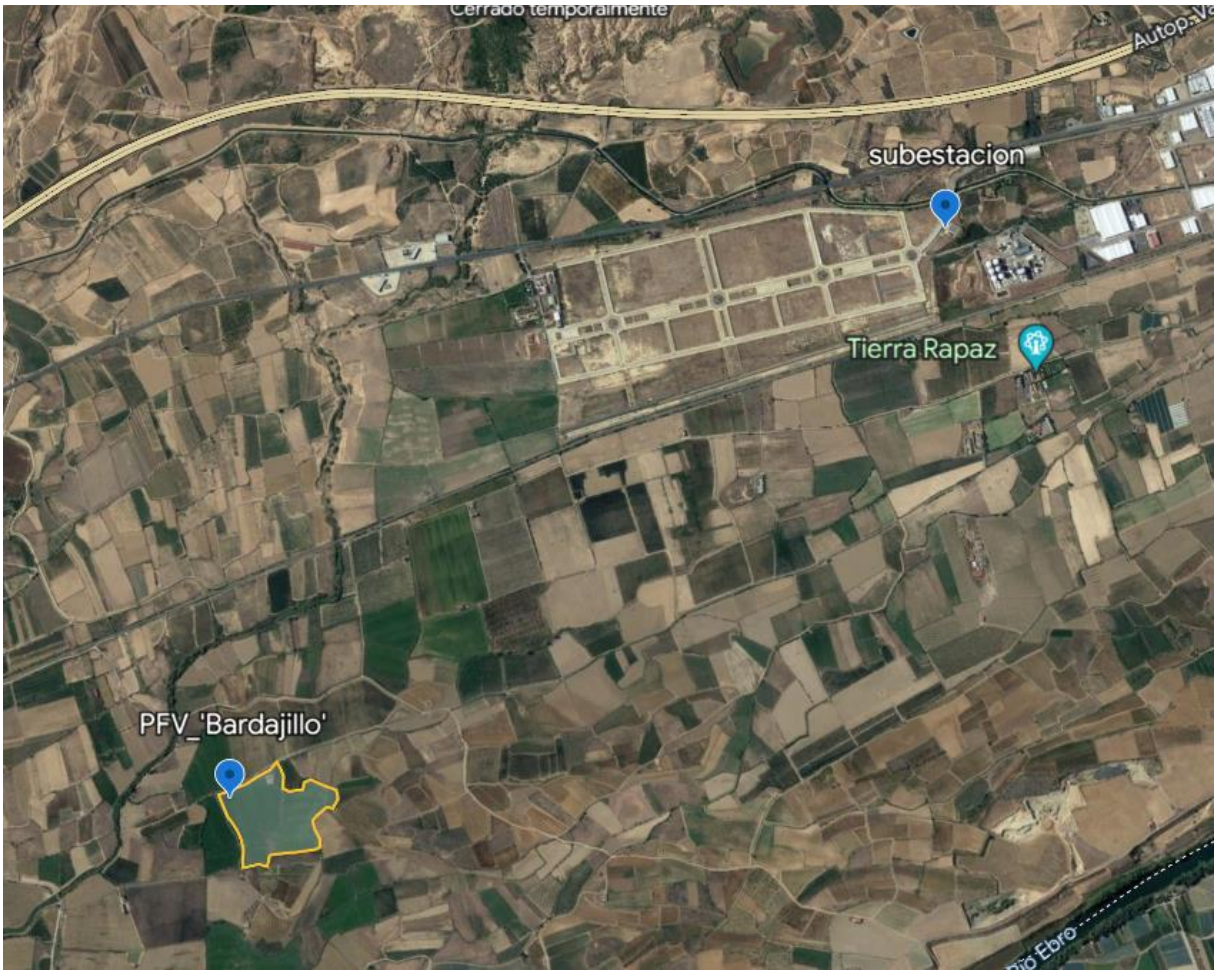


Ilustración 8: : Situación geográfica de la planta y de la subestación. Fuente: Google earth

El acceso a la planta se puede realizar desde calahorra a unos 17 minutos en coche por la carretera de la mediavilla que tiene acceso directo a la planta.

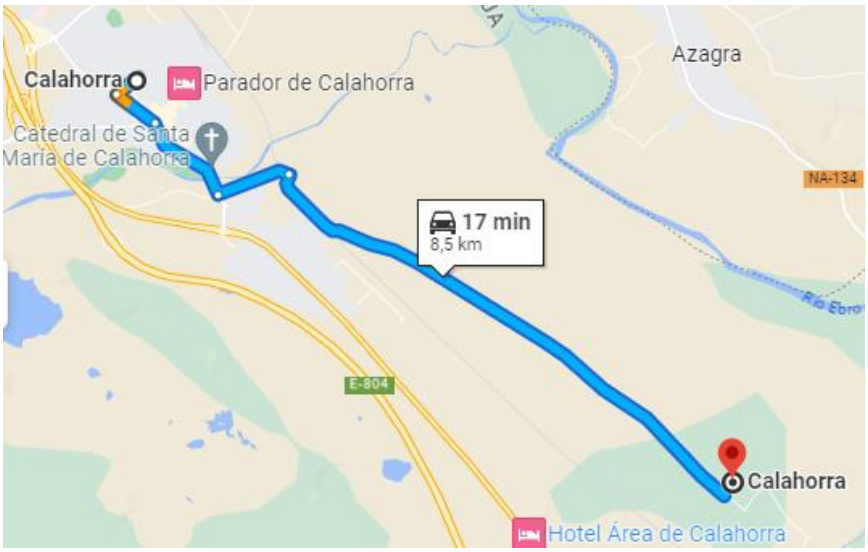


Ilustración 9: Acceso a la planta via carretera. Fuente: Google maps

Por último, se realiza un estudio de los distintos valores meteorológicos que se pueden esperar del emplazamiento acorde a las principales bases de datos climatológicas. Al estudiar las principales bases climatológicas: Nasa-SSE, Meteonorm , Pvgis Tmy, se observa una disparidad en los pronósticos, debido al distinto algoritmo que se utiliza. Por ello, se procede a utilizar la media de los datos con el objetivo de encontrar el pronóstico con mayor precisión. Dichos resultados se utilizarán posteriormente para la simulación en Pvsyst.

A continuación, se muestran las gráficas comparativas entre las principales bases de datos y el promedio resultante:

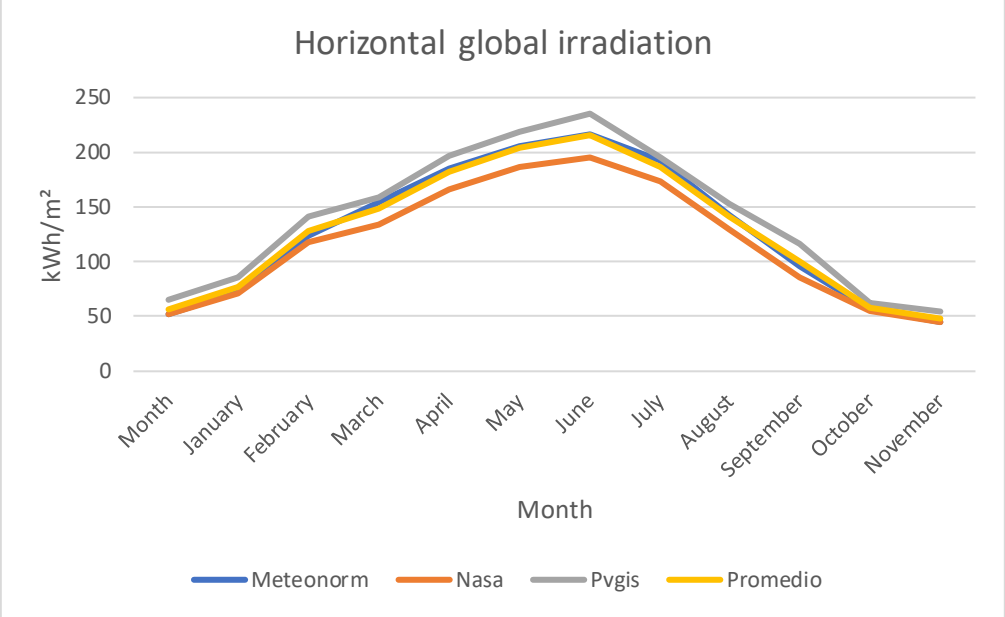


Ilustración 10: Comparativa de la irradiancia horizontal global. Fuente: Elaboración propia

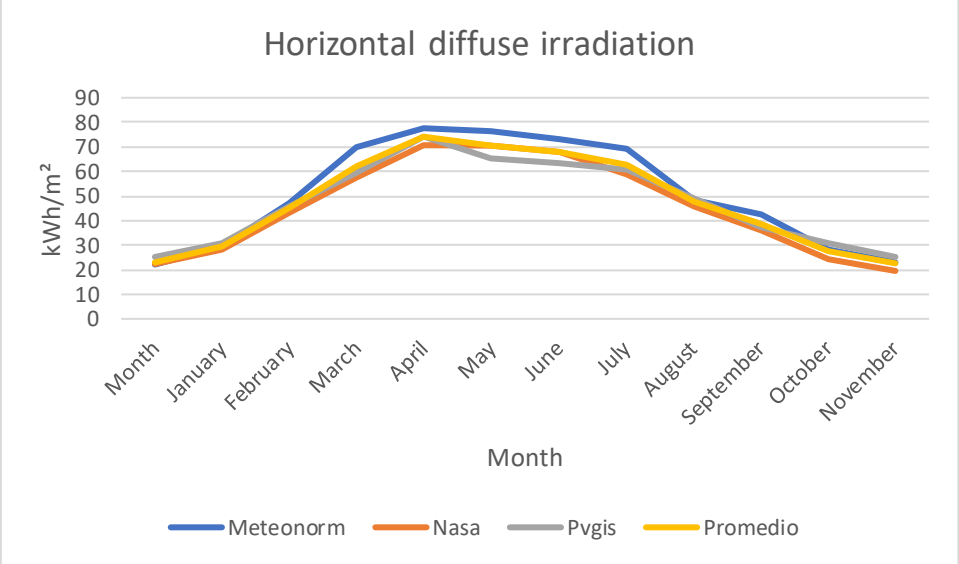


Ilustración 11: Comparativa de la irradiancia horizontal difusa. Fuente: Elaboración propia.

Capítulo 3. DISEÑO DE LA PLANTA

Con el objetivo de realizar un diseño óptimo de la planta fotovoltaica, se ha utilizado el programa PVsyst para estudiar las diferentes variantes y combinaciones que existen determinando cuál de ellas ofrece un resultado mejor.

3.1 Potencia de instalación

Se trata del dato del proyecto, se deberá realizar una planta de 5MW.

3.2 Selección de módulo fotovoltaico

A la hora de escoger modulo fotovoltaico existen inmensidad de tipos tanto de módulo, como de fabricante que podemos seleccionar, por lo que, para proceder, se han tenido en cuenta los siguientes factores:

1. Eficiencia: se escogerán los módulos de silicio monocristalino, ya que poseen mejor eficiencia respecto a los de silicio policristalino. Además, se utilizará un sistema de seguimiento solar norte sur con un recorrido de apertura de $\pm 60º$ con back tracking, para mayor optimización.
2. Coste: se priorizarán los módulos que disminuyan el coste del proyecto ante opciones que presenten similitud de características. Por ello, se optará por seleccionar módulos monofaciales frente a bifaciales, ya que se considera que el aumento de energía aportado por los módulos bifaciales no es suficiente frente al incremento de precio que suponen.
3. Perdurabilidad y garantía: se escogerán los módulos de mayor perdurabilidad y garantía para minimizar riesgos de averías
4. Coeficiente de temperatura: Se escogerán aquellos módulos con un coeficiente de temperatura tal que no disminuya la eficacia de generación de energía a las temperaturas pronosticadas.
5. Potencia del módulo: se optará por módulos de alta potencia, ya que ofrecen mejor rendimiento frente a los módulos con potencias más bajas. Además, requieren una menor cantidad de área para la misma potencia, lo que disminuye el impacto medioambiental del proyecto.
6. Reputación del fabricante: A pesar de que no existe un orden establecido de los mejores fabricantes mundiales, en este proyecto se van a considerar las siguientes

marcas, ya que poseen una muy buena reputación y con el fin de acotar las posibilidades, debido a que existen infinidad de opciones: Canadian solar, Trina Solar, Jinko solar

Tras, valorar los factores expuestos se ha reducido la lista a 3 módulos distintos cuyas características principales se muestran a continuación:

Fabricante	**Canadian Solar**	**Trina Solar**	**Jinko Solar**
Modelo	CS3W-420MB-AG	TSM-DE09R-08W	JKM-420N-54HL4
Potencia	420 W	420 W	420 W
Tecnología	Silicio monocristalino	Silicio monocristalino	Silicio monocristalino
Eficiencia	21,22%	21,8%	21.51%
Corriente de cortocircuito	11.280 A	10.580 A	14.070 A
Coeficiente de temperatura	-0.35%/ºC	-0.34%/ºC	-0.3%/ºC
Área	2.234 m²	1,998 m²	1.953 m²
Peso	28.40 Kg	21.80 Kg	22.00 Kg

Tabla 1: Comparativa de los módulos fotovoltaicos candidatos de la planta fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia

Ante la similitud de precios de los modelos, con el fin de seleccionar uno de los tres paneles, se ha realizado un estudio de la energía producida por los tres tipos de módulos distintos y se han recogido los resultados en la tabla que se expone a continuación.

Variante Nº	Distancia entre seguidores	Ratio MW/MWp	Potencia nominal (kWp)	Potencia Pico kWp	Panel	Inversor	Produccion año 1 kWh/año
Jinkosolar	12	1.3	5000	6502	jinko solar JKM-420N-54HL4	Power Electronics FS1001 HE/HEC 330V	12374
Trina solar	12	1,3	5000	6517	Trina solar TSM-DE09R-08W	Power Electronics FS1001 HE/HEC 330V	12346
Canadian solar	12	1,3	5000	6496	Canadian solar CS3W-420MB-AG	Power Electronics FS1001 HE/HEC 330V	12125

Tabla 2: Resultados de los módulos fotovoltaicos candidatos. Fuente: Elaboración propia

Se observa como el módulo que mayor producción ofrece se trata del módulo JKM-420N-54HL4 cuyo fabricante es Jinko Solar, por lo que se selecciona este módulo frente al resto.

3.3 Inversor

Cuando la luz incide sobre los módulos fotovoltaicos, estos, gracias al efecto fotoeléctrico producen electricidad en corriente continua. El inversor es el encargado de transformar esa corriente continua en corriente alterna para que se pueda inyectar la energía a la red, ya que la red trabaja siempre en corriente alterna porque produce menos pérdidas y es más sencilla de transportar.

Al igual que con los módulos fotovoltaicos, existen distintos tipos fabricantes y de inversores por lo que, para asegurar el correcto funcionamiento de la planta se ha seleccionado un inversor acorde a las siguientes características.

- Normativa VDE-AR-N 4105: para el correcto funcionamiento de la planta, incluyendo características como el funcionamiento en isla, que además de evitar la devolución de potencia a la red en caso de corte de energía, asegura también la seguridad de los trabajadores.
- Compatibilidad de potencias y voltajes: El inversor deberá ser compatible con los módulos seleccionados previamente y ser capaz de aportar la potencia solicitada.
- Eficiencia de conversión: el inversor seleccionado deberá tener una buena eficiencia de conversión en corriente alterna en todo el rango de temperaturas previsto.
- Durabilidad y mantenimiento: se escogerá de manera prioritaria a los inversores que ofrezcan una mayor durabilidad con una menor ratio de mantenimiento.

Acorde a estas características, se han filtrado la posibilidad de los inversores y se han seleccionado dos candidatos: el modelo FS1001 HE/HEC 330V de Power Electronics y el modelo SG1000 de sungrow. Para determinar que inversor ofrece una mejor eficiencia para nuestra planta, se ha realizado un estudio que se muestra a continuación, donde se recoge la información de la energía producida y las pérdidas que ofrece cada inversor por sobre potencia.

Variante Nº	Distancia entre seguidores	Ratio MW/MWp	Potencia nominal (kWp)	Potencia Pico kWp	Panel	Inversor	Perdidas por sobrepotencia	Produccion año 1 kWh/año
Power electronics	12	1,3	5000	6502	jinko solar JKM-420N-54HL4	Power Electronics FS1001 HE/HEC 330V	1,38%	12374
sungrow	12	1,3	5000	6502	jinko solar JKM-420N-54HL5	SG1000	1,71%	12463

Tabla 3: Comparativa de los resultados obtenidos entre los inversores candidatos para la planta fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia

A la vista de los resultados se ha seleccionado el inversor FS1001 HE/HEC 330V, ya que la diferencia de energía producida es mínima y se opta por promover la industria española, debido a que Power Electronics tiene su sede en Valencia.

A continuación, se muestran las especificaciones técnicas del inversor seleccionado:

Modelo	FS1001 HE/HEC 330V
Fabricante	Power electronics
Voltaje MPP mínimo	520 V
Voltaje MPP máximo	820 V
Voltaje de red	330 V
Potencia CA nominal	1000 kW
Corriente CA máxima	1750 A
Protección	IP65
Dimensiones (mm)	5260x1020x2150
Peso	4500 Kg

Tabla 4: Características principales del inversor seleccionado. Fuente: Elaboración propia

Por último, se determina el número de inversores a utilizar a través de la siguiente formula:

$$n^{o}{}_{inversores} = \frac{P_{n,planta}}{P_{n,inversor}} = \frac{5MW}{1000kW} = 5\ inversores.$$

Ecuación 1: Cálculo del número de inversores

3.4 Transformador

El transformador es un elemento eléctrico utilizado para transferir energía eléctrica entre dos circuitos.

Para la selección del transformador se debe tener en cuenta los niveles de tensión a los que se le va a someter. En este caso, el nivel de tensión del inversor se trata de 1000V, por lo que el transformador deberá aumentar ese nivel a 13Kv el cual es el nivel de tensión de la subestación donde se va a realizar la inyección de energía en la red. Además, al estar conectado a la red, el transformador deberá de ser tipo triangulo estrella 11.

En base a estas restricciones, se ha seleccionado el fabricante Hitachi ABB Power Grids. Gracias a la selección de este fabricante podemos asegurar una gran eficiencia y protección, además de tener la posibilidad de seleccionar de entre una amplia gama de transformadores

según las características que necesitemos, incluyendo el diseño de un transformador a medida el cual es el caso para el presente proyecto. Por lo que, finalmente se utilizará un trafo de 5500MW realizado a medida con una salida de 13 kV para su conexión directa a subestación.

El trafo estará situado al intemperie, próximo al inversor para minimizar las pérdidas y como se muestra a continuación

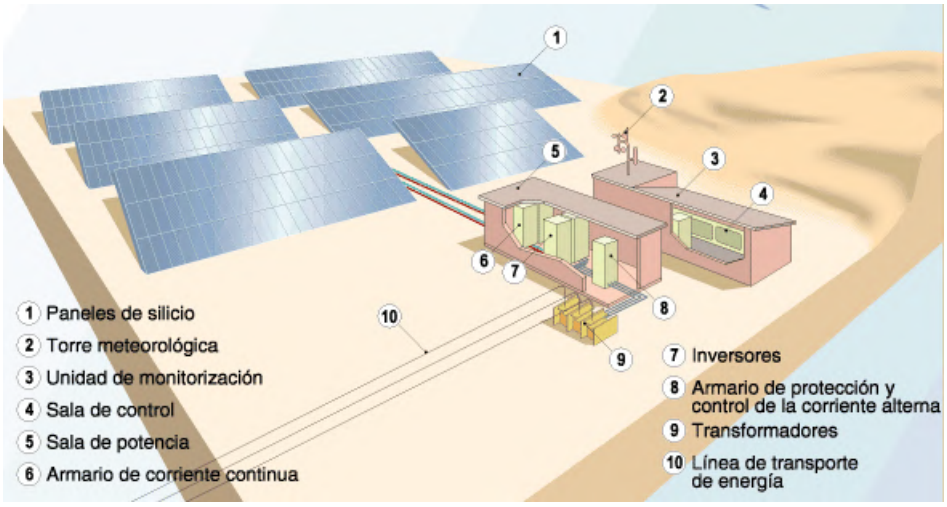


Ilustración 12: Localización de trafo al intemperie próximo a inversor. Fuente: https://globalelectricity.files.wordpress.com/2013/10/central-fotovoltaica.jpg

3.5 Configuración de los módulos

Para conseguir la potencia seleccionada y ser más eficiente, los paneles fotovoltaicos se pueden establecer en serie o en paralelo. Los paneles en serie forman lo que se llama las cadenas o strings en el que los voltajes de cada módulo se van sumando a la cadena. Mientras que, en la configuración en paralelo cada panel mantiene el mismo voltaje dando lugar a una intensidad del sistema mayor.

Para realizar la configuración de los módulos, en primer lugar, se calcula el número máximo de módulos en serie que se pueden instalar en la planta.

El número de módulos en serie se calcula a través de la siguiente formula:

$$n^{\underline{o}}{}_{modulos,serie} = \frac{V_{i,max}}{V_{OC}(-10^{\underline{o}}C)}$$

Ecuación 2: Cálculo de número de módulos en serie

En el que $V_{i,max}$ se trata de la tensión máxima de entrada permitida por el inversor y $V_{OC}(-10^{\underline{o}}C)$ se trata de la tensión de circuito abierto del modulo a una temperatura de -10ºC.

La tensión máxima permitida por el inversor es conocida y se encuentra en la ficha técnica de este. Su valor es de 1000V .

Sin embargo, desconocemos la tensión de circuito abierto del módulo para la temperatura de -10ºC, solo se conoce este valor para la temperatura de 25ºC, información que se encuentra en la ficha técnica y cuyo valor es 38,11V . Por lo que para calcular la tensión de circuito abierto a la temperatura necesaria se utiliza la siguiente formula:

$$V_{OC\,(-10^{\underline{o}}C)} = V_{OC}(STC, 25^{\underline{o}}C) * (1 + \beta_c * (-10^{\underline{o}}C - 25^{\underline{o}}C))$$

Ecuación 3: Corrección de la tensión de circuito abierto por Tª

Donde β_c es el coeficiente de variación de voltaje con temperatura. Valor de -0,25%/ºC, información disponible en la ficha técnica.

Conocidos todos los parámetros se procede al cálculo:

$$V_{OC\,(-10ºC)} = 38{,}11 * \left(1 + \frac{-0{,}25}{100} * (-10ºC - 25ºC)\right) = 41{,}44\ V$$

Luego ya se puede calcular el número de módulos en serie:

$$n^{º}{}_{modulos,serie} = \frac{V_{i,max}}{V_{OC}(-10ºC)} = \frac{1000}{41{,}44} = 24{,}13\ módulos$$

Se determina entonces que el número de módulos en serie que se utilizará es 24.

Tras seleccionar la cantidad de módulos en serie, se debe calcular el número total de módulos necesarios para ofrecer la potencia solicitada(5MW) de forma eficiente. Para ello, se debe conocer la ratio de potencia pico de los módulos frente a la potencia nominal de la planta, que maximice la eficiencia de la instalación. Valor habitualmente comprendido entre 1 y 1,3.

Se realiza entonces un estudio para determinar que ratio maximiza la eficiencia de nuestra planta a través del programa PVsyst. Dicho estudio, se ha realizado modificando la ratio desde 1 hasta 1,35 y analizando y comparando los valores de pérdidas por sobre potencia frente a los valores de energía producida en un año.

A continuación, se exponen los resultados del estudio:

Variante nº	Potencia nominal(kW)	Potencia Pico(Kw)	Ratio MW/MWp	Nº Inversores	Nº strings	Producción año 1(MWh/año)	Rendimiento inversor (%)	Perdidas del inversor sobre potencia nominal (%)
Ratio 1	5000	5020	1	5	498	9709	-2,14	0
Ratio 1,10	5000	5494	1,1	5	545	10616	-2,17	0
Ratio 1,15	5000	5736	1,15	5	569	11079	-2,18	0
Ratio 1,20	5000	5998	1,2	5	595	11574	-2,2	-0,07
Ratio 1,3	**5000**	**6502**	**1,3**	**5**	**645**	**12374**	**-2,23**	**-1,38**
Ratio 1,35	5000	6754	1,35	5	670	12693	-2,22	-2,59

Tabla 5: Resultados obtenidos variando la ratio de potencia nominal y potencia pico. Fuente: Elaboración propia.

A la vista de los resultados, se decide utilizar una ratio de 1,30 ya que, la energía que se obtiene con esta modificación es considerablemente mayor y las pérdidas por sobre potencia se mantienen por debajo de un 2% que es un valor aceptable.

Una vez conocido el dato de la ratio podemos calcular el número total de módulos.

El número total de módulos se calcula a través de la siguiente formula:

$$n^{o}_{modulos} = \frac{P_{n,planta} * Ratio}{P_{n,modulo}}$$

Ecuación 4: Cálculo de número de módulos

En el proyecto la potencia nominal de la planta se trata de 5MW el ratio escogido es 1,3 y la potencia de los módulos es 420W , luego:

$$n^{o}_{modulos} = \frac{(5 * 10^{6}) * 1{,}3}{420} = 15476{,}19\ Modulos$$

Sin embargo, este no es el número definitivo ya que para completar el número de strings es necesario que el número de módulos sea divisible entre 24 que es el número de módulos en serie calculado previamente. De esta forma se selecciona el número inmediatamente superior que sea divisible por 24 que es el 15480. Por tanto, el número total de módulos es 15480.

Una vez conocido este parámetro se procede a calcular el número de strings que se necesitan:

$$n^{o}_{strings} = \frac{n^{o}_{modulos}}{n^{o}_{modulos,serie}} = \frac{15480}{24} = 645\ strings$$

Ecuación 5: Cálculo de número de strings

A modo de resumen, se presenta una tabla con las especificaciones calculadas:

Número de módulos	15480
Número de módulos en serie	24
Número de strings	645
Ratio	1,3

Tabla 6: Resumen del sistema fotovoltaico. Fuente: Elaboración propia.

Finalmente, y según la ficha técnica de los 5 inversores, cada inversor posee 32 entradas por lo que se agruparan las cadenas de forma que 4 inversores utilicen 25 entradas con 125 strings cada uno. Y un inversor utilice 29 entradas con 145 strings. Las 31 entradas restantes se utilizarán como medida de protección frente a posibles faltas o averías.

3.6 Orientación y distancia entre seguidores.

La orientación y la distancia entre seguidores resultan parámetros fundamentales a la hora del diseño de la planta, pues son determinantes para conocer la cantidad de radiación solar que va a incidir sobre los módulos.

Respecto a la orientación los paneles, estarán orientados E-O y contarán con un sistema de rastreo eje N-S con back tracking. Se ha optado por un sistema de seguimiento a un eje, puesto que se considera que la diferencia de energía producida por un sistema de seguimiento a dos ejes no justifica el coste que supone ni la dificultad de mantenimiento.

Respecto a la distancia que existe entre los seguidores, es importante fijar un valor que asegure que entre los módulos cercanos no se pierda eficiencia por sombras producidas entre sí. Por ello, se ha realizado un análisis de las posibles distancias que pueden existir entre los seguidores.

A continuación, se exponen los resultados obtenidos.

Variante Nº	Distancia entre seguidores (m) tipo 2V	Ratio (MWp/MW)	Produccion año 1	GCR (%)	Superficie paneles (ha)	Superficie de la planta (ha)	Ganancia plano seguimiento (%)	Perdidas sombreado cercano(%)
Variante_12	12	1,3	12374	28,90%	3,0229	10,4598616	36,60%	1,59%
variante_10	10	1,3	12159	34,60%	3,0229	8,7367052	34,50%	1,70%
Variante_14	14	1,3	12502	24,70%	3,0229	12,2384615	37,70%	1,45%

Tabla 7: Comparativa variando la distancia entre seguidores. Fuente: Elaboración propia.

Como se puede observar en la tabla a mayor distancia entre seguidores mayor es la energía producida, como es lógico. Sin embargo, al existir mayor distancia, se requiere una mayor superficie para la planta. Considerando que el alquiler/compra del terreno resulta un gasto muy serio, se opta por escoger una distancia de 12 metros, ya que mantiene una buena relación entre energía producida y superficie de la planta.

Por último, se selecciona los seguidores 2V frente a los de tipo V porque tras realizar un estudio y a pesar de que los resultados de la comparativa de un seguidor solar 2V con 12 metros y un seguidor solar V con 6 metros son similares, se considera que por la diferencia de precio se prioriza la opción del seguidor tipo 2V. Se seleccionan entonces los seguidores SF7 de Soltec, debido a que ofrecen una gran relación calidad, precio y como hemos demostrado se prefieren los tipos 2V frente a los tipo V.

Los resultados del estudio son los siguientes:

Variante Nº	Distancia entre seguidores	Ratio MW/MWp	Produccion año 1 MWh/año	GCR (%)	Superficie de la planta= superficie de paneles/GCR	Ganancia en el plano de seguimiento	Perdidas por sombreado cercano (%)
variante 2V	12 (para 2 V)	1,3	12374	28,90%	10,45986	36,60%	1,59%
Variante 1V	6 (para 1V)	1,3	12373	28,70%	10,5327526	36,60%	1,61%

Tabla 8: Comparativa variando seguidores V frente a tipo 2V. Fuente: Elaboración propia.

3.7 Disposición de la Planta

Tras conocer todos los parámetros del diseño de la planta se procede a diseñar la disposición de la planta.

Se dispondrán los módulos fotovoltaicos en una posición vertical tipo 2V, por lo que se debe utilizar 2 hileras por seguidor. A su vez, se utilizarán los seguidores eje N-S dispuestos en las hileras. Se tendrá entonces un total de 15480 módulos repartidos en strings de 24 módulos.

3. 8 Cajas de conexiones

La caja de conexiones de strings es un elemento eléctrico utilizado en plantas fotovoltaicas, normalmente compuesto por una caja eléctrica, fusibles, interruptor de corriente continua y descargador de tensión.



Ilustración 13: Elementos de una caja de conexión. Fuente: https://cnsuntree.en.made-in-china.com/product/ZvKxdJzgHfkm/China-4-16-Strings-PV-Array-with-Lighting-Protection-Solar-PV-DC-Combiner-Box.html

Generalmente se utilizan como medida de protección frente a sobretensiones, cortocircuitos… y para realizar la conexión con el inversor. Además, también pueden ser utilizados como equipos de monitoreo ya que algunas cajas permiten supervisar el rendimiento de cada string.

Se ha seleccionado la caja de agrupación BHS-5-LK de Courtois energy. Se dispondrán de 129 cajas en la que cada una de ellas agrupara 5 cadenas y se conectarán directamente al inversor. De esta forma se utilizarán las 129 entradas de los inversores y se mantendrán los 31 restantes como medida de protección.

Además, esta caja cuenta con un grado de protección IP65 lo que resulta perfecto para instalarlas a la intemperie, como es el caso. Su disposición será próxima a los strings para minimizar la cantidad de cable requerido.

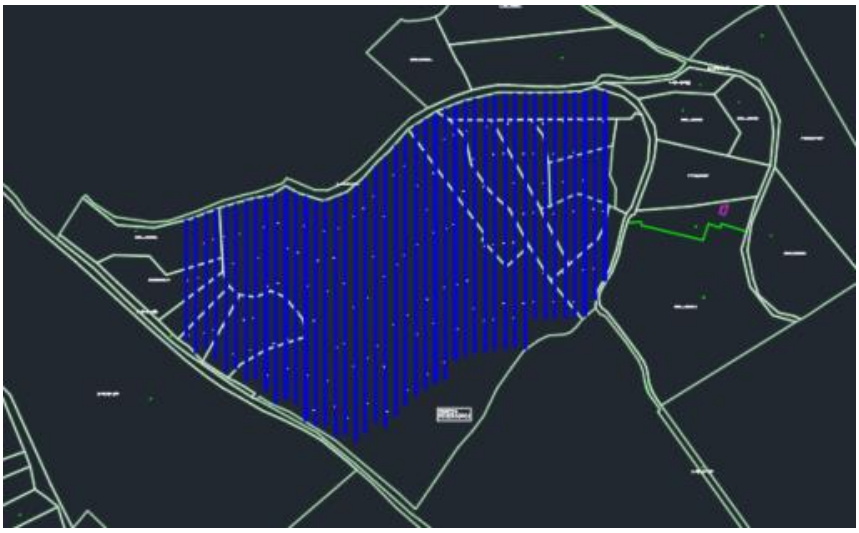


Ilustración 14: Disposición de las cajas de conexiones de la planta. Fuente: Elaboración propia.

Por último, se ha optado por no monitorizar las corrientes de los strings, ya que se ha considerado que la complejidad y el coste adicional que requiere una instalación de ese tipo no justifica su compra.

3.9 Cableado

El cableado de la planta fotovoltaica es una parte muy importante de la instalación. Este sistema se encarga de transportar y distribuir la energía desde los paneles fotovoltaicos hasta su inserción en la red.

Con el objetivo de reducir los costes del proyecto se deben minimizar las distancias de los cables, es por eso por lo que se trataran de evitar el diseño de tramos curvos o tramos con cambios de dirección.

Para facilitar el tránsito y los posibles procesos de mantenimientos en las distintas instalaciones, se ha optado por enterrar todos los cables, excepto aquellos que puedan ir a lo largo de la estructura del soporte, ya que estos no suponen un impedimento para las actividades mencionadas.

El dimensionamiento de los cables eléctricos se basa principalmente en determinar la sección que han de tener para soportar las condiciones eléctricas a las que van a ser sometidos. Cuanta más sección tengan los cables, mayores serán su capacidades y menores serán sus pérdidas, pero, como es lógico, a mayor sección de conductor mayor es su precio.

Además, para el correcto dimensionado de los cables se debe tener en cuenta el reglamento electrotécnico para baja tensión en España (REBT), en el que establece que “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.”

Así pues, y teniendo en cuenta que el dimensionamiento de los conductores dependerá principalmente de la potencia a la que se les vaya a someter, se procede a exponer los distintos tramos de conexiones que existen en la planta:

1. Tramo Cadena-Caja de agrupación
2. Caja de agrupación- Inversor
3. Inversor-Trafo
4. Trafo- Linea aérea de evacuación.

5. Linea aérea de evacuación- Subestación STR Recuenco. (No se atiende en el proyecto actual)

En los tramos 1 y 2 se soporta una corriente continua, mientras que en los tramos 3, 4 y 5 la corriente soportada es alterna.

Como los dos primeros tramos soportan una corriente DC se deberá respetar la normativa UNE-EN 50618: 2015 y se deberá seleccionar los conductores en base a los siguientes factores:

- El conductor ofrecerá garantías para un rango de temperaturas de entre -40º a 90º.
- El conductor deberá ser unipolar y flexible.
- La tensión será de 1,8 kV de corriente continua.

Tramo 1: Strings- caja de conexión (DC)

Se opta por seleccionar el conductor de cobre clase 5, modelo H1Z2Z2-K con sección de 10 mm^2 con Aislamiento XLPE. El fabricante resulta general cable, un fabricante a nivel mundial con reputación que asegura buenas calidades.

Para el cálculo justificativo del cableado de este tramo se tomará como dato de distancia la distancia más desfavorable de los strings a la caja de conexión. Esta distancia, resulta la distancia que debe recorrer un módulo al final del último string, que deberá recorrer todo los strings para desembocar en la caja de conexiones. Sabiendo que un string de 24 modulos en disposición de hilera mide 36 metros, la distancia más desfavorable se considera el recorrido de tres strings , lo que suponen un total de 108 metros.

A continuación, se redacta la justificación del conductor

En primer lugar, se comprueban los conductores siguiendo la normativa de caída de tensión con un criterio de un 1% .

Para ello, utilizamos la siguiente expresión:

$$S = \frac{2 * L_{string} * I_{string}}{\frac{\varepsilon}{100} * \sigma * \Delta U}$$

Ecuación 6: Cálculo de la sección necesaria de un cable por el criterio de caída de tensión

Con:

- L_{string}: La longitud mas desfavorable del último string. En este caso se utilizará coeficiente de seguridad del 10 % , luego la distancia es 118,8 metros.
- ΔU : caída de tensión en el punto de máxima potencia del string; $\Delta U = n^{o}_{inversores} * V_{modulo}$ = 24* 41,4=993,6V
- I_{string} : Intensidad máxima de la cadena. Se utiliza la de cortocircuito 14,070 A.
- σ : Conductividad del material. En este caso se conoce que es cobre por lo que un valor conservador es 45,49 que es el establecido para condiciones desfavorables (90ºC)

luego:

$$S \geq \frac{2 * 118{,}8 * 14{,}070}{\frac{1}{100} * 993{,}6 * 45{,}49} = 7{,}396\ mm^2 \leq 16\ mm^2$$

En segundo lugar, se procede a la comprobación por el criterio de intensidad máxima. Para este tipo de instalación se debe asegurar una intensidad máxima admisible mayor al 25% de la intensidad máxima.

$$I_Z = 1{,}25 * I_{string}$$

Ecuación 7: Cálculo de la intensidad máxima admisible en conductores

Con:

- I_Z= Intensidad máxima admisible.
- I_{string}: Intensidad máxima de la cadena. Se utiliza la de cortocircuito 14,070 A

No obstante, la intensidad máxima admisible se ve afectada por diversos factores de corrección.

Siendo:

$$I_z = K_1 * K_2 * K_3 * I_0$$

Ecuación 8: Corrección de la intensidad máxima admisible según distintos factores

Donde:

- K_1: Factor de corrección para la temperatura distinta del terreno de 25ºC, sabiendo que según la situación geográfica de la planta las máximas temperaturas que se alcanzaran son de alrededor de 40ºC se supone una temperatura del suelo de 35ºC con lo que se obtiene un factor de 0,92 para una temperatura de servicio de 90ºC
- K_2: Factor de corrección por agrupaciones de cables trifásicos o ternas de cables unipolares, conociendo que el número máximo de cables agrupados es 5, el factor de corrección será 0,6
- K_3: Factor de corrección para diferentes profundidades de instalación, siendo la profundidad de enterramiento 0,8 metros el factor de corrección toma el valor de 0,99.
- I_0 Intensidad máxima admisible, según la tabla 96 A.

Intensidad admisible para cables enterrados

SECCIÓN NOMINAL mm²	Terna de cables unipolares (1) (2)			1cable tripolar o tetrapolar (3)		
						
	TIPO DE AISLAMIENTO					
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
6	72	70	63	66	64	56
10	96	94	85	88	85	75
16	125	120	110	115	110	97
25	160	155	140	150	140	125
35	190	185	170	180	175	150
50	230	225	200	215	205	180
70	280	270	245	260	250	220
95	335	325	290	310	305	265
120	380	375	335	355	350	305
150	425	415	370	400	390	340
185	480	470	420	450	440	385
240	550	540	485	520	505	445
300	620	610	550	590	565	505
400	705	690	615	665	645	570
500	790	775	685	-	-	-
630	885	870	770	-	-	-

Tabla 9: Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación al aire.

Luego:

$0{,}92 * 0{,}6 * 0{,}99 * 96 \geq 1{,}25 * 14{,}070$

$52{,}46\ A \geq 17{,}5857\ A$ Ok.

Tramo 2: Cajas de conexiones-Inversores (DC)

Para el tramo de las cajas de conexiones a los inversores se vuelve a seleccionar el cable modelo H1Z2Z2-K de 150 mm^2 de sección con aislamiento XLPE del fabricante general cable, ya que cuenta con las especificaciones necesarias y cuanto mayor sea el volumen del pedido a un fabricante más fácil es negociar un mejor precio.

Al igual que se hizo con el tramo anterior, se va a realizar los cálculos necesarios de comprobación para reflejar que el cable seleccionado cumple con la normativa necesaria.

Respecto al criterio de tensión volverá a utilizar el criterio del 1% .

