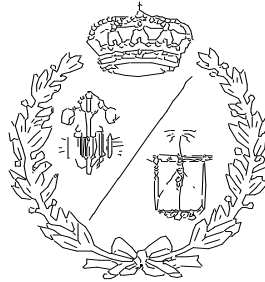


**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS
INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN**

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA



Proyecto Fin de Máster

**PLANTA FOTOVOLTAICA DE 4.8 MW Y PLANTA
DE HIDRÓGENO VERDE DE 1.7 MW**

**4.8 MW PHOTOVOLTAIC PLANT AND
1.7 MW GREEN HYDROGEN PLANT**

Para acceder al Título de

**MÁSTER UNIVERSITARIO EN
INGENIERIA INDUSTRIAL**

Autor: Julián Alexei Carrera de la Red

Director: Luis Fernando Mantilla Peñalba

Marzo - 2023

TÍTULO	Planta Fotovoltaica de 4,8 MW y Planta de Hidrógeno Verde de 1,7 MW		
AUTOR	Julián Alexei Carrera de la Red		
DIRECTOR / PONENTE	Luis Fernando Mantilla Peñalba		
TITULACIÓN	Máster Universitario en Ingeniería Industrial	FECHA	23 marzo 2023

PALABRAS CLAVE

Hidrógeno Verde, Planta Fotovoltaica, Energía Renovable, Descarbonización, Planta de generación, Proyecto Técnico.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

A medida que más personas acceden a servicios y tecnologías que requieren energía, como el transporte, la calefacción y la refrigeración, la demanda energética aumenta. A su vez, es cada vez más necesario que la producción de energía sea lo más limpia posible.

La instalación de una planta de hidrógeno y una planta solar ayuda al escenario del sistema energético actual. En primer lugar, la producción de hidrógeno verde mediante electrólisis con energía solar es una forma sostenible de generar un combustible limpio que se puede utilizar en sectores como el transporte y la industria.

Además, la instalación de una planta solar permite generar energía renovable limpia y sostenible para alimentar tanto la planta de hidrógeno como otros consumidores de energía. Esto reduce la dependencia de los combustibles fósiles, reduce las emisiones de gases de efecto invernadero, contribuye a la descarbonización y ayuda a mitigar el cambio climático.

Para abordar este problema energético de manera concreta, se va a desarrollar un caso práctico donde se plantea la redacción de un proyecto técnico en el que se diseñará, dimensionará y definirá la instalación de una planta de hidrógeno verde alimentada íntegramente con energía solar.

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

Se pretende redactar el documento de Memoria de una Planta Solar Fotovoltaica y la Planta de Producción de Hidrógeno Verde a la que alimenta. En el documento se

describirá el proceso de generación de energía eléctrica a partir del recurso solar disponible, el proceso de electrólisis con el cual se produce hidrógeno verde y la infraestructura necesaria para la evacuación de energía excedente hacia la Red Nacional.

El documento seguirá las normas de redacción de proyectos indicados en la Norma UNE 157001 “Criterios generales para la elaboración formal de los documentos que constituyen un proyecto técnico”.

Estará conformado por una Memoria y sus respectivos Anexos donde se definirán las características técnicas de la instalación incluyendo la descripción del emplazamiento, descripción general de los elementos que conformarán la instalación indicando características técnicas de la misma, dimensionado de la instalación, previsiones de generación y balance energético y programa de ejecución. Un documento PLANOS que definirán la configuración de la instalación y los elementos necesarios. Un documento Pliego de Condiciones que fijan las especificaciones técnicas, de seguridad y contractuales que regulan el proyecto. Un documento presupuesto que indica la cuantía económica que supone.

PRESUPUESTO

Se muestra a continuación, el desglose del Presupuesto de Ejecución Material asociado a la instalación de la Planta Solar, la Planta de Producción de Hidrógeno y a la solución de Evacuación de Energía.

Planta Solar-H2 y solución de evacuación	
DESCRIPCIÓN	IMPORTE (€)
Estudios Previos	150 000,00 €
Planta Solar	2 433 866,18 €
Planta H2	1 924 804,05 €
Evacuación energía	571 359,59 €
TOTAL	5 080 029,83 €

El Presupuesto de Ejecución Material del Proyecto de Planta Solar-H2 asciende a CINCO MILLONES OCHENTA MIL VEINTINUEVE EUROS CON OCHENTA Y TRES CÉNTIMOS (5 080 029,83 €)

KEY WORDS

Green hydrogen, Photovoltaic Plant, Renewable Energy, Solar, Decarbonization, Technical Project, Power Generation Plant.

PROBLEM STATEMENT

As more people access services and technologies that require energy, such as transportation, heating, and cooling, energy demand increases. In turn, it is increasingly necessary for energy production to be as clean as possible.

The installation of a hydrogen plant and a solar plant helps the current energy system scenario. Firstly, the production of green hydrogen through electrolysis with solar energy is a sustainable way to generate a clean fuel that can be used in sectors such as transportation and industry.

In addition, the installation of a solar plant allows for the generation of clean and sustainable renewable energy to power both the hydrogen plant and other energy consumers. This reduces dependence on fossil fuels, reduces greenhouse gas emissions, contributes to decarbonization, and helps mitigate climate change.

To address this energy problem in a concrete way, a practical case will be developed where the drafting of a technical project will be proposed, in which the installation of a green hydrogen plant powered entirely by solar energy will be designed, sized, and defined.

PROJECT DESCRIPTION

It is intended to write the Report document of a Photovoltaic Solar Plant and the Green Hydrogen Production Plant to which it feeds. The document will describe the process of generating electricity from the available solar resource, the electrolysis process with which green hydrogen is produced and the necessary infrastructure for the evacuation of surplus energy to the National Electricity Network.

The document will follow the drafting rules for projects indicated in the UNE 157001 Standard, General criteria for the formal preparation of documents that constitute a technical project.

It will consist of a Report and its respective Annexes where the technical characteristics of the installation will be defined, including the description of the site, a general description of the elements that will make up the installation indicating their technical characteristics, installation sizing, energy generation forecasts, energy balance and execution program. A DRAWINGS document that defines the configuration of the installation and the necessary elements. A Specifications document that sets the technical, safety, and contractual specifications that regulate the project. A Budget document that indicates the economic amount involved.

BUDGET

The breakdown of the material execution budget associated with the installation of the Solar Plant, Hydrogen Production Plant, and Energy Evacuation solution is shown below.

Solar-H2 Plant and Energy Evacuation Solution	
Description	AMOUNT (€)
Preliminary Studies	150 000,00 €
Photovoltaic Plant	2 433 866,18 €
Green Hydrogen Plant	1 924 804,05 €
Energy Evacuation	571 359,59 €
TOTAL	5 080 029,83 €

El Presupuesto de Ejecución Material del Proyecto de Planta Solar-H2 asciende a FIVE MILLION EIGHTY THOUSAND TWENTY-NINE EUROS AND EIGHTY-THREE CENTS (5 080 029,83 €)

BIBLIOGRAFÍA/REFERENCES

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD), Hoja de ruta del Hidrógeno: una apuesta por el hidrógeno renovable, octubre 2020.

Antonio Vicente, El hidrógeno verde : manual técnico : curso de formación con ejercicios prácticos resueltos, Madrid, 2022.

L. C. Tom Markvart, Practical handbook of Photovoltaics. Fundamentals and Applications, Elsevier, 2003.

R. A. M. J. L. C. R. E. J. P. F. Z. Gato, Hidrógeno y su almacenamiento. El futuro de la energía eléctrica, A Coruña, 2021.



The World Bank, Solar resource data: Solargis, «Mapas de recursos solares de España,» 2017. [En línea]. Enlace: <https://solargis.com/es/maps-and-gis-data/download/spain>. [Último acceso: enero 2023].

FRV (Future Renewable Vision), «Posibles modelos de negocio para proyectos de hidrógeno verde,» Agosto 2021.

TCI GECOMP, ESTUDIO DE INSTALACIÓN DE GENERACION DE HIDRÓGENO 100 MW, 2021.

AGRADECIMIENTOS

A mi familia y amigos por no dejar de apoyarme en
ningún momento

PRÓLOGO

Es un hecho que la demanda de energía eléctrica va en aumento a nivel mundial y cada vez se hace más necesario que la generación de energía sea lo más limpia posible. En este contexto, las energías renovables se han convertido en la alternativa fundamental para reducir la dependencia de los combustibles fósiles y mitigar el cambio climático.

El aprovechamiento de la energía solar y su explotación en plantas fotovoltaicas actualmente tienen cada vez más presencia debido a múltiples factores. Ayudan a reducir la huella de carbono y mitigar la emisión de gases de efecto invernadero. Son una apuesta de gran rentabilidad y rápida amortización. Proporcionan una fuente de energía diversificada y descentralizada que pueden ser utilizada por comunidades y hogares de todo el mundo, incluso los lugares más remotos.

Junto a ello, el hidrógeno verde, o renovable, tiene un gran potencial como vector energético con diversos usos finales, especialmente en aquellos procesos que requieren una descarbonización eficiente, como la industria que utiliza hidrógeno como materia prima (refino de petróleo, fertilizantes y productos químicos...), transporte pesado de larga distancia, transporte marítimo, transporte ferroviario y aviación. Además, su cualidad de vector energético le otorga una capacidad de almacenamiento de energía y de integración sectorial que lo convierte en una herramienta clave para lograr la transición hacia un modelo energético más sostenible.

Según la “Hoja de ruta del hidrógeno: una apuesta por el hidrógeno renovable”, se presenta como una solución sostenible y esencial para lograr la descarbonización de la economía y, en consecuencia, alcanzar la neutralidad climática en 2050 permitiendo el desarrollo de cadenas de valor industriales innovadoras en España y la UE. De este modo se impulsaría una economía verde de alto valor añadido.

Los proyectos de generación de hidrógeno que integran plantas fotovoltaicas son una de las estrategias más viables y eficientes. El proceso de producción de hidrógeno por medio de electrolisis demanda una gran cantidad de energía eléctrica. Hacer uso de una instalación fotovoltaica como generador energético es muy beneficioso puesto que se aprovecha la energía excedente generada en las horas de menor consumo eléctrico pudiendo aprovechar su capacidad de almacenamiento de energía garantizando la continuidad en el suministro

renovable y ambos procesos son totalmente sostenibles con el medio ambiente. En general, no se generan residuos peligrosos ni vertidos líquidos, y los residuos sólidos generados son mínimos. De hecho, el único residuo generado en la mayoría de los casos es oxígeno, que se libera al ambiente y se puede utilizar para otros fines, como por ejemplo la mejora de la calidad del aire.

La tecnología de paneles solares fotovoltaicos ha mejorado significativamente en los últimos años, reduciendo su coste y aumentando su eficiencia. Esto ha llevado a que la energía solar sea cada vez más asequible y accesible para la producción de hidrógeno verde. En el largo plazo, el hidrógeno puede jugar un papel esencial para almacenar energía procedente de un sistema eléctrico 100% renovable, objetivo que se prevé alcanzar en 2050.

Las políticas y objetivos que se están tomando actualmente a nivel europeo y estatal, tales como el Proyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética y el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2050 (Poner en Bibliografía), coinciden en incluir al hidrógeno verde como pieza clave en el desarrollo del sector energético definiéndolo de la siguiente manera:

“La Estrategia Europea del Hidrógeno erige el hidrógeno como elemento esencial para respaldar el compromiso de la UE de alcanzar la neutralidad de carbono en 2050 y para respaldar el esfuerzo global para implementar el Acuerdo de París.”