Por lo que de acuerdo con la formula:

$$S = \frac{2 * L_{caja-inversor} * I_{caja}}{\frac{\varepsilon}{100} * \sigma * \Delta U}$$

Con:

- L_{string}: La longitud más desfavorable de la caja al inversor. En este caso tomamos como distancia más desfavorable la distancia entre la caja más alejada al inversor. Esta distancia medida en plano resulta: 432,5 metros que aplicando un factor de seguridad del 10% resulta 475.75
- ΔU : caída de tensión en el punto de máxima potencia de la caja; $\Delta U = n^{o}_{inversores} * V_{modulo}$ = 24* 41,4=993,6V
- I_{caja} : Intensidad máxima de la caja. Al agrupar 5 strings cada caja la intensidad que se busca resulta: 5*$I_{string} = 70{,}35\ A$.
- σ : Conductividad del material. En este caso se conoce que es cobre por lo que un valor conservador es 45,49 que es el establecido para condiciones desfavorables (90ºC)

$$S = \frac{2 * 475{,}75 * 70{,}35}{\frac{1}{100} * 993{,}6 * 45{,}49} = 148.09\ mm^2$$

A continuación, se procede con el cálculo justificativo por intensidad:

Teniendo en cuenta que se mantienen las condiciones del terreno y la profundidad resulta la misma, los factores de corrección son los mismo que en el tramo anterior.

$I_Z = 1{,}25 * I_{caja}$

Siendo:

$I_z = K_1 * K_2 * K_3 * I_0$

Donde:

- K_1: Factor de corrección para la temperatura distinta del terreno de 25ºC, sabiendo que según la situación geográfica de la planta las máximas temperaturas que se alcanzaran son de alrededor de 40ºC se supone una temperatura del suelo de 35ºC con lo que se obtiene un factor de 0,92 para una temperatura de servicio de 90ºC
- K_2: Factor de corrección por agrupaciones de cables trifásicos o ternas de cables unipolares, conociendo que el numero máximo de cables agrupados es 5, el factor de corrección será 0,6
- K_3: Factor de corrección para diferentes profundidades de instalación, siendo la profundidad de enterramiento 0,8 metros el factor de corrección toma el valor de 0,99.
  I_0 Intensidad máxima admisible, según la tabla 425 A.

Intensidad admisible para cables enterrados

SECCIÓN NOMINAL mm²	Terna de cables unipolares (1) (2)			1cable tripolar o tetrapolar (3)		
						
	TIPO DE AISLAMIENTO					
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
6	72	70	63	66	64	56
10	96	94	85	88	85	75
16	125	120	110	115	110	97
25	160	155	140	150	140	125
35	190	185	170	180	175	150
50	230	225	200	215	205	180
70	280	270	245	260	250	220
95	335	325	290	310	305	265
120	380	375	335	355	350	305
150	425	415	370	400	390	340
185	480	470	420	450	440	385
240	550	540	485	520	505	445
300	620	610	550	590	565	505
400	705	690	615	665	645	570
500	790	775	685	-	-	-
630	885	870	770	-	-	-

Tabla 10 Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación al aire.

Luego:

$0{,}92 * 0{,}6 * 0{,}99 * 425 \geq 1{,}25 * 70{,}35$

$232{,}25\ A \geq 87{,}93\ A$ Ok.

Tramo 3: Inversores-Transformador (AC)

Para este tramo de corriente alterna se selecciona el cable de aluminio modelo 1350 aluminum cable, XLPE insulated and HFFR sheath con sección $240 mm^2$ del fabricante centelsa y contará con un aislamiento del tipo XLPE3, ya que su método de instalación será de tipo E: Cables multiconductores al aire libre. Distancia a la pared no inferior a 0.3D". Se ha seguido el criterio de la UNE 20460–5–523:2004, ya que el REBT no aplica para cables no enterrados, como es el caso. Se contará con la agrupación de 10 conductores por inversor, debido a que la intensidad de salida del inversor resulta muy alta y con el fin de recudir la sección del conductor y abaratar los costes, se ha optado por la agrupación de varios.

A continuación, se exponen los cálculos justificantes del conductor seleccionado:

Debido a la proximidad del emplazamiento de los inversores con el transformador, se utilizará solo el criterio de la intensidad.

$I_Z = 1{,}25 * I_{Inversor}$

Siendo:

$I_z = K_1 * K_2 * K_3 * I_0$

Donde:

- K_1: Factor de corrección para la temperatura distinta de 25ºC, teniendo en cuenta que los cables están al intemperie se considera que es posible alcanzar una temperatura de 40 ºC lo que resulta un factor de: 0,88
- K_2: Factor de corrección por agrupaciones de cables trifásicos o ternas de cables unipolares, se agrupan 10 luego el factor resulta 0,8 ya que están dispuestos a la intemperie e irán apoyados sobre bandeja o abrazadera
- K_3: Factor de corrección para diferentes profundidades de instalación, al no estar enterrada toma el valor de 1

Método de instalación de la tabla 52-B1	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento											
A1		PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2						
A2	PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2							
B1				PVC3	PVC2		XLPE3		XLPE2			
B2			PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2					
C					PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2		
E						PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2	
F							PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Aluminio												
2,5	11,5	12	13,5	14	16	17	18	20	20	22	25	–
4	15	16	18,5	19	22	24	24	26,5	27,5	29	35	–
6	20	21	24	25	28	30	31	33	36	38	45	–
10	27	28	32	34	38	42	42	46	50	53	61	–
16	36	38	42	46	51	56	57	63	66	70	83	–
25	46	50	54	61	64	71	72	78	84	88	94	105
35	–	61	67	75	78	88	89	97	104	109	117	130
50	–	73	80	90	96	106	108	118	127	133	145	160
70	–	–	–	116	122	136	139	151	162	170	187	206
95	–	–	–	140	148	167	169	183	197	207	230	251
120	–	–	–	162	171	193	196,5	213	228	239	269	293
150	–	–	–	187	197	223	227	246	264	277	312	338
185	–	–	–	212	225	236	259	281	301	316	359	388
240	–	–	–	248	265	300	306	332	355	372	429	461
Es necesario consultar las tablas 52 – C1 a 52 – C12 con el fin de determinar la sección de los conductores para la que la intensidad admisible anterior es aplicable para cada uno de los métodos de instalación.												

Tabla 11: A 52-1 bis Intensidades admisibles en amperios. Temperatura ambiente 40ºC en el aire

Luego:

$$0{,}8 * 0{,}88 * 1 * 355 \geq 1{,}25 * \frac{1750}{10}$$

$$249{,}92\ A \geq 218{,}75\ A \quad \text{OK}$$

Tramos 4 y 5: Trafo-Línea de evacuación, Línea de evacuación-STR RECUENCO, respectivamente

No es posible dimensionar ni diseñar los cables eléctricos de ambos tramos, ya que la distancia a la línea de evacuación no es conocida porque no pertenece al alcance del presente proyecto.

Capítulo 4. ELEMENTOS DE PROTECCIÓN Y CONTROL DE LA PLANTA

4.1 Celdas de media tensión

Las celdas de media tensión cumplen un papel fundamental en la inserción a red de la energía producida por los módulos fotovoltaicos. Estas instalaciones recogen los equipos de protección, medida y control de la planta. En nuestro caso las celdas se dispondrán al exterior, por lo que deberán de poseer una protección IP65 para cumplir con la normativa eléctrica.

Por ello, se ha escogido utilizar las celdas de media tensión NXPLUS C 24 del fabricante Siemens. Ya que, nos aseguran una buena calidad y cumplen con las características necesarias para ser instaladas en la planta. Entre sus principales características encontramos:

• Envolvente tripolar de la parte primaria mediante cuba de

acero inoxidable

• Gas aislante SF6 (gas de efecto invernadero fluorado)

• Interruptor de tres posiciones como seccionador para el

embarrado y seccionador de puesta a tierra para la derivación

• Puesta a tierra con capacidad de cierre a través del interruptor

de potencia al vacío

• Dimensiones compactas debido al aislamiento por SF6

• Cuba de la celda soldada herméticamente, de acero inoxidable

• Embarrado unipolar con aislamiento sólido, blindado, con

sistema enchufable

• Conexión de cables con sistema enchufable de cono exterior o para conectar barras con aislamiento sólido

• Montaje junto a la pared o libre

• Acceso al compartimento de cables por delante

• Puerta de baja tensión con bisagras a la izquierda o a la derecha

4.2 Centro de transformación

Este equipo se trata de un edificio prefabricado que resulta clave en el funcionamiento de la planta. Esta instalación se encarga de reunir los principales componentes diseñados en la planta. Este dispositivo comprenderá los principales elementos de corriente continua y de corriente alterna para facilitar su mantenimiento y protegerlos frente a posibles condiciones climatológicas adversas.

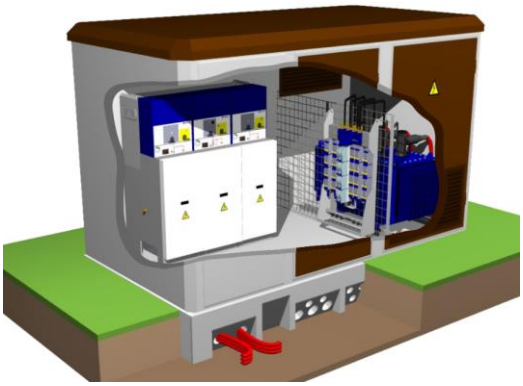


Ilustración 15: Centro de Transformación. Fuente: https://www.velatia.com/es/blog/como-funciona-un-centro-de-transformacion

Como se puede observar en la imagen, el centro de transformación reunirá los cables de media tensión, las celdas de media tensión, las cuales permitirán realizar los correspondientes análisis de protección medida y control de la línea hacia la red, el transformador, los inversores, y el cuadro de baja tensión.

4.3 Centro Meteorológico

Los centros meteorológicos son instalaciones que recopilan datos climáticos en tiempo real, como radiación solar, temperatura, velocidad del viento y humedad. Estos datos son utilizados

para estimar la producción de energía y el rendimiento de las instalaciones solares. En este caso, se dispondrá de una estación meteorológica de la empresa Anatrac, ya que es una empresa de calidad y, además, de esta forma, apostamos por la industria española. Las principales medidas que se realizarán en la estación son las siguientes:

- Temperatura ambiente
- Temperatura de panel
- Humedad relativa
- Presión barométrica
- Pluviometría
- Radiación solar global
- Radiación solar directa
- Radiación solar difusa

.

De esta forma se podrán realizar cálculos y estimaciones de la planta más precisos.



Ilustración 16: Centro meteorológico. Fuente: https://www.anatrac.com/productos/torres-meteorologicas

4.4 Contador Homologado

Para poder realizar la pertinente venta de energía es necesaria la instalación de un contador homologado. En nuestro caso, contaremos con un contador bidireccional para que se pueda medir en ambos lados de la red, además la empresa distribuidora tendrá acceso a él, para que pueda realizar las mediciones pertinentes. El contador se situará inmediatamente seguido al punto de evacuación a la red para que se pueda medir la energía real que se inyecta.



Ilustración 17: Contador bidireccional homologado. Fuente: https://www.arteche.com/es/me-025-25-kv-unidad-de-medida-primaria-montada-en-poste

4.5 Protecciones

El sistema de protecciones en una planta fotovoltaica ejerce un rol critico a la hora de asegurar el correcto funcionamiento y la seguridad de tanto las personas, como los equipos eléctricos. Principalmente, se dedica a ayudar en la detección y localización de faltas para asegurar la estabilidad de la planta cuando está conectada a red. Este sistema es obligatorio en este tipo de proyectos, ya que así lo indica la normativa eléctrica.

Protecciones de corriente continua:

Se dispondrá de los siguientes elementos de protección para la parte que comprende desde los módulos fotovoltaicos hasta los inversores.

- Varistores: En caso de que ocurra una descarga eléctrica la tensión de los equipos puede aumentar pudiendo dañarlos por sobretensiones. Para evitar este suceso, se dispondrá del uso de varistores. Este elemento se situará ente los equipos a proteger y la tierra, de tal forma que derive la intensidad a tierra en caso de ser necesario.

- Fusibles: Este elemento de protección sirve para evitar sobreintensidades. Se tratan de hilos conductores que se sitúan en serie por los conductores de tal forma que al pasar una intensidad concreta el hilo se funde cortando así la intensidad por el conductor y evitando fallos. Además, estos elementos están rellenos de un material capaz de extinguir los arcos eléctricos para dotarlos de una seguridad mayor.

- Para dimensionar estos elementos es importante fijar correctamente la intensidad a la que se debe fundir el hilo, ya que no debe ser ni muy pequeña, puesto que ha de ser mayor que la intensidad en servicio, ni muy grande, ya que debe actuar antes de que puedan ocurrir daños en los equipos. Generalmente, para el dimensionado de los fusibles se usa una ratio de entre 1,5 y 2 veces la intensidad de cortocircuito en condiciones estándar. En nuestro caso la intensidad de cortocircuito de los strings resulta 14,070 A por lo que se utilizaran fusibles de intensidad 25 A.

- Interruptores de continua: Los interruptores de corriente continua se utilizan para prevenir el fallo de los strings dañados. Se sitúan en paralelo y tienen la capacidad de seccionar los que estén dañados. Su funcionamiento se basa en ser capaces de abrirse sin generar daños para una intensidad de 1,25 veces la intensidad en carga.

Además, el inversor esta también equipado con equipos de protección dando mayor seguridad a la planta:

- Supervisión de fuga a tierra: Este sistema trata de garantizar la seguridad de todos los equipos, se basa en la comparación de las intensidades entrantes frente a las salientes para determinar si existen fugas a tierra y actuar si fuera necesario.
- Interruptor automático motorizado de corriente continua: este sistema se coloca a la entrada del inversor y sirve para actuar en caso de falta. Se basa en monitorizar la corriente de entrada al inversor y en caso de recibir una corriente anómala mandarle una señal al motor para que abra el interruptor y corte la corriente.
- Protección frente a sobretensiones tipo 2: se refiere al uso de varistores tanto en corriente continua como en corriente alterna para evitar los posibles daños por sobretensión.

Protecciones de corriente alterna:

- Sistema de protección anti-isla: se encarga de des energizar la instalación cuando las condiciones de la red lo requieren.
- Relés 50/51 y 51N: se utilizan para evitar la sobreintensidad de fase tanto para BT como AT.
- Relé digital de sobrecarga térmica: mide la intensidad de línea y integra la energía disipada en los devanados del transformador.
- Relés electromecánicos: Se trata de una protección diferencial que se utiliza en el transformador para evitar daños en el equipo.
- Seccionadores de dos columnas: Cuentan con dos columnas, una cuchilla y una cuchilla de puesta a tierra. Son capaces de abrir el circuito en caso de ser necesario.
- Interruptor principal: Utilizado para ser capaces de cortar el suministro en caso de ser necesario. La compañía eléctrica tiene acceso a este dispositivo por si se debiera cortar la corriente.
- Interruptores de protección de BT y AT: protegen a los equipos más sensibles de las posibles fluctuaciones de los flujos de corriente.

Puesta a tierra:

La conexión a tierra es un sistema indispensable de protección en las instalaciones eléctricas. Su objetivo principal es proporcionar una ruta alternativa a la corriente, de tal forma que, ya sea por un fallo o por una descarga, cuando la corriente adquiera un valor más elevado de lo habitual se evacue por este camino y no cause daños en las personas ni los equipos. El objetivo principal de este sistema de protección se trata de conseguir la homogeneización del nivel de potencial de toda la zona afectada.

A la hora de dimensionar la puesta a tierra existe una cierta controversia, puesto que no se tiene una normativa clara que regule el sistema. En nuestro caso, para la parte de continua y de acuerdo con el REBT se utilizará el método más común. Donde los módulos fotovoltaicos se aislarán de tierra, tanto los bornes negativos, como los bordes positivos y la estructura

donde se sitúan los módulos se conectará a tierra, ya que se considera un elemento metálico externo.

Además, para asegurar la seguridad del sistema se debe asegurar a su vez el correcto funcionamiento de la resistencia de aislamiento, para ello se dispone de un nivel de aislamiento de clase 2 en todos los componentes de continua y de un controlador permanente de aislamiento que estará integrado en los inversores. Este controlador es capaz de medir el valor de la resistencia de aislamiento y de avisar automáticamente cuando el valor sea inadecuado.

Para el diseño general de la puesta a tierra, se ha optado por tratar de obtener equipotencialidad, para ello se utilizarán las siguientes medidas:

- Cordón perimétrico de conductor de cobre alrededor de toda la zona de los módulos , donde cada 3,5 metros se instalaran picas de 2 metros de longitud y 14 mm de diámetro a una profundidad de 0,8 metros para asegurar el área. A su vez también se realizará un cordón para el conjunto de inversores y transformador reunidos en el centro de transformación. Ambos perímetros estarán unidos para asegurar una mayor equipotencialidad.

- Conexión al sistema de tierra de todos los elementos o estructuras con parte metálica que pudieran intervenir en la planta para conseguir anular posibles daños o peligros que pudieran surgir a partir de estos.

Justificación de la puesta a tierra

Para calcular la resistencia de dispersión del terreno ($Radm$) se emplea la siguiente fórmula:

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

Ecuación 9: Cálculo de Resistencia admisible

U_L: representa el límite convencional de tensión de contacto, se utilizará 24 V debido a que la instalación se encuentra en un entorno exterior y húmedo.

$I_{\Delta n}$: es la sensibilidad del dispositivo diferencial, normalmente establecida en 30 mA.

Realizando el cálculo, obtenemos $Radm$ = 800 Ω.

Si consideramos el uso de picas, como se ha explicado previamente y aplicando la siguiente fórmula para calcular la resistencia de una única pica (R,$pica$),

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

Ecuación 10: Cálculo de la resistencia de una pica

donde:

ρ : es la resistividad del terreno, que para suelos pedregosos. Tomaremos el valor de 3.000 Ω·m.

L : es la longitud de la pica, que en este caso es de 2 metros.

Calculando, obtenemos R,$pica = 1.500$ Ω.

Ahora, con una distancia entre picas de 3,5 metros utilizamos la siguiente fórmula para obtener la resistencia equivalente de varias picas en paralelo ($Rtotal$)

$$R_{Total} = R_{pica} * \frac{K}{n}$$

Ecuación 11: Cálculo de la resistencia total generada por las picas

donde:

K es el cociente entre la distancia entre las picas (3,5 metros) y la longitud de estas (2 metros). Obteniendo un cociente de 1,75.

n es el número total de picas en paralelo. En este caso, se evaluará el calculo con 5 picas para comprobar si cumple.

Realizando los cálculos, encontramos que $Rtotal$ = 525 Ω.

Se justifica entonces que $Radm \geq Rtotal$. De esta forma quedaría asegurada la puesta a tierra de la instalación. De todas formas, se recomienda realizar mediciones de la resistividad del terreno en el lugar para lograr un dimensionamiento más preciso.

De tal forma la instalación queda dispuesta de la siguiente forma:

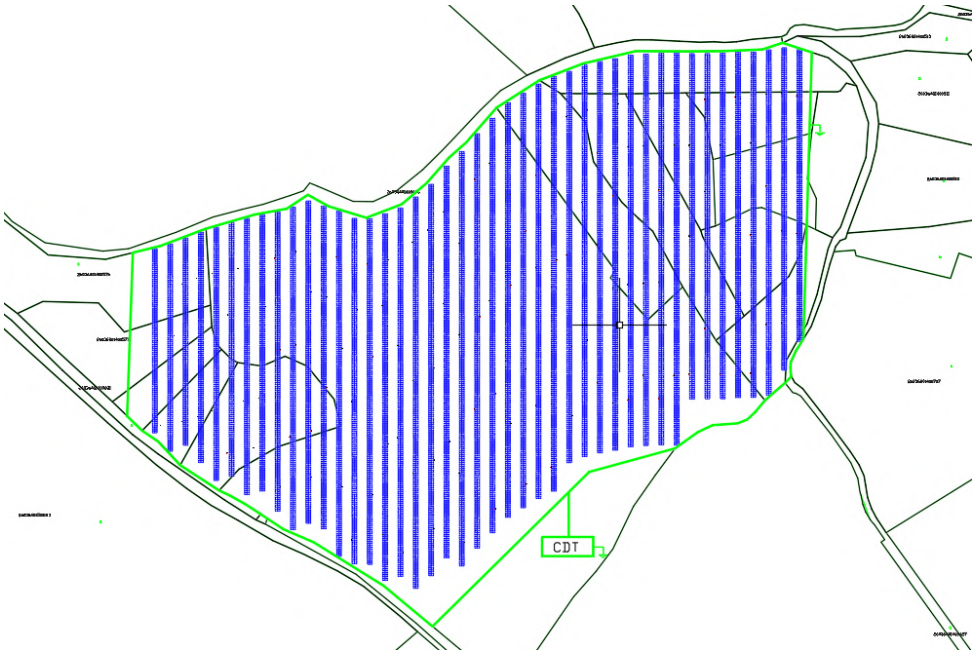


Ilustración 18: Mapa de puesta a tierra. Fuente: Elaboración propia.

Capítulo 5. OBRA CIVIL

Para la obra civil se citarán las diferentes operaciones requeridas para la instalación, mantenimiento y desarrollo de la planta desde el punto de vista civil. Para ello, se ha tenido en cuenta que la instalación de la planta fotovoltaica "el bardajillo" tendrá lugar en un terreno prácticamente plano, y blando.

5.1 Acondicionamiento del terreno

Como se ha mencionado previamente el terreno es prácticamente plano horizontal, por lo que no se requerirá demasiado esfuerzo para acondicionar el terreno. Se realizará entonces un acondicionamiento que consistirá en un plan de 3 pasos.

1. Limpieza y Despeje: Se retirarán y despejarán todos los residuos y posibles restos que existan en el terreno para conseguir un terreno adecuado para la nivelación.
2. Nivelación: se realizará una mínima excavación del terreno al completo para regular los surcos y suprimir las irregularidades del terreno.
3. Drenaje: Para evitar los encharcamientos y las posibles acumulaciones de agua se diseñará un sistema de drenaje que servirá como medida de protección frente a las condiciones climatológicas desfavorables.

5.2 Zanjas y Arquetas.

Las zanjas y las arquetas cumplen un papel fundamental tanto en la seguridad como en el mantenimiento de la planta fotovoltaica. Las zanjas tendrán como misión principal alojar los cables de media y baja tensión asegurando la seguridad de la instalación, mientras que las arquetas eléctricas al ser registrables se encargan del mantenimiento.

Respecto al diseño de las zanjas y acorde con la instrucción ITC-BT-07, se utilizarán zanjas de 0,8 metros para los cables de baja tensión y zanjas de 1,2 metros para las zanjas que alberguen los cables de media tensión. Además, para la seguridad de los cables se dispondrán de dos finas capas de arena en las zanjas que irán situadas tanto debajo como encima de los cables como medida de protección.

Respecto al diseño de las arquetas, se instalarán cada 50 metros a lo largo de los paneles fotovoltaicos para poder realizar un mantenimiento adecuado de módulos. Además, se instalará una arqueta próxima al centro de transformación.

Por último, se instalarán también una serie de señalizaciones e indicaciones para facilitar el correcto funcionamiento y la seguridad que consistirán en:

- Señalización de Alto Voltaje: Advierte sobre la presencia de voltajes peligrosos.
- Señalización de zona de riesgo eléctrico: Indica áreas con riesgo eléctrico, acceso restringido a personal autorizado.
- Señalización de salidas de emergencia: Indica rutas de evacuación y salidas en caso de emergencia.

/

5.3 Cerramiento y accesos

Se instalará una cerca perimetral alrededor de la planta fotovoltaica para delimitar y proteger el área de generación de energía. Esta cerca está hecha de paneles de malla. El objetivo es evitar el acceso no autorizado y proporcionar seguridad a la instalación. Además, La planta tendrá puertas de acceso controlado en puntos alrededor de la cerca perimetral. Estas puertas estarán equipadas con sistemas de bloqueo y control de acceso. Solo el personal autorizado tendrá acceso a través de estas puertas

Respecto a la vigilancia, se instalarán cámaras de seguridad a lo largo del perímetro que permitirán la supervisión constante de la planta y ayudarán a prevenir incidentes de seguridad.

Por último, se instalarán luces de seguridad en el perímetro y en áreas clave dentro de la planta para garantizar una visibilidad adecuada y disuadir actividades no autorizadas.

Capítulo 6. ANALISÍS Y SIMULACIONES

6.1 Presupuesto y Simulación.

Se muestra a continuación la tabla que recoge el precio de los diferentes aparatos de la instalación, así como de las operaciones que se van a realizar.

Identificador	Descripción	Cantidad	Precio unitario	Total
1	Módulos FV			
1.1	módulo JKM-420N-54HL4	15480	125,84	1.948.003,20 €
1.2	Rastreadores solares SF7 Soltec	430	5000	2.150.000,00 €
2	Inversores			
2.1	Inversor FS1001 HE/HEC 330V de Power Electronics	5	330	1.650,00 €
3	Transformador			
3.1	Trafo Hitachi ABB Power Grids	1	40000	40.000,00 €
4	Cableado			
4.1	Sistema de cableado Strings- cajas de conexión	1		3.432,00 €
4.2	Sistema de cableado cajas de conexión-Inversores	1		10.970,00 €
4.3	Sistema de cableado Inversores-Transformador	1		416,00 €
4.4	Caja de conexión	129	550	70.950,00 €
5	Aparamenta de media tensión			
5.1	Celdas de media tensión	6	2850	17.100,00 €
5.2	Centro de transformación	1	100000	100.000,00 €
5.3	Contador homologado	1	10000	10.000,00 €
5.4	Protecciones			50.000,00 €
6	Puesta a tierra			

6.1	Sistema de puesta a tierra			40.000,00 €
7	Instalación			
	Centro meteorológico	1		3.000,00 €
7.1	Acondicionamiento del terreno	1		2.300,00 €
7.2	Zanjas	346	57,83	20.009,18 €
7.3	Arquetas	377	29,15	10.989,55 €
7.4	Sistema de iluminación	1		25.000,00 €
7.5	Sistema de cercado perimetral	1		12.500,00 €
7.6	sistema de vigilancia	1	5000	5.000,00 €
7.7	CT prefabricado	1		6.500,00 €
8	Estudios y analisis			
8.1	Estudio de ingeniería			90.000,00 €
9	Costos del terreno			
9.1	Compra parcela 555	1		101.851,16 €
9.2	Compra parcela 576	1		11.347,17 €
9.3	Compra parcela 577	1		6.952,40 €
9.4	Compra parcela 578	1		2.792,21 €
9.5	Compra parcela 579	1		2.947,80 €
9.6	Compra parcela 580	1		8.322,78 €
9.7	Compra parcela 529	1		12.129,76 €
9.8	Compra parcela 530	1		7.617,69 €
9.9	Compra parcela 750	1		4.672,02 €
9.10	Compra parcela 751	1		4.934,32 €
9.11	Compra parcela 509	1		5.707,96 €
9.12	Compra parcela 533	1		12.612,29 €
9.13	Compra parcela 534	1		2.875,31 €
9.14	Compra parcela 748	1		9.351,29 €
10	Costos de instalación			
10.1	coste de la instalación	1		232.200,00 €
	COSTE TOTAL			5.044.134,09 €

Tabla 12: Presupuesto de la planta fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia

6.2 Simulación en Pvsyst

Para la simulación en pvsyst se ha utilizado el material seleccionado con los datos de radiación calculados previamente. Respecto al modelado de la planta se ha utilizado una disposición rectangular, ya que el software funciona extrapolando a los módulos próximos por lo que la diferencia de simulación es mínima respecto a la verdadera distribución de la planta fotovoltaica.

A continuación, se muestran las principales pantallas del programa con los datos de diseño ya mencionados.

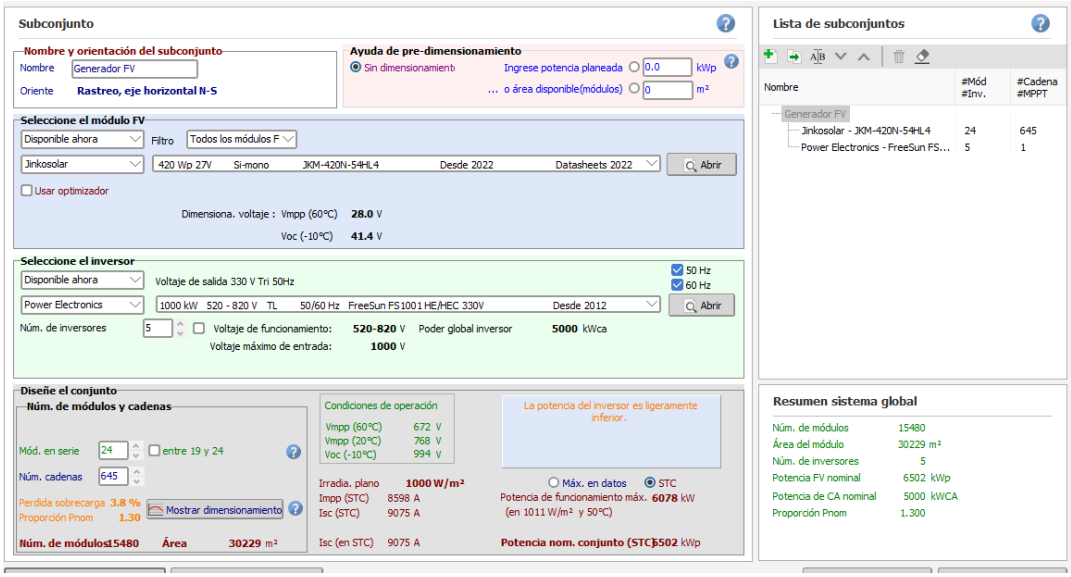


Ilustración 19: Pantalla principal de la simulación en el programa Pvsyst. Fuente: Pvsyst

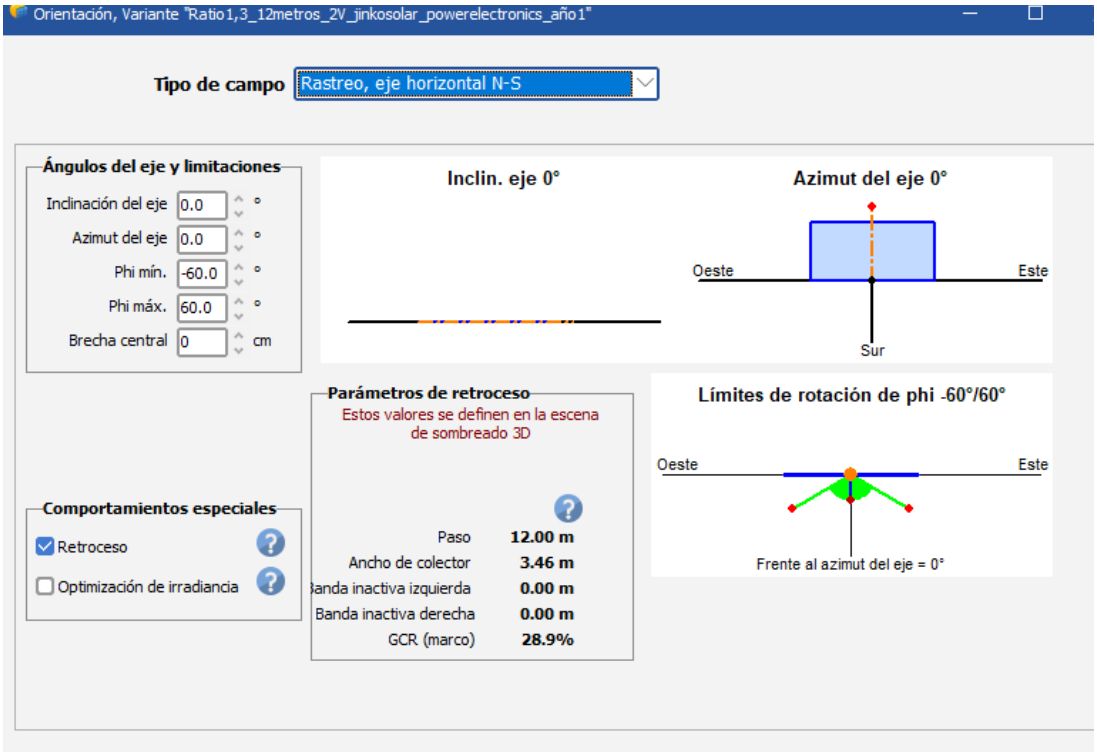


Ilustración 20: Pantalla de elección de rastreadores. Fuente: Pvsyst

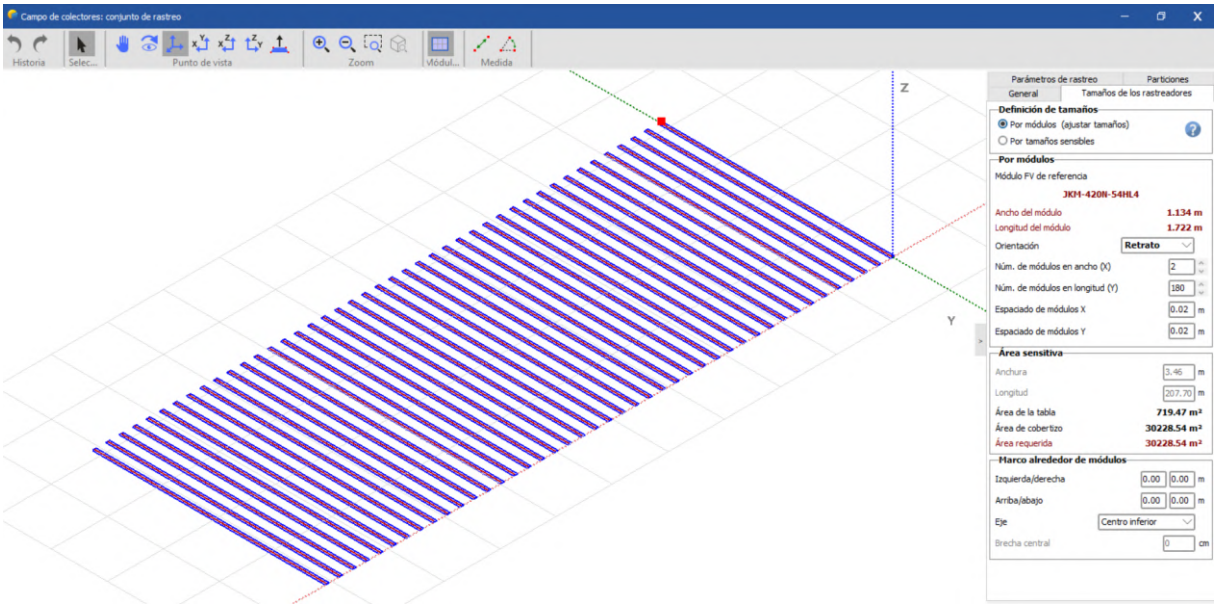


Ilustración 21: Pantalla de diseño de la planta fotovoltaica. Fuente: Pvsyst

Respecto a las pérdidas utilizadas, a continuación, se expone una tabla con los distintos valores tomados.

Factor de perdida constante Uc	29 W/m^2 K
Factor de degradación promedio	0,45%/año
Factor de pérdida de suciedad anual	2%
Pérdida de eficiencia de módulo	0,4%
Factor de pérdidas LID	1,5%
Pérdida de potencia en MPP	2%
Fracción pérdida en STC inversor	0,03%
Fracción pérdida en STC línea MT	1,29%

Tabla 13: Parámetros de pérdidas utilizados para la simulación en pvsyst. Fuente: Elaboración propia.

Respecto al estudio económico a 25 años de vida del proyecto,

se ha tenido en cuenta los siguientes parámetros financieros:

- Vida del proyecto: 25 años
- Inflación: 2%/año
- Variación de producción lineal: 1,5%/año
- Impuestos sobre la renta: 20%/año
- Dividendos: 15%/año

Además, se ha supuesto una inversión dividida entre fondos propios, subsidios y préstamos. De tal forma que el 75% de la inversión se realiza con fondos propios, el 5% con subsidios y para el 25% restante se pide un préstamo.

A su vez, se han fijado los parámetros de venta de electricidad para una tarifa fija:

- Tarifa fija de alimentación: 0.095€/kWh
- Variación de tarifa anual: 2%/año

- Duración de la garantía de las tarifas: 25 años
- Reducción de la tarifa de alimentación después de la garantía: 50%

Finalmente, tras introducir todos los parámetros, el resultado obtenido es el siguiente:

Retorno de inversión	
Valor presente neto (VPN)	19.492.543 EUR
Tasa de rendimiento interno (TRI)	17,57%
Período de recuperación	7,6 años

Tabla 14: Resultados retorno de inversión. Fuente: Elaboración propia

Year	Electricity sale	Own funds	Loan principal	Loan interest	Run. costs	Deprec. allow.	Taxable income	Taxes	After-tax profit	Divid. 15.00%	Cumul. profit	% amorti.
0	0	3.783.101	0	0	0	0	0	0	0	0	-3.783.101	0.0%
1	1.179.735	0	18.388	60.530	477.737	97.483	543.986	108.797	514.284	77.143	-3.268.816	11.1%
2	1.221.380	0	19.491	59.426	487.291	97.483	577.180	115.436	539.736	80.960	-2.729.081	22.8%
3	1.264.495	0	20.660	58.257	497.037	97.483	611.718	122.344	566.197	84.930	-2.162.884	35.0%
4	1.309.131	0	21.900	57.017	506.978	97.483	647.654	129.531	593.706	89.056	-1.569.179	47.9%
5	1.355.344	0	23.214	55.703	517.118	97.483	685.040	137.008	622.301	93.345	-946.878	61.4%
6	1.403.187	0	24.607	54.310	527.460	97.483	723.934	144.787	652.023	97.804	-294.854	75.5%
7	1.452.720	0	26.083	52.834	538.009	97.483	764.394	152.879	682.915	102.437	388.061	90.3%
8	1.504.001	0	27.648	51.269	548.769	97.483	806.480	161.296	715.018	107.253	1.103.079	105.8%
9	1.557.092	0	29.307	49.610	559.745	97.483	850.255	170.051	748.379	112.257	1.851.459	122.0%
10	1.612.058	0	31.065	47.852	570.940	97.483	895.784	179.157	783.044	117.457	2.634.503	139.0%
11	1.668.963	0	32.929	45.988	582.358	97.483	943.134	188.627	819.061	122.859	3.453.563	156.8%
12	1.727.878	0	34.905	44.012	594.006	97.483	992.377	198.475	856.479	128.472	4.310.043	175.4%
13	1.788.872	0	36.999	41.918	605.886	97.483	1.043.586	208.717	895.352	134.303	5.205.394	194.8%
14	1.852.019	0	39.219	39.698	618.003	97.483	1.096.835	219.367	935.731	140.360	6.141.126	215.2%
15	1.917.395	0	41.573	37.345	630.363	97.483	1.152.204	230.441	977.674	146.651	7.118.799	236.4%
16	1.985.079	0	44.067	34.850	642.971	97.483	1.209.776	241.955	1.021.236	153.185	8.140.035	258.7%
17	2.055.152	0	46.711	32.206	655.830	97.483	1.269.633	253.927	1.066.478	159.972	9.206.514	281.9%
18	2.127.699	0	49.514	29.404	668.947	97.483	1.331.866	266.373	1.113.462	167.019	10.319.976	306.2%
19	2.202.807	0	52.484	26.433	682.326	97.483	1.396.566	279.313	1.162.251	174.338	11.482.227	331.5%
20	2.280.566	0	55.634	23.284	695.972	97.483	1.463.828	292.766	1.212.911	181.937	12.695.138	358.0%
21	2.361.070	0	58.972	19.946	709.892	0	1.631.233	326.247	1.246.015	186.902	13.941.153	385.2%
22	2.444.416	0	62.510	16.407	724.089	0	1.703.919	340.784	1.300.626	195.094	15.241.779	413.7%
23	2.530.704	0	66.260	12.657	738.571	0	1.779.476	355.895	1.357.320	203.598	16.599.099	443.4%
24	2.620.038	0	70.236	8.681	753.343	0	1.858.014	371.603	1.416.175	212.426	18.015.274	474.4%
25	2.712.525	0	74.450	4.467	768.409	0	1.939.649	387.930	1.477.269	221.590	19.492.543	506.8%
Total	**46.134.327**	**3.783.101**	**1.008.827**	**964.103**	**15.302.049**	**1.949.653**	**27.918.521**	**5.583.704**	**23.275.643**	**3.491.346**	**19.492.543**	**506.8%**

Tabla 15: Resultados económicos detallados. Fuente: Pvsyst

6.3 Análisis económico

Se ha realizado, además, un análisis a 25 años de la producción de energía a través de Pvsyst. Para ello, se ha simulado la producción en los años 1, 7, 15, 25 y se ha utilizado una regresión lineal para determinar la producción de los siguientes años.

A continuación, se muestra la gráfica de regresión lineal del estudio en la que se observa la disminución de energía generada a medida que avanzan los años.

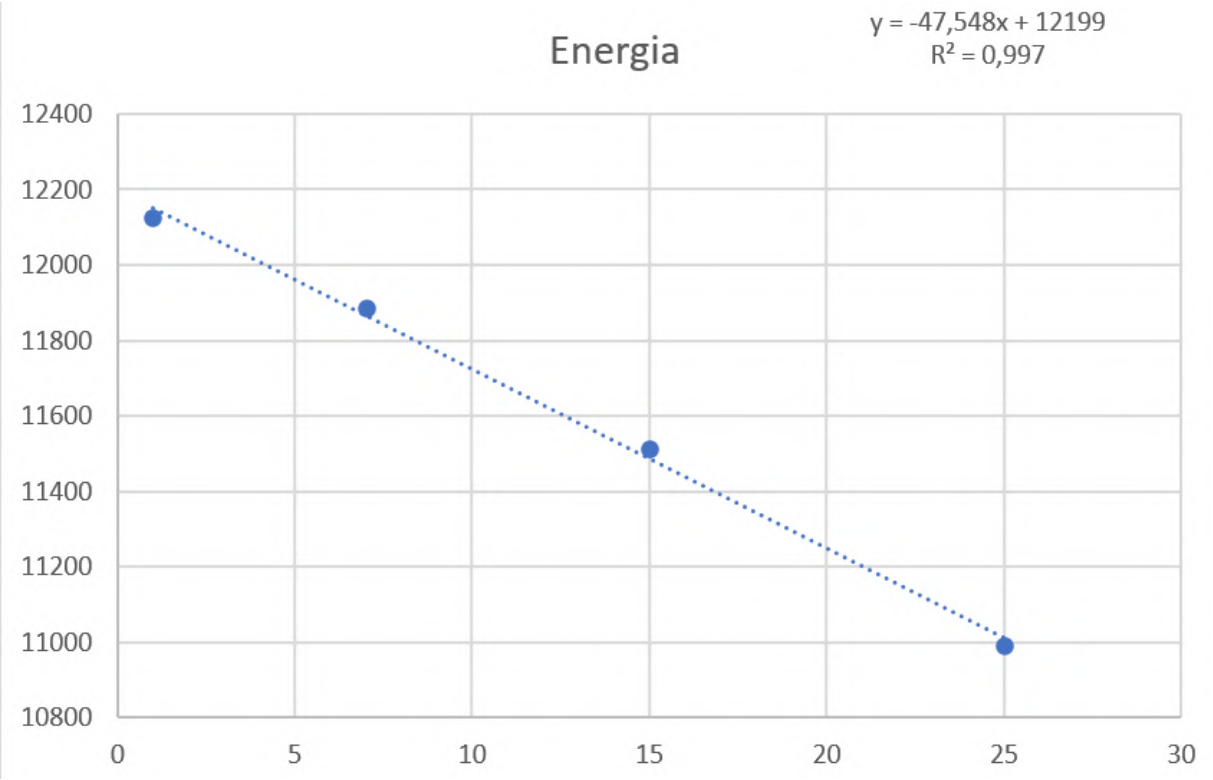


Ilustración 22: Evolución prevista de la energía producida por la planta fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia.

Como se puede observar en la gráfica se ha obtenido la ecuación de la recta, así como el coeficiente de determinación. Si realizamos la raíz cuadrada del coeficiente de determinación, obtenemos el valor del coeficiente de correlación, en este caso 0,998. De este valor se puede interpretar algo que ya se intuía pero que se confirma matemáticamente: el año en el que se produce la energía guarda una relación muy fuerte con la cantidad de energía producida.

A continuación, se muestran los resultados del estudio en el que se ha realizado una tabla para mejor visualización.

Año	Energia Red MWh/año	Horas equivalentes kWh/kWp	Factor de capacidad (%)
1	12161,081	1870	21,35%
2	12112,162	1863	21,27%
3	12063,243	1855	21,18%
4	12014,324	1848	21,09%
5	11965,405	1840	21,01%
6	11916,486	1833	20,92%
7	11867,567	1825	20,84%
8	11818,648	1818	20,75%
9	11769,729	1810	20,66%
10	11720,81	1803	20,58%
11	11671,891	1795	20,49%
12	11622,972	1788	20,41%
13	11574,053	1780	20,32%
14	11525,134	1773	20,23%
15	11476,215	1765	20,15%
16	11427,296	1758	20,06%
17	11378,377	1750	19,98%
18	11329,458	1742	19,89%
19	11280,539	1735	19,81%
20	11231,62	1727	19,72%
21	11182,701	1720	19,63%
22	11133,782	1712	19,55%
23	11084,863	1705	19,46%
24	11035,944	1697	19,38%
25	10987,025	1690	19,29%
promedio	11574,053	1780	20,32%

Tabla 16: Análisis de la energía producida. Fuente: Elaboración propia.

Conclusión

En resumen, el presente Trabajo Fin de Grado ha abordado el diseño y la optimización de una planta fotovoltaica de 5MW de potencia utilizando el software PVsyst. A lo largo de este proyecto, se ha llevado a cabo un exhaustivo análisis de diferentes configuraciones de elementos clave, como módulos solares, inversores, distancia entre seguidores y ratios de concentración, con el objetivo de determinar la combinación óptima que maximice la producción energética, considerando también los costes asociados.

Los resultados obtenidos de las simulaciones han demostrado que la configuración final propuesta es económicamente atractiva y viable. Con un tiempo esperado de recuperación de 7,6 años, la inversión en esta planta fotovoltaica no solo es rentable a corto plazo, sino que también presenta perspectivas de beneficios sostenibles a lo largo de su vida útil. Esta optimización no solo se traduce en un rendimiento energético superior, sino que también contribuye a la viabilidad financiera del proyecto.

Es relevante destacar que este proyecto no se centra únicamente en la maximización de la producción y la rentabilidad, sino que también se alinea con objetivos más amplios de sostenibilidad y responsabilidad ambiental. La adopción de energía solar a gran escala, como la propuesta en esta planta fotovoltaica, contribuye directamente a la mitigación del cambio climático y a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. Además, este proyecto se encuentra en consonancia con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) establecidos por las Naciones Unidas, en particular con aquellos relacionados con la energía asequible y no contaminante (ODS 7) y la acción por el clima (ODS 13).

Asimismo, es importante resaltar que este proyecto está alineado con el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), un marco estratégico nacional que establece directrices y objetivos para la transición hacia un sistema energético más sostenible y respetuoso con el medio ambiente. La implementación de una planta fotovoltaica de esta envergadura contribuye a los objetivos nacionales de generación de energía renovable, además de fortalecer la posición del país en el cumplimiento de sus compromisos internacionales en la lucha contra el cambio climático.

En conclusión, este Trabajo Fin de Grado ha logrado diseñar y optimizar una planta fotovoltaica de 5MW de potencia utilizando herramientas de simulación avanzadas, y también

ha demostrado su viabilidad económica y su alineación con objetivos de sostenibilidad global y compromisos nacionales.

Bibliografía:

https://www1.sedecatastro.gob.es/

https://www.jinkosolar.com/en/

https://mall.industry.siemens.com/mall/es/es/Catalog/Products/10283675

https://es.prysmiangroup.com/General-Cable

https://www.nexans.co/es/products.html

https://power-electronics.com/solar

https://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico

https://www.hitachienergy.com/

https://es.scribd.com/document/521001667/VDE-AR-N-4105-esp

https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma?c=N0054621

https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2002-18099

Wind and solar power systems: design, analysis, and operation Mukun R. Patel

ANEXOS

Anexo 1: Fichas técnicas

COURTOIS ENERGY

SOLUTION PHOTOVOLTAÏQUE



Boîte de combinaison DC
Mode d'emploi

COURTOIS ENERGY

Contenu

Explication des symboles 02

Consignes de sécurité 03

Brève introduction 04

Structure basique 05

Installation et fonctionnement 06

Grade de fusible 08

Données techniques 10

Annexe 11

1. Explication des symboles

Afin de mieux utiliser ce manuel, veuillez lire les symboles suivants:



ATTENTION!

Ce symbole identifie si une utilisation incorrecte peut être dangereuse pour la sécurité de l'utilisateur et (ou) peuvent causer des dommages matériels importants, des précautions ou des instructions.



EXPLICATION!

Cela fait du système un bon symbole identifiant les considérations importantes requises.

2. Consignes de sécurité

Veuillez lire attentivement ce manuel avant l'installation, sinon la sécurité selon les instructions de ce manuel pour l'installation et les dommages matériels se produit. L'entreprise a le droit de ne pas effectuer d'assurance qualité.



ATTENTION!

Toutes les opérations et le câblage de vos opérations professionnelles d'ingénieur électrique ou mécanique.



ATTENTION!

Installation, en plus de l'emplacement du câblage, veuillez ne pas vous déplacer vers d'autres pièces à l'intérieur du châssis.



ATTENTION!

Tout le fonctionnement et le câblage doivent être conformes aux exigences nationales et locales des normes pertinentes.



ATTENTION!

Pendant la journée l'installation de modules photovoltaïques, l'application d'un matériau opaque recouvrant les modules photovoltaïques, ou à la lumière du soleil, les modules PV produiront une haute tension pouvant provoquer un choc électrique.

3. Brève introduction

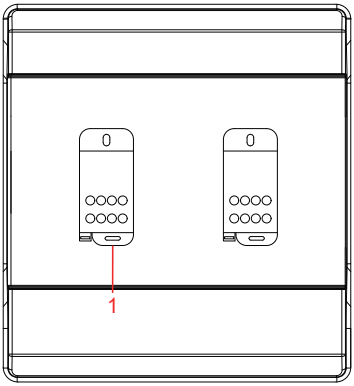
Afin de réduire la connexion filaire entre les composants PV et l'onduleur,améliorer la fiabilité et être pratique à entretenir, DC Combiner Box est généralement nécessaire pour les grands systèmes PV connectés au réseau.

Notre DC Combiner Box est spécialement conçu pour satisfaire cette exigence. Il met en place une solution complète pour le système de production d'énergie PV avec onduleur. En utilisant DC Combiner Box, l'utilisateur peut combiner à partir d'un certain nombre de composants PV ayant la même spécification en un seul groupe de composants PV en fonction de la plage de tension DC d'entrée de l'onduleur, alors ce sera plus pratique pour la connexion de ce dernier onduleur.

Il est fortement recommandé à l'utilisateur de suivre les mesures de sécurité nécessaires énumérées dans les instructions pour assurer la sécurité des personnes et réduire le danger, DC Combiner Box a les caractéristiques ci-dessous:

- Le degré de protection IP65, satisfait l'installation et le fonctionnement extérieurs, pourrait empêcher les dommages causés par les UV, l'acide, les alcalis, l'humidité, la moisissure et le rat.
- Chaque chaîne est équipée d'un fusible DC 1000V 15A (autre qualité en option), jusqu'à 2 chaînes peuvent être accessibles en même temps.
- Équipé d'un SPD DC, le pôle positif ou le pôle négatif dispose d'une protection contre l'éclairage.
- Interrupteur d'isolement DC à 4 pôles dont les pôles sont connectés en série respectivement par polarité pour améliorer la tension de tenue DC.

4. Structure basique



Disposition interne de la DC Combiner Box

Numéro d'article	Explanation
1	Terminal

5. Installation et fonctionnement

Vérifier les dommages de transport

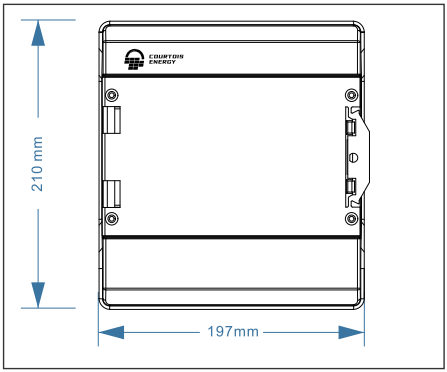
Pour ce produit, nous avons soigneusement testé avant expédition, mais il peut être endommagé pendant le transport, veuillez donc vérifier avant l'installation. En cas de dommage détecté, veuillez contacter l'agent local ou la société de transport ou directement avec nous, et veuillez nous montrer la photo des dommages, nous vous fournirons les meilleurs services.

La condition de base pour l'installation

Bien que le degré de protection de ce produit soit IP65, il peut être installé à l'extérieur, comme appareil électronique, ne doit pas être placé dans des endroits humides.

La condition de base pour l'installation

La taille de la boîte de combinaison DC est de 197 * 210 * 120 mm (L * W * H),l'installation murale verticale est suggérée, taille spécifique pour l'installation comme ci-dessous:



La configuration du circuit d'entrée

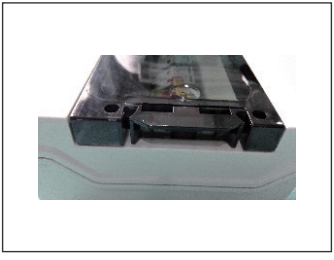
DC Combiner Box permet d'accéder à jusqu'à 2 voies d'accès aux composants PV.

Taille du terminal et taille du câble

L'utilisateur peut sélectionner le fil approprié à la borne différente selon le tableau ci-dessous:

Article	Glande	Câblage recommandé
Fil d'entrée	MC4	4-8mm
Fil de sortie	PG13.5	8-13mm
Fil de mise à la terre	/	/

Verrouillage automatique pour l'ouverture et la fermeture



6. Grade de fusible

Dans tout système d'alimentation, des fusibles sont utilisés pour protéger l'appareil électronique contre les dommages de surintensité, sinon, ce courant peut entraîner une panne de l'appareil électronique, la surchauffe, l'endommagement ou même un risque d'incendie. Si le grade du fusible est trop grand, le fusible ne peut pas fournir de protection ou est trop petit pour fonctionner normalement. Par conséquent, la sélection du fusible est nécessaire sur la base de la puissance nominale des modules PV et des exigences des normes pertinentes.

Le grade minimal du fusible peut être calculé par le court-circuit des composants photovoltaïques. S'il n'y a pas d'exigences particulières des normes locales, nous suggérons que les valeurs nominales du fusible et du câblage utilisés dans le système doivent correspondre au moins à 1.56 fois la valeur Isc.



Qualité de fusible

Selon la description ci-dessus, la valeur nominale du fusible dans le boîtier de combinaison DC est de 1000 V 15 A, afin que nous puissions obtenir le court-circuit maximum de chaque chaîne PV est 15 / 1.56 = 9.62A.

Étant donné que le fusible est facultatif en fonction des besoins de l'utilisateur, la situation ci-dessus n'est qu'un exemple. Si vous souhaitez faire correspondre un fusible d'une autre qualité, les utilisateurs doivent vérifier les instructions ci-dessus pour s'assurer que le fusible répond à l'exigence.



ATTENTION!

Le fusible résiste à la haute tension de l'onduleur et du générateur photovoltaïque, il est strictement interdit de vérifier pendant le travail et doit être sur la position «OFF» de l'interrupteur d'isolateur DC avant de remplacer le fusible. Mais veuillez noter que toutes les bornes du commutateur d'isolateur DC restent à haute tension et que le fusible doit être remplacé par le même grade.

Le grade du commutateur d'isolateur DC

Le grade du commutateur d'isolateur DC que nous fournissons pour la boîte de combinaison DC est de 1000 V, en utilisant un interrupteur d'isolateur DC 4P sont respectivement connectés par polarité pour améliorer la valeur de tension de tenue DC qui n'est pas inférieure à 1000V.

7. Données techniques

Nombre d'entrées DC	5
Nombre de sorties DC	1
Max. Tension nominale	1000V DC
Commutateur d'isolateur DC	/
Protection contre les surtensions DC	/
Support de fusible DC	/
Lien de fusible DC	/
Surveillance	/
Source de courant	/
Câble pour entrées	MC4
Câble pour sorties	PG13.5
Glandes pour la Terre	/
Degré de protection	IP65
Résistance aux UV	Oui
Taille (L * W * H)	197*210*120mm
Poids	

8. Annexe

Dans ces circonstances, notre société a le droit de ne pas effectuer d'assurance qualité:

- Dommages de transport
- Mauvaise installation
- Réaménagement
- Mauvaise utilisation
- Fonctionnement dans l'environnement pire que celui présenté dans les instructions
- Toute installation et utilisation de la cuisinière qui n'est pas conforme aux dispositions de la norme internationale pertinente
- Dommages causés par une force irrésistible
- Les dimensions et les paramètres du produit peuvent changer sans préavis et sera soumis à la dernière version de notre société.

COURTOIS ENERGY

COURTOIS ENERGY

Marque de distribution de SAS Ultimatron France
58 Rue Des Gabares 34000 Montpellier
TEL:09 50 42 76 17
E-mail: info@courtoisenergy.fr
www.courtoisenergy.fr

EXZHELLENT® Class SOLAR

H1Z2Z2-K - Libre de halógenos

1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) - 1,5/1,5 kVdc (1,8/1,8 kVdc máx.)

NORMAS

CONSTRUCCIÓN
EN 50618
IEC 62930

REACCIÓN AL FUEGO*
UNE-EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2
UNE-EN 50525-1; IEC 62821-1 anexo B
UNE-EN 61034-2; IEC 61034-2

CLASIFICACIÓN CPR

DOP 000163
Clase $\mathbf{E_{ca}}$

CONSTRUCCIÓN

1. CONDUCTOR
Cobre estañado, clase 5
según UNE-EN 60228.

2. AISLAMIENTO
Compuesto libre de halógenos reticulado.

3. CUBIERTA EXTERIOR
Compuesto libre de halógenos reticulado.
Colores rojo o negro.

APLICACIONES

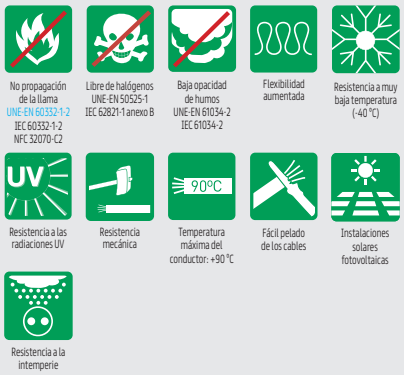
Especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas (grandes plantas, edificios, industrias, naves agrícolas, para uso fijo o móvil con seguidores...).

Puede ser instalado en bandejas, conductos y equipos.

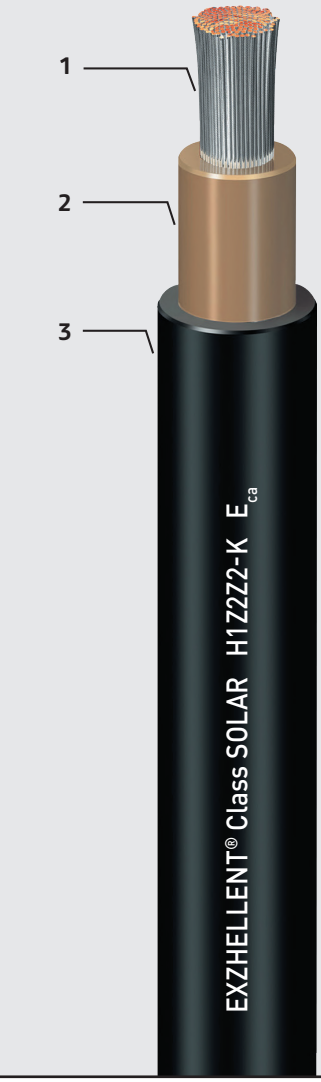
A emplear en el lado de corriente continua en instalaciones de autoconsumo o entre paneles solares y string combiner boxes en grandes plantas de generación fotovoltaica.

Temperatura máxima del conductor: +90 °C (120 °C durante 20.000 horas).

Temperatura mínima de trabajo: -40 °C.



CERTIFICACIONES



* En azul ensayos de fuego válidos en la UE.

DESCÁRGATE LA DOP
(declaración de prestaciones)
https://es.prysmiangroup.com/dop

N° DoP 000163

EXZHELLENT® Class SOLAR

H1Z2Z2-K - Libre de halógenos

1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) - 1,5/1,5 kVdc (1,8/1,8 kVdc máx.)

ENSAYOS ADICIONALES

Vida estimada	25 años
Certificación	Bureau Veritas LCIE
Servicios móviles	SI
Doble aislamiento (clase II)	SI
Tª máxima de conductor	90 °C (120 °C, 20.000 h)
Resistencia al ozono	IEC 62930 Tab.3 según IEC 60811-403; EN 50618 Tab.2 según EN 50396 tipo de prueba B
Resistencia a los rayos uva	IEC 62930 Anexo E; EN 50618 Anexo E
Protección contra el agua	AD7 (inmersión)
Resistencia a ácidos y bases	IEC 62930 y EN 50618 Anexo B 7 días, 23 ºC N-ácido oxálico, N-hidróxido sódico (según EC 60811-404; EN 60811-404)
Prueba de contracción	IEC 62930 Tab 2 según IEC 60811-503; EN 50618 Tab 2 según EN 60811-503 (máxima contracción 2 %)
Resistencia al calor húmedo	IEC 62930 Tab.2 y EN 50618 Tab. 21.000h a 90ºC y 85% de humedad para IEC 60068-2-78, EN- 60068-2-78
Resistencia de aislamiento a largo plazo	IEC 62821-2 ; EN 50395-9 (240h/85 ºC agua/1,8 KV DC)
Respetuoso con el medioambiente	Directiva RoHS 2011/65/EU de la Unión Europea
Ensayo de penetración dinámica	IEC 62930 Anexo D; EN 50618 Anexo D
Doblado a baja temperatura	Doblado y alargamiento a -40 ºC según IEC 60811-504 y -505 y EN 50618 Tab.2 según N 60811-1-4 y EN 60811-504 y -505
Resistencia al impacto en frío	Resistencia al impacto a -40º C según IEC 62930 Anexo C según IEC 60811-506 y EN 50618 Anexo C según EN 60811-506
Durabilidad del marcado	IEC 62930; EN 50396

EXZHELLENT® Class SOLAR

H1Z2Z2-K - Libre de halógenos

1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) - 1,5/1,5 kVdc (1,8/1,8 kVdc máx.)

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS

Número de conductores x sección (mm²)	Diámetro máximo del conductor (mm) (1)	Diámetro exterior del cable (valor máximo) (mm)	Radio mínimo de curvatura dinámico (mm)	Radio mínimo de curvatura estático (mm)	Peso kg/km (1)	Resistencia del conductor a 20 OC (Ω/km)	Intensidad máxima admisible al aire (2) A	Intensidad máxima admisible al aire. T ambiente 60 °C y T conductor 120 °C (3)	Caida de tensión V/(A-km) (2)
1x1,5	1,8	5,4	22	16	33	13,7	24	30	27,4
1x2,5	2,4	5,9	24	18	45	8,21	34	41	16,42
1x4	3	6,6	26	20	61	5,09	46	55	10,18
1x6	3,9	7,4	30	22	80	3,39	59	70	6,78
1x10	5,1	8,8	35	26	124	1,95	82	98	3,90
1x16	6,3	10,1	40	30	186	1,24	110	132	2,48
1x25	7,8	12,5	63	50	286	0,795	140	176	1,59
1x35	9,2	14	70	56	390	0,565	182	218	1,13
1x50	11	16,3	82	65	542	0,393	220	276	0,786
1x70	13,1	18,7	94	75	742	0,277	282	347	0,554
1x95	15,1	20,8	125	83	953	0,210	343	416	0,42
1x120	17	22,8	137	91	1206	0,164	397	488	0,328
1x150	19	25,5	153	102	1500	0,132	458	566	0,264
1x185	21	28,5	171	114	1843	0,108	523	644	0,216
1x240	24	32,1	193	128	2394	0,0817	617	775	0,1634

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación monofásica o corriente continua en bandeja perforada al aire (40 °C).
→ XLPE2 con instalación tipo F → columna 13. (UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52).
Con exposición directa al sol, multiplicar por 0,85.

(3) Instalación de conductores separados con renovación eficaz del aire en toda su cubierta (cables suspendidos).
Temperatura ambiente 60 °C (a la sombra) y temperatura máxima del conductor 120 °C.
Valor que puede soportar el cable, 20 000 h a lo largo de su vida estimada (25 años).



Catálogo
HA 35.41 · 2023

CELDAS DE MEDIA TENSIÓN

Celdas con interruptores de potencia fijos, **tipo NXPLUS C hasta 36 kV**, aisladas en gas

siemens.com/nxplusc

SIEMENS

Campos de aplicación

Ejemplos de aplicación



Aplicación típica: Red pública de suministro de energía eléctrica e instalaciones en alta mar





Celdas NXPLUS C 20 kV (ejemplo: Data Center, Alemania)



Aplicación típica: Industria e instalaciones en alta mar



CELDAS DE MEDIA TENSIÓN

Celdas con interruptores de potencia fijos, **tipo NXPLUS C hasta 36 kV**, aisladas en gas

Catálogo HA 35.41 · 2023

Anulado: Catálogo HA 35.41 · 2022

siemens.com/nxplusc

Índice

Página

Campos de aplicación

Ejecuciones, ejemplos de aplicación, características técnicas, homologación — **4 y 5**

Requisitos

Características, seguridad, tecnología — **6 y 7**

Datos técnicos

Datos eléctricos — **8 a 11**
Planificación del local — **12 y 13**
Datos de transporte — **14**
Clasificación — **15**

Dimensiones de típicos

Embarrado simple — **16 a 25**
Embarrado doble — **26 a 28**

Gama de productos

Celdas de embarrado simple — **29 a 35**
Celdas de embarrado doble — **36 y 37**

Componentes

Conexión de la celda — **38 a 40**

Normas

Prescripciones, disposiciones, directrices — **41 a 44**

Los productos y sistemas descritos en este catálogo se fabrican y venden siguiendo un sistema de gestión certificado (según ISO 9001, ISO 14001 y BS OHSAS 18001).

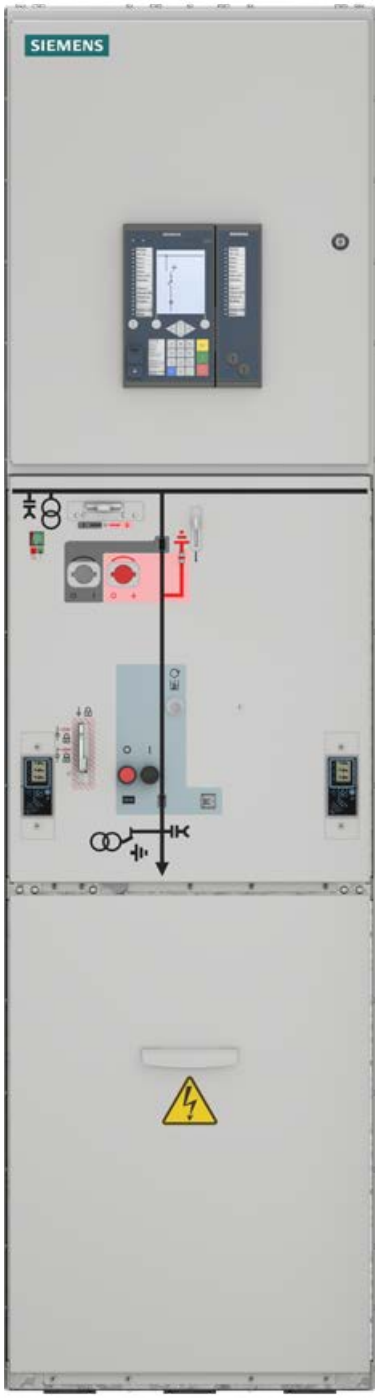
Campos de aplicación

Ejecuciones



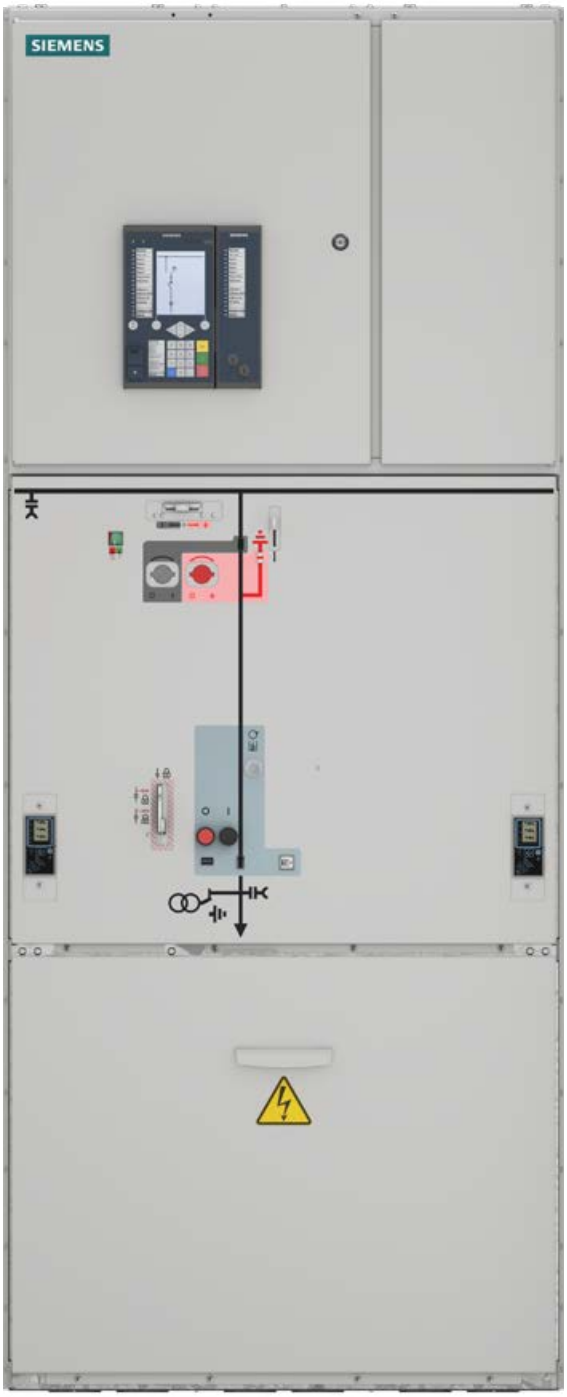
R-HA35541-305 png

Celda con interruptor
de potencia de 450 mm



R-HA35541-306 png

Celda con interruptor
de potencia de 600 mm



R-HA35541-307 png

Celda con interruptor
de potencia de 900 mm

Ejemplos de aplicación

Las celdas NXPLUS C con interruptores de potencia fijos son celdas para interiores, montadas en fábrica, con ensayos de tipo, bajo envolvente metálica, aisladas en SF_6, con separadores metálicos [3] para aplicaciones de embarrado simple y doble.

Se aplican en subestaciones de transformación y distribución, p.ej. en:

- Compañías eléctricas
- Centrales eléctricas
- Industria cementera
- Industria del automóvil
- Plantas siderúrgicas
- Trenes de laminación
- Industria minera
- Industria textil y alimentaria
- Industria química
- Industria del petróleo
- Instalaciones de oleoductos
- Instalaciones en alta mar
- Industria electroquímica
- Industria petroquímica
- Industria de construcción naval
- Centrales diésel
- Grupos electrógenos de emergencia
- Minas de lignito a cielo abierto
- Electrificación ferroviaria.

Características técnicas

Datos eléctricos (valores máximos) y dimensiones								
Tensión asignada	kV	**7,2**	**12**	**15**	**17,5**	**24**	**36**	**38**
Frecuencia asignada	Hz	50/60	50/60	50/60	50/60	50/60	50/60	50/60
Tensión soportada asignada de corta duración a frecuencia industrial	kV	20 [1]	28 [2]	36	38	50	70	70
Tensión soportada asignada de impulso tipo rayo	kV	60 [1]	75 [2]	95	95	125	170	150
Valor de cresta de la corriente admisible asignada	kA	80/82	80/82	80/82	80/82	63/65	63/65	63/65
Corriente asignada de cierre en cortocircuito	kA	80/82	80/82	80/82	80/82	63/65	63/65	63/65
Corriente admisible asignada de corta duración 3 s	kA	31,5	31,5	31,5	31,5	25	25	25
Corriente asignada de corte en cortocircuito	kA	31,5	31,5	31,5	31,5	25	25	25
Corriente permanente asignada	A	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500
Corriente permanente asignada de las derivaciones	A	2500	2500	2500	2500	2500	1250	1250
Partición	mm	300 [4]	300 [4]	300 [4]	300 [4]	300 [4]	300 [4]	300 [4]
	mm	450	450	450	450	450	–	–
	mm	600	600	600	600	600	600	600
	mm	900	900	900	900	900	900	900
Profundidad	mm	1225	1225	1225	1225	1225	1225	1225
Altura	mm	2250	2250	2250	2250	2250	2250	2250

1) 32 kV/60 kV según algunos requisitos nacionales
2) 42 kV/75 kV según algunos requisitos nacionales
3) Correspondiente a "blindado" según la antigua norma IEC 60298
4) Sólo celda vacía

Homologación de tipo

Las celdas NXPLUS C han sido homologadas de tipo por las sociedades de clasificación siguientes:

- DNV GL
- American Bureau of Shipping (ABS)

De este modo, las celdas también están homologadas para su instalación en barcos y plataformas.

Homologación nacional por Intertek

Para los Estados Unidos y Canadá, Intertek dispone de las homologaciones nacionales correspondientes (número de homologación: 5022522). De este modo, las celdas NXPLUS C cumplen los requisitos principales de la norma estadounidense IEEE así como de la norma canadiense CSA.

Requisitos

Características

Independencia del medio ambiente
Las cubas de acero inoxidable soldadas herméticamente así como el aislamiento sólido unipolar hacen que las partes del circuito primario bajo alta tensión en las celdas NXPLUS C
- sean insensibles ante ciertas condiciones ambientales agresivas tales como el aire salino, la humedad del aire, el polvo y la condensación
- estén protegidas contra la penetración de cuerpos extraños tales como el polvo, la contaminación, animales pequeños y la humedad
- sean independientes de la altitud de emplazamiento.

En la celda de medida aislada en aire no es posible alcanzar este alto grado de independencia del medio ambiente debido al aislamiento parcial por aire (transformadores de corriente tipo bloque, transformadores de tensión tipo bloque con barras de conexión).

Diseño compacto
Al emplear un aislamiento por SF_6 se obtienen dimensiones compactas. De este modo,
- se pueden usar salas eléctricas y locales de subestaciones existentes de forma eficaz
- las construcciones nuevas son más económicas
- las superficies en centros urbanos se utilizan de forma económica.

Diseño libre de mantenimiento
Las cubas de las celdas diseñadas como sistema de presión sellado (sealed pressure system), los dispositivos de maniobra libres de mantenimiento y los conectores de cables encapsulados proporcionan
- máxima seguridad de suministro
- seguridad del personal
- estanquidad de por vida según IEC 62271-200 (sistema de presión sellado)
- montaje, servicio, ampliación, sustitución sin trabajos de gas SF_6
- gastos de operación reducidos
- inversión económica
- omisión de ciclos de mantenimiento.

Innovación
El empleo de sistemas secundarios digitales y equipos de protección y mando combinados proporciona
- una clara integración en sistemas de control de proceso
- ajustes flexibles y sencillísimos a nuevos estados de las celdas y, de este modo, a un servicio económico.

Vida útil
Bajo condiciones de servicio normales, la vida útil esperada para las celdas NXPLUS C aisladas en gas, considerando la estanquidad de la cuba de la celda soldada herméticamente, es de 40 años como mínimo. La vida útil queda limitada por los dispositivos de maniobra utilizados al alcanzar éstos su máximo número de ciclos de maniobra.

Seguridad

Seguridad personal
- Envolvente primaria sellada y protegida contra contactos directos
- Las terminaciones de cables, embarrados y transformadores de tensión llevan envolturas con capas puestas a tierra
- Todas las partes bajo alta tensión, incluyendo terminaciones de cables, embarrados y transformadores de tensión, tienen una envolvente metálica
- Sistema detector de tensión capacitivo para verificar la ausencia de tensión
- Mecanismos de funcionamiento y contactos auxiliares accesibles sin peligro fuera de la envolvente primaria (cuba de la celda)
- Maniobra sólo posible con la envolvente cerrada debido al sistema
- Grado de protección estándar IP65 para todas las partes del circuito primario bajo alta tensión; IP3XD para la envolvente de las celdas según IEC 60529
- Alta protección contra arcos internos mediante enclavamientos lógicos y envolvente ensayada de las celdas
- Celdas con ensayos de arco interno hasta 31,5 kA
- Protección contra maniobras incorrectas mediante enclavamientos lógicos mecánicos
- Puesta a tierra con capacidad de cierre a través del interruptor de potencia.

Seguridad de servicio
- Envolvente primaria sellada que aísla de los efectos ambientales (contaminación, humedad y animales pequeños)
- Diseño libre de mantenimiento para clima de interiores (IEC 62271-1)
- Mecanismos de funcionamiento accesibles fuera de la envolvente primaria (cuba de la celda)
- Transformadores de tensión inductivos con recubrimiento metálico y enchufables, ubicados fuera de la cuba de gas SF_6
- Transformadores de corriente de tipo toroidal ubicados fuera de la cuba de gas SF_6
- Protección total contra maniobras incorrectas mediante enclavamientos lógicos
- Cubas de las celdas soldadas, selladas de por vida
- Carga mínima de incendio
- Con ensayos de tipo e individuales
- Procesos de fabricación estandarizados con control numérico
- Aseguramiento de la calidad según DIN EN ISO 9001
- Más de 500.000 celdas de Siemens en servicio en todo el mundo desde hace años.

Fiabilidad
- Con ensayos de tipo e individuales
- Procesos de fabricación estandarizados con control numérico
- Aseguramiento de la calidad según DIN EN ISO 9001
- Más de 500.000 celdas de Siemens en servicio en todo el mundo desde hace años.

Generalidades
- Envolvente tripolar de la parte primaria mediante cuba de acero inoxidable
- Gas aislante SF_6 (gas de efecto invernadero fluorado)
- Interruptor de tres posiciones como seccionador para el embarrado y seccionador de puesta a tierra para la derivación
- Puesta a tierra con capacidad de cierre a través del interruptor de potencia al vacío
- Dimensiones compactas debido al aislamiento por SF_6
- Cuba de la celda soldada herméticamente, de acero inoxidable
- Embarrado unipolar con aislamiento sólido, blindado, con sistema enchufable
- Conexión de cables con sistema enchufable de cono exterior o para conectar barras con aislamiento sólido
- Montaje junto a la pared o libre
- Acceso al compartimento de cables por delante
- Puerta de baja tensión con bisagras a la izquierda o a la derecha
- Montaje y ampliación de un conjunto de celdas existente hacia ambos lados sin trabajos de gas y sin modificación de las celdas existentes
- Opción: Sistemas flexibles de canales de alivio de presión.