Se determinan una sucesión de fases que se deben alcanzar en el tiempo:

- Primera fase 2020-2024: Instalación de al menos 6 GW de electrolizadores en la UE y la producción de hasta 1 millón de toneladas de hidrógeno renovable.
- Segunda fase 2025-2030: El hidrógeno debe convertirse en una parte intrínseca de un sistema energético integrado con el objetivo estratégico de instalar al menos 40 GW de electrolizadores para 2030 y la producción de hasta 10 millones de toneladas de hidrógeno renovable en la UE.
- Tercera fase 2030-2050: Las tecnologías de hidrógeno renovable deberían alcanzar la madurez y desplegarse a gran escala para llegar a todos los sectores difíciles de descarbonizar donde otras alternativas podrían no ser factibles o tener mayores costes.

España está geográficamente ubicada en una localización con gran recurso solar. Grandes empresas internacionales que apuestan por un futuro renovable como Cranmore Partners y Energy Estate nos consideran el segundo mejor país para invertir en hidrógeno verde (H2 verde), entre 40 analizados, por capital, infraestructuras, demanda doméstica, apoyo normativo, seguridad energética, implantación renovable y volumen de proyectos serios. Por eso, el escenario que se nos presenta en los próximos años es propicio para el desarrollo de nuevos proyectos de Plantas de generación de hidrógeno verde. Un ejemplo puede ser el proyecto que ha puesto en marcha Iberdrola en Puertollano (Ciudad Real) con una planta solar de 100MW que alimenta a una planta de producción de hidrógeno por medio de electrolisis de 20 MW. La iniciativa creará hasta 1.000 puestos de trabajo y evitará emisiones de 48.000 tCO₂/año. El hidrógeno verde producido en ella se usará en la fábrica de amoníaco que Fertiberia tiene en la localidad.

Personalmente he podido ver de cerca el desarrollo de proyectos de energía renovable siendo parte del grupo de trabajo de la empresa Ecoibérica. Se trata de un equipo multidisciplinar que incluye expertos que realizan servicios técnicos y de consultoría en todas las etapas del desarrollo de un proyecto basado en energía renovable. Desarrollan proyectos de recurso eólico, solar, hidrógeno verde, desde la fase Greenfield hasta la firma de PPAs y construcción. A raíz de mi experiencia profesional en dicha empresa ha nacido el interés por investigar y llevar a cabo mi Proyecto Fin de Máster sobre este tema que considero de actualidad y relevante en la sociedad actual.

El acceso a esta oportunidad de aprendizaje y la posibilidad de llevar a cabo un Proyecto de Fin de Máster sobre un tema relevante, multidisciplinar y actual como este, son elementos clave para el desarrollo de habilidades y competencias en el ámbito de la ingeniería aplicada a energías renovables y la sostenibilidad.

ÍNDICE GENERAL

MEMORIA.....	2
ANEXOS	76
PLANOS	162
PLIEGO DE CONDICIONES	181
PRESUPUESTO	220

MEMORIA

ÍNDICE DE MEMORIA

1.	INTRODUCCIÓN.....	5
2.	OBJETO.....	6
3.	NOMENCLATURA	7
4.	NORMATIVA DE APLICACIÓN	8
5.	LOCALIZACIÓN Y CONDICIONANTES	11
5.1.	Localización	11
5.2.	Accesos.....	12
5.3.	Condicionantes y aspectos ambientales.....	13
6.	RESUMEN EJECUTIVO	17
6.1.	Descripción general.....	17
7.	PLANTA FOTOVOLTAICA	21
7.1.	Configuración de planta fotovoltaica.....	22
7.2.	Módulos fotovoltaicos	23
7.3.	Inversores fotovoltaicos.....	24
7.4.	Estructura soporte	26
7.5.	Separación entre filas	29
7.6.	Instalación eléctrica baja tensión	29
7.7.	Red media tensión	31
7.8.	Centros de transformación	32
7.9.	Canalizaciones.....	37
7.10.	Centro de Control del Operador de la Planta Solar Fovoltaica.	38
7.11.	Viales internos PSFV.....	44
7.12.	Vallado	45
7.13.	Control de vegetación y limpieza de módulos.....	45
8.	PLANTA DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO	46
8.1.	Introducción. Proceso de electrolisis.....	46
8.2.	Descripción de la estrategia y balance energético.	47
8.3.	Configuración Planta-H2	52
8.4.	Electrolizadores.....	53
8.5.	Almacenamiento H ₂ Primario	56
8.6.	Cabinas de llenado y transporte de H ₂	57
8.7.	Alimentación y demanda de energía	59
8.8.	Almacenamiento de energía.....	59

8.9.	Centro de Control de la Planta de Generación de Hidrógeno	62
8.10.	Infraestructura eléctrica	63
9.	SOLUCIÓN DE EVACUACIÓN DE ENERGÍA A RED ELÉCTRICA	64
9.1.	SET Planta 30/45 kV	64
9.2.	Línea de evacuación en alta tensión	69
10.	OBRA CIVIL	70
11.	PROGRAMA DE EJECUCIÓN.....	73
12.	BIBLIOGRAFÍA.....	74

1. INTRODUCCIÓN

Se pretende instalar un parque solar fotovoltaico de 6,318 MWp que alimente una planta de hidrógeno verde de 1,70 MW con conexión a la red eléctrica de alta tensión. La instalación estará situada en el Término Municipal de Retuerta del Bullaque, en la provincia de Ciudad Real.

El presente documento describe el proceso de producción de energía fotovoltaica y su conversión en hidrógeno verde a partir de electrolisis de agua para su posterior almacenamiento, el excedente de energía producida por la planta fotovoltaica se vierte hacia la subestación Retuerta del Bullaque, conectada a la red eléctrica de alta tensión estatal, por medio de una línea soterrada de evacuación

La generación de hidrógeno a partir de una energía renovable como es la energía fotovoltaica da lugar a la obtención de un gas que no emite residuos en su combustión, aparte de vapor de agua, en contraste con los combustibles fósiles. Se trata de un vector energético versátil que nos permite la posibilidad de inyectarlo a la red como gas de origen renovable, o transformarlo en energía eléctrica para ser utilizado en movilidad (transporte pesado, autobuses, coches).

La producción y uso de hidrógeno se postula como uno de los factores determinantes para la descarbonización del planeta y cumplir con los compromisos nacionales y europeos marcados para 2050 en la lucha contra el cambio climático, fijados en la ley de cambio climático y transición energética 7/2021, del 20 de mayo de 2021, la cual crea la necesidad de fomentar el desarrollo de sistemas de almacenamiento energético, que permitan gestionar correctamente la energía eléctrica renovable e integrarla de la manera más eficiente y menos costosa en el sistema. [1]

En este sentido, este proyecto ofrece la oportunidad de participar activamente en la descarbonización económica del país actuando en diferentes sectores económicos, como la movilidad, la industria o el consumo residencial.

2. OBJETO

En el presente documento se definen las características técnicas de la planta solar fotovoltaica, la planta de generación de hidrógeno y la solución de evacuación de energía excedente a la Red utilizando el punto de conexión en la subestación Retuerta del Bullaque.

La memoria incluye:

- Descripción del emplazamiento y punto de conexión propuesto.
- Descripción general de los elementos que conformarán la instalación, en la que se indican las características técnicas de los equipos y sistemas a instalar.
- El dimensionado de la misma
- Previsiones de generación y balance energético
- Programa de ejecución
- Presupuesto

3. NOMENCLATURA

A lo largo de esta memoria se va a seguir la siguiente nomenclatura:

PSFV: Planta Solar Fotovoltaica.

PPH2: Planta de Producción de Hidrógeno.

Planta Solar-H2: Conjunto de las Plantas PSFV y PPH2.

Grupo Electrolizador: Unidad de generación de hidrógeno, compuesta por los elementos necesarios para producir hidrógeno a la presión de 30 bar, preparado para ser comprimido y almacenado.

Almacenamiento H2 Primario: Almacenamiento utilizado almacenar el hidrógeno a la presión de 200 bar.

Módulo Compresión Almacenamiento: Equipos de compresión utilizados para dar servicio al Almacenamiento H2.

Grupo BT1: Almacenamiento formado por baterías Li-Ion.

Grupo de Inversores de Almacenamiento: Equipo formado por un conjunto de inversores que darán servicio al almacenamiento de energía Grupo BT1.

Cabina de Llenado: Equipo utilizado para controlar la carga de los tanques para transporte del hidrógeno por carretera.

Centro de Interconexión de la Planta de Producción de Hidrógeno: Equipos compuestos por celdas de línea, medida y protección, que servirá de enlace entre la red de media tensión de la planta la Planta de Producción de Hidrógeno.

Centros de Transformación de la Planta Solar Fotovoltaica: formada por el conjunto de transformador y celdas en las que se transforma la tensión de salida de los inversores y se inyecta en la red interna de media tensión.

4. NORMATIVA DE APLICACIÓN

Electricidad

- Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- R.D. 1955/2000, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- R.D. 842/2002 Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión e instrucciones Técnicas Complementarias (REBT).
- R.D. 661/2007, de 25 de mayo, donde se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Con el R.D. ley 2/2013 se suprime la opción de precio de mercado más prima, para aquellas tecnologías a las que era aplicable en el R.D. 661/2007.
- R.D. 1110/2007 donde se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- R.D. 1699/2011 de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- R.D. 337/2014 de 9 de mayo, donde se aprueba el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 23.
- R.D. 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables, cogeneración y residuos.
- R.D. 223/2008 “Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Líneas Eléctricas de Alta Tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias”.
- R.D. 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección del consumidor.
- Normas particulares y de normalización de la Compañía Suministradora de Energía Eléctrica.

- R.D. 188/2016, de 6 de mayo, por el que se aprueba el Reglamento por el que se establecen los requisitos para la comercialización, puesta en servicio y uso de equipos radioeléctricos, y se regula el procedimiento para la evaluación de la conformidad, la vigilancia del mercado y el régimen sancionador de los equipos de telecomunicación.

Medio Ambiental

- Ley 21/2013 de 9 de diciembre de evaluación ambiental.
- Ley 6/2010, de 24 de marzo, de modificación del texto refundido de la ley de evaluación de impacto ambiental de los proyectos, aprobado por el Real Decreto legislativo 1/2008, de 11 de enero.
- R.D. Legislativo 1/2016, de 16 de diciembre, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de prevención y control integrados de la contaminación.
- Ley 34/2007, de 15 de noviembre, de calidad del aire y protección de la atmosfera.
- Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación del Impacto Ambiental.

Urbanismo

- Orden 4/2020, de 8 de enero, de la Consejería de Fomento, por la que se aprueba la instrucción técnica de planeamiento sobre determinados requisitos sustantivos que deberán cumplir las obras, construcciones e instalaciones en suelo rústico.
- Decreto 248/2004, de 14-09-2004, por el que se aprueba el Reglamento de Planeamiento de la Ley 2/1998, de 4 de junio, de Ordenación del Territorio y de la Actividad Urbanística
- Ley 3/2017, de 1 de septiembre, en materia de gestión y organización de la Administración y otras medidas administrativas.
- Decreto 83/2009, de 23/06/2009, por el que se establecen medidas de agilización y de apoyo a los Municipios en la concertación interadministrativa de Instrumentos de Ordenación Territorial y Urbanística.
- Ley 1/2007, de 15-02-2007, de fomento de las Energías Renovables e Incentivación del Ahorro y Eficiencia Energética en Castilla-La Mancha.

-

Seguridad

- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, sobre prevención de riesgos laborales.
- R.D. 1627/97, de 24 de octubre, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
- R.D. 486/1997 de 14 de abril, se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en el trabajo.
- R.D. 171/2004, de 30 de enero, por el que se desarrolla el artículo 24 de la ley 31/1995, en materia de coordinación de actividades empresariales.
- Ley 20/2009, de 4 de diciembre, relativa a la prevención y control de las actividades.
- Ley 54/2003, de 12 de diciembre, reforma del marco normativo de la prevención de riesgos laborales.