Enclavamientos
- Según IEC 62271-200
- Protección contra maniobras incorrectas mediante enclavamientos lógicos mecánicos
- Enclavamiento del seccionador de tres posiciones
  – Si la función de SECCIONAMIENTO está en posición CERRADO, la función de PUESTA A TIERRA PREPARADA no se puede seleccionar
  – Si la función de PUESTA A TIERRA PREPARADA está en posición CERRADO, la función de SECCIONAMIENTO no se puede seleccionar
- Enclavamiento del interruptor-seccionador de tres posiciones
  – Si la función de SECCIONAMIENTO BAJO CARGA está en posición CERRADO, la función de PUESTA A TIERRA no se puede seleccionar
  – Si la función de PUESTA A TIERRA está en posición CERRADO, la función de SECCIONAMIENTO BAJO CARGA no se puede seleccionar
- El seccionador de tres posiciones sólo se puede maniobrar si el interruptor de potencia está en posición ABIERTO
- El interruptor de potencia sólo se puede maniobrar si el seccionador de tres posiciones está en una posición final y la palanca de maniobra está retirada
- Dispositivo de inmovilización para “derivación puesta a tierra”
- Dispositivo de inmovilización para seccionador de tres posiciones.
  Al colocar el candado en la posición correspondiente pueden realizarse los enclavamientos siguientes:
  – Candado a la izquierda: La función de SECCIONAMIENTO del seccionador de tres posiciones no se puede maniobrar; la función de PUESTA A TIERRA PREPARADA del seccionador de tres posiciones se puede maniobrar
  – Candado en el centro: La corredera de preselección está bloqueada, no es posible efectuar maniobras
  – Candado a la derecha: La función de SECCIONAMIENTO del seccionador de tres posiciones se puede maniobrar; la función de PUESTA A TIERRA PREPARADA del seccionador de tres posiciones no se puede maniobrar
  – El compartimento de fusibles sólo se puede cerrar si la cámara del fusible está completamente cerrada
- Bloqueo de desconexión de la puesta a tierra estando la cubierta del compartimento de fusibles desmontada
- Opción: Cubierta del compartimento de cables enclavada contra el seccionador de tres posiciones (celda con interruptor de potencia)
- Opción: Compartimento de transformador enclavado contra el interruptor-seccionador de tres posiciones (celda de protección de transformador auxiliar)
- Opción: Bloqueo de cierre contra el CIERRE mecánico del interruptor de potencia
- Opción: Bloqueo de cierre para la función de SECCIONAMIENTO del seccionador de tres posiciones estando la cubierta del compartimento de cables / compartimento de transformadores de medida retirada (celda con interruptor de potencia, celda de medida aislada en aire)
- Opción: Enclavamientos electromagnéticos (-Y1, -Y5, -Y8E, -Y16, -Y32)
- Opción: Pulsadores mecánicos del interruptor de potencia bloqueables con candados
- Opción: Dispositivo de inmovilización para “derivación”.

Diseño modular
- Sustitución de una celda posible sin trabajos de gas SF_6
- Compartimento de baja tensión desmontable, guirnaldas de interconexión enchufables.

Transformadores de medida
- Transformadores de corriente sin solicitaciones dieléctricas
- Transformadores de corriente de tipo toroidal sustituibles sin problemas
- Transformadores de tensión con recubrimiento metálico, enchufables y seccionables
- Transformadores de corriente y de tensión tipo bloque en la celda de medida aislada en aire; también posibles como componentes suministrados por el cliente (los transformadores de corriente tipo bloque están sometidos a solicitaciones dieléctricas).

Sensores
- Sensor de corriente como transformador de corriente de tipo inductivo en combinación con shunt de precisión (señal de tensión)
- Sensor de tensión como divisor óhmico
- En combinación con equipos secundarios tales como
  – SICAM FCM
  – 7SJ81.

Transformador auxiliar
- Transformador trifásico o monofásico de tipo seco
- Potencia de 40 kVA ó 10 kVA
- Símbolo de conexión Dyn1, Dyn5 ó Li0
- Según el reglamento de diseño ecológico nº 548/2014 de la UE.

Interruptor de potencia al vacío
- Libre de mantenimiento bajo condiciones ambientales normales según IEC 62271-1
- Sin reengrases ni reajustes
- Hasta 10.000 ciclos de maniobra
- Opción: Hasta 30.000 ciclos de maniobra
- Estanco al vacío de por vida.

Sistemas secundarios
- Equipos de protección, medida y mando comerciales
- Opción: Relé digital de protección multifuncional con funciones de protección, mando, comunicación, servicio y control integradas
- Integrables en sistemas de control de proceso.

Normas (véase la página 42)

Datos técnicos

Datos eléctricos, presión de llenado, temperatura para celdas de embarrado simple

Datos eléctricos comunes, presión de llenado, temperatura									
Nivel de aislamiento asignado	Tensión asignada U_r	kV	**7,2**	**12**	**15**	**17,5**	**24**	**36**	**38**
	Tensión soportada asignada de corta duración a frecuencia industrial U_d – fase / fase, fase / tierra, distancia entre contactos abierta	kV	20 [1]	28 [2]	36	38	50	70	70
	– a través de la distancia de seccionamiento	kV	23 [1]	32 [2]	40	45	60	80	77
	Para la cuba de la celda aislada en gas U_p – fase / fase, fase / tierra, distancia entre contactos abierta	kV	60 [1]	75 [2]	95	95	125	170	150
	– a través de la distancia de seccionamiento	kV	70 [1]	85 [2]	110	110	145	195	165
Frecuencia asignada f_r		Hz	50 / 60	50 / 60	50 / 60	50 / 60	50 / 60	50 / 60	50 / 60
Corriente permanente asignada [3] I_r	para el embarrado	hasta A	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500
Nivel de llenado asignado (valor absoluto) p_{re}	para la cuba de la celda aislada en gas	kPa	150	150	150	150	150	150	150
Nivel funcional mínimo (valor absoluto) p_{me}	para la cuba de la celda aislada en gas	kPa	130	130	130	130	130	130	130
Cuota de fugas de gas		%	< 0,1 por año →						
Temperatura del aire ambiente		°C	-5 hasta +55 [6] →						

Datos de las celdas									
Celda con interruptor de potencia 630 A, 800 A									
Corriente permanente asignada I_r	a una temperatura del aire ambiente de 40 °C	A A	630 800	630 800	630 800	630 800	630 800	630 800	630 800
Corriente admisible asignada de corta duración I_k	para celdas con t_k = 1 s	kA	20 | 25	20 | 25	20 | 25	20 | 25	20 | 25	20 | 25	20 | 25
	para celdas con t_k = 3 s	kA	20 | 25	20 | 25	20 | 25	20 | 25	20 | 25	20 | 25	20 | 25
Valor de cresta de la corriente admisible asignada I_p	50 Hz	kA	50 | 63	50 | 63	50 | 63	50 | 63	50 | 63	50 | 63	50 | 63
	60 Hz	kA	52 | 65	52 | 65	52 | 65	52 | 65	52 | 65	52 | 65	52 | 65
Corriente asignada de cierre en cortocircuito I_{ma}	50 Hz	kA	50 | 63	50 | 63	50 | 63	50 | 63	50 | 63	50 | 63	50 | 63
	60 Hz	kA	52 | 65	52 | 65	52 | 65	52 | 65	52 | 65	52 | 65	52 | 65
Corriente asignada de corte en cortocircuito I_{sc}		kA	20 | 25	20 | 25	20 | 25	20 | 25	20 | 25	20 | 25	20 | 25
Endurancia eléctrica del interruptor de potencia	con corriente permanente asignada		10.000 ciclos de maniobra →						
	con corriente asignada de corte en cortocircuito		50 operaciones de corte →						
Clases de endurancia según IEC 62271-100			M2, E2, C2, S2 →						
Clases de endurancia según IEC 62271-102	SECCIONAMIENTO		M1	M1	M1	M1	M1	M1	M1
	PUESTA A TIERRA		M0, E0	M0, E0	M0, E0	M0, E0	M0, E0	M0, E0	M0, E0

La función de PUESTA A TIERRA con clase de endurancia E2 se obtiene cerrando el interruptor de potencia en combinación con el seccionador de puesta a tierra (clase de endurancia E0).

Celda con interruptor de potencia [5] y celda de acoplamiento longitudinal 1000 A [5], 1250 A [5], 1600 A, 2000 A, 2500 A									
Corriente permanente asignada [3] I_r	a una temperatura del aire ambiente de 40 °C	A A A A A	1000 1250 1600 2000 2500	1000 1250 1600 2000 2500	1000 1250 1600 2000 2500	1000 1250 1600 2000 2500	1000 1250 1600 2000 2500	1000 1250 – – –	1000 1250 – – –
Corriente admisible asignada de corta duración I_k	para celdas con t_k = 1 s	kA	20 | 25 | 31,5	20 | 25 | 31,5	20 | 25 | 31,5	20 | 25 | 31,5	20 | 25	20 | 25	20 | 25
	para celdas con t_k = 3 s	kA	20 | 25 | 31,5	20 | 25 | 31,5	20 | 25 | 31,5	20 | 25 | 31,5	20 | 25	20 | 25	20 | 25
Valor de cresta de la corriente admisible asignada I_p	50 Hz	kA	50 | 63 | 80	50 | 63 | 80	50 | 63 | 80	50 | 63 | 80	50 | 63	50 | 63	50 | 63
	60 Hz	kA	52 | 65 | 82	52 | 65 | 82	52 | 65 | 82	52 | 65 | 82	52 | 65	52 | 65	52 | 65
Corriente asignada de cierre en cortocircuito I_{ma}	50 Hz	kA	50 | 63 | 80	50 | 63 | 80	50 | 63 | 80	50 | 63 | 80	50 | 63	50 | 63	50 | 63
	60 Hz	kA	52 | 65 | 82	52 | 65 | 82	52 | 65 | 82	52 | 65 | 82	52 | 65	52 | 65	52 | 65
Corriente asignada de corte en cortocircuito I_{sc}		kA	20 | 25 | 31,5	20 | 25 | 31,5	20 | 25 | 31,5	20 | 25 | 31,5	20 | 25	20 | 25	20 | 25
Endurancia eléctrica del interruptor de potencia	con corriente permanente asignada		10.000 ciclos de maniobra →						
			30.000 [5] ciclos de maniobra →				→	–	–
	con corriente asignada de corte en cortocircuito		50 operaciones de corte →						
Clases de endurancia según IEC 62271-100			M2, E2, C2, S2 →						
Clases de endurancia según IEC 62271-102	SECCIONAMIENTO		M1	M1	M1	M1	M1	M1	M1
	PUESTA A TIERRA		M0, E0	M0, E0	M0, E0	M0, E0	M0, E0	M0, E0	M0, E0

La función de PUESTA A TIERRA con clase de endurancia E2 se obtiene cerrando el interruptor de potencia en combinación con el seccionador de puesta a tierra (clase de endurancia E0).

Para notas a pie de página, véase la página 10

Datos de las celdas (Continuación)									
Celda con seccionador 630 A, 800 A, 1000 A, 1250 A, 1600 A, 2000 A, 2500 A									
Tensión asignada *Ur*		kV	**7,2**	**12**	**15**	**17,5**	**24**	**36**	**38**
Corriente permanente asignada [3] I_r	a una temperatura del aire ambiente de 40 °C	A	630	630	630	630	630	630	630
		A	800	800	800	800	800	800	800
		A	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
		A	1250	1250	1250	1250	1250	1250	1250
		A	1600	1600	1600	1600	1600	–	–
		A	2000	2000	2000	2000	2000	–	–
		A	2500	2500	2500	2500	2500	–	–
Corriente admisible asignada de corta duración I_k	para celdas con t_k = 1 s	kA	20|25|31,5	20|25|31,5	20|25|31,5	20|25|31,5	20|25	20|25	20|25
	para celdas con t_k = 3 s	kA	20|25|31,5	20|25|31,5	20|25|31,5	20|25|31,5	20|25	20|25	20|25
Valor de cresta de la corriente admisible asignada I_p	50 Hz	kA	50|63|80	50|63|80	50|63|80	50|63|80	50|63	50|63	50|63
	60 Hz	kA	52|65|82	52|65|82	52|65|82	52|65|82	52|65	52|65	52|65
Clases de endurancia según IEC 62271-102	SECCIONAMIENTO		M1	M1	M1	M1	M1	M1	M1
	PUESTA A TIERRA		M0, E0	M0, E0	M0, E0	M0, E0	M0, E0	M0, E0	M0, E0
Combinado interruptor-seccionador/fusibles Celda de protección de transformador auxiliar (con fusibles ACR)									
Corriente permanente asignada [3] [4] I_{load}	a una temperatura del aire ambiente de 40 °C	A	200	200	200	200	200	–	–
Corriente admisible asignada de corta duración I_k	para celdas con t_k = 1 s	kA	20|25|31,5	20|25|31,5	20|25|31,5	20|25|31,5	20|25	–	–
	para celdas con t_k = 3 s	kA	20|25|31,5	20|25|31,5	20|25|31,5	20|25|31,5	20|25	–	–
Valor de cresta de la corriente admisible asignada [4] I_p	50 Hz	kA	50|63|80	50|63|80	50|63|80	50|63|80	50|63	–	–
	60 Hz	kA	52|65|82	52|65|82	52|65|82	52|65|82	52|65	–	–
Corriente asignada de cierre en cortocircuito [4] I_{ma}	50 Hz	kA	50|63|80	50|63|80	50|63|80	50|63|80	50|63	–	–
	60 Hz	kA	52|65|82	52|65|82	52|65|82	52|65|82	52|65	–	–
Corriente asignada de transferencia $TDI_{transfer}$		A	1500	1500	1300	1300	1300	–	–
Corriente asignada de intersección TDI_{to}		A	1500	1500	1300	1300	1300	–	–
Calibre "e" de los cartuchos fusibles HHD		mm	292	292	442	442	442	–	–
		mm	442	442					
Clase de endurancia según IEC 62271-103			M1	M1	M1	M1	M1	–	–
Celda de medida, aislada en gas (con fusibles ACR)									
Corriente permanente asignada [3] I_r	a una temperatura del aire ambiente de 40 °C	A	–	–	–	–	–	–	–
Corriente admisible asignada de corta duración I_k	para celdas con t_k = 1 s	kA	20|25|31,5	20|25|31,5	20|25|31,5	20|25|31,5	20|25	–	–
	para celdas con t_k = 3 s	kA	20|25|31,5	20|25|31,5	20|25|31,5	20|25|31,5	20|25	–	–
Valor de cresta de la corriente admisible asignada I_p	50 Hz	kA	50|63|80	50|63|80	50|63|80	50|63|80	50|63	–	–
	60 Hz	kA	52|65|82	52|65|82	52|65|82	52|65|82	52|65	–	–
Calibre "e" de los cartuchos fusibles HHD		mm	292	292	442	442	442	–	–
		mm	442	442					
Clase de endurancia según IEC 62271-102	SECCIONAMIENTO		M0	M0	M0	M0	M0	–	–
	PUESTA A TIERRA		M0, E2	M0, E2	M0, E2	M0, E2	M0, E2	–	–
Celda de medida, aislada en aire									
Corriente permanente asignada [3] I_r	a una temperatura del aire ambiente de 40 °C	A	1250 [8]	1250 [8]	1250 [8]	1250 [8]	1250 [8]	–	–
Corriente admisible asignada de corta duración I_k	para celdas con t_k = 1 s	kA	20|25	20|25	20|25	20|25	20|25	–	–
	para celdas con t_k = 3 s	kA	20|25	20|25	20|25	20|25	20|25	–	–
Valor de cresta de la corriente admisible asignada I_p	50 Hz	kA	50|63	50|63	50|63	50|63	50|63	–	–
	60 Hz	kA	52|65	52|65	52|65	52|65	52|65	–	–
Clases de endurancia según IEC 62271-102	SECCIONAMIENTO		M1	M1	M1	M1	M1	–	–
	PUESTA A TIERRA		M0, E0	M0, E0	M0, E0	M0, E0	M0, E0	–	–

Para notas a pie de página, véase la página 10

Datos técnicos

Datos eléctricos, presión de llenado, temperatura para celdas de embarrado simple

Datos de las celdas (Continuación)									
Celda de línea									
Tensión asignada *Ur*		kV	**7,2**	**12**	**15**	**17,5**	**24**	**36**	**38**
Corriente permanente asignada [3] I_{load}	a una temperatura del aire ambiente de 40 °C	A	630	630	630	630	630	–	–
Corriente admisible asignada de corta duración I_k	para celdas con t_k = 1 s	kA	20|25	20|25	20|25	20|25	20|–	–	–
	para celdas con t_k = 3 s	kA	20|–	20|–	20|–	20|–	20|–	–	–
Valor de cresta de la corriente admisible asignada I_p	50 Hz	kA	50|63	50|63	50|63	50|63	50|–	–	–
	60 Hz	kA	52|65	52|65	52|65	52|65	52|–	–	–
Corriente asignada de cierre en cortocircuito I_{ma}	50 Hz	kA	50|63	50|63	50|63	50|63	50|–	–	–
	60 Hz	kA	52|65	52|65	52|65	52|65	52|–	–	–
Clase de endurancia según IEC 62271-103			M1, E3	M1, E3	M1, E3	M1, E3	M1, E3	–	–
Celda con contactor al vacío y fusibles ACR									
Corriente permanente asignada [3] [4] I_r	a una temperatura del aire ambiente de 40 °C	A	450	450	450	450	450	–	–
Corriente admisible asignada de corta duración I_k	para celdas con t_k = 1 s	kA	20|25|31,5	20|25|31,5	20|25|31,5	20|25|31,5	20|25	–	–
	para celdas con t_k = 3 s	kA	20|25|31,5	20|25|31,5	20|25|31,5	20|25|31,5	20|25	–	–
Valor de cresta de la corriente admisible asignada [4] I_p	50 Hz	kA	50|63|80	50|63|80	50|63|80	50|63|80	50|63	–	–
	60 Hz	kA	52|65|82	52|65|82	52|65|82	52|65|82	52|65	–	–
Corriente asignada de cierre en cortocircuito [4] I_{ma}	50 Hz	kA	50|63|80	50|63|80	50|63|80	50|63|80	50|63	–	–
	60 Hz	kA	52|65|82	52|65|82	52|65|82	52|65|82	52|65	–	–
Calibre "e" de los cartuchos fusibles HHD		mm mm	292 442	292 442	442	442	442	–	–
Endurancia eléctrica de la celda con contactor al vacío y fusibles ACR			100.000 ó 500.000 ciclos de maniobra →					–	–
Clase de endurancia según IEC 62271-102	SECCIONAMIENTO		M0	M0	M0	M0	M0	–	–
	PUESTA A TIERRA		M0, E2	M0, E2	M0, E2	M0, E2	M0, E2	–	–

Notas a pie de página para las páginas 8 a 11

1) Valores superiores para la tensión soportada asignada de corta duración a frecuencia industrial disponibles con:
   – 32 kV para fase / fase, fase / tierra y distancia entre contactos abierta, así como
   – 37 kV a través de la distancia de seccionamiento
   Valores superiores para la tensión soportada asignada de impulso tipo rayo:
   – 60 kV para fase / fase, fase / tierra y distancia entre contactos abierta, así como
   – 70 kV a través de la distancia de seccionamiento
2) Valores superiores para la tensión soportada asignada de corta duración a frecuencia industrial disponibles con:
   – 42 kV para fase / fase, fase / tierra y distancia entre contactos abierta, así como
   – 48 kV a través de la distancia de seccionamiento
   Valores superiores para la tensión soportada asignada de impulso tipo rayo:
   – 95 kV para fase / fase, fase / tierra y distancia entre contactos abierta, así como
   – 110 kV a través de la distancia de seccionamiento
3) Las corrientes permanentes asignadas son aplicables para temperaturas del aire ambiente de máx. 40 °C. El valor medio durante 24 horas es de máx. 35 °C (según IEC 62271-1) 2500 A con ventilación natural
4) Dependiente del cartucho fusible ACR; observar la máx. corriente de corte limitada I_D de los cartuchos fusibles ACR
5) Para celdas con interruptor de potencia de 1000 A y 1250 A hasta 17,5 kV, hasta 31,5 kA, así como 24 kV hasta 25 kA, pueden obtenerse opcionalmente los ciclos de maniobra siguientes:
   – 5000 ciclos de maniobra para la función de SECCIONAMIENTO
   – 5000 ciclos de maniobra para la función de PUESTA A TIERRA PREPARADA
   – 30.000 ciclos de maniobra para el interruptor de potencia
   – 10.000 ciclos de maniobra para la función de SECCIONAMIENTO
   – 10.000 ciclos de maniobra para la función de PUESTA A TIERRA PREPARADA
   – 30.000 ciclos de maniobra para el interruptor de potencia
6) Temperatura del aire ambiente opcional -25 °C hasta +55 °C (los equipos secundarios (p.ej. relés de protección, contadores, transductores de medida, etc.) tienen que ser adecuados para la temperatura del aire ambiente existente)
7) Sin engatillamiento de cierre mecánico: 500.000
   Con engatillamiento de cierre mecánico: 100.000
   Máx. 60 ciclos de maniobra por hora
8) 1095 A en ejecución con seccionador de tres posiciones

Datos técnicos

Datos eléctricos, presión de llenado, temperatura para celdas de embarrado doble

Datos eléctricos comunes, presión de llenado, temperatura							
Nivel de aislamiento asignado	Tensión asignada U_r	kV	7,2	12	15	17,5	24
	Tensión soportada asignada de corta duración a frecuencia industrial U_d – fase/fase, fase/tierra, distancia entre contactos abierta	kV	20 [1]	28 [2]	36	38	50
	– a través de la distancia de seccionamiento	kV	23 [1]	32 [2]	40	45	60
	Para la cuba de la celda aislada en gas U_p – fase/fase, fase/tierra, distancia entre contactos abierta	kV	60 [1]	75 [2]	95	95	125
	– a través de la distancia de seccionamiento	kV	70 [1]	85 [2]	110	110	145
Frecuencia asignada f_r		Hz	50/60	50/60	50/60	50/60	50/60
Corriente permanente asignada [3] I_r	para el embarrado	hasta A	2500	2500	2500	2500	2500
Nivel de llenado asignado p_{re}	para la cuba de la celda aislada en gas	kPa	150	150	150	150	150
Nivel funcional mínimo p_{me}	para la cuba de la celda aislada en gas	kPa	130	130	130	130	130
Cuota de fugas de gas		%	< 0,1 por año	→	→	→	→
Temperatura del aire ambiente		°C	-5 hasta +55 [6]	→	→	→	→

Datos de las celdas							
Celda con interruptor de potencia 1000 A							
Corriente permanente asignada [3] I_r	a una temperatura del aire ambiente de 40 °C	A	1000	1000	1000	1000	1000
Corriente admisible asignada de corta duración I_k	para celdas con t_k = 1 s	kA	20 | 25	20 | 25	20 | 25	20 | 25	20 | 25
	para celdas con t_k = 3 s	kA	20 | 25	20 | 25	20 | 25	20 | 25	20 | 25
Valor de cresta de la corriente admisible asignada I_p	50 Hz	kA	50 | 63	50 | 63	50 | 63	50 | 63	50 | 63
	60 Hz	kA	52 | 65	52 | 65	52 | 65	52 | 65	52 | 65
Corriente asignada de cierre en cortocircuito I_{ma}	50 Hz	kA	50 | 63	50 | 63	50 | 63	50 | 63	50 | 63
	60 Hz	kA	52 | 65	52 | 65	52 | 65	52 | 65	52 | 65
Corriente asignada de corte en cortocircuito I_{sc}		kA	20 | 25	20 | 25	20 | 25	20 | 25	20 | 25
Endurancia eléctrica del interruptor de potencia	con corriente permanente asignada		10.000 ciclos de maniobra	→	→	→	→
	con corriente asignada de corte en cortocircuito		50 operaciones de corte	→	→	→	→
Clases de endurancia según IEC 62271-100			M2, E2, C2, S2	M2, E2, C2, S2	M2, E2, C2, S2	M2, E2, C2, S2	M2, E2, C2, S2
Clases de endurancia según IEC 62271-102	SECCIONAMIENTO		M1	M1	M1	M1	M1
	PUESTA A TIERRA		M0, E0	M0, E0	M0, E0	M0, E0	M0, E0

La función de PUESTA A TIERRA con clase de endurancia E2 se obtiene cerrando el interruptor de potencia en combinación con el seccionador de puesta a tierra (clase de endurancia E0).

Acoplamiento de alimentación y acoplamiento transversal 1000 A, 1250 A							
Corriente permanente asignada [3] I_r	a una temperatura del aire ambiente de 40 °C	A A	1000 1250	1000 1250	1000 1250	1000 1250	1000 1250
Corriente admisible asignada de corta duración I_k	para celdas con t_k = 1 s	kA	20 | 25	20 | 25	20 | 25	20 | 25	20 | 25
	para celdas con t_k = 3 s	kA	20 | 25	20 | 25	20 | 25	20 | 25	20 | 25
Valor de cresta de la corriente admisible asignada I_p	50 Hz	kA	50 | 63	50 | 63	50 | 63	50 | 63	50 | 63
	60 Hz	kA	52 | 65	52 | 65	52 | 65	52 | 65	52 | 65
Corriente asignada de cierre en cortocircuito I_{ma}	50 Hz	kA	50 | 63	50 | 63	50 | 63	50 | 63	50 | 63
	60 Hz	kA	52 | 65	52 | 65	52 | 65	52 | 65	52 | 65
Corriente asignada de corte en cortocircuito I_{sc}		kA	20 | 25	20 | 25	20 | 25	20 | 25	20 | 25
Endurancia eléctrica del interruptor de potencia	con corriente permanente asignada		10.000 ciclos de maniobra	→	→	→	→
	con corriente asignada de corte en cortocircuito		50 operaciones de corte	→	→	→	→
Clases de endurancia según IEC 62271-100			M2, E2, C2, S2	M2, E2, C2, S2	M2, E2, C2, S2	M2, E2, C2, S2	M2, E2, C2, S2
Clases de endurancia según IEC 62271-102	SECCIONAMIENTO		M1	M1	M1	M1	M1
	PUESTA A TIERRA		M0, E0	M0, E0	M0, E0	M0, E0	M0, E0

La función de PUESTA A TIERRA con clase de endurancia E2 se obtiene cerrando el interruptor de potencia en combinación con el seccionador de puesta a tierra (clase de endurancia E0).

Para notas a pie de página, véase la página 10

Datos técnicos

Planificación del local

Instalación de las celdas

- Para aplicaciones de embarrado simple:
  – Montaje junto a la pared o
  – Montaje libre
  – Montaje frente a frente de forma análoga
- Para aplicaciones de embarrado doble:
  – Montaje espalda a espalda (montaje libre).

Dimensiones del local

Véanse los planos de dimensiones abajo.

Altura del local

- ≥ 2750 mm
  NXPLUS C, todos los datos técnicos, todos los tipos de montaje, con/sin canal de alivio de presión horizontal
- ≥ 2400 mm
  NXPLUS C, montaje junto a la pared y libre con canal de alivio de presión trasero/central, compartimento de baja tensión 761 mm, sin canal de alivio de presión horizontal.

Medidas de las puertas

Para las medidas de las puertas se recomiendan como mínimo las dimensiones siguientes:

Altura de la puerta: ≥ 2500 mm

Ancho de la puerta: ≥ 900 mm (para celdas de 600 mm de ancho)
≥ 1200 mm (para celdas de 900 mm de ancho).

Fijación de las celdas

- Para aberturas en el piso y puntos de fijación de las celdas, véanse las páginas 16 a 28
- Fundamentos:
  – Estructura de vigas de acero
  – Piso de hormigón armado con rieles de asiento, fijación soldada o atornillada.

Dimensiones de las celdas

Véanse las páginas 16 a 28.

Pesos

Celdas de embarrado simple

- Celdas para ≤ 1250 A: Aprox. 800 kg
- Celdas para > 1250 A: Aprox. 1400 kg.

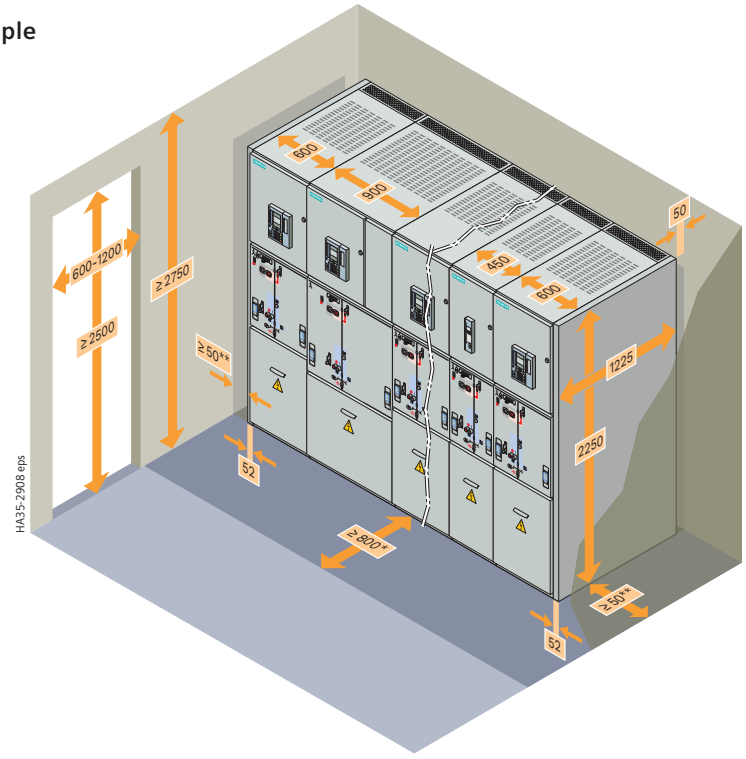
Celdas de embarrado doble

- Celdas para ≤ 1250 A: Aprox. 1600 kg.

Instalación de las celdas

Montaje junto a la pared para celdas de embarrado simple

Todas las celdas con conexión de cables por delante y canal de alivio de presión trasero



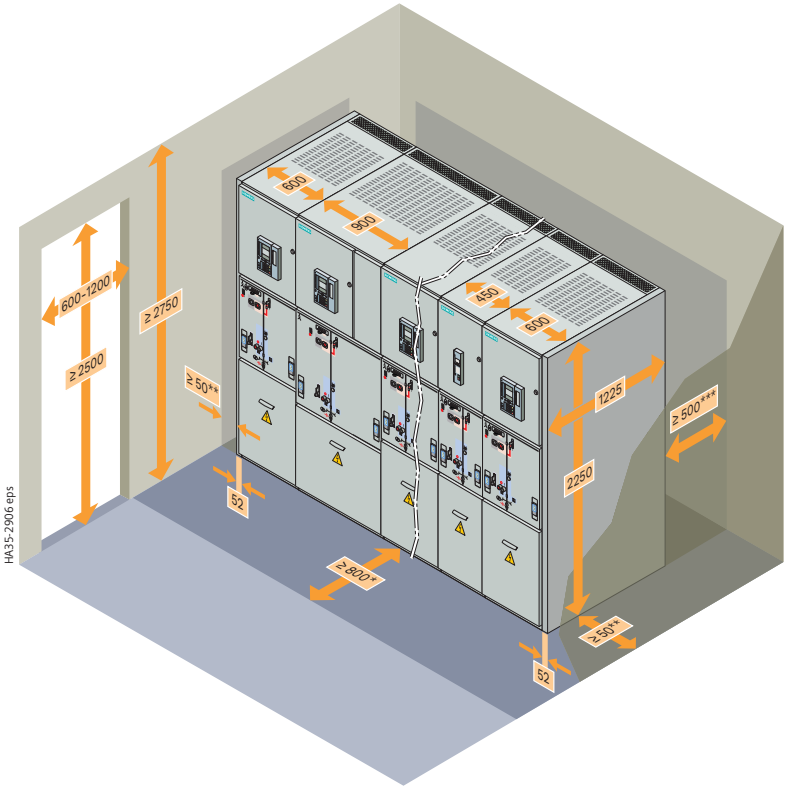
* Pasillo de servicio dependiente de disposiciones nacionales; para ampliación/sustitución de celdas:
≥ 1400 mm recomendados (celdas de 450 mm, 600 mm)
≥ 1600 mm recomendados (celdas de 900 mm)

** Distancias laterales a la pared, a izquierda o derecha; para montaje y mantenimiento (según IEC 61936-1):
≥ 500 mm recomendables
≥ 500 mm necesarios para celda de protección de transformador auxiliar con conexión de cables lateral como celda final

Instalación de las celdas

Montaje libre para celdas de embarrado simple

Todas las celdas con conexión de cables por delante y canal de alivio de presión trasero



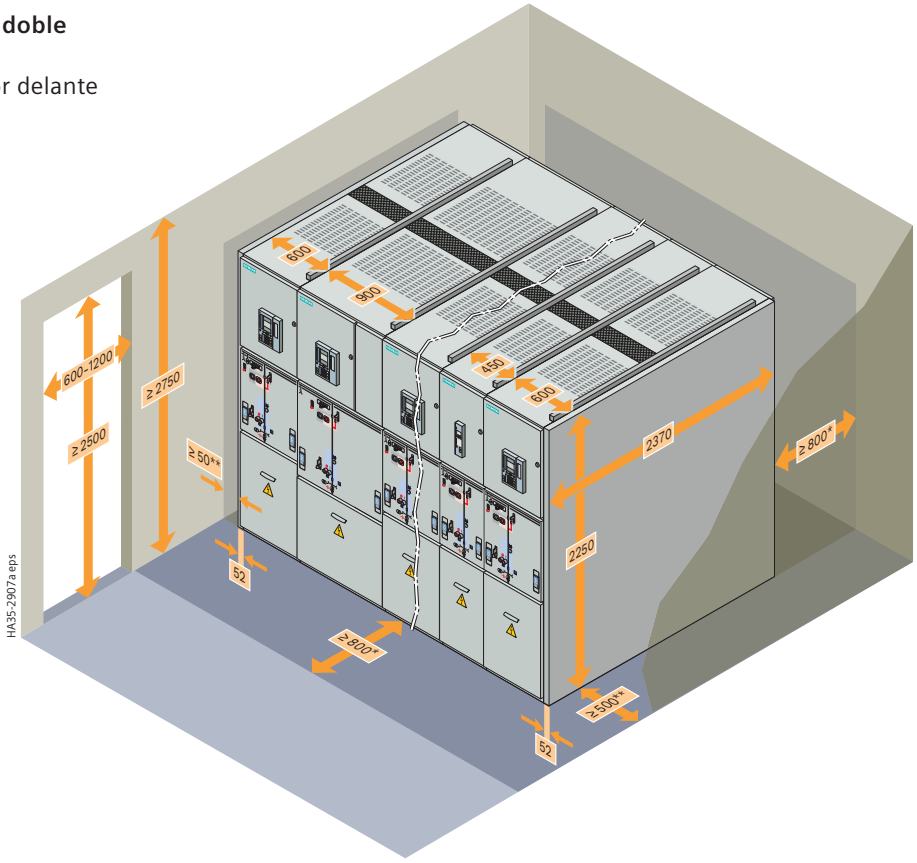
* Pasillo de servicio dependiente de disposiciones nacionales; para ampliación/sustitución de celdas:
≥ 1400 mm recomendados (celdas de 450 mm, 600 mm)
≥ 1600 mm recomendados (celdas de 900 mm)

** Distancias laterales a la pared, a izquierda o derecha; para montaje y mantenimiento (según IEC 61936-1):
≥ 500 mm recomendables
≥ 500 mm necesarios para celda de protección de transformador auxiliar con conexión de cables lateral como celda final

*** Pasillo ≥ 500 mm para montaje y mantenimiento (según IEC 61936-1)
Pasillo ≥ 800 mm para servicio (según IEC 62271-200)

Montaje libre para celdas de embarrado doble

Todas las celdas con conexión de cables por delante y canal de alivio de presión central



* Pasillo de servicio dependiente de disposiciones nacionales; para ampliación/sustitución de celdas:
≥ 1400 mm recomendados (celdas de 450 mm, 600 mm)
≥ 1600 mm recomendados (celdas de 900 mm)

** Distancia lateral a la pared ≥ 50 mm posible opcionalmente a izquierda o derecha:
≥ 500 mm para montaje y mantenimiento (según IEC 61936-1)
≥ 800 mm para servicio (según IEC 62271-200)
≥ 800 mm para sustitución de celdas (celdas de 450 mm, 600 mm)
≥ 1100 mm para sustitución de celdas: (celdas de 900 mm)

Datos técnicos

Datos de transporte

Transporte

Las celdas NXPLUS C se entregan en forma de celdas individuales. Hay que observar lo siguiente:

- Posibilidades de transporte en la obra
- Medidas y pesos de transporte
- Tamaño de aberturas de puertas en el edificio.

En caso de celdas de embarrado doble, el lado A y el lado B se suministran por separado.

Embalaje

Medio de transporte: Tren y camión

– Celdas sobre paletas
– Embalaje abierto con lámina protectora de PE.

Medio de transporte: Barco y avión

– Celdas sobre paletas
– En caja cerrada (cartonaje) con lámina protectora de PE superior e inferior soldada
– Con bolsas de agente desecante
– Con piso de madera cerrado herméticamente
– Tiempo máx. de almacenamiento: 6 meses.