Otras

- R.D. 314/2006 de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- R.D. 1244/1979, de 4 de abril, por el que se aprueba el Reglamento de aparatos a presión y sus instrucciones técnicas complementarias.
- R.D. 379/2001, de 6 de abril por el que se aprueba el Reglamento de almacenamiento de productos químicos y sus instrucciones técnicas complementarias.
- Condiciones impuestas por los organismos públicos afectados.
- Ordenanzas municipales.

5. LOCALIZACIÓN Y CONDICIONANTES

5.1. Localización

La planta se ubicará en el municipio de Retuerta del Bullaque (Ciudad Real). Estará a 15,2 km al Este de dicho núcleo urbano y a 13,1 km al Norte de El Molinillo. En la siguiente imagen se puede observar delimitado en color verde el recinto de la parcela.



Imagen 1. Localización de la instalación

(Fuente: adaptado a partir de imagen Google Earth)

La Planta Solar-H2 se encuentra en el municipio de Retuerta del Bullaque (Ciudad Real), Polígono 4, Parcela 66. Con referencia catastral 13072A004000660000EO.

Se trata de una parcela con un terreno calificado como Rústico, cuyo uso principal es Agrario con Labor o Labradío de secano. No tiene apenas pendiente, siendo su máxima de 2,1% en orientación Sur positiva. No existen accidentes geográficos cercanos generadores de sombras como montañas o picos, ni tampoco generadores de sombra constructivos como podrían ser edificios. Sí se localizan varios árboles dentro de la parcela con un rango de alturas entre 4 y 8 metros.

Junto a la parcela, donde irá ubicada la instalación, se encuentra la Subestación Retuerta del Bullaque, perteneciente al nudo de afección mayoritaria en la red de transporte ALARCOS

220. La subestación tiene la infraestructura y capacidad suficiente para evacuar la energía generada con capacidad de interconectar a tensiones de 45 kV y 15kV.

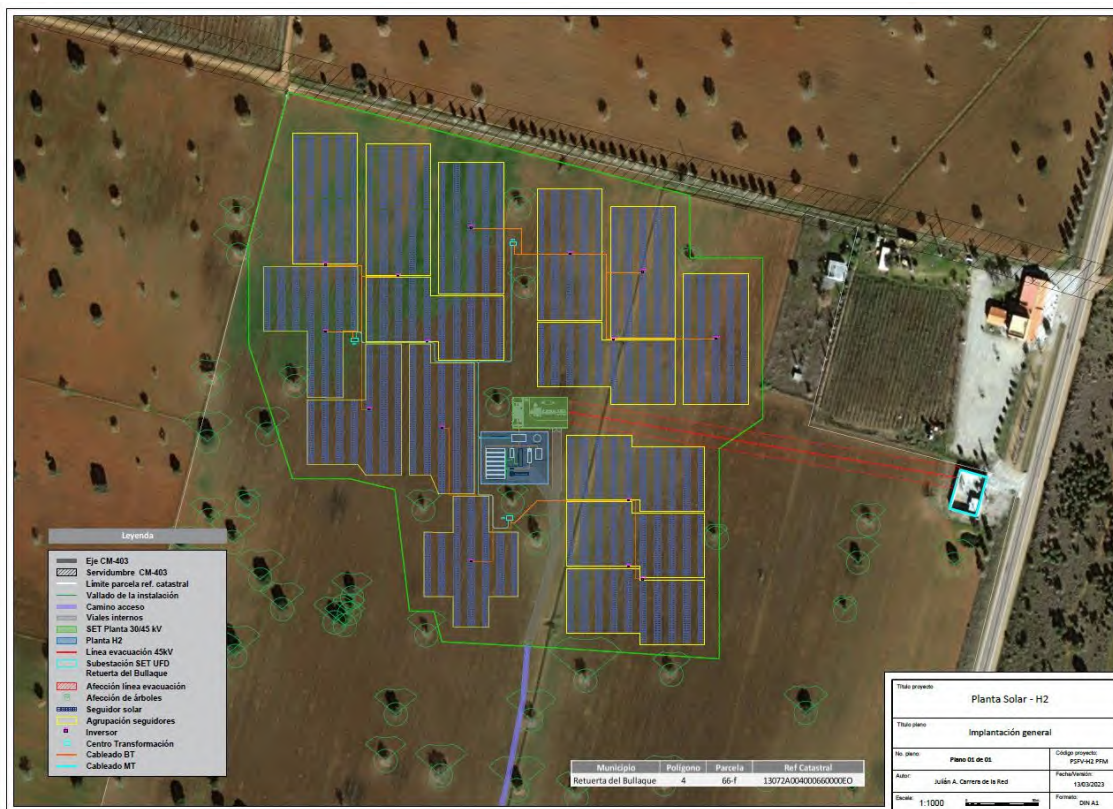


Imagen 2. Implantación general Planta Solar-H2 y SET Retuerta del Bullaque
(Fuente: Elaboración propia)

5.2. Accesos

El acceso a la instalación se realizará a través de una puerta de 6 metros de anchura instalada sobre el vallado de la planta fotovoltaica. El acceso dispondrá tanto de entrada para vehículos como para personas a pie. Este acceso se utilizará durante la ejecución de obras y durante la explotación por los servicios de mantenimiento y resto de personal autorizado. Estará localizada en la zona Sur de la instalación, concretamente en las coordenadas que se muestran en la siguiente tabla.

Coordenadas Acceso Planta Solar-H2 (UTM ETRS 89 Huso 30)	
X (m)	Y (m)
393191	4364311

Tabla 1. Coordenadas Acceso Planta Solar-H2

Se accederá a la parcela desde la carretera CM-403 hacia la vía pecuaria denominada “El Soto de las Salcedas”, actualmente pavimentada y señalizada. Se continuará 200 metros aproximadamente hasta encontrar a mano derecha el desvío hacia un camino interno de la parcela. Por este camino se continuará 600 metros hasta alcanzar la puerta de acceso a la Planta Solar-H2.



Imagen 3. Acceso desde la carretera CM-403

(Fuente: adaptado a partir de imagen Google Street View)

5.3. Condicionantes y aspectos ambientales

Se ha realizado un análisis espacial para identificar los posibles condicionantes y los respectivos organismos competentes que pueden verse afectados por la instalación de la Planta Solar-H2. En caso de que hubiese, no se instalará ninguna infraestructura en aquella zona y se buscaría una solución alternativa. A continuación, se enumeran los organismos competentes que pueden verse afectados, en qué medida y las acciones necesarias.

- Carretera CM-403 que discurre al Oeste de la parcela, conecta los núcleos urbanos Las Ventas con Peñaguilera y El Molinillo. Soporta un tráfico de 900 vehículos diarios, con un 12% de vehículos pesados.

Se respetarán 25 metros desde el eje de la calzada hasta el vallado de la instalación como mínimo siguiendo la Ley 37/2015, de 29 de septiembre, de carreteras; Artículo 28.

Esta delimita las siguientes zonas de protección de la carretera: disposiciones generales. se establecen las siguientes zonas de protección de la carretera: de dominio público, de servidumbre, de afección y de limitación a la edificabilidad.

A ambos lados de las carreteras estatales se establece la línea límite de edificación, desde la cual hasta la carretera queda prohibido cualquier tipo de obra de construcción, reconstrucción o ampliación, a excepción de las que resultaren imprescindibles para la conservación y mantenimiento de las construcciones existentes.

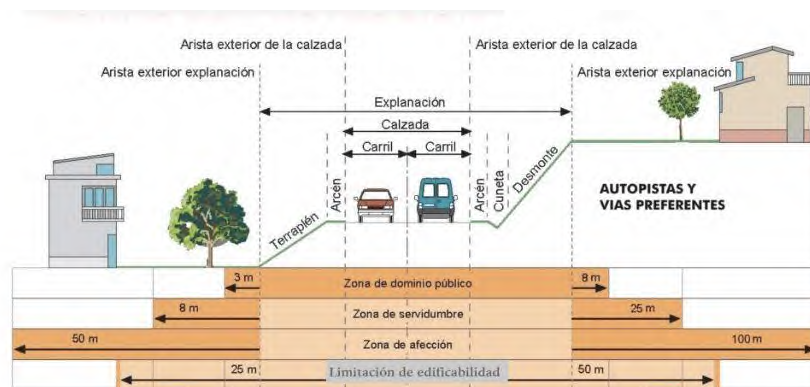


Imagen 4. Zonas de protección de la carretera

(Fuente: [2])

- Subestación Retuerta del Bullaque, perteneciente a UFD Unión Fenosa Distribución. Se deberían tramitar el conjunto de permisos, tales como obtener el Punto de Conexión con la distribuidora, para interconectar en esta Subestación.

No se han detectado en el área de la Planta Solar-H2 ninguna zona coincidente con las especificadas en la información disponible correspondiente a:

- Espacios Naturales Protegidos (ENP).
- Red Natura 2000
- Zona Especial de Protección de Aves (ZEPA).
- Áreas Importantes para la Conservación de la Aves y la Biodiversidad (IBA).

- Lugar de Importancia Comunitario (LIC).
- Confederación Hidrográfica del Guadiana (CHG)

En la siguientes imágenes se pueden ver que todos los posibles condicionantes medioambientales están fuera de la zona de implantación de la Planta Solar-H2.

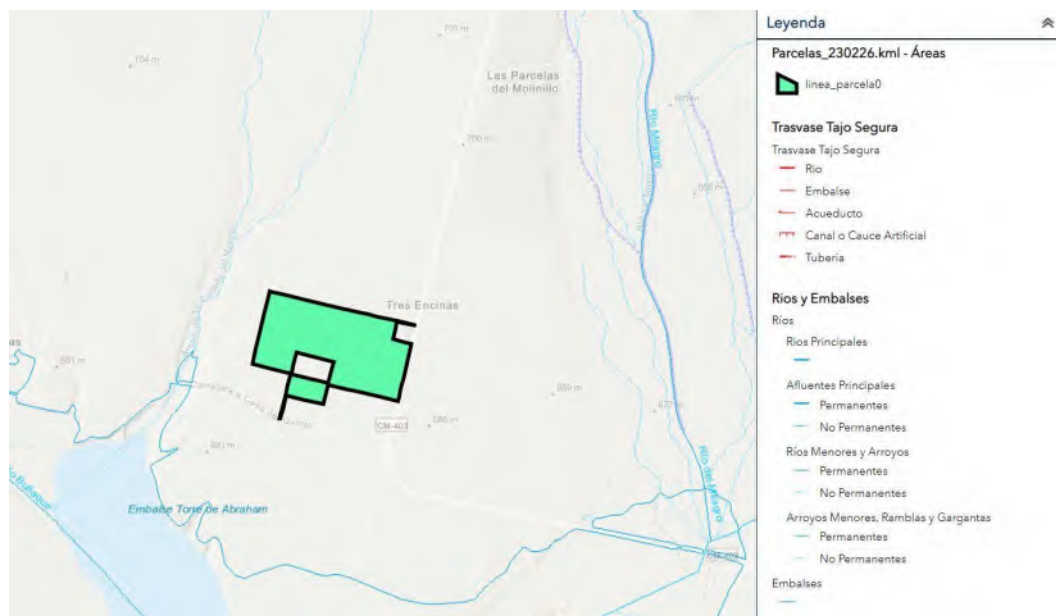


Imagen 5. Condicionantes Confederación Hidrográfica del Guadiana
(Fuente: adaptación a partir del Visor CHG [3])



Imagen 6. Condicionantes medioambientales
(Fuente: adaptación a partir del visor GeoPortal [4])

Retuerta del Bullaque se encuentra en una localización óptima para la instalación de una Planta Solar Fotovoltaica por el gran aprovechamiento potencial del recurso solar que tiene. Para determinar la producción solar de manera precisa se utilizará PVGIS como base de datos de radiación solar anual. PVGIS es una de las herramientas online más utilizada por profesionales de todo el mundo. Además de ser gratuita, su base de datos y sus posibilidades de configuración, la hacen una calculadora fotovoltaica online realista y rigurosa avalada por la Comisión Europea.

Los datos obtenidos de PVGIS servirán como punto de partida para PVSyst que calculará la producción energética y aprovechamiento del recurso solar con una simulación que tendrá en cuenta múltiples factores como coordenadas geográficas, línea del horizonte, posibles generados de sombras naturales, sombra que generan entre sí las filas de seguidores, pérdidas eléctricas y por suciedad, rendimiento de los equipos...

En el Anexo Cálculos se adjunta el Estudio de recurso solar en el que se muestra detalladamente la capacidad de producción que se espera en esta ubicación. En la siguiente mapa publicado por el Grupo del Banco Mundial y preparado por Solargis, se puede ver que la instalación se ubica en una zona de la península con gran radiación solar.



Imagen 7. Mapa de recurso solar.

(Fuente: [5])

6. RESUMEN EJECUTIVO

En este capítulo se describirá de forma general el funcionamiento en operación, los elementos básicos y datos técnicos de la instalación. [6]

6.1. Descripción general

La producción de Hidrógeno verde por medio de la electrolisis consume grandes cantidades de energía. Es por esto por lo que generar esta energía en una planta fotovoltaica para la producción de hidrógeno es una manera sostenible y eficiente de producir hidrógeno verde.

El coste nivelado del Hidrógeno (LCOH) es una variable que nos indica cuánto cuesta producir 1 kg de Hidrógeno Verde teniendo en cuenta los costes estimado de la inversión requerida y el coste de explotación. Los factores que afectan al coste de producción de hidrógeno pueden ser equipos e infraestructuras, costes de operación y mantenimiento, suministro de agua, coste de la energía necesaria y coste de remplazo de equipos. En la siguiente imagen se puede ver que la energía que es necesaria aplicar supone en general un 60% del coste total por la producción de hidrógeno.

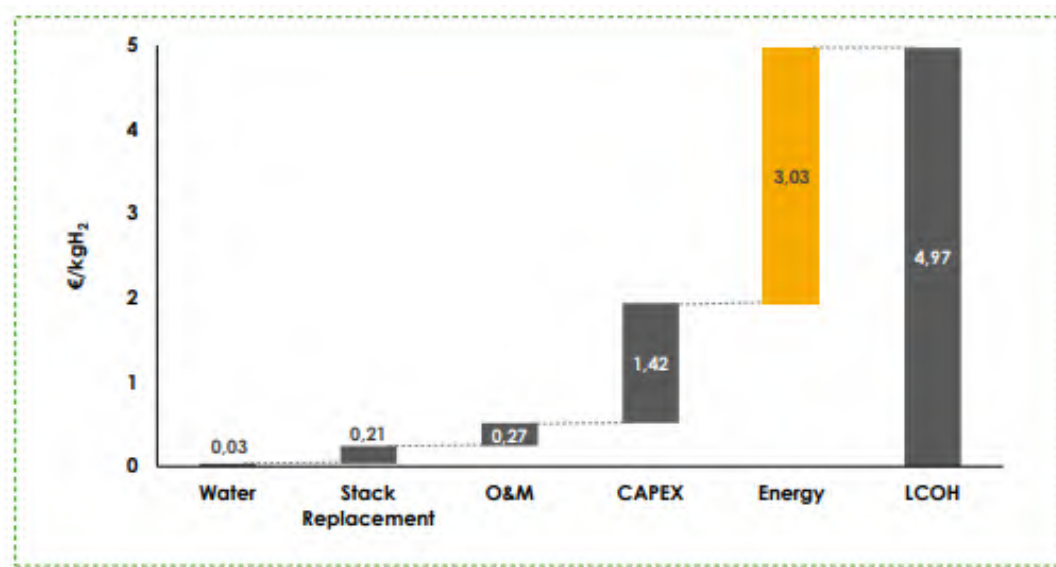


Imagen 8. Costes desglosados del LCOH

(Fuente: [7])

Es por este motivo que la combinación de una Planta Solar Fotovoltaica que aporte energía limpia a una Planta de Hidrógeno es sumamente interesante. La energía sobrante que no consume la Planta de Hidrógeno ni los equipos auxiliares se inyectará a la Red Eléctrica.

La planta Solar-H2 está formada por una infraestructura básica. Consta de una Planta Fotovoltaica generadora de energía, Planta H2 que aprovecha la electricidad generada en la PSFV para producir hidrógeno por medio de electrolisis, infraestructura para almacenar el hidrógeno producido, infraestructura de evacuación de energía sobrante hacia la Red Eléctrica.

La PSFV transforma la energía solar en corriente continua por medio de los módulos fotovoltaicos. Los inversores transforman esa corriente continua en alterna. En los Centros de transformación se eleva la tensión desde los 800V hasta las 30 kV, nivel de tensión que se corresponde a la tensión de operación e los equipos de electrolisis de la Planta de Producción de Hidrógeno.

Los tres circuitos de media tensión (30kV) conectarán la PSFV con el Centro de Interconexión de la Planta de producción de H2, concretamente con las celdas de entrada tal y como se muestra en el plano correspondiente al diagrama unifilar.

La planta de Hidrógeno será alimentada 100% mediante energía generada por la planta fotovoltaica, no se plantea aporte energético externo. Con el fin de asegurar la operación y los servicios de seguridad y emergencia, se instalarán equipos de almacenamiento de energía, concretamente baterías de tipo Li-Ion. En el caso de fallo total del sistema, baterías y planta fotovoltaica, se dispondrá de un grupo electrógeno de baja potencia para cubrir necesidades de emergencia.

La energía excedente cuando la Planta Solar-H2 opera a máxima carga se evacuará hacia la SET Planta que elevará la tensión de 30 kV hasta 45kV, tensión del punto de conexión de la SET Retuerta del Bullaque.

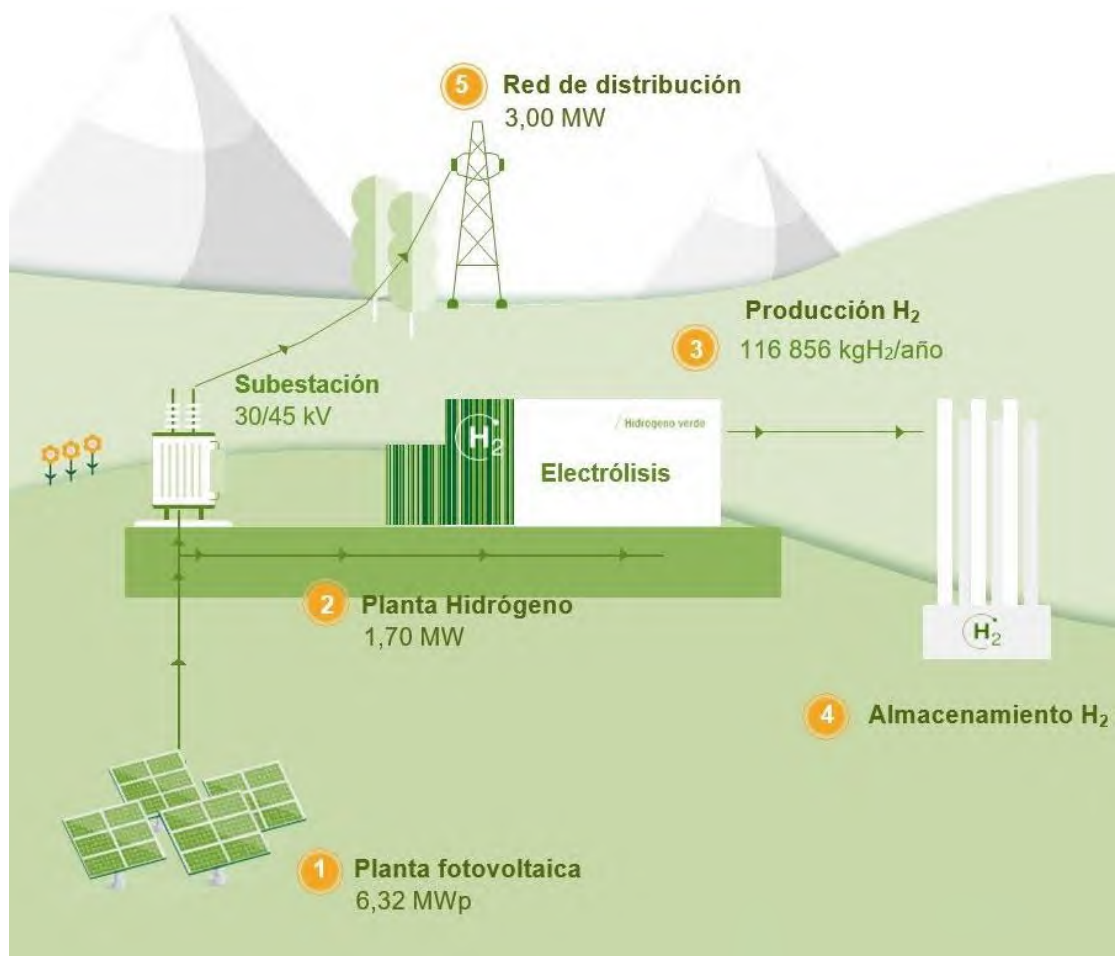


Imagen 9. Esquema Planta Solar-H2

(Fuente: Adaptación a partir de [8])

Las características generales de la Planta Solar-H2 se recogen en la siguiente Tabla:

Planta PSFV - H2	
Datos generales	
Términos municipales	Retuerta del Bullaque (Ciudad Real)
Polígono / parcela	Polígono 4, parcela 66
Referencia catastral	13072A004000660000EO
Superficie total dentro del vallado	9,82 ha
Superficie ocupada por módulos	30 224 m ²
Superficie ocupada por Planta H2	1 152 m ²
Potencia pico PSFV	6,318 MWp
Potencia en inversores (Potencia Instalada)	4,800 MW
Potencia equipos Electrolisis	1,700 MW
Potencia nominal en el punto de conexión	3,000 MW
Producción de energía y H2	
Energía eléctrica producida PSFV	12 222 MWh/año
Energía demandada en Electrolisis	5587 MWh/año
Producción H2	116 856 kg/año
Energía vertida a Red	5930 MWh/año
Datos técnicos PSFV	
Módulos	
Tipo de módulos	Bifacial Monocristalino
Potencia	540 W
Nº de módulos	11 700 unidades
Nº de módulos por string	26 módulos/string
Estructura	
Tipo de estructura	Seguidor a un eje, configuración 2V
Nº de seguidores	150 seguidores
Nº de módulos por seguidor	78 módulos/seguidor
Inversores	
Tipo de inversores	Inversores string
Potencia máxima de inversores	320 kW
Nº de inversores	15 unidades
Centro de transformación	
Tipo de CT	Prefabricado de acero
Potencia de trafo	2,00 MW
Numero de trafos	3 unidades
Relación de transformación	0,8/30 kV
Circuitos de M.T.	
Numero de circuitos	3
Tensión	30 kV
Datos técnicos H2	
Equipo Electrolisis	
Potencia	1,70 MW
Nº de equipos	1
Producción H2	250 Nm ³ /h
Presión de salida	30 bar

Tabla 2. Características generales instalación Planta Solar-H2

7. PLANTA FOTOVOLTAICA

El generador fotovoltaico es el dispositivo encargado de transformar de manera limpia la radiación solar en electricidad. Las células fotovoltaicas están formadas por materiales semiconductores como el silicio. Siguen el principio de efecto fotoeléctrico, es decir, al incidir la luz del sol sobre la superficie de la célula fotovoltaica, esta absorbe los fotones (partículas lumínicas) y libera electrones, generando una corriente eléctrica que se puede aprovechar.