Dimensiones, pesos

Transporte	Partición de celda	Dimensiones de transporte			Peso de transporte	
	mm	Ancho mm	Altura mm	Profundidad mm	Con embalaje kg	Sin embalaje kg
Embarrado simple						
Camión o tren	1 × 450	1100	2460	1450	800	700
	1 × 600	1100	2460	1450	900	800
	1 × 900	1100	2460	1450	1500	1400
	1 × 450 (conexión de cables por detrás)	1100	2460	2100	800	700
	1 × 600 (conexión de cables por detrás)	1100	2460	2100	900	800
	1 × 900 (conexión de cables por detrás)	1100	2460	2100	1500	1400
	Transformador auxiliar	800	1200	1200	575	500
Barco o avión	1 × 450	1130	2550	1450	800	700
	1 × 600	1130	2550	1450	900	800
	1 × 900	1130	2550	1450	1500	1400
	1 × 450 (conexión de cables por detrás)	1130	2550	2100	800	700
	1 × 600 (conexión de cables por detrás)	1130	2550	2100	900	800
	1 × 900 (conexión de cables por detrás)	1130	2550	2100	1500	1400
	Transformador auxiliar	800	1200	1200	575	500
Embarrado doble						
Camión o tren	1 × 450	1100	2460	1450	800	700
	1 × 600	1100	2460	1450	900	800
	1 × 900	1100	2460	1450	1500	1400
	Transformador auxiliar	800	1200	1200	500	425
Barco o avión	1 × 450	1130	2550	1450	800	700
	1 × 600	1130	2550	1450	900	800
	1 × 900	1130	2550	1450	1500	1400
	Transformador auxiliar	800	1200	1200	575	500

Clasificación de las celdas NXPLUS C según IEC 62271-200

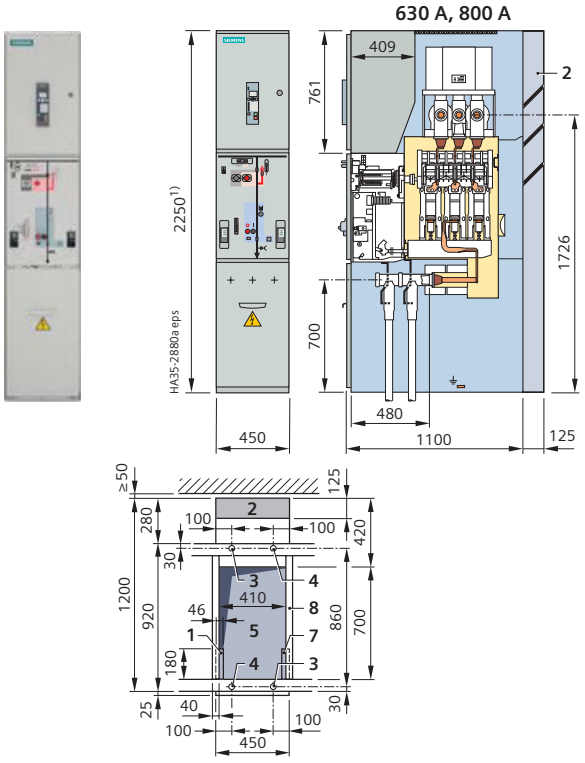
Diseño y construcción			
Clase de separación		PM (metal partition – con separadores metálicos) [1]	
Categoría de pérdida de continuidad de servicio			
Celdas de embarrado simple con compartimento de conexión	Celda con interruptor de potencia	LSC 2	
	Celda con seccionador		
	Celda con interruptor-seccionador y fusibles ACR		
	Celda de línea		
	Celda con contactor al vacío y fusibles ACR		
Celdas de embarrado doble con compartimento de conexión	Celda con interruptor de potencia	LSC 2A	
	Acoplamiento de alimentación		
Celdas sin compartimento de conexión	Acoplamiento longitudinal (de una celda)	Sin asignación LSC, ya que no existe ningún compartimento de conexión. [5] Nota: El acoplamiento longitudinal de una celda (incl. ambas secciones de embarrado) puede seguir en servicio al abrir el compartimento inferior.	
	Acoplamiento longitudinal (de dos celdas)	Sin asignación LSC, ya que no existe ningún compartimento de conexión. [5] Nota: Si la interconexión longitudinal de la celda está puesta a tierra, ambas secciones de embarrado pueden seguir en servicio al abrir el compartimento de interconexión longitudinal de celdas.	
	Acoplamiento transversal	Sin asignación LSC, ya que no existe ningún compartimento de conexión. [5] Nota: El acoplamiento transversal puede seguir en servicio al abrir el compartimento inferior.	
	Celda de protección de transformador auxiliar	Sin asignación LSC, ya que no existe ningún compartimento de conexión. [5] Nota: El embarrado del conjunto de celdas puede seguir en servicio al abrir el compartimento de transformador	
	Celda de protección de transformador auxiliar con conexión de cables lateral	Sin asignación LSC, ya que esta celda no contiene un embarrado. [5] Nota: El embarrado de las celdas adyacentes (conjunto de celdas) puede seguir en servicio al abrir el compartimento de cables lateral.	
	Celda de medida	Sin asignación LSC, ya que no existe ningún compartimento de conexión. [5] Nota: El embarrado del conjunto de celdas puede seguir en servicio al abrir el compartimento de transformadores de tensión.	
	Celda de medida aislada en aire sin seccionador de tres posiciones	Sin asignación LSC, ya que no existe ningún compartimento de conexión. [5] Nota: El embarrado (ambas secciones de embarrado) del conjunto de celdas puede seguir en servicio al abrir el compartimento de transformadores de tensión.	
	Celda de medida aislada en aire con seccionador de tres posiciones	Sin asignación LSC, ya que no existe ningún compartimento de conexión. [5] Nota: Si los juegos de transformadores de medida tipo bloque están puestos a tierra, ambas secciones de embarrado pueden seguir en servicio al abrir el compartimento de transformadores de tensión.	
	Celda vacía	Sin asignación LSC, ya que no existe ningún compartimento de conexión. [5]	
Accesibilidad a compartimentos (envolvente)			
Compartimento de embarrado		Controlado mediante herramientas	
Compartimento de dispositivo de maniobra		No accesible	
Compartimento de transformadores de medida / compartimento de transformador		Controlado mediante herramientas	
Compartimento de fusibles		Controlado con enclavamiento y mediante herramientas	
Compartimento de baja tensión		Controlado mediante herramientas	
Compartimento de cables		Controlado mediante herramientas	
Clasificación de arco interno			
Designación de la clasificación de arco interno IAC		**7,2 kV, 12 kV, 15 kV, 17,5 kV**	**24 kV, 36 kV, 38 kV**
Clase IAC	para montaje junto a la pared	IAC A FL 31,5 kA, 1 s [2] [3]	IAC A FL 25 kA, 1 s [2] [3]
	para montaje libre	IAC A FLR 31,5 kA, 1 s [2] [3]	IAC A FLR 25 kA, 1 s [2] [3]
Tipo de accesibilidad A		Celdas en locales de servicio eléctrico cerrados, acceso “sólo para personal autorizado” (según IEC 62271-200)	
	– F	Cara delantera	
	– L	Caras laterales	
	– R	Cara trasera (para montaje libre)	
Corriente de ensayo I_a		31,5 kA	25 kA
Duración del ensayo		1 s	1 s
Montaje de ensayo		Según IEC 62271-200 Anexo A: Distancia mínima a la pared de 800 mm (para caras accesibles)	

1) Correspondiente a “blindado” según la antigua norma IEC 60298
2) Celda con interruptor-seccionador y fusibles ACR: compartimento de conexión protegido por fusibles; celda con contactor al vacío y fusibles ACR: compartimento de conexión protegido por fusibles; celda de medida: compartimento de transformadores de tensión protegido por fusibles; celda de protección de transformador auxiliar: compartimento de transformador protegido por fusibles
3) Válido para condiciones de maniobra normales, no para uso normal. [4]
4) Condiciones de maniobra normales: Como mínimo una parte de la celda está bajo tensión, y todas las puertas y cubiertas están cerradas y aseguradas. Uso normal: Uso de las celdas tal como se describe en las instrucciones de servicio.
5) Según la norma IEC 62271-200

Dimensiones de típicos

Celda con interruptor de potencia, embarrado simple

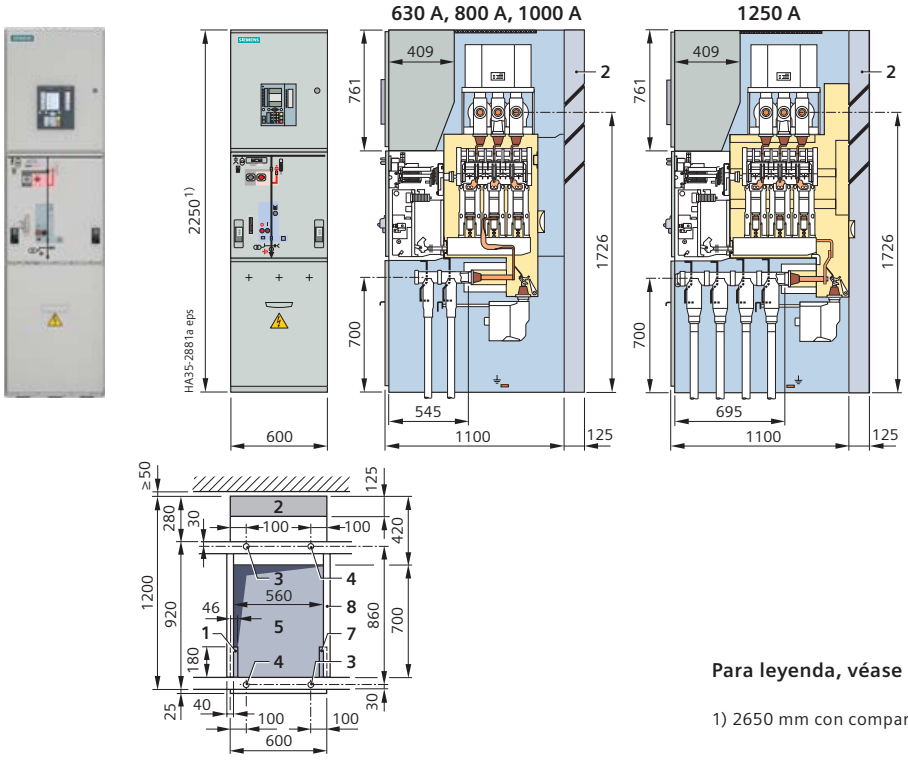
24 kV — Celda con interruptor de potencia 630 A, 800 A — 450 mm



Para leyenda, véase la página 28

1) 2650 mm con compartimento de baja tensión más alto

24 kV — Celda con interruptor de potencia 630 A, 800 A, 1000 A, 1250 A — 600 mm



Para leyenda, véase la página 28

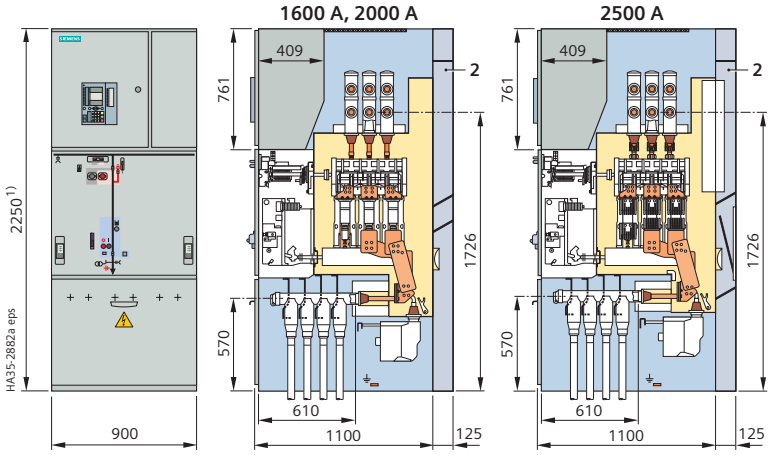
1) 2650 mm con compartimento de baja tensión más alto

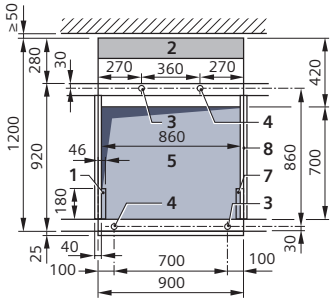
Dimensiones de típicos

Celda con interruptor de potencia, embarrado simple

24 kV — Celda con interruptor de potencia 1600 A, 2000 A, 2500 A — 900 mm





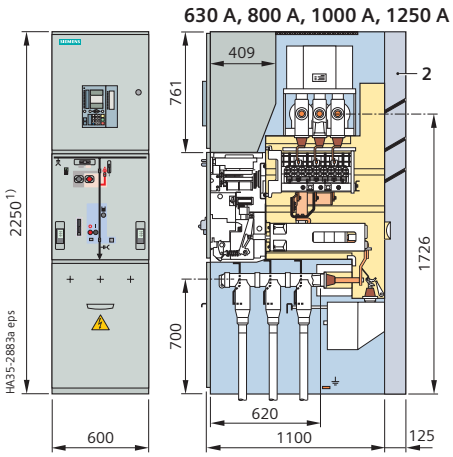


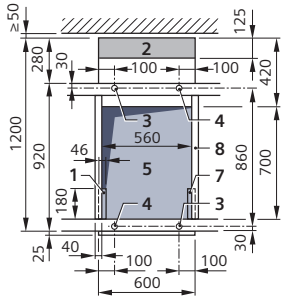
Para leyenda, véase la página 28

1) 2650 mm con compartimento de baja tensión más alto

36 kV — Celda con interruptor de potencia 630 A, 800 A, 1000 A, 1250 A — 600 mm







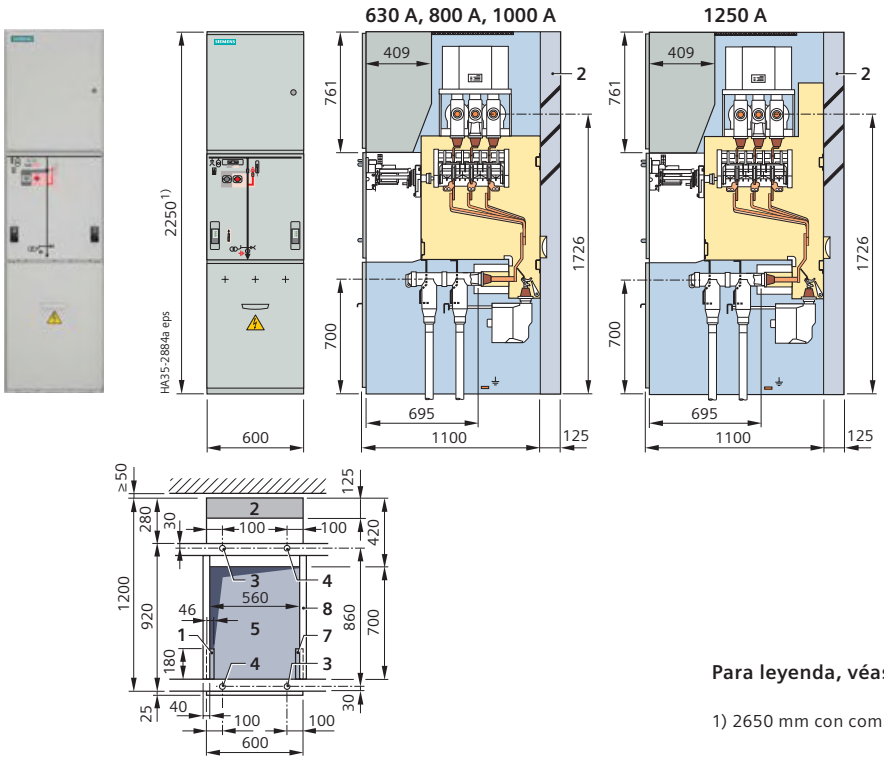
Para leyenda, véase la página 28

1) 2650 mm con compartimento de baja tensión más alto

Dimensiones de típicos

Celda con seccionador, embarrado simple

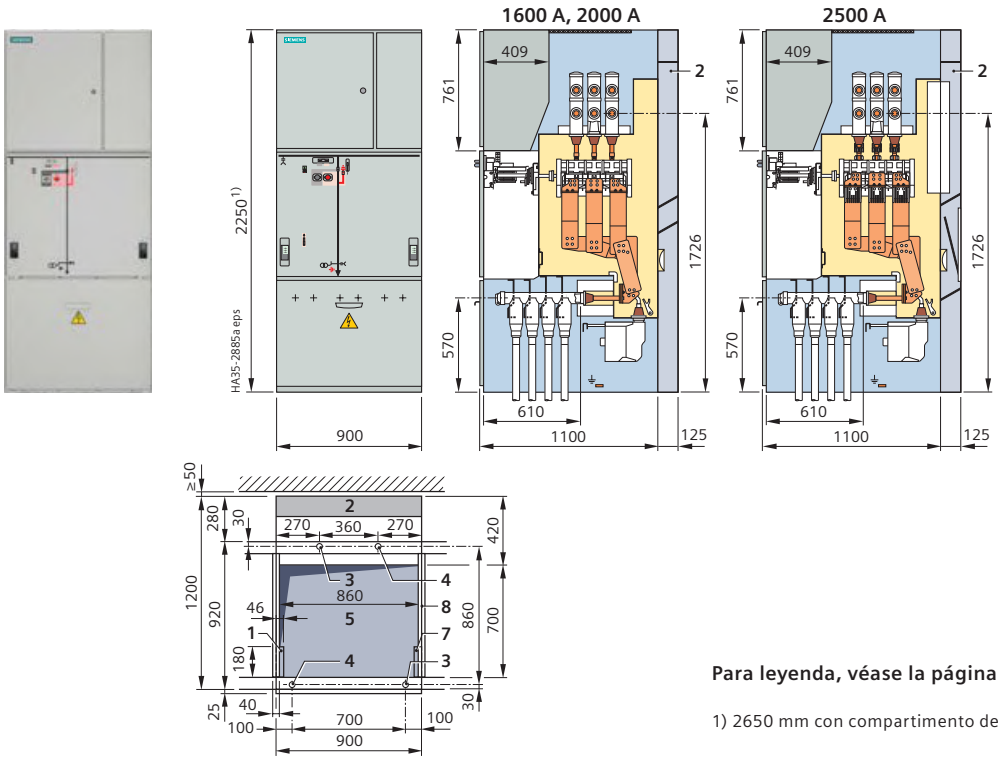
24 kV — Celda con seccionador 630 A, 800 A, 1000 A, 1250 A — 600 mm



Para leyenda, véase la página 28

1) 2650 mm con compartimento de baja tensión más alto

24 kV — Celda con seccionador 1600 A, 2000 A, 2500 A — 900 mm



Para leyenda, véase la página 28

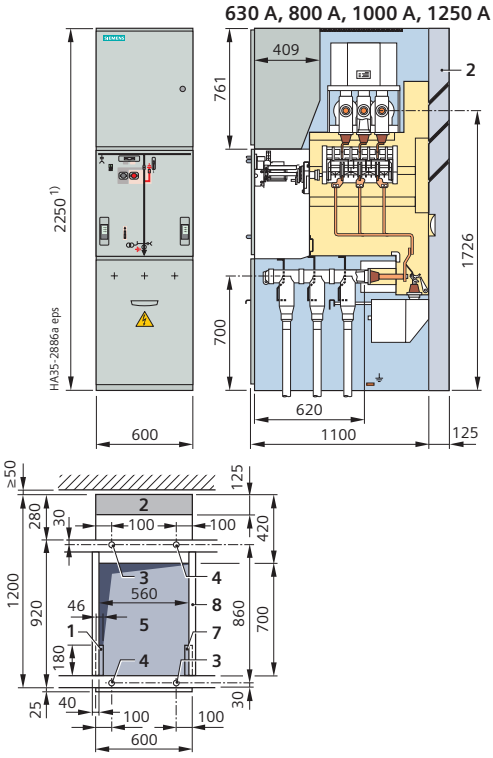
1) 2650 mm con compartimento de baja tensión más alto

Dimensiones de típicos

Celda con seccionador, acoplamiento longitudinal, embarrado simple

36 kV — Celda con seccionador 630 A, 800 A, 1000 A, 1250 A — 600 mm



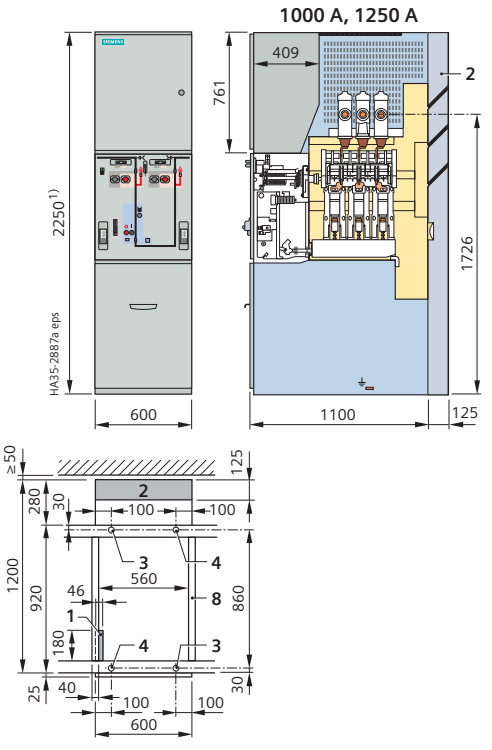


Para leyenda, véase la página 28

1) 2650 mm con compartimento de baja tensión más alto

24 kV — Acoplamiento longitudinal 1000 A, 1250 A — 600 mm





Para leyenda, véase la página 28

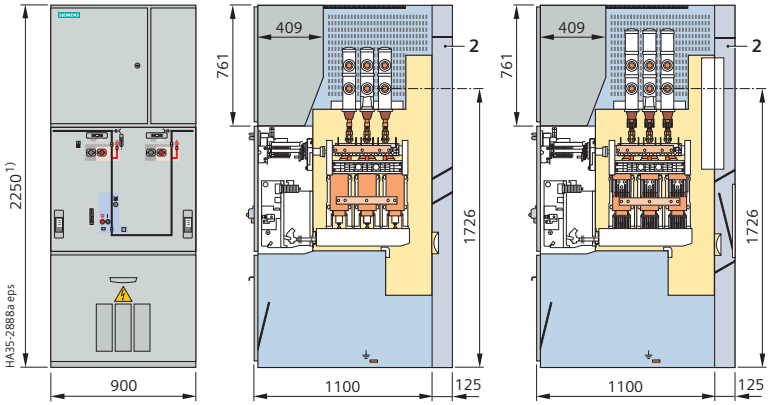
1) 2650 mm con compartimento de baja tensión más alto

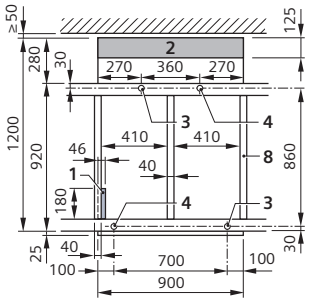
Dimensiones de típicos

Acoplamiento longitudinal, embarrado simple

24 kV — Acoplamiento longitudinal 1600 A, 2000 A, 2500 A — 900 mm





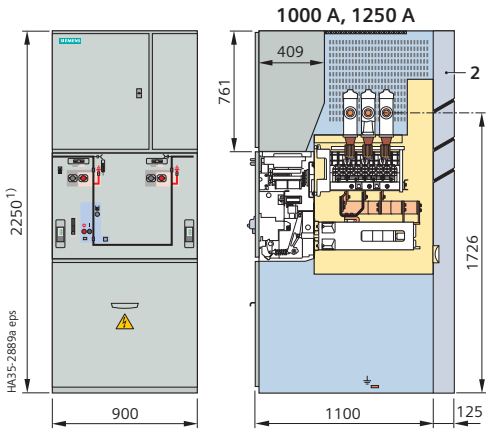


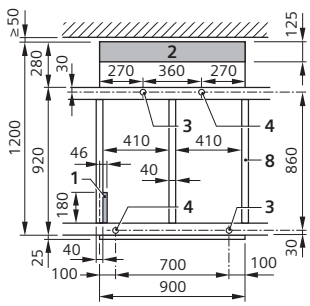
Para leyenda, véase la página 28

1) 2650 mm con compartimento de baja tensión más alto

36 kV — Acoplamiento longitudinal 1000 A, 1250 A — 900 mm







Para leyenda, véase la página 28

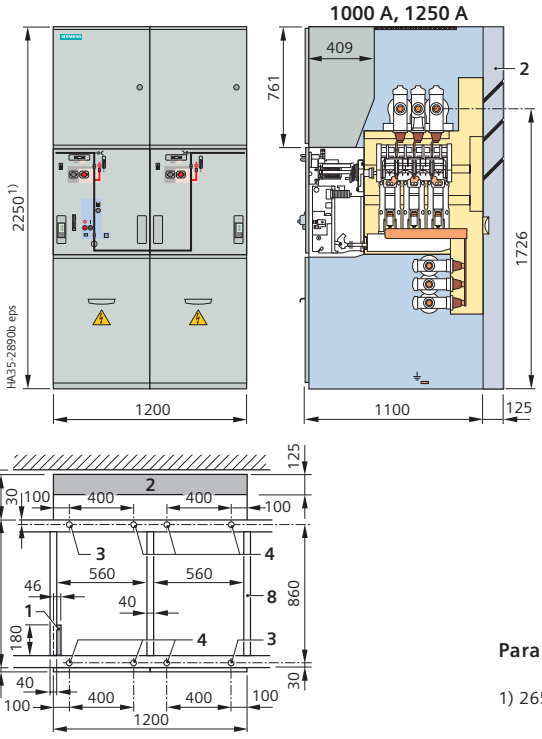
1) 2650 mm con compartimento de baja tensión más alto

Dimensiones de típicos

Acoplamiento longitudinal, de dos celdas, embarrado simple

24 kV Acoplamiento longitudinal 1000 A, 1250 A — 2 × 600 mm



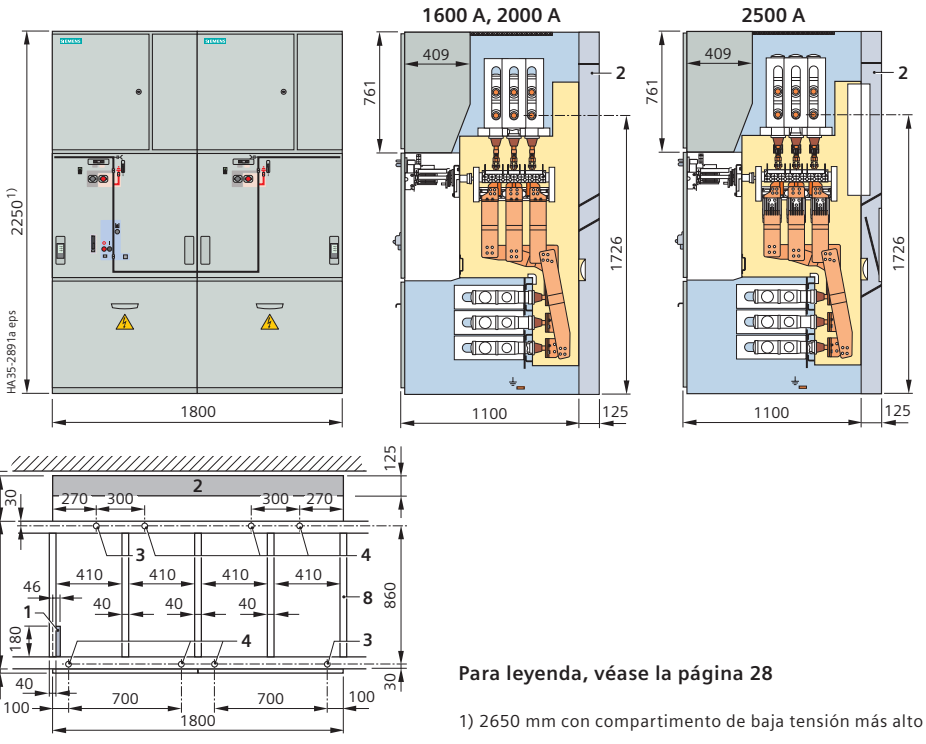


Para leyenda, véase la página 28

1) 2650 mm con compartimento de baja tensión más alto

24 kV Acoplamiento longitudinal 1600 A, 2000 A, 2500 A — 2 × 900 mm





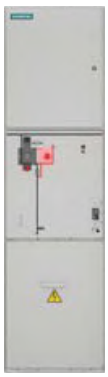
Para leyenda, véase la página 28

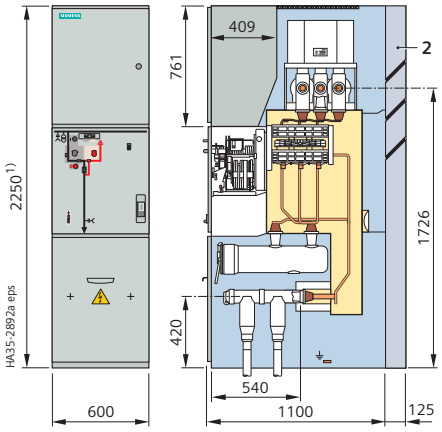
1) 2650 mm con compartimento de baja tensión más alto

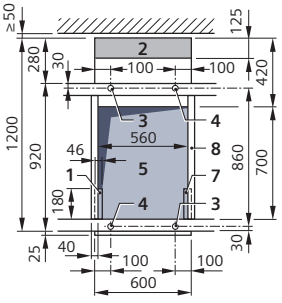
Dimensiones de típicos

Celda con interruptor-seccionador y fusibles ACR, celda de protección de transformador auxiliar, embarrado simple

24 kV Celda con interruptor-seccionador y fusibles 200 A 600 mm





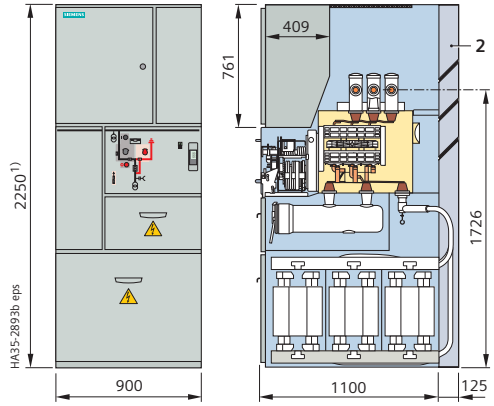


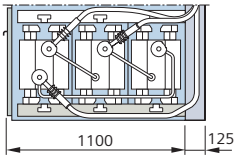
Para leyenda, véase la página 28

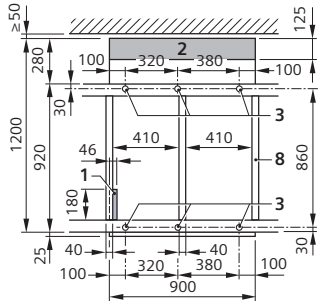
1) 2650 mm con compartimento de baja tensión más alto

24 kV Celda de protección de transformador auxiliar 900 mm









Para leyenda, véase la página 28

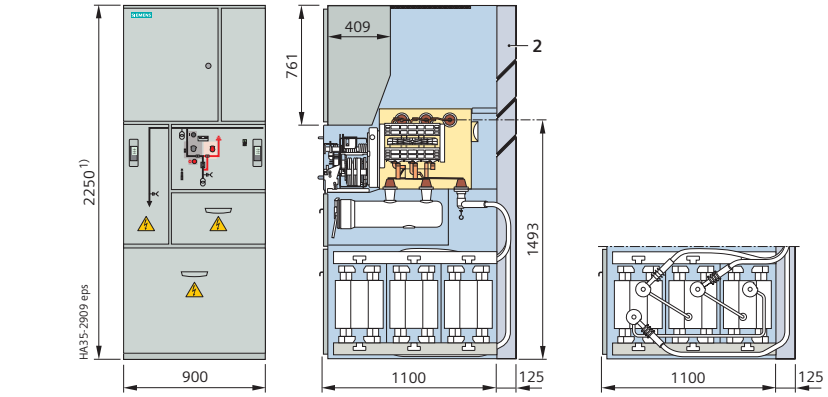
1) 2650 mm con compartimento de baja tensión más alto

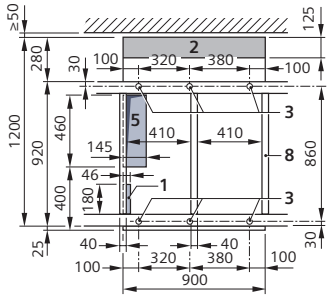
Dimensiones de típicos

Celda de protección de transformador auxiliar, celda de medida, embarrado simple

24 kV Celda de protección de transformador auxiliar con conexión de cables lateral 900 mm





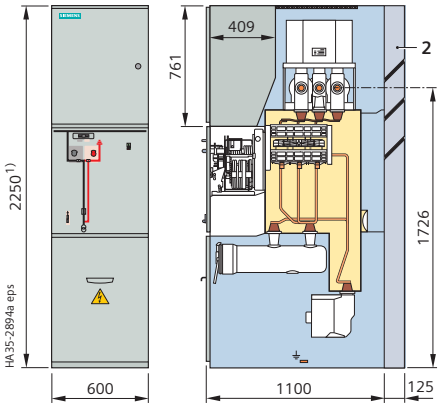


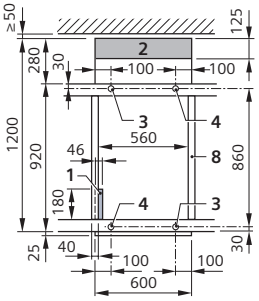
Para leyenda, véase la página 28

1) 2650 mm con compartimento de baja tensión más alto

24 kV Celda de medida 600 mm







Para leyenda, véase la página 28

1) 2650 mm con compartimento de baja tensión más alto

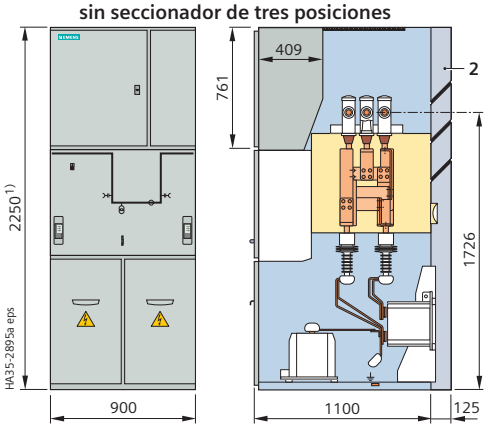
Dimensiones de típicos

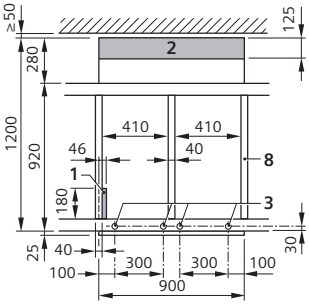
Celda de medida, celda de línea, embarrado simple

24 kV Celda de medida aislada en aire sin / con seccionador de tres posiciones — 900 mm

sin seccionador de tres posiciones

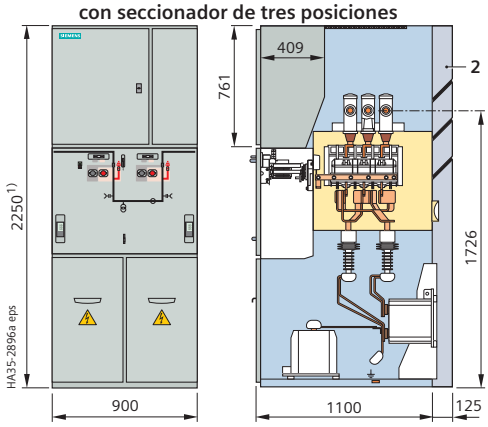


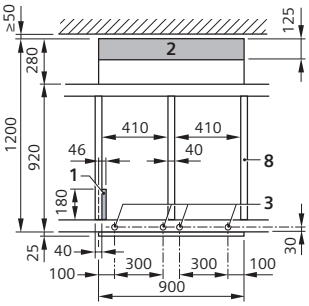




con seccionador de tres posiciones





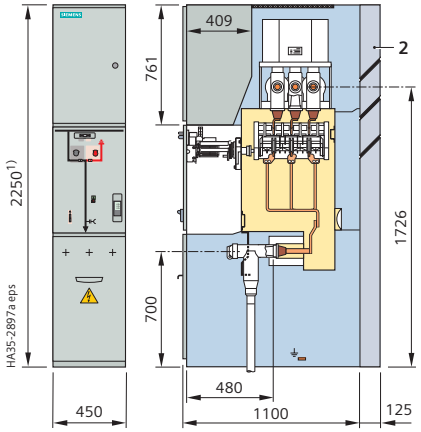


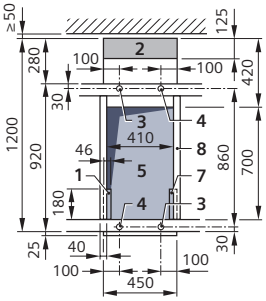
Para leyenda, véase la página 28

1) 2650 mm con compartimento de baja tensión más alto

24 kV Celda de línea 630 A — 450 mm







Para leyenda, véase la página 28

1) 2650 mm con compartimento de baja tensión más alto

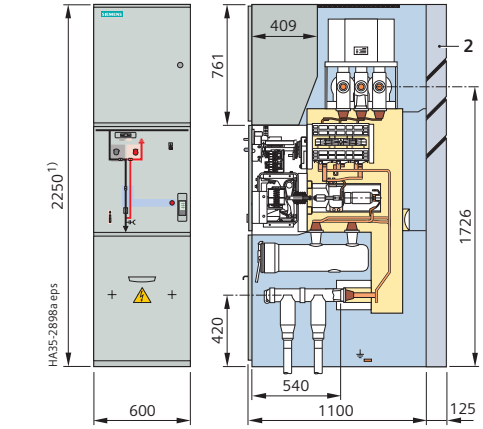
Dimensiones de típicos

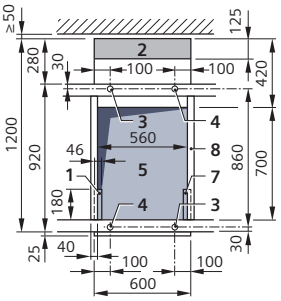
Celda con contactor al vacío, celda vacía, embarrado simple

24 kV Celda con contactor al vacío — 600 mm

con fusibles ACR







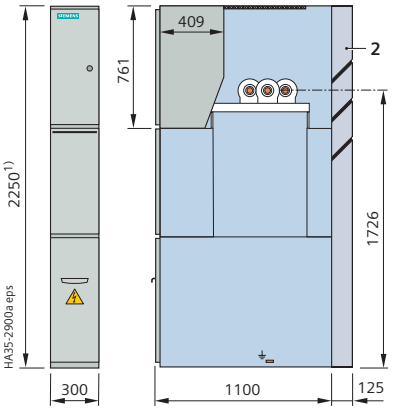
Para leyenda, véase la página 28

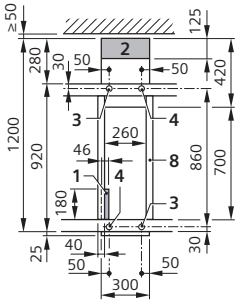
1) 2650 mm con compartimento de baja tensión más alto

24 kV 36 kV Celda vacía — 300 mm, 600 mm



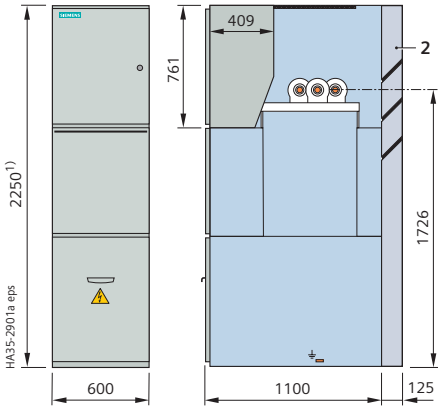
300 mm

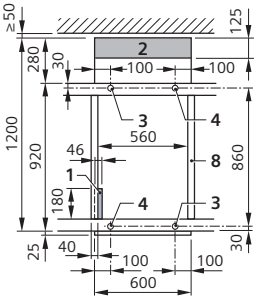






600 mm





Para leyenda, véase la página 28

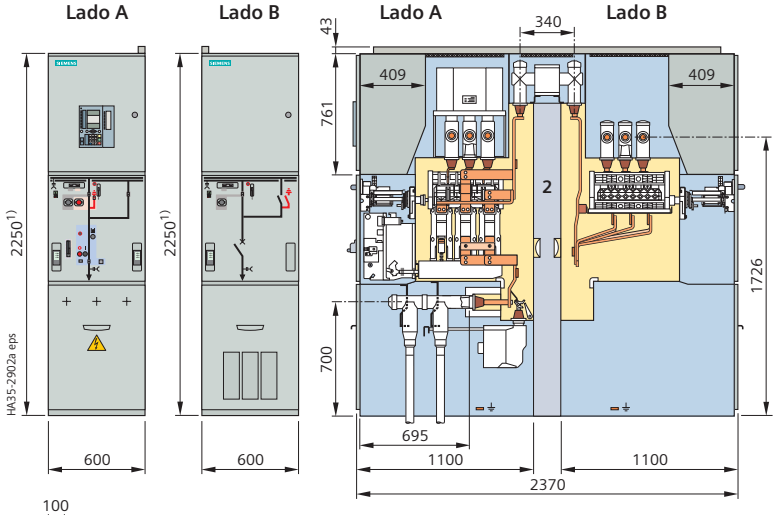
1) 2650 mm con compartimento de baja tensión más alto

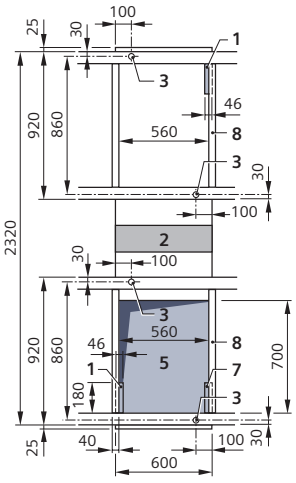
Dimensiones de típicos

Celda con interruptor de potencia, embarrado doble

24 kV | **Celda con interruptor de potencia 1000 A** | **600 mm**





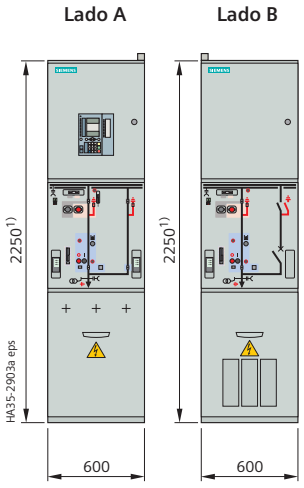


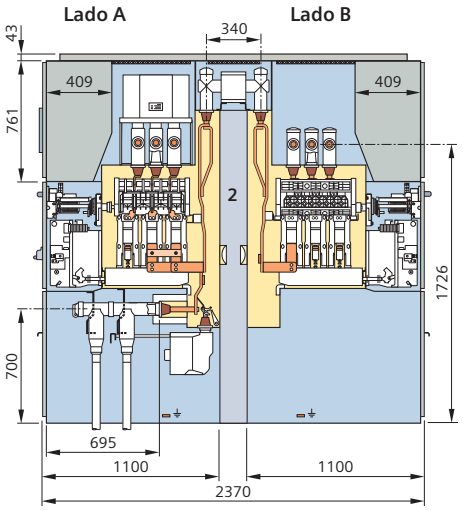
Para leyenda, véase la página 28

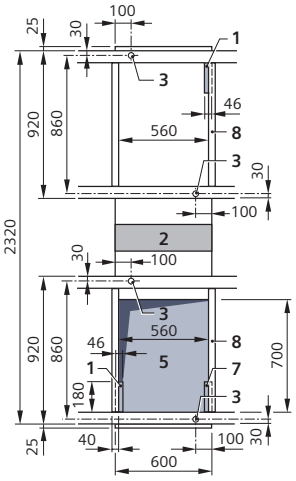
1) 2650 mm con compartimento de baja tensión más alto