Las instalaciones fotovoltaicas cuentan con los siguientes elementos básicos:

Paneles fotovoltaicos: están compuestos por grupos de celdas fotovoltaicas montadas entre capas de silicio, que capturan la radiación solar y convierten la luz en energía eléctrica.

Seguidores solares: son las estructuras que elevan los módulos fotovoltaicos sobre la superficie del terreno y realizan un movimiento de rotación para seguir la trayectoria del sol y aprovechar mejor la energía incidente

Inversores: convierten la corriente eléctrica continua que producen los paneles en corriente alterna, apta para el consumo.

Transformadores: elevan la corriente alterna generada por los inversores de baja tensión (800 V) a media tensión (hasta 30 kV).

Fuente: [9]



Imagen 10. Esquema explicativo funcionamiento PSFV

(Fuente: [10])

La instalación está constituida por una asociación serie-paralelo de módulos que, a su vez, son el resultado de una agrupación serie-paralelo de células solares. Se diseñará para conseguir un dimensionamiento óptimo, maximizar el rendimiento energético y minimizar el tiempo de amortización.

7.1. Configuración de planta fotovoltaica

Se presenta a continuación la información general relativa a la Planta Solar Fotovoltáica, que servirá como generador de energía a la Planta de Producción de Hidrógeno. [11]

El generador fotovoltaico estará compuesto por 11.700 módulos fotovoltaicos del fabricante Longi, modelo LR5-72HBD-540M, de 540 Wp. La potencia total pico del sistema será de 6,318 MWp.

Los módulos fotovoltaicos se montarán sobre un total de 150 seguidores. Cada seguidor incluirá 3 strings de 26 módulos en serie cada uno.

Se han proyectado 15 inversores fotovoltaicos Sungrow, modelo SG350HX de 320 kW, con una potencia total de 4,80 MW. A cada inversor llegarán 30 entradas para 30 strings con 26 módulos en cada string. Esto se replicará para cada uno de los 15 inversores. Supone una potencia pico de 421,20 kWp para cada inversor. Se producirá un sobredimensionamiento del 31,6%.

Datos básicos planta generadora PSFV-H2	
Nº Módulos	11 700 unidades
Módulos por string en serie	26 módulos/string
Nº Seguidores	150 unidades
Nº Inversores	15 unidades
Potencia inversores	320 kVA
Potencia pico	6,318 MWp
Potencia en Inversores	4,800 MW

Tabla 3. Características Planta Solar

La tensión de salida de los inversores será elevada a 30 kV en 3 Centros de Transformación, la potencia de cada uno de ellos será de 2,00 MVA. En la tabla a continuación se muestran los datos básicos de los transformadores.

Datos básicos transformación PSFV-H2	
Nº Transformadores	3
Potencia transformadores	2,000 kVA
Carga transformadores	0,8

Tabla 4. Características transformación PSFV

Las celdas de entrada/salida de los 3 centros de transformación estarán interconectadas. La red de media tensión estará formada por 3 circuitos. A través de los Centros de Transformación número 1,2 y 3 se transportará la energía hasta el Centro de Interconexión de la Planta de Producción de Hidrógeno, a los conjuntos de celdas A, B y C respectivamente.

7.2. Módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos utilizados serán del fabricante Longi, modelo Hi-MO LR5-72HBD-540M con tecnología bifacial, o similar, conectado en series de 26 módulos. Los módulos fotovoltaicos bifaciales están diseñados especialmente para captar la energía recibida del sol por sus dos lados, y así aumentar su capacidad de producción. En los mejores casos puede llegar a un 30% de aumento en comparación con los paneles monofaciales clásicos. Por el contrario, son un 5-10% más caros.

El circuito solar está intercalado entre el frente de vidrio, todo ello enmarcado en aluminio anodizado y sellado con cinta de unión de alta resistencia.

Las características principales de los módulos se muestran en la siguiente tabla:

Módulo Hi-MO LR5-72HBD-540M		
	Condiciones STC	Condiciones NMOT
Máxima Potencia (Pmax)	540 W	403,6 W
Tensión máxima (Vmp)	49,50 V	46,54 V
Corriente máxima (Imp)	13,85 A	11,17 A
Tensión en circuito abierto (Voc)	41,65 V	38,86 V
Corriente en cortocircuito (Isc)	12,97 A	10,39 A
Módulo de eficiencia STC (%)	21,10 %	
Bifacialidad	70±5%	
Temperatura de operación (°C)	-40°C hasta 85°C	
Tensión máxima del sistema	1500 V	
Coeficientes de temperatura de Voc	-0,340 %/°C	
Coeficiente de temperatura de Isc	-0,265 %/°C	
Temperatura nominal de operación de la celda (NMOT)	40 ± 2°C	

Tabla 5. Datos técnicos Módulo Hi-MO LR5-72HBD-540M

(*)Condiciones Estándar de Medida (STC) son unas determinadas condiciones de irradiancia y temperatura de célula solar, utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares y definidas del modo siguiente: Irradiancia solar: 1000 W/m², Distribución espectral: AM 1,5G y Temperatura de célula: 25° C.

La nomenclatura empleada para identificar cualquier módulo del campo fotovoltaico es la siguiente:

CTA.invB.sC.mD

Siendo:

A= El número de Centro de Transformación.

B = El número de inversor.

C = El número de seguidor.

D = El número de módulo.

Con esta nomenclatura se puede identificar, señalar o nombrar cualquier módulo o equipo dentro del campo fotovoltaico.

7.3. Inversores fotovoltaicos

El inversor será el equipo encargado de la conversión de la corriente continua generada por los módulos fotovoltaicos en corriente alterna a la misma frecuencia de la red. Desde la salida del inversor se evacuará la energía al transformador que será el encargado de elevar la tensión establecida para la red de Media Tensión de la central.

El funcionamiento del inversor es totalmente automático. Cuando los módulos solares generan potencia suficiente, la electrónica de potencia implementada en el inversor supervisa la tensión, la frecuencia de red y la producción de energía. En el momento en que esta es suficiente, el inversor comienza a inyectar energía a la red de la PSFV-H2.

El inversor trabaja de forma que toman la máxima potencia posible (seguimiento del punto de máxima potencia) de los módulos solares, por cada dos strings. Cuando la radiación solar que incide sobre los módulos no es suficiente para suministrar corriente a la red, el inversor deja de funcionar. Durante el día, la energía que consume la electrónica es aportada por el

generador fotovoltaico. Durante la noche el inversor la energía procede de las baterías auxiliares de la Planta-H2. (Consumo muy reducido <6W).

En la planta se instalarán 15 inversores SUNGROW SG350HX, de 320 kW cada unidad, sumando un total de 4 800 kW. Se trata de inversores que, por su grado de protección y aislamiento, permiten su instalación a la intemperie. Se situarán lo más cerca posible de los strings, para minimizar las pérdidas en corriente continua.

Todas las conexiones de los inversores, tanto a los ramales fotovoltaicos como a la salida de corriente alterna, son accesibles desde el exterior mediante conectores multicontacto protegidos.



Imagen 11. Inversor Sungrow SG350HX.

(Fuente: [12])

A continuación, se muestran las características de la ficha técnica del inversor elegido:

Inversor Sungrow SG350HX	
Entrada (DC)	
Tensión máxima de entrada FV	1500 V
Tensión de entrada nominal	1080 V
No de entradas MPP independientes	16
No máximo de conectores de entrada por MPPT	2
Corriente máxima de entrada FV	480 A
Corriente máxima de cortocircuito de DC por MPPT	60 A
Salida (AC)	
Potencia de salida AC	320 kVA a 40°C
Corriente máxima de salida AC	254 A
Tensión nominal AC	800 V
Frecuencia nominal	50 Hz
Eficiencia Máx/Eficiencia Europea/Eficiencia CEC	99,01%/98,8%/98,5%
Datos Generales	
Dimensiones (W*H*D)	1136*870*361 mm
Peso	<110 kg
Consumo nocturno	< 6W
Soporte de Red	Función Q en la noche LVRT, HVRT, control de potencia activa y reactiva, control de rampa de potencia, control Q-U, control de P-f

Tabla 6. Datos técnicos Inversor Sungrow SG350HX

Cada inversor dispone de 16 entradas independientes y un string de máxima potencia para cada dos entradas. Esto da lugar a que pueden conectarse 32 entradas como máximo. Se conectarán 30 strings a cada inversor, cada uno de ellos a entradas independientes.

Los datos de producción, avisos y errores de cada inversor serán enviados a través del SCADA y guardados para su visualización, así como para el filtrado y análisis posterior. Se utilizarán, o implementarán si fuera necesario, algoritmos de control específicos que permitirán la detección rápida de errores, y la definición de las tareas de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo.

7.4. Estructura soporte

La estructura soporte es la encargada de sostener los módulos fotovoltaicos y orientarlos para que sigan la posición del sol, con el fin de maximizar la irradiación que reciben los paneles. Puede ser una estructura fija o móvil (trackers). Dependiendo de la aplicación es más recomendable usar una móvil en vez de fijas. En la siguiente tabla se pueden ver y comparar las diferentes características de cada tipo de estructura.

Estructuras fijas	Estructuras móviles (trackers)
<p>No permiten que los paneles cambien de posición en ningún momento.</p> <p>Instalación más simple</p> <p>Más económico</p> <p>Menor eficiencia</p>	<p>Rotan los paneles para maximizar la irradiación que reciben estos.</p> <p>Más costoso, pero aumentan la irradiación hasta un 25% más.</p> <p>Generan sombras dinámicas, por lo que hay que dejar mayor separación entre filas</p>

Tabla 7. Comparativa estructura fija y móvil

(Fuente: [13])

En este proyecto se busca priorizar el aprovechamiento del recurso solar, es por eso que se ha proyectado utilizar estructuras móviles. Además, estas deben ser compatibles con la tecnología bifacial de los paneles. Las disposiciones más comunes en el mercado para seguidores a 1 eje son 1V, 2V o 3H.

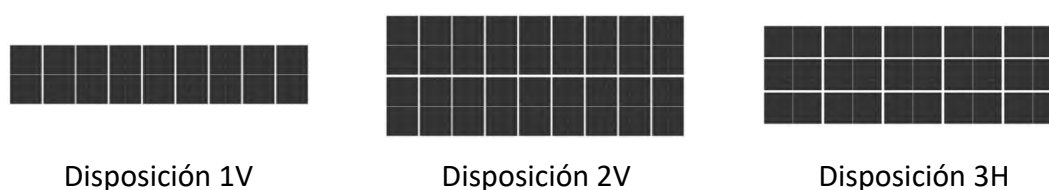


Imagen 12. Configuraciones seguidores (1V,2V,3H)

(Fuente: Elaboración propia)

La configuración propuesta para la instalación es 2V, que dispone a los paneles de manera vertical en dos alturas, resultando una estructura más alta pero más corta, ahorrando costes en estructura de acero.