24 kV **Acoplamiento de alimentación 1000 A, 1250 A** **600 mm**









Para leyenda, véase la página 28

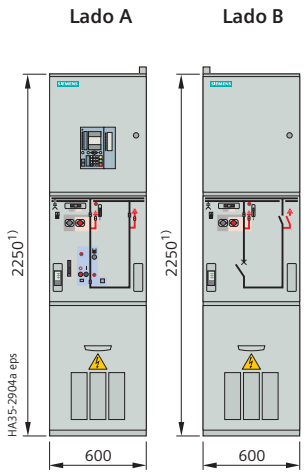
1) 2650 mm con compartimento de baja tensión más alto

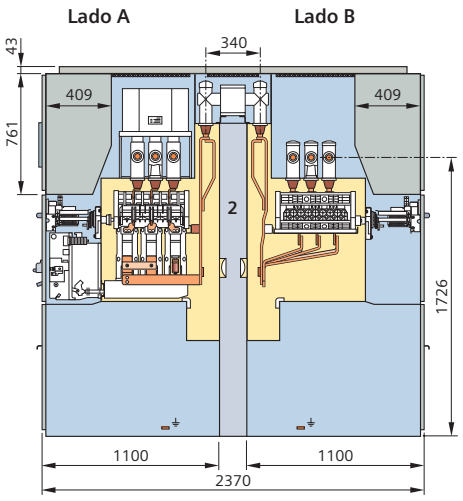
Dimensiones de típicos

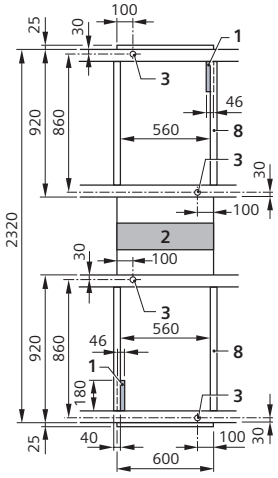
Acoplamiento transversal, embarrado doble

24 kV **Acoplamiento transversal 1000 A, 1250 A** **600 mm**







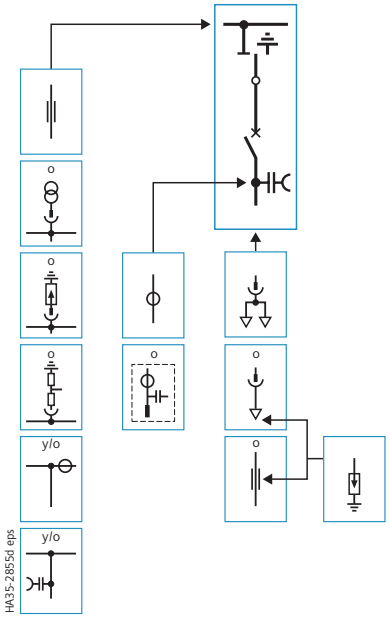


1) 2650 mm con compartimento de baja tensión más alto

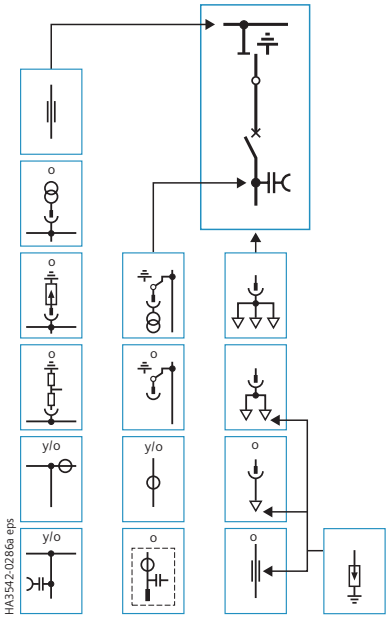
Leyenda para las páginas 16 a 28:

1 Abertura izquierda en el piso para cables de mando
2 Canal de alivio de presión
3 Agujero de fijación para M8 / M10
4 Agujero de fijación para M8 / M10 (sólo para resistencia a impactos, vibraciones, terremotos)
5 Abertura en el piso para cables de media tensión
7 Abertura derecha en el piso para cables de mando (sólo es necesaria si hay transformadores de secuencia cero en el sótano de cables)
8 Travesaño (necesario para la sustitución de celdas)

24 kV Celdas con interruptor de potencia 630 A, 800 A

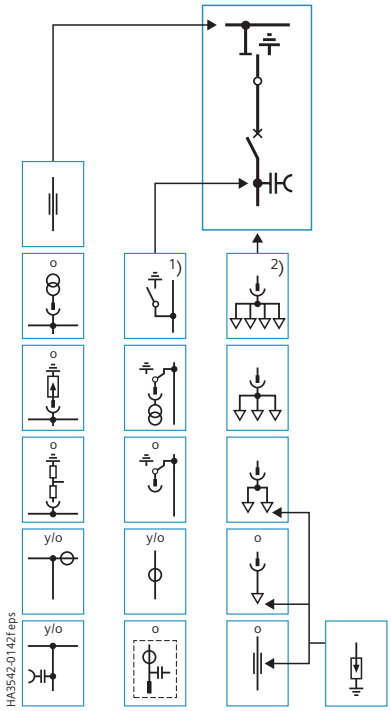


450 mm



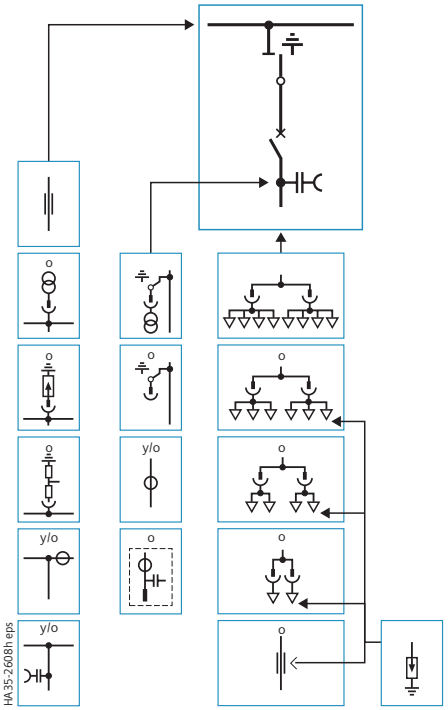
600 mm

24 kV Celdas con interruptor de potencia 1000 A, 1250 A, 1600 A, 2000 A, 2500 A



1) Sólo para ejecución con 10.000 ciclos de maniobra
2) Sólo para 1250 A

600 mm



900 mm

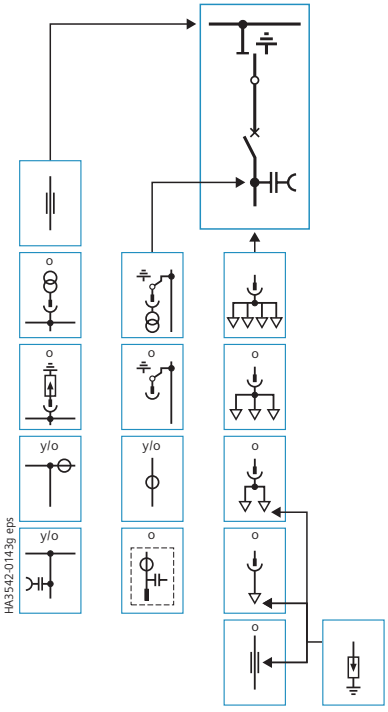
- Seccionador de tres posiciones
- Interruptor de potencia al vacío
- Transformador de corriente
- Sistema detector de tensión capacitivo
- Barra con aislamiento sólido
- Transformador de tensión enchufable
- Descargador o limitador de sobretensión
- Transformador de tensión enchufable con dispositivo de seccionamiento
- Conexión de cables con conector de cono exterior (no incluido en el alcance del suministro)
- Seccionador de puesta a tierra para el embarrado
- Preparado para el montaje de transformadores de tensión enchufables
- Sensor de tensión (divisor óhmico)
- SIBushing

Gama de productos

Celdas de embarrado simple

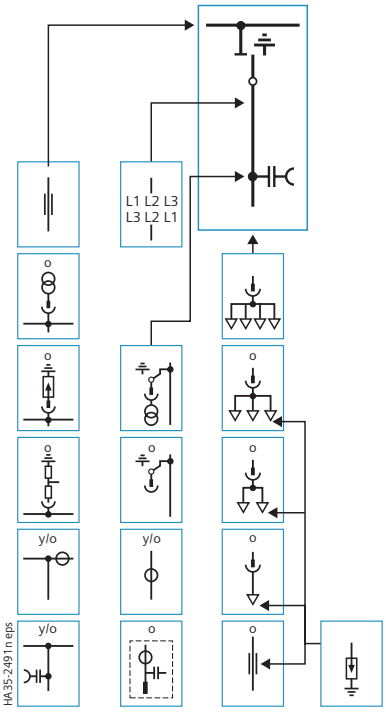
- Seccionador de tres posiciones
- Interruptor de potencia al vacío
- Transformador de corriente
- Sistema detector de tensión capacitivo
- Barra con aislamiento sólido
- Transformador de tensión enchufable
- Descargador o limitador de sobretensión
- Transformador de tensión enchufable con dispositivo de seccionamiento
- Conexión de cables con conector de cono exterior (no incluido en el alcance del suministro)
- Inversión de fases
- Preparado para el montaje de transformadores de tensión enchufables
- Sensor de tensión (divisor óhmico)
- SIBushing

36 kV — Celdas con interruptor de potencia 630 A, 800 A, 1000 A, 1250 A

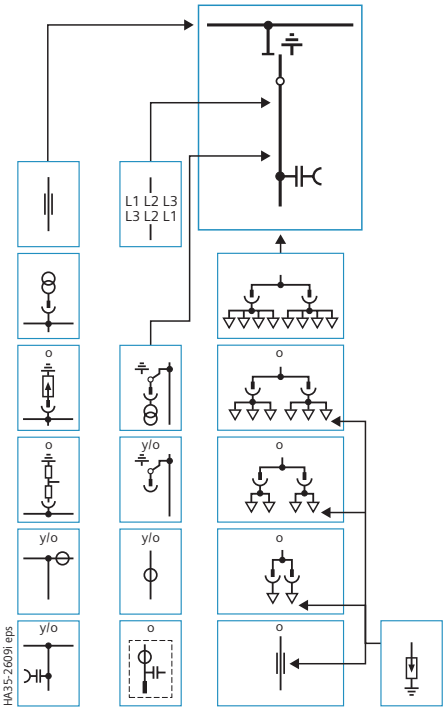


600 mm

24 kV — Celdas con seccionador 630 A, 800 A, 1000 A, 1250 A, 1600 A, 2000 A, 2500 A

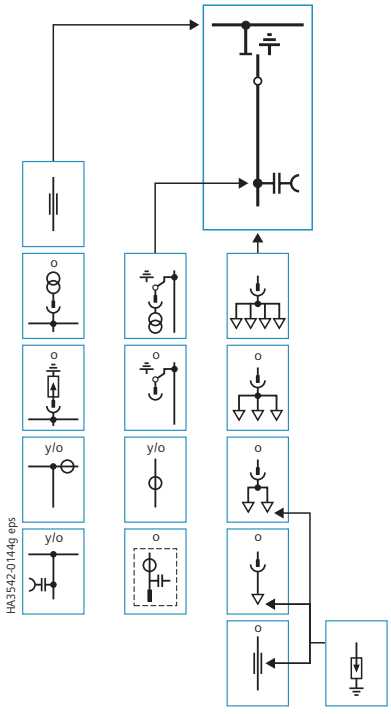


600 mm



900 mm

36 kV Celdas con seccionador 630 A, 800 A, 1000 A, 1250 A



600 mm

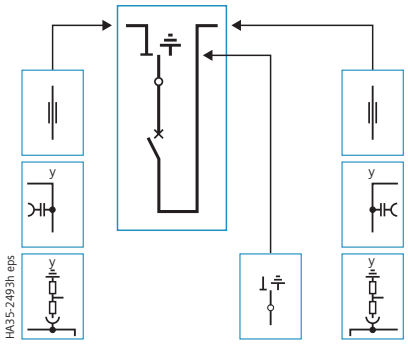
- Seccionador de tres posiciones
- Transformador de corriente
- Sistema detector de tensión capacitivo
- Barra con aislamiento sólido
- Transformador de tensión enchufable
- Descargador o limitador de sobretensión
- Transformador de tensión enchufable con dispositivo de seccionamiento
- Conexión de cables con conector de cono exterior (no incluido en el alcance del suministro)
- Preparado para el montaje de transformadores de tensión enchufables
- SIBushing

Gama de productos

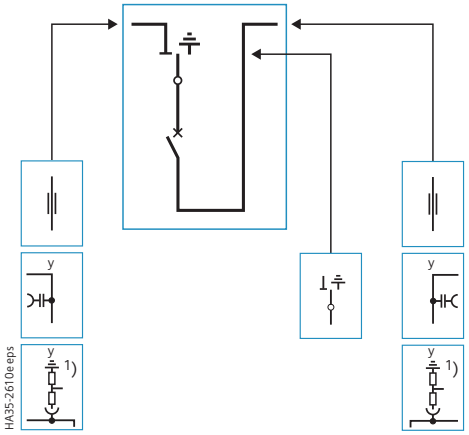
Celdas de embarrado simple

- Seccionador de tres posiciones
- Interruptor de potencia al vacío
- Transformador de corriente
- Sistema detector de tensión capacitivo
- Barra con aislamiento sólido
- Transformador de tensión enchufable
- Descargador o limitador de sobretensión
- Interconexión longitudinal de celdas
- Sensor de tensión (divisor óhmico)

24 kV — Acoplamientos longitudinales 1000 A, 1250 A, 1600 A, 2000 A, 2500 A



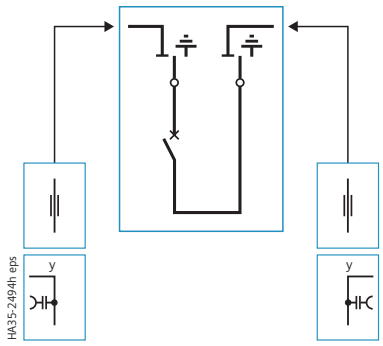
600 mm



900 mm

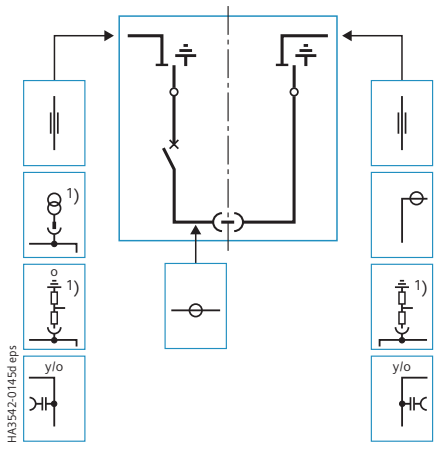
1) No para acoplamiento longitudinal LK 2500 A

36 kV — Acoplamientos longitudinales 1000 A, 1250 A



900 mm

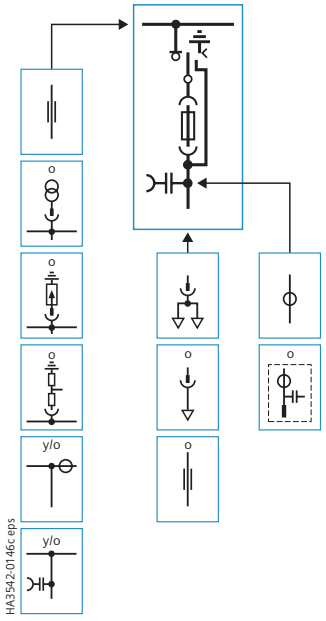
24 kV — Acoplamientos longit., de dos celdas, 1000 A, 1250 A, 1600 A, 2000 A, 2500 A



2 × 600 mm, 2 × 900 mm

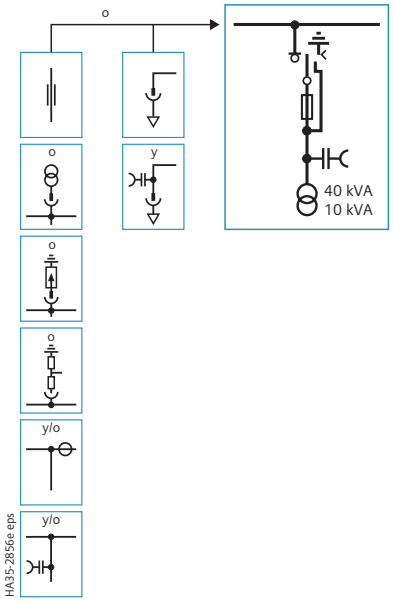
1) No para acoplamiento longitudinal LK 2500 A

24 kV Celda con interruptor-seccionador y fusibles ACR 200 A



600 mm

24 kV Celda de protección de transformador auxiliar



900 mm

- Seccionador de tres posiciones
- Interruptor-seccionador de tres posiciones
- Transformador de corriente
- Sistema detector de tensión capacitivo
- Barra con aislamiento sólido
- Transformador de tensión enchufable
- Descargador o limitador de sobretensión
- Fusibles ACR
- Conexión de cables con conector de cono exterior (no incluido en el alcance del suministro)
- Transformador auxiliar, trifásico (40 kVA)
- Transformador auxiliar, monofásico (10 kVA)
- Conexión de cables lateral con conector de cono exterior (no incluido en el alcance del suministro)
- Sensor de tensión (divisor óhmico)
- SIBushing

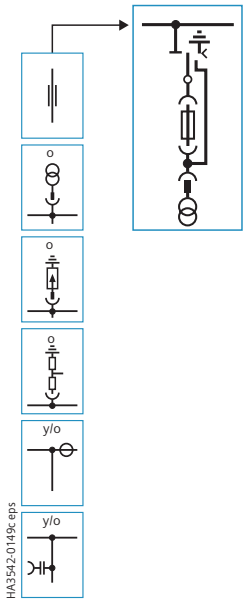
Gama de productos

Celdas de embarrado simple

- Seccionador de tres posiciones con seccionador de puesta a tierra con capacidad de cierre
- Transformador de corriente
- Sistema detector de tensión capacitivo
- Barra con aislamiento sólido
- Transformador de tensión enchufable
- Descargador o limitador de sobretensión
- Fusibles ACR
- Seccionador de tres posiciones
- Transformador de tensión
- Punto fijo en la fase (perno de conexión esférico)
- Sensor de tensión (divisor óhmico)

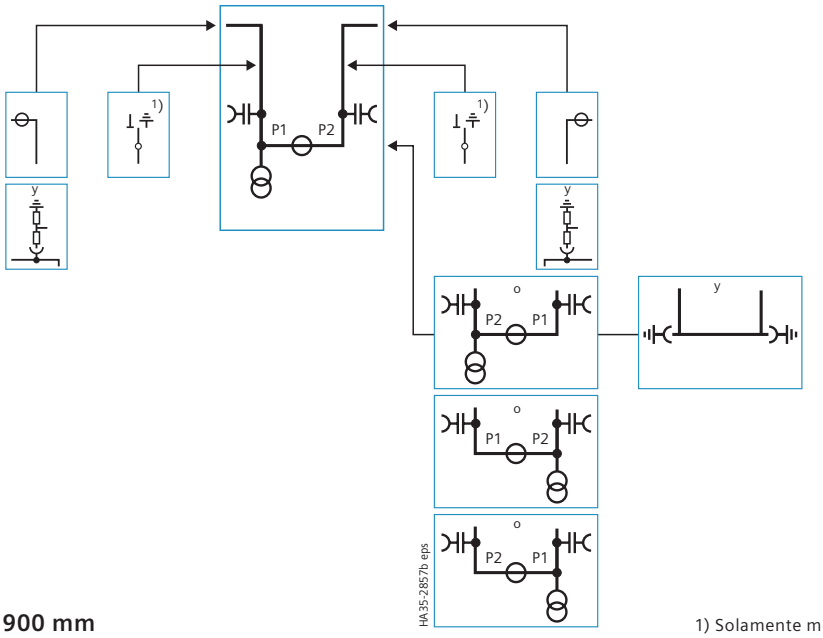
P1 y P2 son designaciones de terminales del transformador de corriente

24 kV Celda de medida



600 mm

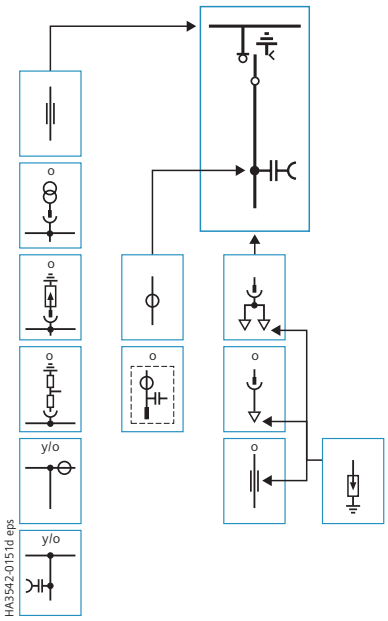
24 kV Celda de medida aislada en aire sin/con seccionador de tres posiciones



900 mm

1) Solamente mecanismo manual

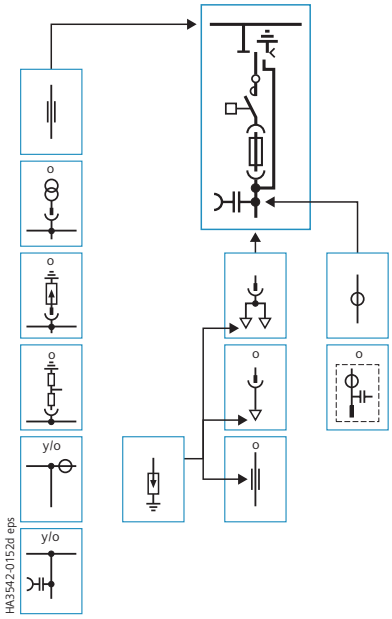
24 kV Celda de línea 630 A



450 mm

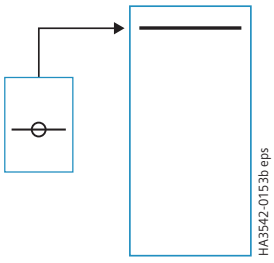
24 kV Celda con contactor al vacío

con fusibles ACR



600 mm

24 kV 36 kV Celda vacía



300 mm, 600 mm

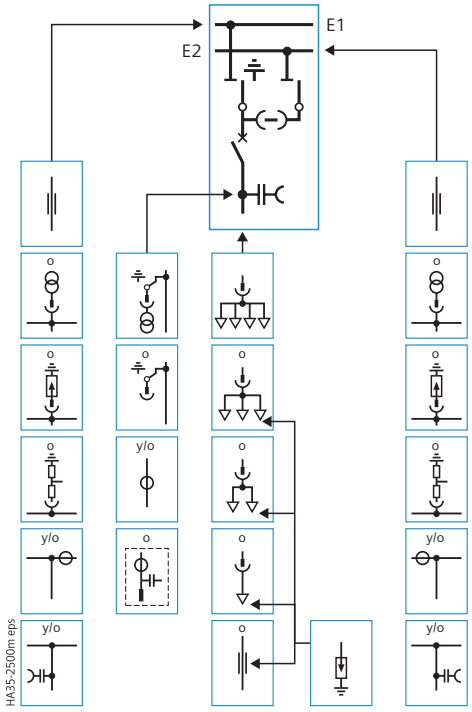
- Interruptor-seccionador de tres posiciones
- Transformador de corriente
- Sistema detector de tensión capacitivo
- Barra con aislamiento sólido
- Transformador de tensión enchufable
- Descargador o limitador de sobretensión
- Conexión de cables con conector de cono exterior (no incluido en el alcance del suministro)
- Seccionador de tres posiciones con seccionador de puesta a tierra con capacidad de cierre
- Fusibles ACR
- Contactor al vacío
- Sensor de tensión (divisor óhmico)
- SIBushing

Gama de productos

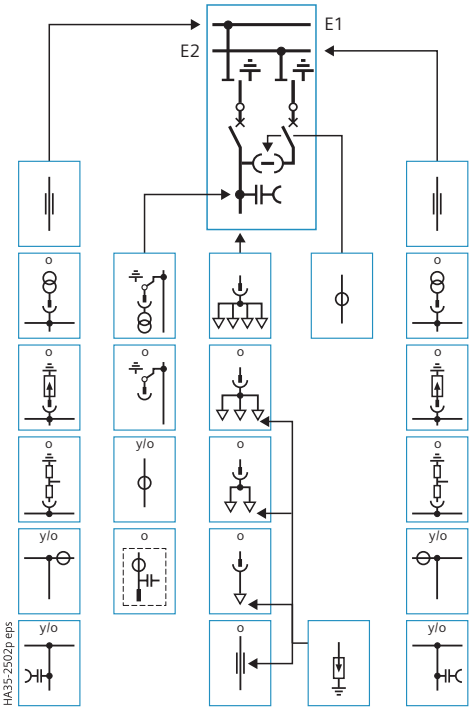
Celdas de embarrado doble

- Seccionador de tres posiciones
- Interruptor de potencia al vacío
- Transformador de corriente
- Sistema detector de tensión capacitivo
- Barra con aislamiento sólido
- Transformador de tensión enchufable
- Descargador o limitador de sobretensión
- Conexión de cables con conector de cono exterior (no incluido en el alcance del suministro)
- Interconexión transversal de celdas
- Transformador de tensión enchufable con dispositivo de seccionamiento
- Preparado para el montaje de transformadores de tensión enchufables
- Sensor de tensión (divisor óhmico)
- SIBushing

24 kV Celda con interruptor de potencia

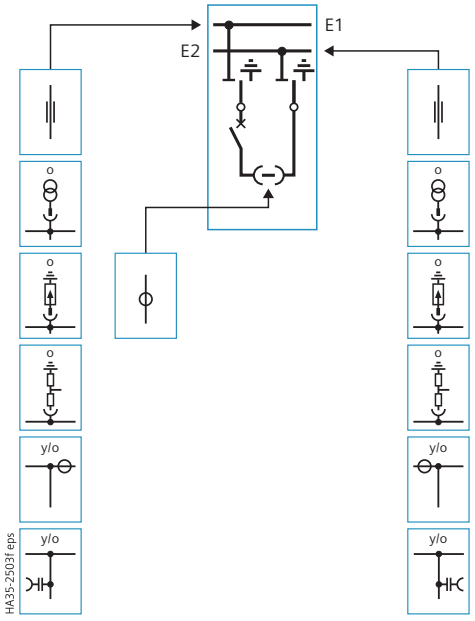


24 kV Acoplamiento de alimentación



Abreviaturas:
E1 = Embarrado 1
E2 = Embarrado 2

24 kV Acoplamiento transversal



Abreviaturas:
E1 = Embarrado 1
E2 = Embarrado 2

- Seccionador de tres posiciones
- Interruptor de potencia al vacío
- Transformador de corriente
- Sistema detector de tensión capacitivo
- Barra con aislamiento sólido
- Transformador de tensión enchufable
- Descargador o limitador de sobretensión
- Interconexión transversal de celdas
- Sensor de tensión (divisor óhmico)

Componentes

Conexión de la celda

Características

- Pasatapas con cono exterior
- Con contacto atornillado (M16) como interfaz tipo C según EN 50181
- Para alturas de conexión de cables, véase la tabla a la derecha
- Profundidad máx. de conexión: Véanse las vistas laterales en las páginas 16 a 28
- Con soporte de cables, tipo C40 según DIN EN 60715
- Opción: Acceso al compartimento de cables sólo si la derivación está desconectada y puesta a tierra
- Para cables con aislamiento de plástico
- Para conectores de cables en T o conectores de cables angulares blindados con contacto atornillado
- Para secciones de conexión de hasta 1200 mm²
- Secciones mayores bajo consulta
- Tendido de cables hacia abajo, conexión de cables por delante
- Para corrientes permanentes asignadas de hasta 2500 A
- Los conectores de cables en T no forman parte del alcance del suministro.

Descargadores de sobretensión

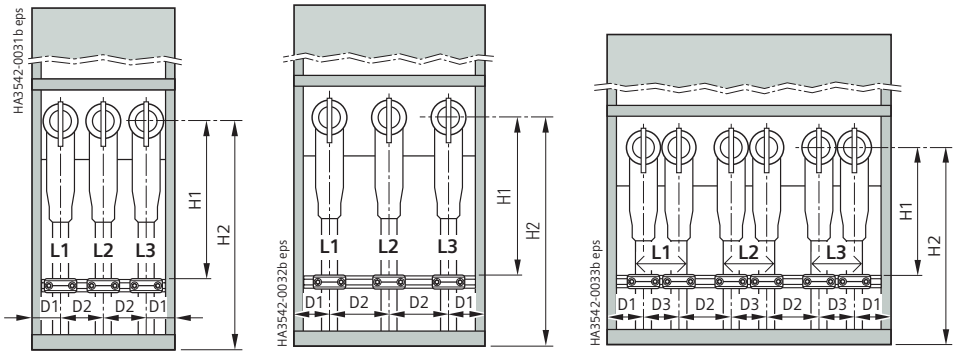
- Enchufables a conectores de cables en T
- Se recomienda el uso de descargadores de sobretensión si, al mismo tiempo,

– la red de cables está directamente unida a la línea aérea,
– el área de protección del descargador instalado en la torre terminal de la línea aérea no cubre las celdas.

Limitadores de sobretensión

- Enchufables a conectores de cables en T
- Se recomienda el uso de limitadores de sobretensión si hay conectados motores con corrientes de arranque < 600 A.

Compartimento de cables



Ancho de celda 450 mm | Ancho de celda 600 mm | Ancho de celda 900 mm

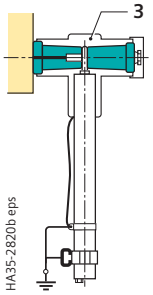
Alturas de conexión de cables

Celdas	Altura del compartimento de cables	Distancia entre pasatapas y soporte de cables	Distancias cable-cable cable-separador		
	(H2) mm	(H1) mm	D1 mm	D2 mm	D3 mm
450 mm	700	500	90	135	–
600 mm	700	500	112	188	–
900 mm	570	430	115	185	100
Celda con interruptor-seccionador y celda con contactor al vacío con fusibles ACR	420	250	–	–	–

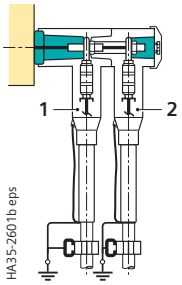
Cables conectables

Conector de cables en T con inserto de acoplamiento
a) Ancho de celda 450 mm
b) Ancho de celda 600 mm
c) Ancho de celda 900 mm

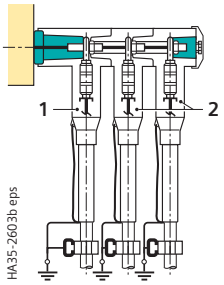
Barra con aislamiento sólido



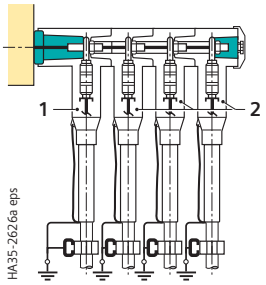
Conector de cables en T con conector de acoplamiento en T



a) Conexión de 2 cables por fase
b) Conexión de 2 cables por fase
c) Conexión de 4 cables por fase



b) Conexión de 3 cables por fase
c) Conexión de 6 cables por fase



b) Conexión de 4 cables por fase
c) Conexión de 8 cables por fase

Leyenda
1 Conector de cables en T
2 Conector de acoplamiento en T
3 Adaptador terminal

Sistemas de conectores aprobados

Tipo de cable	Terminación de cables			Observación
	Marca	Tipo	Sección transversal mm²	
Cables con aislamiento de plástico ≤ 12 kV según IEC 60502-2				
Cable unifilar, con aislamiento de PE y PE reticulado N2YSY (Cu) y N2XSY (Cu) o NA2YSY (Al) y NA2XSY (Al)	Nexans Euromold	480TB/G	35 a 300	EPDM con capa conductora
		484TB/G	50 a 630	EPDM con capa conductora
		489TB/G	800 a 1200	EPDM con capa conductora
	NKT	CB 24-630	25 a 300	Silicona con capa conductora (opción con carcasa metálica)
		CB 24-1250/2	95 a 500	Silicona con capa conductora
		CB 36-630	35 a 400	Silicona con capa conductora
		CB 36-630(1250)	240 a 800	Silicona con capa conductora
		CB 42-1250/3	95 a 1000	Silicona con capa conductora
		CSE-A 12630	25 a 630	EPDM con capa conductora
	Tyco Electronics Raychem	RSTI-58xx	25 a 300	Silicona con capa conductora, con punto de medición capacitivo
		RSTI-395x	400 a 1000	Silicona con capa conductora, con punto de medición capacitivo
		ELBC-58xx	25 a 300	EPDM con capa conductora
	Cellpack	CTS 630A 24 kV	50 a 400	EPDM con capa conductora
		CTS 1250A 24 kV	500 a 630	EPDM con capa conductora
	Südkabel	SET 12	40 a 300	Silicona con capa conductora
		SAT 12	185 a 630	Silicona con capa conductora
Cable trifilar, con aislamiento de PE y PE reticulado N2YSY (Cu) y N2XSY (Cu) o NA2YSY (Al) y NA2XSY (Al)	Nexans Euromold	480TB/G	35 a 300	EPDM con capa conductora, en combinación con kit de distribución
	NKT	CB 24-630	25 a 300	Silicona con capa conductora (opción con carcasa metálica), en combinación con kit de distribución
		CB 24-1250-2	185 a 500	Silicona con capa conductora, en combinación con kit de distribución
	Tyco Electronics Raychem	RSTI-58xx	25 a 300	Silicona con capa conductora, con punto de medición capacitivo, en combinación con kit de distribución RSTI-TRF0x
		ELBC-810	25 a 500	EPDM con capa conductora, en combinación con kit de distribución
Cables con aislamiento de plástico 15/17,5/24 kV según IEC 60502-2				
Cable unifilar, con aislamiento de PE y PE reticulado N2YSY (Cu) y N2XSY (Cu) o NA2YSY (Al) y NA2XSY (Al)	Nexans Euromold	K480TB/G	35 a 300	EPDM con capa conductora
		K484TB/G	50 a 630	EPDM con capa conductora
		K489TB/G	800 a 1200	EPDM con capa conductora
	NKT	CB 24-630	25 a 300	Silicona con capa conductora (opción con carcasa metálica)
		CB 24-1250/2	35 a 500	Silicona con capa conductora
		CB 36-630	35 a 400	Silicona con capa conductora
		CB 36-630(1250)	240 a 800	Silicona con capa conductora
		CB 42-1250-3	630 a 1000	Silicona con capa conductora
		CSE-A 24630	25 a 630	EPDM con capa conductora
	Tyco Electronics Raychem	RSTI-58xx	25 a 300	Silicona con capa conductora, con punto de medición capacitivo
		RSTI-595x	400 a 1000	Silicona con capa conductora, con punto de medición capacitivo
		ELBC-58xx	35 a 300	EPDM con capa conductora
	Cellpack	CTS 630A 24 kV	25 a 400	EPDM con capa conductora
		CTS 1250A 24 kV	400 a 630	EPDM con capa conductora
	Südkabel	SET 24	25 a 240	Silicona con capa conductora
		SAT 24	95 a 630	Silicona con capa conductora
Cable trifilar, con aislamiento de PE y PE reticulado N2YSY (Cu) y N2XSY (Cu) o NA2YSY (Al) y NA2XSY (Al)	Nexans Euromold	K480TB/G	35 a 300	EPDM con capa conductora, en combinación con kit de distribución
	NKT	CB 24-630	25 a 300	Silicona con capa conductora (opción con carcasa metálica), en combinación con kit de distribución
		CB 24-1250-2	35 a 500	Silicona con capa conductora, en combinación con kit de distribución
	Tyco Electronics Raychem	RSTI-58xx	25 a 300	Silicona con capa conductora, con punto de medición capacitivo, en combinación con kit de distribución RSTI-TRF0x
		ELBC-824	35 a 400	EPDM con capa conductora, en combinación con kit de distribución

Componentes

Conexión de la celda

Sistemas de conectores aprobados

Tipo de cable	Terminación de cables			Observación
	Marca	Tipo	Sección transversal mm²	
Cables con aislamiento de plástico 36 kV según IEC 60502-2				
Cable unifilar, con aislamiento de PE y PE reticulado N2YSY (Cu) y N2XSY (Cu) o NA2YSY (Al) y NA2XSY (Al)	Nexans Euromold	M480TB/G	35 a 300	EPDM con capa conductora
		M484TB/G	50 a 630	EPDM con capa conductora
		M489TB/G	800 a 1200	EPDM con capa conductora
	NKT	CB 36-630	35 a 300	Silicona con capa conductora (opción con carcasa metálica)
		CB 36-630(1250)	240 a 630	Silicona con capa conductora
		CB 42-1250/3	95 a 1000	Silicona con capa conductora
		CSE-A 36630	50 a 630	EPDM con capa conductora
	Tyco Electronics Raychem	RSTI-68xx	35 a 300	Silicona con capa conductora, con punto de medición capacitivo
		RSTI-695x	400 a 1000	Silicona con capa conductora, con punto de medición capacitivo
	Cellpack	CTS 630A 36 kV	35 a 400	EPDM con capa conductora
		CTS 1250A 36 kV	400 a 630	EPDM con capa conductora
	Südkabel	SET 36	70 a 300	Silicona con capa conductora
		SAT 12	185 a 630	Silicona con capa conductora
		SAT 24	95 a 1000	Silicona con capa conductora
		SAT 36	400 a 500	Silicona con capa conductora
Cable trifilar, con aislamiento de PE y PE reticulado N2YSY (Cu) y N2XSY (Cu) o NA2YSY (Al) y NA2XSY (Al)	Nexans Euromold	M480TB/G	35 a 300	EPDM con capa conductora, en combinación con kit de distribución
	NKT	CB 36-630	35 a 300	Silicona con capa conductora (opción con carcasa metálica), en combinación con kit de distribución
		CB 36-630(1250)	240 a 630	Silicona con capa conductora, en combinación con kit de distribución
	Tyco Electronics Raychem	RSTI-68xx	35 a 300	Silicona con capa conductora, con punto de medición capacitivo, en combinación con kit de distribución RSTI-TRF0x

Sistemas de barras comerciales

Tipo de barra	Conexión de barra				Observación
	Marca	Tipo	Material del conductor	Máx. corriente asignada	
Barra con aislamiento sólido	MGC Moser Glaser	Duresca DE	Cobre	1250 A / 2500 A	Envoltura exterior de poliamida (tubo de poliamida)
		Duresca DG	Cobre	1250 A / 2500 A	Envoltura exterior de acero CrNi o aluminio (cubierta metálica)
	Preissinger	ISOBUS MB	Cobre	1250 A / 2500 A	Envoltura exterior de resina epoxi (dado el caso, con tubo termorretráctil)
	Ritz	SIS	Cobre	1250 A / 2500 A	Envoltura exterior de resina epoxi (dado el caso, con tubo termorretráctil)

Clase de local de servicio

Las celdas pueden emplearse en interiores según IEC 61936 (Power Installations exceeding AC 1 kV)

- fuera de locales de servicio eléctrico cerrados, en lugares no accesibles al público. Las envolventes de las celdas sólo se pueden retirar utilizando herramientas
- en locales de servicio eléctrico cerrados. Un local de servicio eléctrico cerrado es un recinto o sala empleado exclusivamente para el servicio de instalaciones eléctricas que se mantiene bajo llave y al que sólo tienen acceso electricistas adecuadamente capacitados o personas instruidas en electrotecnia, sin que otras personas puedan entrar en él a no ser que estén acompañadas de electricistas o personas instruidas en electrotecnia.

Conceptos

"Seccionadores de puesta a tierra con capacidad de cierre" son seccionadores de puesta a tierra con capacidad de cierre en cortocircuito según IEC 62271-102 y EN 62271-102.

Rigidez dieléctrica

La rigidez dieléctrica se verifica ensayando las celdas con los valores asignados de la tensión soportada de corta duración a frecuencia industrial y de la tensión soportada de impulso tipo rayo según IEC 62271-1 (véanse Datos técnicos).

Los valores asignados están referidos al nivel del mar y a condiciones atmosféricas normales (1013 hPa, 20 °C, 11 g/m³ de contenido de agua según IEC 60071).