Atendiendo a las necesidades del proyecto, el seguidor propuesto es el SOLTEC SF7. Es el que tiene un mayor rendimiento y posee la mejor adaptación al terreno. Este modelo incorpora la tecnología Single-Axis Trackers, es decir, el seguimiento solar lo realiza con solo un eje orientado N-S que se mueve de este a oeste. De esta manera se reduce el número de piezas permitiendo una instalación de rápido y sencillo montaje.

Seguidor Soltec SF-7	
Tecnología de seguimiento	Eje simple horizontal con filas independientes
Rango de seguimiento	Hasta 120° (± 60°)
Sistema de accionamiento	Enclosed Slewing Drive, DC Motor
Algoritmo de seguimiento	Seguimiento astronómico con Backtracking
Comunicaciones	Red inalámbrica
Power Supply	PV Series Self-powered Supply 2.0
Capacidad DC	42,12 kWp por fila de seguidor (78 módulos)

Tabla 8. Datos técnicos Seguidor Soltec SF-7

La instalación se realiza preferentemente mediante un sistema de hincado o atornillado sobre el terreno de forma preferente. En el caso de que en zonas concretas no sea posible el hincado, se recurrirá a un tipo de fijación de tipo cimentación, que a continuación se describe.

Cimentación:

Zapata aislada de hormigón armado HA-25, excavada en el terreno.

Las dimensiones son de 2 m de largo por 2 m de ancho. El canto de la misma será de 0,5 m. La zapata está calculada para transmitir al terreno una tensión de 1 kg/cm². Como armadura de la misma se dispondrán 10 redondos de 12 mm de diámetro en ambas caras de 0,20 m, y perpendiculares a estos otros 9 redondos de 12 mm de diámetro en ambas caras a 0,22 m.

De forma previa al hormigonado de la zanja se verterá una capa de hormigón de limpieza de 10 cm y calidad HM-20.

En la siguiente imagen se muestra cómo se hinca este seguidor en el terreno.

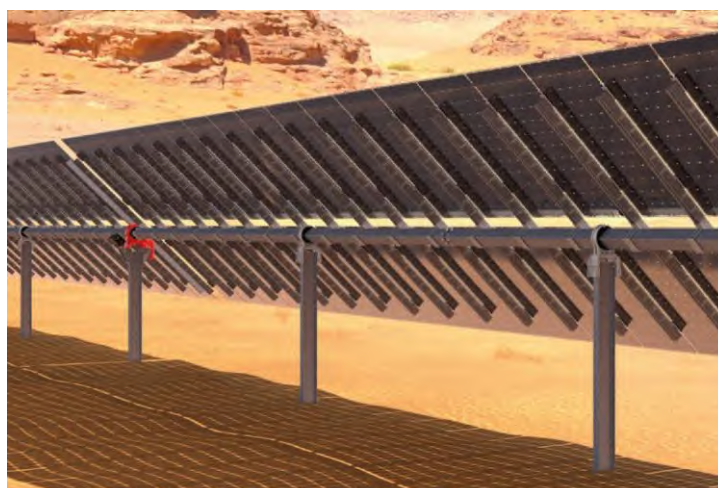


Imagen 13. Seguidor Soltec-SF7

(Fuente: [14])

7.5. Separación entre filas

La separación entre filas será de 5,20 m de pasillo entre módulos de filas consecutivas, con lo que la separación entre ejes (pitch) será de 10 m.

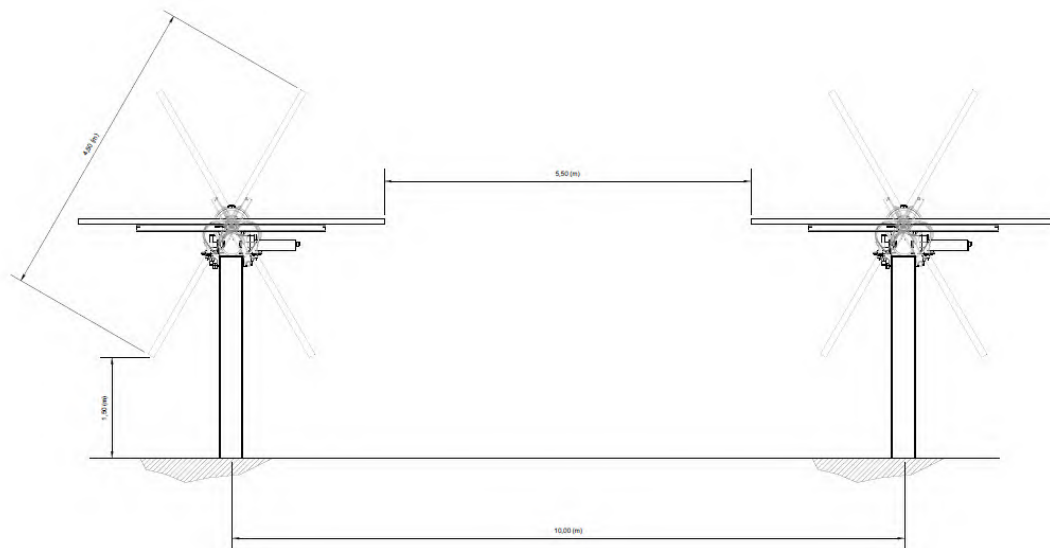


Imagen 14. Distancia entre filas de seguidores

(Fuente: Elaboración propia)

7.6. Instalación eléctrica baja tensión

En este capítulo se explicará la instalación eléctrica en baja tensión ($< 1000 \text{ V}$), la cual comprende el conexionado entre módulos, la interconexión con el inversor de cada string y la interconexión con el Centro de Transformación (CT).

7.6.1. Instalación eléctrica CC

La planta fotovoltaica se plantea con módulos fotovoltaicos monocristalinos de 540 W, conectados en series de 26 módulos, e inversores distribuidos (inversores string). La infraestructura eléctrica de CC de la Instalación fotovoltaica abarcará desde los módulos al inversor:

- Campo Solar: conexión de módulos en serie formando los strings.
- Inversores: conexión de 30 strings por inversor.

Se instalarán 15 inversores de 320 kW cada uno.

La configuración de los campos fotovoltaicos conectados a los inversores será la siguiente:

Nº CT	Potencia Trafo (kVA)	Potencia Máx Inversores (kW)	Potencia Nominal Inversores (kW)	Nº Inversor	Potencia Máx Inversor (kW)	Potencia Nominal Inversor (kW)	Nº Strings	Nº Módulos	Potencia Pico	Nº Trackers
1	2,000 kVA	1760 kW	1600 kW	1	352 kW	320 kW	30	780 módulos	421 kWp	10
				2	352 kW	320 kW	30	780 módulos	421 kWp	10
				3	352 kW	320 kW	30	780 módulos	421 kWp	10
				4	352 kW	320 kW	30	780 módulos	421 kWp	10
				5	352 kW	320 kW	30	780 módulos	421 kWp	10
2	2,000 kVA	1760 kW	1600 kW	6	352 kW	320 kW	30	780 módulos	421 kWp	10
				7	352 kW	320 kW	30	780 módulos	421 kWp	10
				8	352 kW	320 kW	30	780 módulos	421 kWp	10
				9	352 kW	320 kW	30	780 módulos	421 kWp	10
				10	352 kW	320 kW	30	780 módulos	421 kWp	10
3	2,000 kVA	1760 kW	1600 kW	11	352 kW	320 kW	30	780 módulos	421 kWp	10
				12	352 kW	320 kW	30	780 módulos	421 kWp	10
				13	352 kW	320 kW	30	780 módulos	421 kWp	10
				14	352 kW	320 kW	30	780 módulos	421 kWp	10
				15	352 kW	320 kW	30	780 módulos	421 kWp	10
Total	6,000 kVA	5280 kW	4800 kW	15	-	-	450	11700 módulos	6318 kWp	150

Tabla 9. Configuración circuitos PSFV

El conexionado en serie de los módulos se realiza conectando el terminal positivo de un módulo con el negativo del siguiente en serie, de tal forma que el terminal positivo del primer módulo sea el positivo de la serie y el terminal negativo del último módulo sea el negativo de la serie.

Cada serie dará una corriente que se sumará a la del resto de las series hasta el inversor. Las tensiones de las series serán las mismas dos a dos, y estarán fijadas por el inversor DC/AC en su búsqueda del punto de máxima potencia (15 por inversor).

El conexionado entre los módulos fotovoltaicos se realizará con terminales tipo MultiContact o similar, que incorporan los propios módulos fotovoltaicos en sus cajas de conexiones, de manera que se facilita la instalación y se aseguran la durabilidad y seguridad de las conexiones.

Los conductores que unen los módulos fotovoltaicos con las entradas del inversor serán de cobre, unipolares, tensión 1,5 kVCC y máxima de 1,8 kVCC, doble aislamiento de polietileno reticulado "XLPE", de 4 mm².

El cálculo de la sección de los conductores de corriente continua se realiza teniendo en cuenta que el valor máximo de caída de tensión no superará el 1,5 % de la tensión en el punto de máxima potencia de la agrupación de conductores en string. Véase en Anexo Cálculos.

7.6.2. Conductores CA baja tensión

Los conductores que unen los inversores con los centros de transformación serán de aluminio, unipolares, con aislamiento de XLPE, tensión asignada 0.6/1kV y sección de 240mm².

Las líneas eléctricas se ejecutarán íntegramente en conductores de aislamiento 0,6/1kV y con la protección mecánica adecuada a la ubicación de cada línea.

El cálculo de la sección de los conductores se realiza teniendo en cuenta que el valor máximo de la caída de tensión no sea superior a un 1,5 % de la tensión de línea del sistema trifásico en cada uno de los tramos (baja y media tensión) y verificando que la máxima intensidad admisible de los conductores quede garantizada en todo momento. Véase Anexo Cálculos.

- El código de colores utilizado será el siguiente:
 - Protección: amarillo-verde.
 - Neutro: azul.
 - Fase: negro, gris, marrón.

7.7. Red media tensión

7.7.1. Descripción general de las instalaciones

El cableado de media tensión enlazará los Centros de Transformación de la Planta Solar con el Centro de Interconexión de la Planta de Producción de Hidrógeno. La tensión asignada de la red de media tensión será de 30 kV. La instalación se compone de:

- Centros de Transformación donde se ubican los transformadores, el seccionamiento de la línea, interruptores, equipo de protecciones.
- Línea de MT de interconexión entre los CT.

Las líneas de media tensión se conectarán de forma soterrada, mediante cable AL VULPREN AL HEPRZ1 18/30 (36) kV o similar, siguiendo los preceptos del Reglamento de Instalaciones Eléctricas de Alta Tensión (RAT).

7.8. Centros de transformación

Se prevén 3 centros de transformación junto con su transformador de 2.000 kVA cada uno. Incluirán también las celdas de protección asociadas y la interconexión entre todos sus elementos. Cada centro de transformación se ubicará con preferencia en una posición centrada respecto al generador fotovoltaico al que está conectado, respetando las distancias necesarias para evitar sombras, y accesible a través de un camino transitable por vehículos de carga.

Estos centros de transformación constan de un edificio prefabricado de acero donde van alojados los transformadores y las celdas de MT, dispositivos de control e interconexiones entre los diversos elementos.

Sus características dimensionales se recogen en la siguiente Tabla:

Edificio prefabricado CT	
Tipo de ventilación	Normal
Numero de transformadores	1
Puertas de acceso	1
Dimensiones exteriores	
Longitud	4 143 mm
Anchura	2 560 mm
Altura	2 009 mm
Superficie	10,60 m2
Dimensiones interiores	
Longitud	4 103 mm
Anchura	2 520 mm
Altura	1 950 mm
Superficie	10,30 m2

Tabla 10. Datos técnicos CT

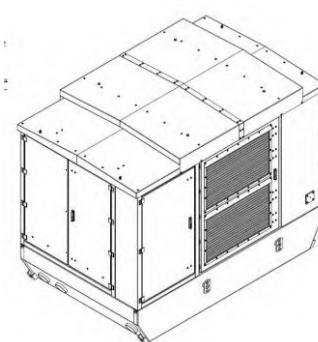


Imagen 15. Centro de transformación

Cada uno de los centros de transformación tipo, incluirá los siguientes componentes:

- Transformador de potencia de 2.000 kVA.
- Transformador SSAA, para la alimentación de los cuadros de los servicios auxiliares y comunicación.
- Celdas de Media Tensión (MT), para un sistema de 30 kV.
- Celdas de línea, protección y medida.
- Cuadros eléctricos, dispositivos de control (SCADA) e interconexiones entre los diversos elementos.

Cada Centro de Transformación albergará celdas de MT que incorporarán los elementos necesarios para maniobra y protección. La instalación eléctrica de Media Tensión en los centros de transformación es un sistema compacto, formado por celdas modulares, completamente sellado en tanque de acero inoxidable, en el cual se disponen todas las partes activas y los elementos de interrupción.

En cada centro de transformación se instalarán las celdas de línea, medida y protección correspondientes.

7.8.1. Transformador

En la Planta Solar Fotovoltaica se instalarán 3 transformadores, cada uno de ellos en un centro de transformación independiente. De acuerdo con el dimensionado realizado, se han proyectado 3 transformadores de 2.000 kVA de potencia.

Transformador 36 kV	
Potencia nominal	2000 kVA
Perdidas en vacío (Po)	5000 W
Pérdidas de carga (Pk) 75°C	18 900 W
Pérdidas de carga (Pk) 120°C	21 000 W
Impedancia en cortocircuito	8%
Nivel de potencia sonora	78 dB
Longitud (A)	2 120 mm
Anchura (B)	1 150 mm
Altura (H)	2 560 mm
Peso	5 200 kg

Tabla 11. Datos técnicos Transformador MT

7.8.2. Descripción general celdas

Las celdas utilizadas serán del fabricante Ormazabal, de la familia cgm. 3: L, P, M y 2LP, o similar, con tensión asignada de 36 kV.

Este tipo de celdas presentan una estructura dividida en compartimentos independientes. En la imagen a continuación se muestra la posición de estos elementos.

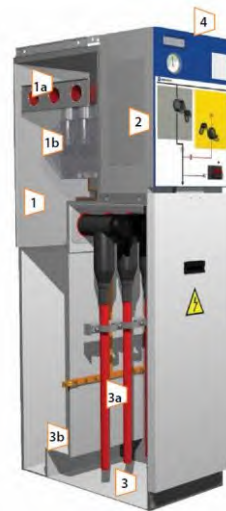


Imagen 16. Elementos celdas Media Tensión CT

(Fuente: [15])

- **Cuba de gas (1)**

Contiene conexión de barras (a) y elementos de corte y conexión (b).

La cuba, estanca y aislada con gas, contiene el embarrado, así como los dispositivos de corte y conexión. El dieléctrico utilizado actúa como medio de aislamiento y de extinción. La cuba está equipada con una membrana que dirige de forma segura la salida de gases en caso de arco interno, así como con un manómetro para controlar la presión del gas aislante.

Características:

- Sistema de aislamiento sellado de por vida (30 años).
- Ensayado contra arco interno.
- Acero inoxidable – clasificación IP X8.
- Soldadura mediante robot.
- Conector enchufable para pasatapas exterior.
- Manómetro.
- Membrana de expansión.
- Conexión de barras directa.

- **Mecanismos de maniobra (2)**

El mecanismo de maniobra permite realizar las operaciones de apertura y cierre de los circuitos de media tensión.

Características:

- Sinóptico y pulsadores.
- Señalización de posición.
- Enclavamientos (eléctricos y mecánicos).
- Motorización sin interrupción del suministro.
- Posibilidad de sustitución y motorización in situ.
- **Base (3)**

Incluye un compartimento de cables (a) y un conducto de expansión de gases (b).

El compartimento de cables, ubicado en la zona inferior delantera de la celda, dispone de una tapa, enclavada con el seccionador de puesta a tierra, que permite el acceso frontal a los cables de media tensión.

Los cables de media tensión aislados provenientes del exterior se conectan usando pasatapas que admiten conectores enchufables o atornillables aislados con apantallamiento.

Características:

- Posibilidad de hasta dos conectores por fase.
- Conexiones sin esfuerzo (enchufables o atornillables).
- Altura de pasatapas adecuada para cables tripolares/de gran tamaño.
- Conector enchufable para pasatapas exterior.
- Puesta a tierra del cable sencilla.
- Prueba de cables.
- Tapa frontal enclavada con el seccionador de puesta a tierra.

El conducto de expansión de gases situado en la parte posterior de la base dirige a través de una membrana los gases generados por efecto de un arco interno.

Características:

- Expansión de los gases en caso de arco interno.
- Conducción posterior de los gases liberados.
- Separación de metal desde el compartimento de cables.
- **Cajón de control (4)**

El cajón de control, situado en la parte superior de la celda e independiente de los compartimentos de media tensión, se ha definido para la instalación de relés de protección, así como dispositivos de medida y control. Es un compartimento independiente de la zona de media tensión.

Se utilizarán los tipos de celda que a continuación se describen.

7.8.3. Celda de línea.

Se utilizará la celda cgm.3-l del fabricante Ormazabal, o similar. Estará equipada con un interruptor-seccionador de tres posiciones: cerrado, abierto o puesto a tierra.

7.8.4. Celda de protección.

Se utilizará la celda cgm.3-p del fabricante Ormazabal, o similar. Tendrá la función de protección con fusibles, modular equipada con fusibles limitadores y un interruptor-seccionador de tres posiciones: cerrado, abierto o puesto a tierra y protección.

7.8.5. Celda de medida.

Se utilizará la celda cgm.3-m del fabricante Ormazabal, o similar. Será tipo modular, con función de medida y con aislamiento en aire.

7.8.6. Circuitos y cableado

Se instalarán un total de 3 circuitos, a través de los cuales se transportará la corriente hasta el CI-PPH2 (Centro de Interconexión de la Planta de Producción de Hidrógeno). Los circuitos enlazarán los 3 Centros de Transformación instalados en la Planta Solar. Cada CT tendrá su propio circuito debido a la distancia respecto de los demás circuitos.

Se utilizarán conductores VULPREN AL HEPRZ1 18/30 (36) kV o similar, con las secciones adecuadas en función de la potencia en cada tramo. Para el dimensionado se han considerado los parámetros de caída de tensión máxima de 1,5% e intensidad admisible.

Se han utilizado secciones de 50 mm², en ANEXO CÁLCULOS se muestra el cableado seleccionado en cada tramo.

7.9. Canalizaciones

7.9.1. Canalizaciones Corriente Continua

Conexión paneles FV – Inversores

El cableado de la parte de corriente continua discurrirá parcialmente enterrado bajo tubo y parte aéreo y sobre la propia estructura de los seguidores.

Las uniones serie de los módulos se realizarán mediante conexiones rápidas y especiales de Clase II, realizándose ésta por la parte posterior a los mismos. Los cables se instalarán embridados a las estructuras soportes y pasarán desde la estructura al suelo bajo tubo de protección. Desde este punto partirán hacia los inversores.

Las canalizaciones tendrán una anchura de 70 cm, como mínimo, y una profundidad tal que permita que los tubos queden a una profundidad mínima de 70 cm. Se dispondrá una capa de arena de mina o de río lavada, de espesor mínimo de 0,05 m sobre la que se colocarán los tubos. Por encima de ellos se tenderá otra capa de arena o tierra cribada de aproximadamente 0,1 m de espesor. Para proteger el cable frente a excavaciones hechas por terceros, los cables tendrán una protección mecánica que en las condiciones de instalación soporte un impacto puntual de una energía de 20 J y que cubra la proyección en planta de los tubos, así como una cinta de señalización que advierta la existencia del cable eléctrico de alta tensión. Se admitirá también la colocación de placas con doble misión de protección mecánica y de señalización.

7.9.2. Canalizaciones Corriente Alterna

Los conductores se colocarán directamente enterrados a una profundidad de 1 metros. Cuando existan impedimentos que no permitan alcanzar las mencionadas profundidades,

éstas podrán reducirse, disponiendo protecciones mecánicas suficientes. Por el contrario, deberán aumentarse cuando las condiciones que se establezcan así lo exijan.

La zanja ha de ser de la anchura suficiente para permitir el trabajo de una persona, salvo que el tendido del cable se haga por medios mecánicos. Sobre el fondo de la zanja se colocará una capa de arena o material de características equivalentes de espesor mínimo 0,05 metros y exenta de cuerpos extraños. Los laterales de la zanja han de ser compactos y no deben desprender piedras o tierra. La zanja se protegerá con estribas u otros medios para asegurar su estabilidad, conforme a la normativa de riesgos laborales. Por encima del cable se dispondrá otra capa de 0,1 metros de espesor que podrá ser de arena o material con características equivalentes.

Para proteger el cable frente a excavaciones, estos deben de tener una protección mecánica que en las condiciones de instalación soporte un impacto puntual de una energía de 20 J y que cubra la proyección en planta de los cables, así como una cinta de señalización que advierta de la existencia del cableado. Se admitirá también la colocación de placas con doble misión de protección mecánica y de señalización.

Las canalizaciones de baja tensión serán enterradas bajo tubo conforme a las especificaciones del apartado 1.2.4. de la ITC-BT-21. No instalándose más de un circuito por tubo.

Se evitarán, en lo posible, los cambios de dirección de los tubos. En los puntos donde se produzcan y para facilitar la manipulación de los cables, se dispondrán arquetas con tapa, registrables o no. Para facilitar el tendido de los cables, en los tramos rectos se instalarán arquetas intermedias como máximo cada 40 metros. Esta distancia podrá variarse en función de cruces o derivaciones. A la entrada en las arquetas, los tubos deberán quedar debidamente sellados en sus extremos para evitar la entrada de roedores y de agua.

7.10. Centro de Control del Operador de la Planta Solar Fotovoltaica.

De acuerdo con la normativa de la compañía distribuidora para instalaciones de generación conectadas a niveles de tensión superiores a 1 kV, se dotará a la instalación de sistema de Telecontrol, Telemedida y Protecciones, que a continuación se describe con más detalle.

Protecciones

La central contará con todas las protecciones de línea e interconexiones preceptivas según el reglamento de baja tensión y de acuerdo también con las normas de la compañía distribuidora.

En cumplimiento del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT), cada circuito dispondrá de las protecciones eléctricas de sobrecorrientes; protecciones contra contactos directos, puesta a tierra de la instalación; protección contra contactos indirectos, asimismo se instalará un sistema de protección contra sobre tensiones, tanto en la parte de corriente continua, como en la parte de alterna.

7.10.1. Protección contra sobrecorrientes y cortocircuitos

Corriente continua

El circuito de corriente continua del generador fotovoltaico trabaja normalmente a una intensidad cercana al cortocircuito, ya que las placas fotovoltaicas funcionan como fuentes de corriente. Los cables se dimensionan para tener pérdidas inferiores al 1,5%. En caso de producirse cortocircuito, lo soportarán, ya que como mucho el cortocircuito tiene una intensidad un 10% más elevada que la nominal.

En corriente continua, se mantendrán los cables de diferente polaridad separados mediante doble aislamiento de los conductores o separación física, siempre que sea posible.

Las entradas de los inversores estarán protegidas por fusibles cilíndricos 10x85 gPV (In= 16A; Vdc= 1.500V) para la protección de ambos polos (negativo y positivo).