El aislamiento por gas con una presión relativa del gas de 50 kPa permite instalar las celdas hasta una altitud de 4000 m sobre el nivel del mar sin que esto afecte a su resistencia dieléctrica. Esto también es aplicable a la conexión de cables si se utilizan terminaciones de cables enchufables.

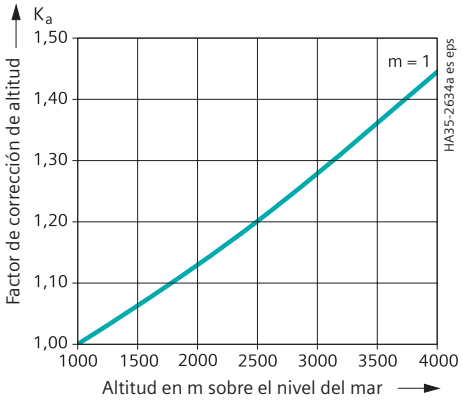
La reducción (disminución) de la rigidez dieléctrica a medida que aumenta la altitud de emplazamiento sólo se tiene que considerar para celdas con fusibles ACR o para la celda de medida aislada en aire.

Para altitudes de emplazamiento superiores a 1000 m hay que seleccionar un nivel de aislamiento superior. Éste resulta de la multiplicación del nivel de aislamiento asignado de 0 a 1000 m con un factor de corrección de altitud K_a (véase la ilustración y el ejemplo).

Tabla de rigidez dieléctrica

Tensión asignada (valor eficaz)	kV	**7,2**	**12**	**15**	**17,5**	**24**	**36**	**38**
Tensión soportada asignada de corta duración a frecuencia industrial (valor eficaz)								
– Entre fases y respecto a tierra	kV	20	28	35	38	50	70	70
– A través de distancias de seccionamiento	kV	23	32	39	45	60	80	77
Tensión soportada asignada de impulso tipo rayo (valor de cresta)								
– Entre fases y respecto a tierra	kV	60	75	95	95	125	170	150
– A través de distancias de seccionamiento	kV	70	85	105	110	145	195	165

Factor de corrección de altitud K_a



(Sólo para celdas con fusibles ACR)

Para altitudes de emplazamiento superiores a 1000 m se recomienda el factor de corrección de altitud K_a dependiente de la altitud de emplazamiento sobre el nivel del mar.
Curva m=1 para tensión soportada asignada de corta duración a frecuencia industrial y tensión soportada asignada de impulso tipo rayo según IEC 62271-1

Ejemplo:
3000 m de altitud de emplazamiento sobre el nivel del mar (K_a = 1,28),
17,5 kV de tensión asignada de la celda,
95 kV de tensión soportada asignada de impulso tipo rayo

Tensión soportada asignada de impulso tipo rayo a elegir =
95 kV × 1,28 = 122 kV

Resultado:
Según la tabla superior hay que elegir una celda para una tensión asignada de 24 kV con una tensión soportada asignada de impulso tipo rayo de 125 kV.

Normas

Prescripciones, disposiciones, directrices

Normas

Las celdas NXPLUS C cumplen las normas o disposiciones vigentes al momento de los ensayos de tipo. De conformidad con el acuerdo de armonización de los países de la Unión Europea, las normas nacionales de los países miembros concuerdan con la norma IEC.

Normas			
		Norma IEC/ Norma EN	**Título**
Aparamenta (celdas)		62271-1	Aparamenta de alta tensión: Especificaciones comunes para aparamenta de corriente alterna
		62271-200	Aparamenta de alta tensión: Aparamenta bajo envolvente metálica de corriente alterna para tensiones asignadas superiores a 1 kV e inferiores o iguales a 52 kV
Aparamenta (dispositivos)	Interruptores de potencia	62271-100	Aparamenta de alta tensión: Interruptores automáticos de corriente alterna
	Contactores al vacío	62271-106	Aparamenta de alta tensión: Contactores, controladores y arrancadores de motor con contactores, de corriente alterna
	Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra	62271-102	Aparamenta de alta tensión: Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra de corriente alterna para alta tensión
	Interruptores-seccionadores	62271-103	Aparamenta de alta tensión: Interruptores para tensiones asignadas superiores a 1 kV e inferiores o iguales a 52 kV
	Combinado interruptor-seccionador/ fusibles	62271-105	Aparamenta de alta tensión: Combinados interruptor-fusibles de corriente alterna para tensiones asignadas superiores a 1 kV e inferiores o iguales a 52 kV
Sistemas detectores de tensión		62271-213	Sistema de detección e indicación de tensión (VDIS)
		62271-215	Comparador de fase utilizado con VDIS
Fusibles ACR		60282	Fusibles de alta tensión: Fusibles limitadores de corriente
Descargadores de sobretensión / Limitadores de sobretensión		60099	Pararrayos
Grado de protección		60529	Grados de protección proporcionados por las envolventes (código IP)
		62262	Grados de protección proporcionados por las envolventes (código IK)
Aislamiento		60071	Coordinación del aislamiento
Transformadores de medida		61869-1	Transformadores de medida
		61869-2	Transformadores de corriente
		61869-3	Transformadores de tensión
		61869-6	Transformadores de medida de baja potencia
		61869-10	Transformadores de intensidad pasivos de baja potencia
		61869-11	Transformadores de tensión pasivos de baja potencia
SF_6		60376	Especificaciones para hexafluoruro de azufre (SF_6) de calidad técnica para uso en equipos eléctricos
		60480	Especificaciones para la reutilización del hexafluoruro de azufre (SF_6) y sus mezclas en equipos eléctricos
Instalación		61936-1	Instalaciones eléctricas en corriente alterna de tensión superior a 1 kV
Condiciones ambientales		60721-3-3	Clasificación de las condiciones ambientales
Operación		EN 50110	Explotación de instalaciones eléctricas

Corriente admisible
- La corriente permanente asignada está referida, según IEC 62271-200 ó IEC 62271-1 a las temperaturas del aire ambiente siguientes:
  - Valor máximo de la media de 24 horas + 35 °C
  - Valor máximo + 40 °C
- La corriente admisible de las celdas y del embarrado depende de la temperatura del aire ambiente fuera de la envolvente.

Clasificaciones de arco interno
- Los ensayos para verificar la clasificación de arco interno tienen como objetivo asegurar la protección del personal de servicio
- Realización de los ensayos de arco interno según IEC 62271-200
- Definición de los criterios:
  - Criterio 1: Las puertas y tapas correctamente cerradas no se abren. Se aceptan deformaciones limitadas
  - Criterio 2: No se produce fragmentación alguna de la envolvente. Se aceptan las proyecciones de trozos pequeños, hasta una masa individual de 60 g
  - Criterio 3: El arco no origina orificios en las caras accesibles hasta una altura de 2 m
  - Criterio 4: Los indicadores no se inflaman por efecto de los gases calientes
  - Criterio 5: La envolvente permanece conectada a su punto de toma de tierra.

Resistencia a los arcos internos
Las posibilidades de aparición de defectos internos en celdas aisladas en SF_6 son, gracias a la envolvente unipolar de los componentes externos y el aislamiento por SF_6 de los dispositivos de maniobra, muy inferiores a las de los tipos de celdas anteriores:
- No hay causas de perturbación debido a efectos externos tales como
  - capa de polución
  - humedad
  - animales pequeños y cuerpos extraños
- Las maniobras incorrectas quedan prácticamente excluidas debido a la disposición lógica de los elementos del mecanismo de funcionamiento
- La puesta a tierra de la derivación a prueba de cortocircuitos se efectúa con ayuda del interruptor de potencia o del interruptor-seccionador de tres posiciones.

En caso de defecto interno, muy poco probable, dentro de la cuba de la celda, la energía convertida en caso de arco interno es baja gracias al aislamiento por SF_6 y la longitud más corta del arco – aproximadamente sólo ⅓ de la energía convertida de un arco interno en caso de aislamiento por aire. Los gases que escapan son dirigidos hacia arriba a través de un canal de alivio de presión.

Seguridad sísmica (opción)
Las celdas NXPLUS C pueden ser reforzadas para prestar servicio en zonas con riesgo de terremotos.

Para esta ejecución reforzada se ha efectuado un ensayo de aptitud sísmica según las normas siguientes:
- IEC/TS 62271-210 "Seismic qualification for metal enclosed and solid-insulation enclosed switchgear and controlgear assemblies for rated voltages above 1 kV and up to and including 52 kV"
- IEC 60068-2-57 "Test Ff: Vibration – Time-history method"

Las aceleraciones del suelo ensayadas cumplen los espectros de requisitos siguientes:
- IEC/TS 62271-210 – Severity level 2, (ZPA) = 1 g (Figure 2)
- IEEE 693-2018 – High performance level required response spectrum, 1.0 g (Figure A.1).

Para el servicio en zonas con riesgo de terremotos, el operador debe asegurar el cumplimiento de las directivas y disposiciones legales nacionales.

Las verificaciones de ensayo para instalaciones de celdas sobre hormigón plano y rígido o estructura de acero (no se han considerado posibles influencias de edificios, tales como factores de sobrelevación).

El operador debe asegurar el cumplimiento de los requisitos sísmicos específicos de la aplicación.

Impacto, vibración (opción)
Las celdas NXPLUS C pueden ser reforzadas para solicitaciones debidas a impacto y vibración. Para esta ejecución reforzada se han efectuado ensayos de impacto y vibración según las normas siguientes:
- ETSI EN 300 019-2-2; T2.3 Public Transportation
- IEC 60068-2-6, Environmental Testing – Part 2-6: Tests – Test Fc: Vibration (sinusoidal)
- IEC 60068-2-64, Environmental Testing – Part 2-64: Tests – Test Fh: Vibration, broad-band, random and guidance (espectro de ruido según DNV).

Color del frente de la celda
RAL 7035 gris luminoso.

Normas

Prescripciones, disposiciones, directrices

Clima e influencias medioambientales

Las partes del circuito primario bajo tensión de las celdas NXPLUS C tienen una envolvente completa y son insensibles a los efectos climáticos.

- Todos los dispositivos de media tensión (a excepción de los fusibles ACR) están montados dentro de una cuba de acero inoxidable soldada con estanquidad al gas y llena de gas SF_6
- Las partes bajo tensión situadas fuera de la cuba de la celda tienen una envolvente unipolar
- En ningún lugar pueden circular corrientes de fuga desde potenciales de alta tensión hacia tierra
- Las piezas de los mecanismos importantes para el funcionamiento están fabricadas con materiales anticorrosivos
- Los cojinetes dentro del mecanismo de funcionamiento son de tipo seco y no requieren lubricación de por vida.

Las celdas NXPLUS C son adecuadas para su utilización en instalaciones interiores bajo condiciones de servicio normales como las que define la norma IEC 62271-1.

• Temperatura	-5 °C hasta +55 °C -25 °C hasta +55 °C [1] (opción)
• Humedad rel. del aire	Valor medio durante 24 h [1]: ≤ 98 % Valor medio durante 1 mes: ≤ 90 %
• Condensación	Ocasional Frecuente (con grado de protección mín. IP31D, con calefacción en la parte de baja tensión [2] como protección contra condensación)
• Altitud de emplazamiento	4000 m. En celdas con fusibles ACR: Observar la corrección de altitud (véase la página 41)

Además, la parte de media tensión de las celdas NXPLUS C también puede utilizarse bajo condiciones ambientales de la clase climática 3C2 según la norma IEC 60721-3-3.

Las celdas NXPLUS C han sido sometidas a un ensayo climático según IEC 60932, Level 2, y son adecuadas para condiciones de servicio según “Design Class 2”. Este ensayo también cumple con los requisitos de la norma IEC 62271-304 para “Design Class 2”.

Reciclaje

El reciclaje de las celdas puede efectuarse preservando el medio ambiente según las disposiciones legales vigentes. Los equipos auxiliares, tales como indicadores de cortocircuito, se deberán reciclar como chatarra electrónica. Las baterías existentes se deberán reciclar de forma profesional. El gas aislante SF_6 deberá ser evacuado de forma profesional como material reutilizable, y reciclado (el gas SF_6 no debe escapar al medio ambiente).

Protección contra cuerpos sólidos extraños, contra contactos directos y contra el agua

Las celdas NXPLUS C cumplen de acuerdo a

IEC 62271-1	EN 62271-1
IEC 62271-200	EN 62271-200
IEC 60529	EN 60529
IEC 62262	EN 50102

los grados de protección siguientes:

Grado de protección IP	Grado de protección
IP65	para partes del circuito primario bajo tensión
IP3XD	para la envolvente de las celdas
IP31D	para la envolvente de las celdas (opción)
IP32D	para la envolvente de las celdas (opción)
IP34D	para la envolvente de las celdas (opción)
IP4X	para la envolvente de las celdas (opción)
IP54	para la envolvente de las celdas (opción)

Grado de protección IK	Grado de protección
IK07	para la envolvente de las celdas

Para los equipos secundarios situados en la puerta de baja tensión rigen las especificaciones del grado de protección IP según lo estipulado para la envolvente de las celdas.

1) Los equipos secundarios (p.ej. relés de protección, contadores, transductores de medida, etc.) deben ser adecuados para las condiciones de servicio específicas
2) Calefacción en el compartimento de baja tensión y en la caja del mecanismo del interruptor de potencia

Notas

Notas

Publicado por
Siemens AG

Smart Infrastructure
Electrification & Automation
Mozartstraße 31 C
91052 Erlangen, Alemania

Para más información se ruega ponerse en contacto con nuestro centro de atención al cliente:
Teléfono: +49 9131 1743072
E-mail: support.ea.si@siemens.com

N° de artículo SIEA-C10084-00-7800
VO 236732 es KG 06.23 0.0

Smart Infrastructure combines the real and digital worlds across energy systems, buildings and industries, enhancing the way people live and work and significantly improving efficiency and sustainability.

We work together with customers and partners to create an ecosystem that both intuitively responds to the needs of people and helps customers achieve their business goals.

It helps our customers to thrive, communities to progress and supports sustainable development to protect our planet for the next generation.

siemens.com/smart-infrastructure

Medium-voltage systems

Edición 06/2023

Salvedad de modificaciones o errores. Las informaciones de este documento únicamente comprenden meras descripciones generales o bien características funcionales que no siempre se dan en la forma descrita en la aplicación concreta, o bien pudieran cambiar por el ulterior desarrollo de los productos. Las características funcionales sólo son vinculantes si se han acordado expresamente al concluir el contrato.

Todos los nombres de productos pueden ser marcas registradas o nombres protegidos de Siemens AG u otras empresas proveedoras suyas cuyo uso por terceros para sus fines puede violar los derechos de sus titulares.

© Siemens 2023

www.jinkosolar.com

Solar JinKO
Building Your Trust in Solar

Tiger Neo N-type 54HL4-(V)

410-430 Watt

MÓDULO MONOCRISTALINO

N-Type

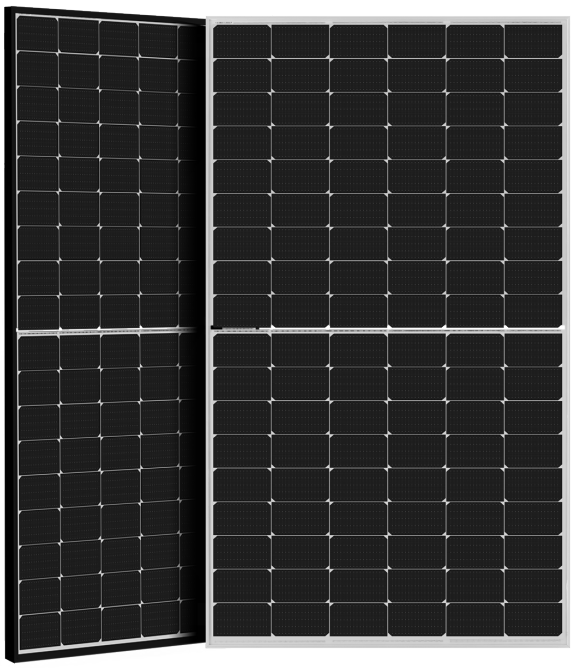
Tolerancia positiva 0~+3%

IEC61215(2016), IEC61730(2016)

ISO9001:2015: Sistema de gestión de la calidad

ISO14001:2015: Sistemas de gestión ambiental

ISO45001:2018
Sistema de gestión de la seguridad y salud en el trabajo



CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

Tecnología SMulti Busbar

La Tecnología SMBB aumenta a recolección de electrones, mejorando la potencia de producción del panel.

Tecnología Hot 2.0

El módulo N-type con la tecnología Hot 2.0 tiene mejor confiabilidad y menor LID / LETID.

Resistencia al PID

Excelente garantía de rendimiento Anti-PID, gracias al exhaustivo control de los materiales y a procesos de producción optimizados.

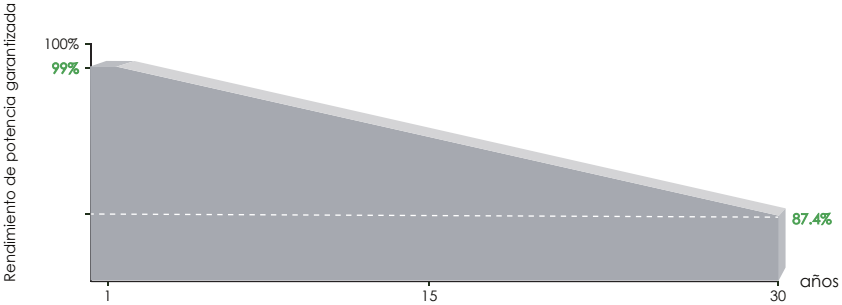
Resistencia Mecánica Mejorada

Certificado para soportar cargas de viento (2400 pascales) y cargas de nieve (5400 pascales).

Durabilidad contra condiciones ambientales extremas

Alta resistencia contra niebla salina y amoníaco con la certificación de TUV NORD

GARANTÍA DE RENDIMIENTO LINEAL

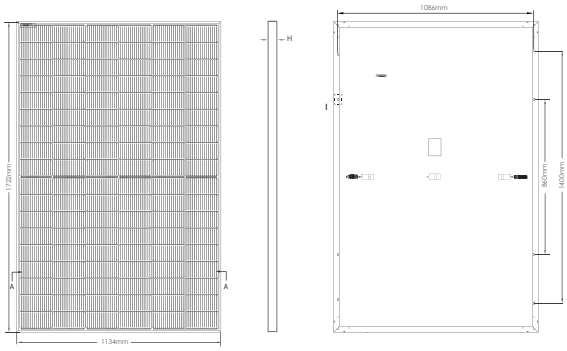


Garantía del producto de **15** años

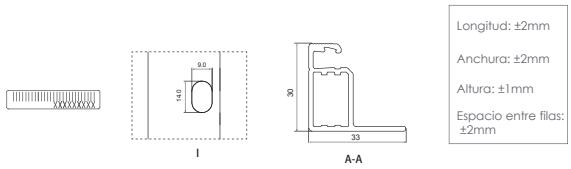
Garantía de potencia lineal de **30** años

Degradación anual en un período de 30 años de **0,40 %**

Diseño del módulo



Frontal Lateral Posterior



Longitud: ±2mm
Anchura: ±2mm
Altura: ±1mm
Espacio entre filas: ±2mm

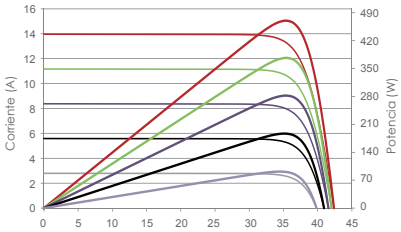
Configuración del embalaje

(Dos palés = una culumna)

36 unidades/Palé , 72 Unidades/pila, 936 unidades/contenedor de HQ de 40'

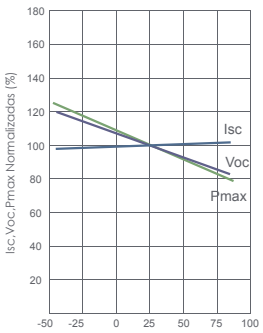
Rendimiento eléctrico y dependencia con la temperatura

Curvas de corriente-voltaje y potencia/voltaje (430W)



Voltaje (V)

Dependencia de temperatura de Isc, Voc, Pmaxce



Temperatura de célula (°C)

Características mecánicas

Tipo de Célula	N type Monocristalina
Cant. de Célula	108 (6×18)
Dimensiones	1722×1134×30mm (67.79×44.65×1.18 inch)
Peso	22 kg (48.50 lbs)
Vidrio frontal	3,2 mm, capa antirreflectante, alta transmisión, bajo contenido en hierro, vidrio templado
Marco	Aleación de aluminio anodizado
Caja de conexiones	Clasificación IP68
Cables de salida	TÜV 1x4.0mm², (+): 400 mm, (-): 200 mm o Longitud personalizada

ESPECIFICACIONES

Tipo de módulo	JKM410N-54HL4 JKM410N-54HL4-V		JKM415N-54HL4 JKM415N-54HL4-V		JKM420N-54HL4 JKM420N-54HL4-V		JKM425N-54HL4 JKM425N-54HL4-V		JKM430N-54HL4 JKM430N-54HL4-V	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Potencia nominal (Pmax)	410Wp	308Wp	415Wp	312Wp	420Wp	316Wp	425Wp	320Wp	430Wp	323Wp
Tensión de máxima potencia Pmax-Vmpp	31,13 V	29,06 V	31,32 V	29,21 V	31,51 V	29,34 V	31,70 V	29,50 V	31,88 V	29,63 V
Corriente de maxima potencia Pmax-Impp (A)	13,17 A	10,61 A	13,25 A	10,68 A	13,33 A	10,76 A	13,41 A	10,83 A	13,49 A	10,91 A
Tensión en circuito abierto-Voc (V)	37,73 V	35,84 V	37,92 V	36,02 V	38,11 V	36,20 V	38,30 V	36,38 V	38,49 V	36,56 V
Corriente de cortocircuito-Isc (A)	13,91 A	11,23 A	13,99 A	11,29 A	14,07 A	11,36 A	14,15 A	11,42 A	14,23 A	11,49 A
Eficiencia del modulo (%)	21,00 %		21,25 %		21,51 %		21,76 %		22,02 %	
Temperatura de operación (°C)	-40 ℃~+85 ℃									
Tensión máxima del sistema	1000/1500 VDC (IEC)									
Valores máximos recomendados de los fusibles	25 A									
Tolerancia de potencia nominal (%)	0~+3 %									
Coeficiente de temperatura de Pmax	-0,30 %/℃									
Coeficiente de temperatura de Voc	-0,25 %/℃									
Coeficiente de temperatura de Isc	0,046 %/℃									
Temperatura operacional nominal de célula	45±2 ℃									

*STC: Irradiancia 1000W/m² Temperatura de la Célula 25 °C AM=1,5

NOCT: Irradiancia 800W/m² Temperatura ambiente 20 °C AM=1,5 Velocidad del viento 1 m/s

Este documento es una traducción al español de la versión original en inglés. La versión original en inglés prevalece en caso de discrepancias entre el documento original y la traducción.

JKM410-430N-54HL4-(V)-F1-SP-EU Only (IEC 2016)

Los datos mecánicos y eléctricos están sujetos a variaciones

www.jinkosolar.com

Building Your Trust in Solar

Tiger Neo N-type 54HL4-(V)

410-430 Watt

MONO-FACIAL MODULE

N-Type

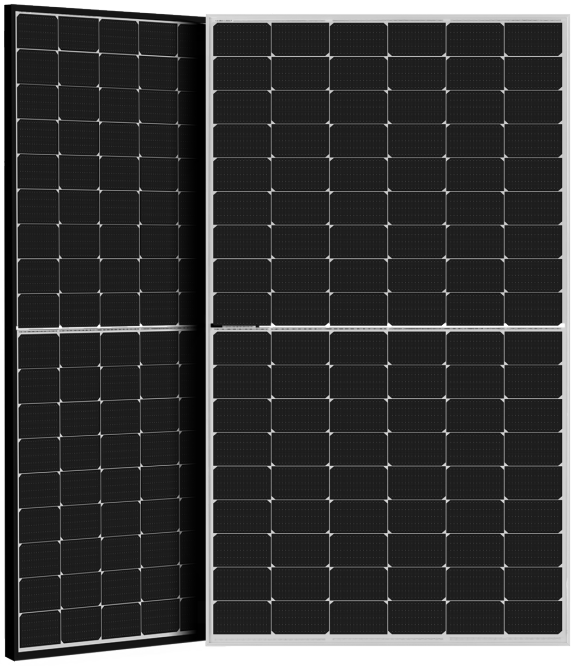
Positive power tolerance of 0~+3%

IEC61215(2016), IEC61730(2016)

ISO9001:2015: Quality Management System

ISO14001:2015: Environment Management System

ISO45001:2018
Occupational health and safety management systems



Key Features

SMBB Technology

Better light trapping and current collection to improve module power output and reliability.

Hot 2.0 Technology

The N-type module with Hot 2.0 technology has better reliability and lower LID/LETID.

PID Resistance

Excellent Anti-PID performance guarantee via optimized mass-production process and materials control.

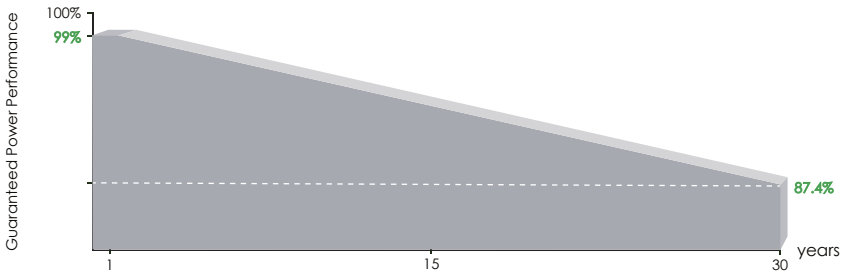
Enhanced Mechanical Load

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

Durability Against Extreme Environmental Conditions

High salt mist and ammonia resistance.

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

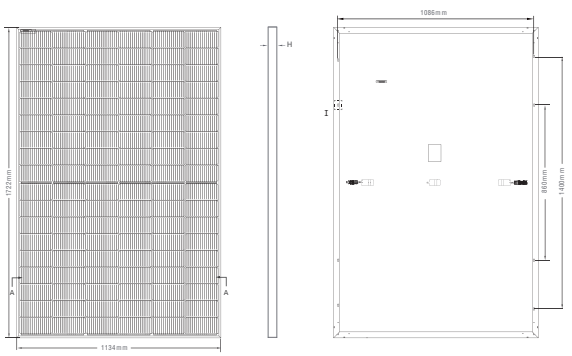


15 Year Product Warranty

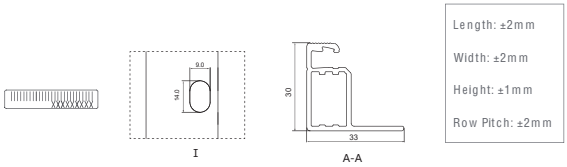
30 Year Linear Power Warranty

0.40% Annual Degradation Over 30 years

Engineering Drawings



Front Side Back



Length: ±2mm
Width: ±2mm
Height: ±1mm
Row Pitch: ±2mm

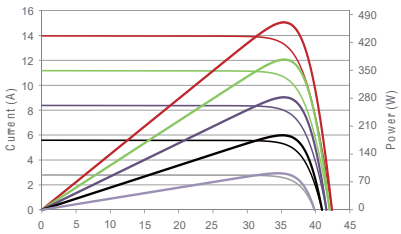
Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

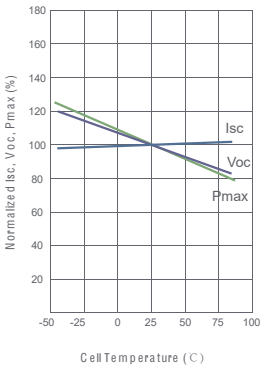
36pcs/pallets, 72pcs/stack, 936pcs/ 40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence

Current-Voltage & Power-Voltage Curves (430W)



Temperature Dependence of Isc,Voc,Pmax



Mechanical Characteristics

Cell Type	N type Mono-crystalline
No. of cells	108 (6×18)
Dimensions	1722×1134×30mm (67.79×44.65×1.18 inch)
Weight	22 kg (48.50 lbs)
Front Glass	3.2mm,Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm² (+): 400mm , (-): 200mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM410N-54HL4 JKM410N-54HL4-V		JKM415N-54HL4 JKM415N-54HL4-V		JKM420N-54HL4 JKM420N-54HL4-V		JKM425N-54HL4 JKM425N-54HL4-V		JKM430N-54HL4 JKM430N-54HL4-V	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	410Wp	308Wp	415Wp	312Wp	420Wp	316Wp	425Wp	320Wp	430Wp	323Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	31.13V	29.06V	31.32V	29.21V	31.51V	29.34V	31.70V	29.50V	31.88V	29.63V
Maximum Power Current (Imp)	13.17A	10.61A	13.25A	10.68A	13.33A	10.76A	13.41A	10.83A	13.49A	10.91A
Open-circuit Voltage (Voc)	37.73V	35.84V	37.92V	36.02V	38.11V	36.20V	38.30V	36.38V	38.49V	36.56V
Short-circuit Current (Isc)	13.91A	11.23A	13.99A	11.29A	14.07A	11.36A	14.15A	11.42A	14.23A	11.49A
Module Efficiency STC (%)	21.00%		21.25%		21.51%		21.76%		22.02%	
Operating Temperature(℃)	-40℃~+85℃									
Maximum system voltage	1000/1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	25A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.30%/℃									
Temperature coefficients of Voc	-0.25%/℃									
Temperature coefficients of Isc	0.046%/℃									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2℃									

*STC: Irradiance 1000W/m² Cell Temperature 25°C AM=1.5

NOCT: Irradiance 800W/m² Ambient Temperature 20°C AM=1.5 Wind Speed 1m/s

©2022 Jinko Solar Co., Ltd. All rights reserved.
Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.
Datasheet valid in Europe only.

CABLE AL 1350 XLPE/HFFR DC

Contacto
Ventas
Phone: 3134338810
ventas.colombia@nexans.com

1350 aluminum cable, XLPE insulated and HFFR sheath



DESCRIPCIÓN

Aplicación

Para uso en sistemas fotovoltaicos con voltaje nominal de 1.5 kV DC.
Plantas fotovoltaicas, sistemas de cubiertas y parques fotovoltaicos.
Distribución secundaria en baja tensión.
Apto para entierro directo.

Construccion

Conductor

Conductor de aluminio 1350, clase 2.

Aislamiento

Polietileno reticulado XLPE Libre de halógenos.

Chaqueta

Polietileno reticulado XLPE Libre de halógenos, retardante de llama.

Estándares aplicables

IEC 60228
IEC 60502-1
UNE 21123-4
HD 603-1
UNE -ES 60332-1-2

Certificado
RETIE y NORMA N ° 07

Temperatura de funcionamiento

90 ° C

Tensión de funcionamiento

1 kV CA

1,5 kV CC

Max. Voltaje de operación DC

1,2 kV CA

1,8 kV CC

Marcación

NEXANS COLOMBIA. <Calibre> MM2 AL FREETOX XLPE / HFFR 0,61KV-1.8 DC 90 ° C (M)

NORMAS

Internacional EN 60332-1-2; EN 61034; HD 603; IEC 60228; IEC 60502-1

Flexibilidad del conductor	Tensión nominal de servicio Uo/U	Baja emisión de humos	Resistencia a radiaciones ultravioletas	Rodent resistant
Clase B	**0.6/1(1.2)kV AC - 1.5/1.5(1.8)kV DC**	**Baja Emisión**	**if required**	**Optional**

Todos los dibujos, diseños, especificaciones, planos y detalles sobre pesos, dimensiones, etc. contenidos en la documentación técnica o comercial de Nexans son puramente indicativos, y no serán contractuales para Nexans, ni podrán ser consideradas una representación de la parte de Nexans.

CABLE AL 1350 XLPE/HFFR DC

Contacto
Ventas
Phone: 3134338810
ventas.colombia@nexans.com

CARACTERÍSTICAS

Características de construcción	
Aislamiento	XLPE
Cubierta Exterior	HFFR (libre de halógenos y retardante de llama)
Flexibilidad del conductor	Clase B
Forma del conductor	Compact stranded
Material del conductor	Aluminum Alloy 1350
Características dimensionales	
Número de conductores	1
Características eléctricas	
Tensión nominal de servicio Uo/U	0.6/1(1.2)kV AC - 1.5/1.5(1.8)kV DC
Características mecánicas	
Resistencia a la abrasión	Good
Características de uso	
Baja emisión de humos	Baja Emisión
Resistencia a radiaciones ultravioletas	if required
Rodent resistant	Optional

LISTA DE PRODUCTOS

Ref. Nexans	Ref. de País	Nombre	Diámetro del conductor [mm]	Espesor Chaqueta [mm]	Peso aproximado [kg/km]
10041412	-	CABLE AL 95 MM2	11,62	1,0	316
10041409	-	Cable AL 25 MM2	5,91	0,92	139
10041411	-	CABLE AL 50 MM2	8,08	0,92	251
10041410	-	CABLE AL 35 MM2	7,52	0,92	191
10046668	-	CABLE AL 240 MM2	8,01	1,22	944
10041433	-	CABLE AL 150 MM2	8,69	1,1	596

= Realizar pedido, = Reservar stock,

SELLING AND DELIVERY INFORMATION

Empaque
Carretes de 500m. +/- 5%

Todos los dibujos, diseños, especificaciones, planos y detalles sobre pesos, dimensiones, etc. contenidos en la documentación técnica o comercial de Nexans son puramente indicativos, y no serán contractuales para Nexans, ni podrán ser consideradas una representación de la parte de Nexans.


soltec
SF7
Single-Axis
Tracker
The next-generation-now horizontal single-axis solar tracker
LISTED
[PV SOLAR TRACKER]
E476688
SGS
SGS
SGS
SGS
ANATEL
07441-17-10783
IEC 62817
AENOR
ID A98/000035
FC
INTI
FINAME
BNDES

TECHNICAL DATASHEET

SF7
Single-Axis Tracker

MAIN FEATURES

Tracking System	Horizontal Single-Axis with independent rows
Tracking Range	± 55° Optional: ± 60°
Drive System	Enclosed Slewing Drive, DC Motor
Power Supply	Dedicated Panel Optional: 120/240 Vac or 24 Vdc power-cable
Tracking Algorithm	Astronomical Algorithm with Asymmetric Backtracking
Communication	Full Wireless Optional: RS-485 Full Wired RS-485 cable not included in Soltec scope
Wind Resistance	Per Local Codes
Land Use Features	
Independent Rows	YES
Slope North-South	Up to 17%
Slope East-West	Configurable
Ground Coverage Ratio	Configurable. Typical range: 30-50%
Foundation	Driven Pile | Ground Screw | Concrete
Temperature Range	
Standard	- 4°F to +131°F | -20°C to +55°C
Extended	-40°F to +131°F | -40°C to +55°C
Availability	>99%
Modules	Standard: 72 / 78 cells | Optional: 60 Cells; Crystalline, Thin Film (Solar Frontier, First Solar and others)

MODULE CONFIGURATIONS Approximate Dimentions

	Length	Height	Width
2x28	29.2 m (95' 10")	4.1 m (13' 4")	4.1 m (13' 4")
2x29	30.2 m (99' 1")		
2x30	31.4 m (103')		

	Length	Height	Width
2x42	43.6 m (143')	4.1 m (13' 4")	4.1 m (13' 4")
2x43.5	45.6 m (149' 7")		
2x45	46.7 m (153' 3")		

SERVICES

Pull Test Plan	Commissioning Plan
Factory Support Plan	Operation & Maintenance Plan
Onsite Advisory Plan	Tracker Monitoring System Plan
Construction Plan	Solmate Customer Care

MAINTENANCE ADVANTAGES

- Self-lubricating Bearings
- Face to Face Cleaning Mode
- 2x Wider Aisles

WARRANTY*

Structure	10 years
Motor	5 years
Electronics	5 years

*extandable under quotation

SPAIN / Headquarters
Pol. Ind. La Serreta
Gabriel Campillo, s/n, 30500
Molina de Segura, Murcia, Spain
info@soltec.com
+34 968 603 153

MADRID
Núñez de Balboa 33, 1ºA
28001 Madrid
emea@soltec.com
+34 91 449 72 03

UNITED STATES
usa@soltec.com
+1 510 440 9200

BRAZIL
brasil@soltec.com
+55 071 3026 4900

MEXICO
mexico@soltec.com
+52 1 55 5557 3144

CHILE
chile@soltec.com
+56 2 25738559

PERU
peru@soltec.com
+51 1422 7279

INDIA
india@soltec.com
+91 124 4568202

AUSTRALIA
australia@soltec.com
+61 2 9275 8806

CHINA
china@soltec.com
+86 21 66285799

ARGENTINA
argentina@soltec.com
+54 9 114 889 1476

EGYPT
egypt@soltec.com

B&V Bankability report
DNV GL Technology Review available
RWDI WIND TUNNEL TESTED

soltec

soltec.com

Contents subject to change without prior notice © Soltec Energías Renovables • SF7.2022-11-11.V12
Monitoring & Control references on this document are subject to availability. Alternative electronics could be finally provided for your project if needed

Anexo 2: Informe de PVsyst

Version 7.3.2

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: TFG_Jaime_bardajillo_1ojulio

Variant: Ratio1,3_12metros_2V_jinkosolar_powerelectronics_año1_con_analisis_economico_parte2

Trackers single array, with backtracking

System power: 6502 kWp

PSF_TFG_CALAHORRA_10DEJULIO - España

Autor(a)

Jaime Ortega (spain)

PVsyst student

Project summary

Geographical Site
PSF_TFG_CALAHORRA_10DEJULIO
España

Situation

Latitude	42.27 °N
Longitude	-1.89 °W
Altitude	292 m
Time zone	UTC

Project settings

Albedo	0.20

Meteo data
PSF_TFG_CALAHORRA_10DEJULIO
PVGIS api TMY

System summary

Grid-Connected System
Simulation for year no 1

Trackers single array, with backtracking

PV Field Orientation

Orientation	
Tracking plane, horizontal N-S axis	
Axis azimuth	0 °

Tracking algorithm
Astronomic calculation
Backtracking activated

Near Shadings

Linear shadings	
Diffuse shading	Automatic

System information

PV Array

Nb. of modules	15480 units
Pnom total	6502 kWp

Inverters

Nb. of units	5 units
Pnom total	5000 kWac
Pnom ratio	1.300

User's needs
Unlimited load (grid)

Results summary

Produced Energy	12373961 kWh/year	Specific production	1903 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	82.77 %

Table of contents

Project and results summary 2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses 3
Horizon definition 5
Near shading definition - Iso-shadings diagram 6
Main results 7
Loss diagram 8
Predef. graphs 9
Single-line diagram 10
Cost of the system 11
Financial analysis 12
CO_2 Emission Balance 15

PVsyst student

General parameters

Grid-Connected System — **Trackers single array, with backtracking**

PV Field Orientation

Orientation		Tracking algorithm		Backtracking array	
Tracking plane, horizontal N-S axis		Astronomic calculation		Nb. of trackers	43 units
Axis azimuth	0 °	Backtracking activated		Single array	
				Sizes	
				Tracker Spacing	12.0 m
				Collector width	3.46 m
				Ground Cov. Ratio (GCR)	28.9 %
				Phi min / max.	-/+ 60.0 °
				Backtracking strategy	
				Phi limits for BT	-/+ 73.1 °
				Backtracking pitch	12.0 m
				Backtracking width	3.46 m

Models used

Transposition	Perez
Diffuse	Imported
Circumsolar	separate

Horizon		Near Shadings		User's needs
Average Height	1.2 °	Linear shadings		Unlimited load (grid)
		Diffuse shading	Automatic	

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer	Generic
Model	JKM-420N-54HL4
(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	420 Wp
Number of PV modules	15480 units
Nominal (STC)	6502 kWp
Modules	645 Strings x 24 In series
At operating cond. (50°C)	
Pmpp	6013 kWp
U mpp	697 V
I mpp	8632 A

Inverter

Manufacturer	Generic
Model	FreeSun FS1001 HE/HEC 330V
(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	1000 kWac
Number of inverters	5 units
Total power	5000 kWac
Operating voltage	520-820 V
Pnom ratio (DC:AC)	1.30

Total PV power

Nominal (STC)	6502 kWp
Total	15480 modules
Module area	30229 m²

Total inverter power

Total power	5000 kWac
Number of inverters	5 units
Pnom ratio	1.30

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction	2.0 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance	
Uc (const)	29.0 W/m²K
Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res.	0.88 mΩ
Loss Fraction	1.0 % at STC

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction	1.5 %

Module Quality Loss

Loss Fraction	-0.4 %

Module mismatch losses

Loss Fraction	2.0 % at MPP

Array losses

Strings Mismatch loss
Loss Fraction 0.1 %

Module average degradation
Year no 1
Loss factor 0.46 %/year
Mismatch due to degradation
Imp RMS dispersion 0 %/year
Vmp RMS dispersion 0 %/year

IAM loss factor
Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

System losses

Auxiliaries loss
Proportionnal to Power 1.0 W/kW
0.0 kW from Power thresh.

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo
Inverter voltage 330 Vac tri
Loss Fraction 0.03 % at STC
Inverter: FreeSun FS1001 HE/HEC 330V
Wire section (5 Inv.) Alu 5 x 3 x 1200 mm²
Average wires length 1 m

MV line up to Injection
MV Voltage 13 kV
Wires Alu 3 x 150 mm²
Length 1637 m
Loss Fraction 1.29 % at STC

AC losses in transformers

MV transfo
Medium voltage 13 kV
Transformer parameters
Nominal power at STC 6.36 MVA
Iron Loss (24/24 Connexion) 9.85 kVA
Iron loss fraction 0.16 % at STC
Copper loss 65.71 kVA
Copper loss fraction 1.03 % at STC
Coils equivalent resistance 3 x 0.18 mΩ

Horizon definition

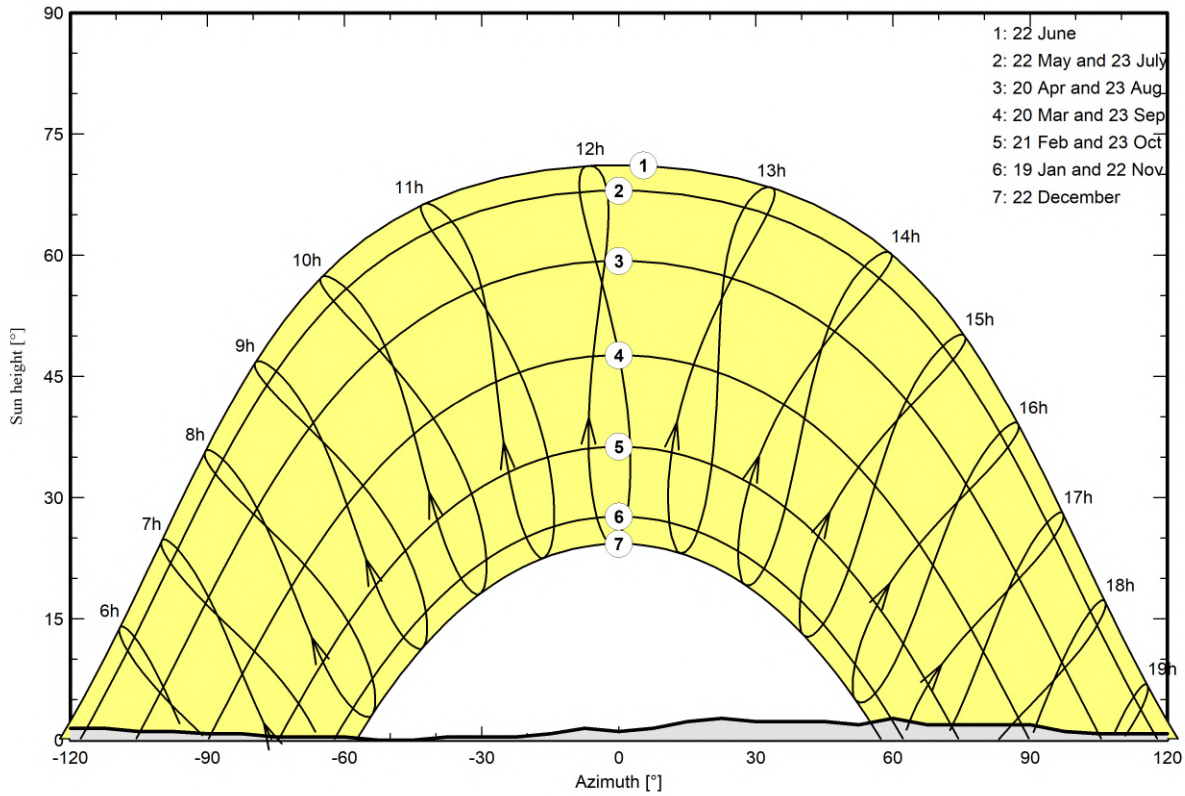
Horizon from PVGIS website API, Lat=42°16'9', Long=-1°53'30', Alt=292m

Average Height	1.2 °	Albedo Factor	0.92
Diffuse Factor	0.98	Albedo Fraction	100 %

Horizon profile

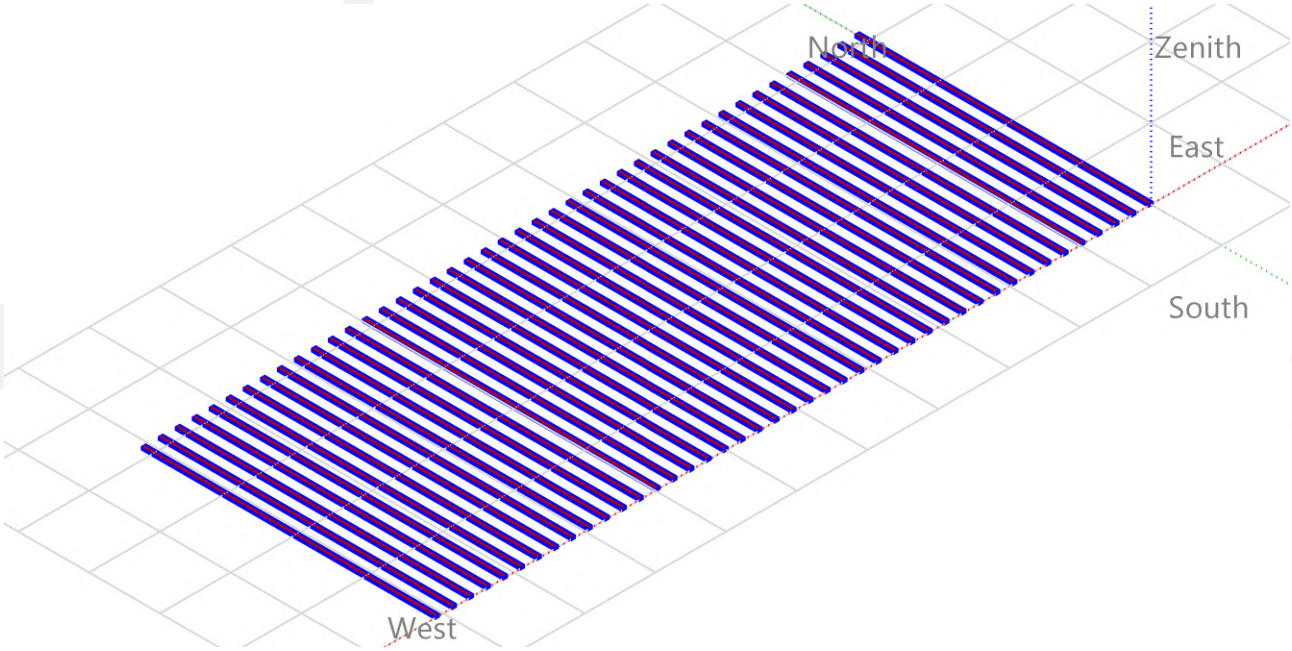
Azimuth [°]	-180	-158	-150	-143	-135	-113	-105	-98	-90	-83	-75	-60
Height [°]	1.1	1.1	1.5	1.9	1.5	1.5	1.1	1.1	0.8	0.8	0.4	0.4
Azimuth [°]	-53	-45	-38	-23	-15	-8	0	8	15	23	30	45
Height [°]	0.0	0.0	0.4	0.4	0.8	1.5	1.1	1.5	2.3	2.7	2.3	2.3
Azimuth [°]	53	60	68	90	98	105	150	158	165	173	180	
Height [°]	1.9	2.7	1.9	1.9	1.1	0.8	0.8	0.4	0.8	0.8	1.1	

Sun Paths (Height / Azimuth diagram)



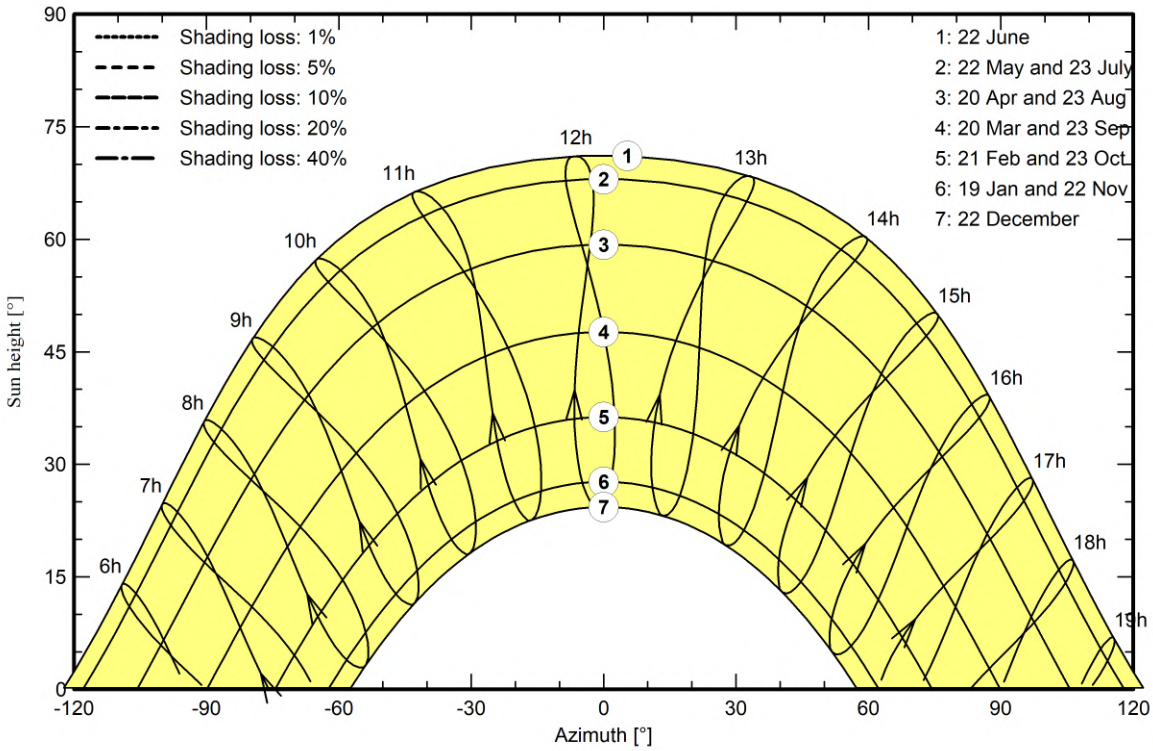
Near shadings parameter

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1



Main results

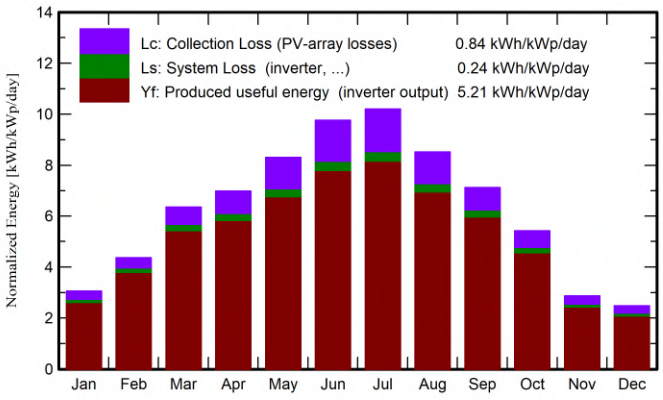
System Production

Produced Energy	12373961 kWh/year	Specific production	1903 kWh/kWp/year
		Performance Ratio PR	82.77 %

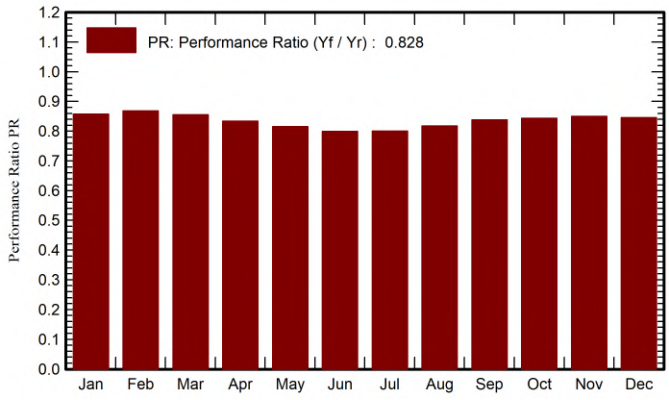
Economic evaluation

Investment		Yearly cost		LCOE	
Global	5.044.134.09 EUR	Annuities	78.917.21 EUR/yr	Energy cost	0.06 EUR/kWh
Specific	0.78 EUR/Wp	Run. costs	612.081.96 EUR/yr		
		Payback period	7.6 years		

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



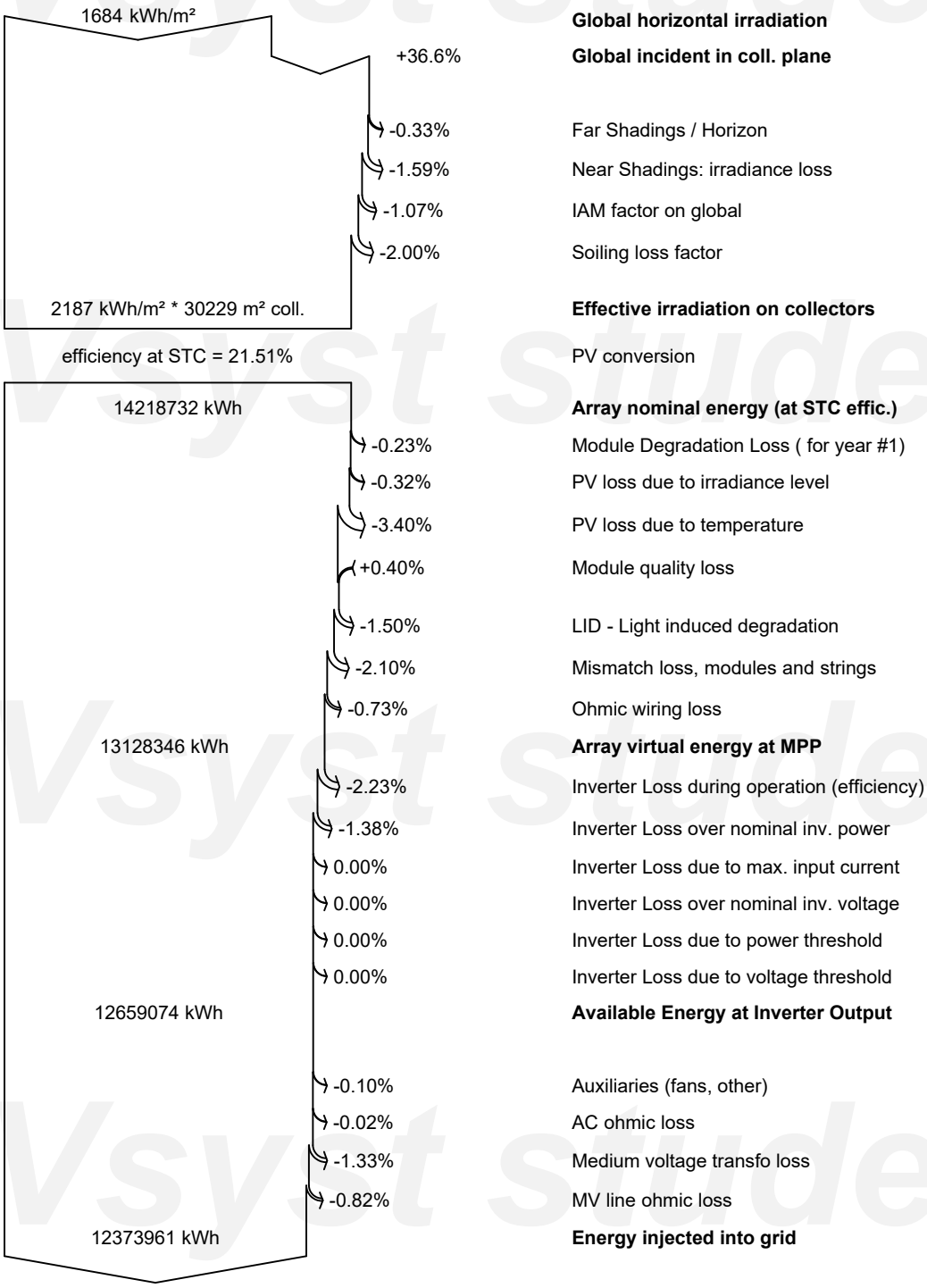
Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	65.3	25.21	5.76	94.8	87.9	553765	528424	0.857
February	85.7	31.07	5.55	122.3	115.2	723020	690510	0.868
March	141.2	45.81	8.83	196.9	187.5	1145817	1094310	0.855
April	158.2	59.50	13.65	209.9	199.9	1191697	1138139	0.834
May	196.1	74.22	14.44	257.7	246.2	1429675	1365728	0.815
June	218.8	65.54	20.67	292.8	280.5	1592848	1522195	0.800
July	235.3	63.58	22.94	316.3	303.7	1722458	1646284	0.800
August	196.0	60.49	22.22	264.2	252.9	1468243	1403943	0.817
September	152.9	49.00	17.76	213.8	203.9	1217935	1164650	0.838
October	116.8	37.51	15.88	167.9	159.1	962961	921373	0.844
November	62.8	30.49	8.19	86.2	79.9	499344	476232	0.850
December	54.6	25.15	5.56	76.8	70.2	443459	422173	0.846
Year	1683.6	567.56	13.50	2299.5	2186.9	12951222	12373961	0.828

Legends

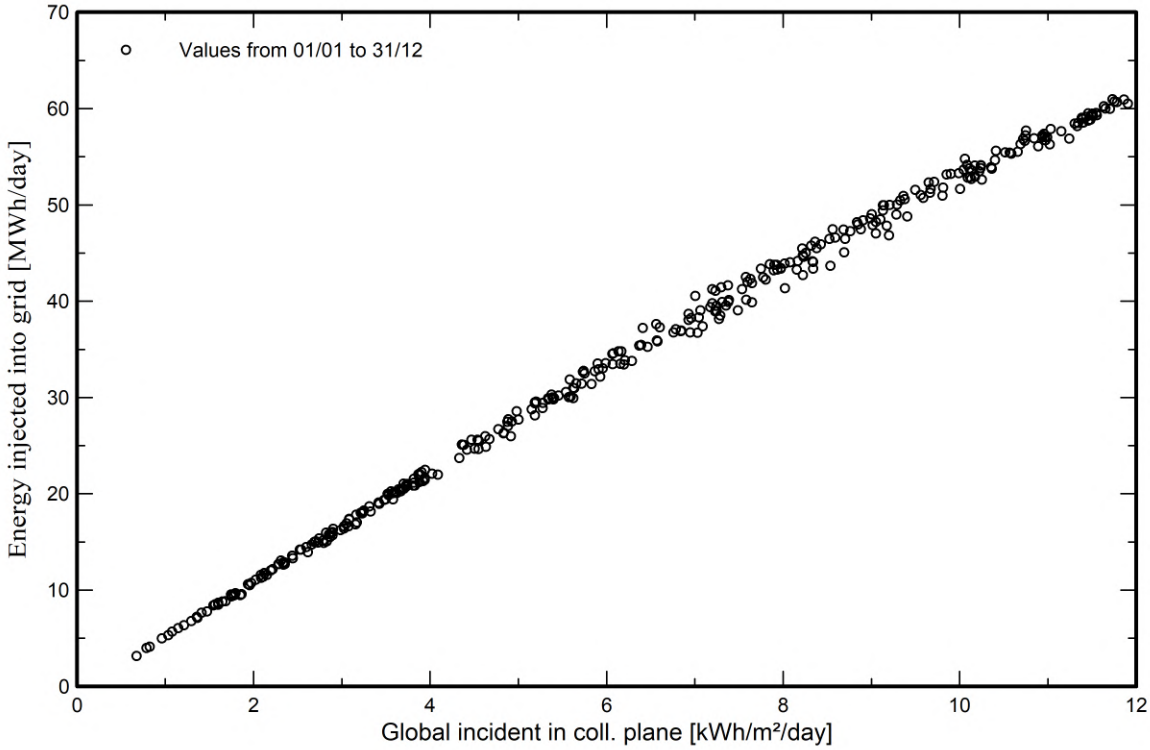
GlobHor	Global horizontal irradiation
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation
T_Amb	Ambient Temperature
GlobInc	Global incident in coll. plane
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings
EArray	Effective energy at the output of the array
E_Grid	Energy injected into grid
PR	Performance Ratio

Loss diagram

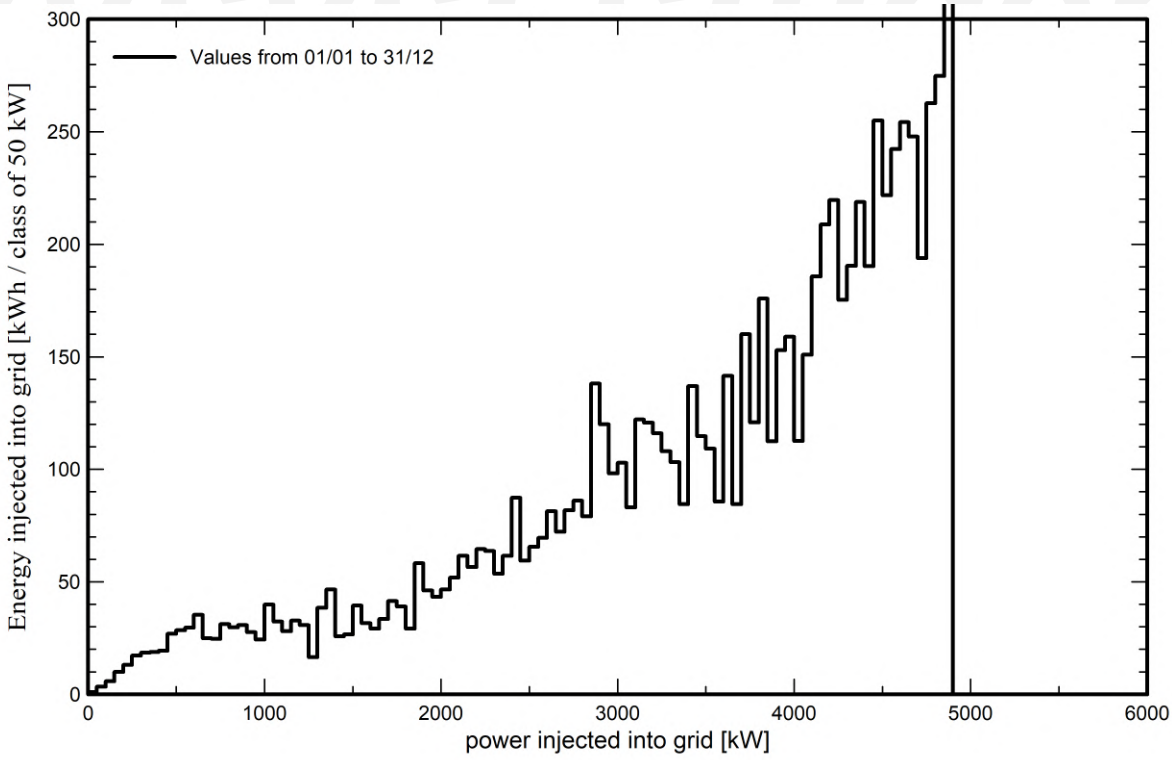


Predef. graphs

Diagrama entrada/salida diaria

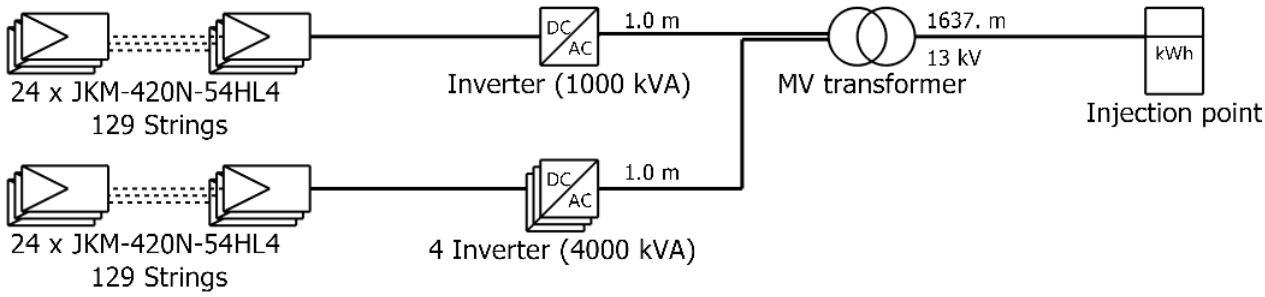


Distribución de potencia de salida del sistema



Single-line diagram

PVsyst V7.3.2
VCL, Simulation date:
11/07/23 20:14
with v7.3.2



PV module	JKM-420N-54HL4
Inverter	FreeSun FS1001 HE/HEC 330V
String	24 x JKM-420N-54HL4

TFG_Jaime_bardajillo_1ojulio	Jaime Ortega (spain)
VCL : Ratio1,3_12metros_2V_jinkosolar_powerelectronics_año1_con_analisis_	27/08/23

Cost of the system

Installation costs

Item	Quantity units	Cost EUR	Total EUR
PV modules			
JKM-420N-54HL4	15480	125.84	1.948.003.20
Inverters			
FreeSun FS1001 HE/HEC 330V	5	330.00	1.650.00
Other components			
Wiring	1	14.818.00	14.818.00
Combiner box	129	550.00	70.950.00
Studies and analysis			
Engineering	1	90.000.00	90.000.00
Installation			
Global installation cost per module	15480	15.00	232.200.00
Grid connection	1	10.000.00	10.000.00
Land costs			
Land purchase	1	194.114.16	194.114.16
Land preparation	1	2.300.00	2.300.00
Transformador Hitachi ABB Power Grids			40.000.00
Protecciones			50.000.00
Puesta a tierra			40.000.00
centro de transformacion			100.000.00
celdas de MT			17.100.00
OBRA CIVIL			
zanjas	346	57.83	20.009.18
arquetas	377	29.15	10.989.55
Sistema de iluminación	1	25.000.00	25.000.00
Sistema de cercado perimetral	1	12.500.00	12.500.00
sistema de vigilancia	1	5.000.00	5.000.00
CT prefabricado	1	6.500.00	6.500.00
centro meteorologico	1	3.000.00	3.000.00
seguidores solares	430	5.000.00	2.150.000.00
		Total	5.044.134.09
		Depreciable asset	1.949.653.20

Operating costs

Item	Total EUR/year
Maintenance	
Provision for inverter replacement	77.736.68
Salaries	400.000.00
Total (OPEX)	477.736.68
Including inflation (2.00%)	612.081.96

System summary

Total installation cost	5.044.134.09 EUR
Operating costs (incl. inflation 2.00%/year)	612.081.96 EUR/year
Produced Energy	12418 MWh/year
Cost of produced energy (LCOE)	0.056 EUR/kWh

Financial analysis

Simulation period

Project lifetime	25 years	Start year	2024

Income variation over time

Inflation	2.00 %/year
Production variation (aging)	1.50 %/year
Discount rate	0.00 %/year

Income dependent expenses

Income tax rate	20.00 %/year
Other income tax	0.00 %/year
Dividends	15.00 %/year

Depreciable assets

Asset	Depreciation method	Depreciation period (years)	Salvage value (EUR)	Depreciable (EUR)
PV modules				
JKM-420N-54HL4	Straight-line	20	0.00	1.948.003.20
Inverters				
FreeSun FS1001 HE/HEC 330V	Straight-line	20	0.00	1.650.00
		Total	0.00	1.949.653.20

Financing

Own funds	3.783.100.56 EUR	
Subsidies	252.206.70 EUR	
Loan - Redeemable with fixed annuity - 25 years	1.008.826.80 EUR	Interest rate: 6.00%/year

Electricity sale

Feed-in tariff	0.0950 EUR/kWh
Duration of tariff warranty	25 years
Annual connection tax	0.00 EUR/kWh
Annual tariff variation	+2.0 %/year
Feed-in tariff decrease after warranty	50.00 %

Return on investment

Payback period	7.6 years
Net present value (NPV)	19.492.542.67 EUR
Internal rate of return (IRR)	17.57 %
Return on investment (ROI)	406.8 %
Paid dividends	3.491.346.48 EUR

PVsyst student

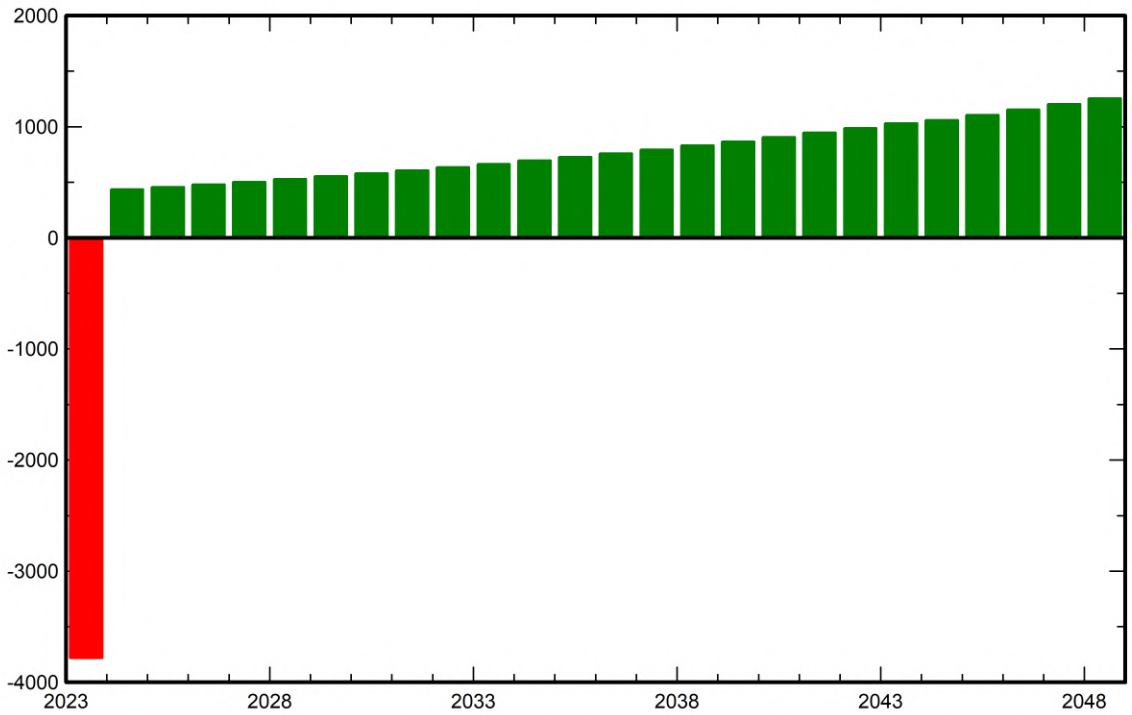
Financial analysis

Detailed economic results (kEUR)

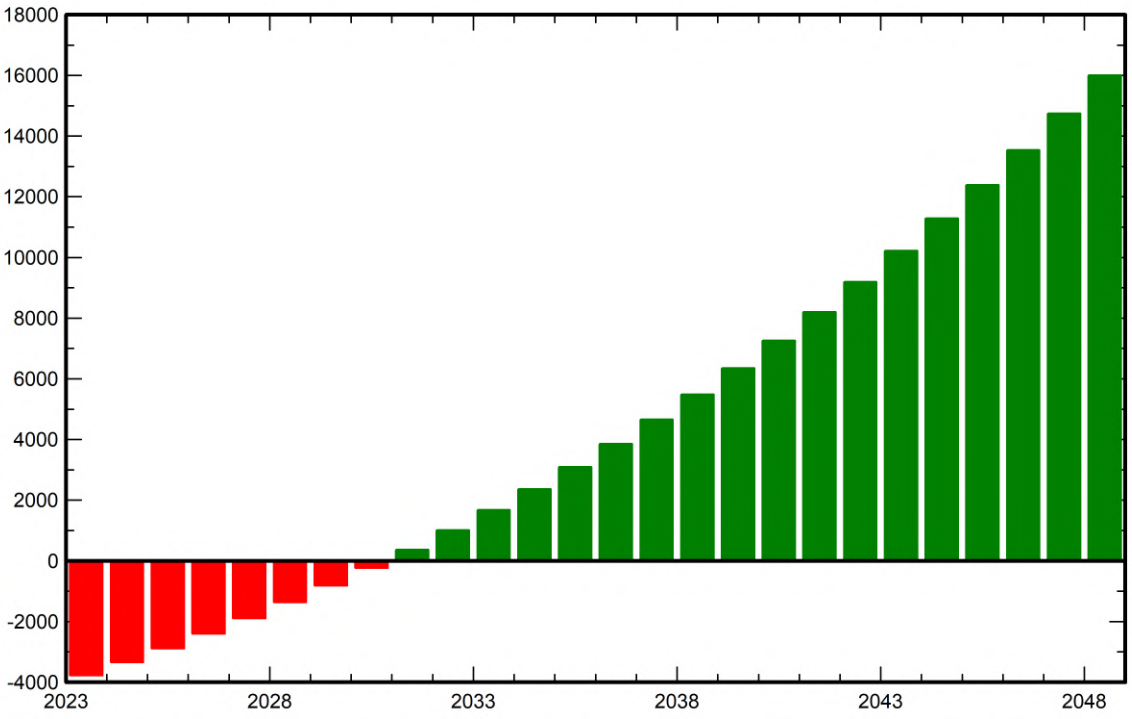
Year	Electricity sale	Own funds	Loan principal	Loan interest	Run. costs	Deprec. allow.	Taxable income	Taxes	After-tax profit	Divid. 15.00%	Cumul. profit	% amorti.
0	0	3.783.101	0	0	0	0	0	0	0	0	-3.783.101	0.0%
1	1.179.735	0	18.388	60.530	477.737	97.483	543.986	108.797	514.284	77.143	-3.268.816	11.1%
2	1.221.380	0	19.491	59.426	487.291	97.483	577.180	115.436	539.736	80.960	-2.729.081	22.8%
3	1.264.495	0	20.660	58.257	497.037	97.483	611.718	122.344	566.197	84.930	-2.162.884	35.0%
4	1.309.131	0	21.900	57.017	506.978	97.483	647.654	129.531	593.706	89.056	-1.569.179	47.9%
5	1.355.344	0	23.214	55.703	517.118	97.483	685.040	137.008	622.301	93.345	-946.878	61.4%
6	1.403.187	0	24.607	54.310	527.460	97.483	723.934	144.787	652.023	97.804	-294.854	75.5%
7	1.452.720	0	26.083	52.834	538.009	97.483	764.394	152.879	682.915	102.437	388.061	90.3%
8	1.504.001	0	27.648	51.269	548.769	97.483	806.480	161.296	715.018	107.253	1.103.079	105.8%
9	1.557.092	0	29.307	49.610	559.745	97.483	850.255	170.051	748.379	112.257	1.851.459	122.0%
10	1.612.058	0	31.065	47.852	570.940	97.483	895.784	179.157	783.044	117.457	2.634.503	139.0%
11	1.668.963	0	32.929	45.988	582.358	97.483	943.134	188.627	819.061	122.859	3.453.563	156.8%
12	1.727.878	0	34.905	44.012	594.006	97.483	992.377	198.475	856.479	128.472	4.310.043	175.4%
13	1.788.872	0	36.999	41.918	605.886	97.483	1.043.586	208.717	895.352	134.303	5.205.394	194.8%
14	1.852.019	0	39.219	39.698	618.003	97.483	1.096.835	219.367	935.731	140.360	6.141.126	215.2%
15	1.917.395	0	41.573	37.345	630.363	97.483	1.152.204	230.441	977.674	146.651	7.118.799	236.4%
16	1.985.079	0	44.067	34.850	642.971	97.483	1.209.776	241.955	1.021.236	153.185	8.140.035	258.7%
17	2.055.152	0	46.711	32.206	655.830	97.483	1.269.633	253.927	1.066.478	159.972	9.206.514	281.9%
18	2.127.699	0	49.514	29.404	668.947	97.483	1.331.866	266.373	1.113.462	167.019	10.319.976	306.2%
19	2.202.807	0	52.484	26.433	682.326	97.483	1.396.566	279.313	1.162.251	174.338	11.482.227	331.5%
20	2.280.566	0	55.634	23.284	695.972	97.483	1.463.828	292.766	1.212.911	181.937	12.695.138	358.0%
21	2.361.070	0	58.972	19.946	709.892	0	1.631.233	326.247	1.246.015	186.902	13.941.153	385.2%
22	2.444.416	0	62.510	16.407	724.089	0	1.703.919	340.784	1.300.626	195.094	15.241.779	413.7%
23	2.530.704	0	66.260	12.657	738.571	0	1.779.476	355.895	1.357.320	203.598	16.599.099	443.4%
24	2.620.038	0	70.236	8.681	753.343	0	1.858.014	371.603	1.416.175	212.426	18.015.274	474.4%
25	2.712.525	0	74.450	4.467	768.409	0	1.939.649	387.930	1.477.269	221.590	19.492.543	506.8%
Total	**46.134.327**	**3.783.101**	**1.008.827**	**964.103**	**15.302.049**	**1.949.653**	**27.918.521**	**5.583.704**	**23.275.643**	**3.491.346**	**19.492.543**	**506.8%**

Financial analysis

Yearly net profit (kEUR)



Cumulative cashflow (kEUR)



CO_2 Emission Balance

Total: -11140.6 tCO_2

Generated emissions

Total: 11140.59 tCO_2

Source: Detailed calculation from table below

Replaced Emissions

Total: 0.0 tCO_2

System production: 12373.96 MWh/yr

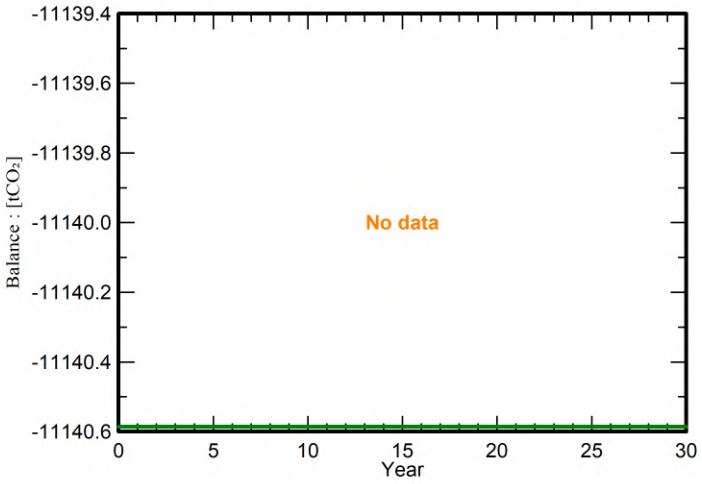
Grid Lifecycle Emissions: 0 gCO_2/kWh

Source: Custom value supplied by user

Lifetime: 30 years

Annual degradation: 1.0 %

Saved CO_2 Emission vs. Time



System Lifecycle Emissions Details

Item	LCE	Quantity	Subtotal
			[$kgCO_2$]
Modules	1713 kgCO2/kWp	6502 kWp	11135420
Supports	0.01 kgCO2/kg	774000 kg	5163
Inverters	0.66 kgCO2/units	5.00 units	3.30

PVsyst student