Cada inversor consta de protecciones del lado de corriente continua, integrados dentro del mismo, que permiten su desconexión manual, así como la protección frente a sobrecorrientes y cortocircuitos.

Corriente alterna

Se empleará un interruptor automático MCCB (In= 250 A; Vac= 800 V) a la salida del inversor que permitirá la desconexión manual, así como la protección frente sobrecorrientes y cortocircuitos.

Los centros de transformación estarán protegidos a su entrada por fusibles de tipo cuchilla, clase gG ($I_n = 250A$; $V_{ac} = 800 V$), con un poder de corte de 80 kA.

7.10.2. Protección contra sobretensiones

Corriente continua

En corriente continua, la protección contra sobretensiones se realiza a través de descargadores de tensión a tierra, incorporados en los inversores, de tal manera que con este equipo queda garantizada la protección contra sobretensiones en corriente continua.

Para evitar sobretensiones inducidas por relámpagos, se evitará en todo momento hacer bucles grandes con los circuitos, instalando de manera paralela y lo más cercano uno de otro los cables de ida y vuelta.

Corriente alterna

En la parte de corriente alterna, los equipos de protección de tensión y frecuencia se encuentran integrados en el inversor, que se encarga de las maniobras de conexión-desconexión automática con red.

Los parámetros de taraje para el disparo de las protecciones, teniendo en cuenta la legislación vigente, son:

3 relés de mínima tensión y 3 relés de máxima tensión. Tensión superior al 110% de la tensión nominal. Tensión inferior al 85% de la tensión nominal.

3 relés de máxima y mínima frecuencia. Frecuencia superior a 51 Hz. Frecuencia inferior a 47,5 Hz.

En la zona de corriente alterna se instalan descargadores de sobretensión. Estos son de tipo gas, empleando uno por fase y estando conectados a tierra.

SOBRETENSIONES ATMOSFÉRICAS:

Debido a que se pueden originar sobretensiones de origen atmosférico, se instalará un sistema de protección interna contra estas sobretensiones.

Se protegerá la corriente alterna de los inversores con dispositivos de protección de Clase II, debido a que son los equipos más susceptibles de sufrir daños importantes.

Contactos directos

Corriente continua

El sistema de conexionado de los paneles con enchufes rápidos tipo multicontacto es intrínsecamente seguro, evitando posibles contactos directos del operario durante su instalación.

Corriente alterna

La protección contra contactos directos con partes activas de la instalación queda garantizada mediante:

Utilización de conductores aislados 0,6/1 kV en todas las líneas.

Alejamiento de las partes activas.

Entubado de los cables.

En todos los puntos de la instalación, los conductores disponen de protección mecánica, adecuada a las acciones que pueden sufrir, especialmente en el caso de golpes o impactos fortuitos. Todos los ángulos y cambios bruscos de dirección se protegerán para evitar el deterioro del aislante en el trazado de las líneas o en el funcionamiento normal. Los materiales situados a la intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad. Todos los equipos expuestos a la intemperie tendrán, como mínimo un grado de protección IP54.

Contactos indirectos

Corriente continua

Se ha previsto el sistema combinado de puesta a tierra de las masas metálicas y la acción de dispositivos de corte por intensidad de defecto, que en la parte de corriente continua se corresponden con un sistema de aislamiento que incorporan los inversores.

La instalación dispondrá de un interruptor diferencial de corte omnipolar que interrumpirá la alimentación en el caso de circulación de corriente a tierra de valor superior a su sensibilidad.

Todas las masas se unirán al conductor de protección. En la línea de tierra se unirán también todas las estructuras, soportes y el resto de los elementos metálicos. Estas uniones equipotenciales se realizarán con conductor de cobre. En el caso de que dispongan de protección mecánica, la sección mínima será de 2,5 mm² y si no disponen de la protección será de 4 mm².

Corriente alterna

La instalación dispondrá de interruptores diferenciales, que son dispositivos que se colocan en la instalación eléctrica para proteger a las personas de las derivaciones causadas por la falta de aislamiento entre los conductores activos y tierra.

Protección anti-isla y teledisparo

Se instalará un sistema de teledisparo que actuará sobre el interruptor general-interruptor frontera, que producirá la apertura del interruptor de conexión que desconecte la instalación generadora ante incidencias y situaciones de red bajo perturbación, en las cuales la presencia de la instalación PSFV no garantice la seguridad y calidad de servicio en la red de distribución de la compañía distribuidora, evitando el funcionamiento del generador en isla sobre la red de distribución, en aplicación de la legislación vigente.

El tiempo total de actuación del disparo, medido entre el instante que se aplica la orden de disparo en la entrada del equipo de la subestación y el instante que se aplica la tensión a la bobina de disparo del interruptor de interconexión, no será superior a 200 ms.

El tiempo entre el instante en que se aplica la orden de disparo en la entrada del equipo de la subestación y el instante que se cierra el contacto de señalización de confirmación en ese mismo equipo, no será superior a 300 ms.

El equipo de teledisparo situado en la subestación de planta estará alimentado a 48 Vcc. y generará las siguientes alarmas e indicaciones mediante contactos normalmente abiertos:

- Alarma de fallo de comunicaciones.
- Alarma de fallo equipo.
- Indicación de estado abierto / cerrado del interruptor de interconexión.

- Además, el sistema de teledisparo también efectuará la captación en la interconexión y transmisión a la subestación de las señales analógicas siguientes:
- Medida de potencia activa (MW).
- Medida de potencia reactiva (MVAR).
- Medida de tensión (kV).

Sistema de control y monitorización

La instalación generadora dispondrá de un sistema de telecontrol, que será monitorizado desde el Centro de Control de Generación, ya sea en el recinto de la instalación o de forma remota. Además de las telemedidas en tiempo real, serán monitorizados el estado del interruptor automático de protección, estado de las protecciones, y cualquier señal o alarma crítica. Esta información tendrá como objeto prevenir incidencias y reducir el tiempo necesario para las labores de mantenimiento preventivo y correctivo.

El sistema de monitorización y seguimiento incorporará un sistema que permitirá visualizar de forma remota la producción instantánea, el rendimiento de los inversores de la planta, variables meteorológicas, así como el registro de datos y parámetros de funcionamiento, con el objetivo de evaluar el funcionamiento de la instalación.

A través de cableado FTP (sistema de cableado estructurado de par trenzado apantallado), los inversores transmiten sus parámetros de funcionamiento a un datalogger. Desde este elemento se transmite la información a un servidor desde el cual es posible descargar los datos relativos a la operación de la planta.

Además, se instalarán las siguientes sondas, conectadas al sistema:

- Sonda de temperatura ambiente.
- Sonda de temperatura de módulos.
- Sonda de radiación solar.

El sistema permitirá también:

- Remitir informes tanto diarios como mensuales de producción.

- El envío de avisos de alarmas mediante e-mails.
- La adquisición y evaluación de datos de todos los inversores, así como variables atmosféricas (temperatura ambiente, temperatura de módulos, radiación solar).
- Visualización de las cámaras de seguridad.

Todos los inversores y dispositivos monitorizados estarán comunicados entre sí mediante una red de fibra óptica, que se tenderá en la misma la zanja utilizada para el cableado de media tensión, que enlazará los diferentes conjuntos de inversores con el centro de control para su monitorización. Su diseño permite la operación de los distintos componentes de modo automático a través del sistema SCADA, o manualmente, en caso de avería de éste. Este sistema ejercerá la acción de control y supervisión.

El sistema de comunicaciones de la planta estará coordinado con el de la Planta de Producción de Hidrógeno, de manera que permita actuar en ambas plantas ante eventos sobre los que tengan influencia la producción de energía.

La aplicación web permitirá la visualización remota de la configuración y características de equipos, así como la consulta en tiempo real de los datos de producción de la central y de cada inversor, estado de interruptores y ahorros de emisiones, entre otros. A partir de los resultados de análisis, será posible definir las tareas de mantenimiento correctivo, preventivo y predictivo.

Para la ubicación de los equipos de control, comunicaciones y servicios auxiliares, se incorporará un edificio cercano a la subestación de dimensiones 7,5 x 2,5 m (medidas interiores) y 3 m de altura, con materiales prefabricados e integrado en el entorno natural. Dispondrá de 3 dependencias para albergar los distintos elementos y equipos que componen el sistema.

7.11. Viales internos PSFV

La configuración de las estructuras de la instalación mantendrá una distancia de 10 metros de paso entre filas de módulos en dirección Este-Oeste. De esta manera se reserva el espacio para los viales necesarios, de anchura 5,4 metros, para el paso de personas y vehículos durante la operación.

La planta consta de viales perimetrales con un ancho de 4,5 metros y viales internos con un ancho de 3,5 metros, y dispondrán de drenajes longitudinales y transversales. El drenaje de los viales estará diseñado para controlar el flujo de aguas pluviales a lo largo de los mismos y para facilitar su auto drenaje. Ello incluye cunetas laterales, vados inundables y obras de fábrica con tubos de drenaje, allí donde sea necesario, según las pendientes del terreno y los caudales a evacuar.

7.12. Vallado

Se instalará una valla que cierre el perímetro de la instalación de 2 metros de altura. La longitud total del vallado será de 1.324 metros y encerrará un área de 9,82 ha.

Esta valla será de tipo ganadero con una separación entre hilos horizontales y verticales de 30 cm y 20 cm respectivamente. La malla se fijará a postes de acero y estos al terreno con una cimentación de 0,55 m de profundidad. La distancia entre los postes será de 3 metros, llevando refuerzos cada 45 metros aproximadamente.

La valla no dispondrá de elementos punzantes o cortante, tampoco de dispositivos para conectar corriente eléctrica. De esta manera se pretende garantizar la permeabilidad de la fauna silvestre por la zona inferior del vallado.

De esta manera el vallado perimetral cumplirá con el marco establecido por el artículo 34 apartado 4 del Decreto 242/2004, de 27-07-2004, por el que se aprueba el Reglamento de Suelo Rústico, los vallados y cerramientos de fincas y parcelas deberán realizarse de manera que no supongan un riesgo para la conservación y circulación de la fauna silvestre de la zona, ni degraden el paisaje.

7.13. Control de vegetación y limpieza de módulos

El control de la vegetación dentro de la planta fotovoltaica se realizará mediante medios mecánicos desbrozando los vegetales de forma que nunca interfieran en la producción de la planta fotovoltaica. Este control se realizará periódicamente dependiendo de cómo afecten las estaciones a la aparición de vegetales.

Se realizará una limpieza de módulos fotovoltaicos al año, utilizando para ello equipo a presión con agua descalcificada.

8. PLANTA DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO

La Planta de Producción de Hidrógeno reúne el conjunto de infraestructuras necesarias desde el punto de vista técnico y de seguridad para producir Hidrógeno a partir de agua por medio de un proceso electrolítico. [16]

Existen procesos de producción de hidrógeno a partir de combustibles fósiles que son menos costosos energéticamente que la electrolisis. Sin embargo, la electrólisis se presenta como la opción más sostenible para el almacenamiento químico de energía eléctrica en forma de hidrógeno de alta pureza, ya que se trata de un proceso que no precisa depender de los combustibles fósiles y es aplicable tanto a pequeña como a gran escala. (Fuente [17])

8.1. Introducción. Proceso de electrolisis

El funcionamiento de la electrolisis se basa en la descomposición electroquímica del agua por medio de dos electrodos sumergidos en una solución acuosa conductora, sobre los que se le aplica una corriente eléctrica. La solución acuosa conductora se denomina electrolito y es habitualmente hidróxido de potasio (KOH). El electrolito permite el movimiento de iones entre electrodos, pero no el paso de electrones mediante un separador dieléctrico.

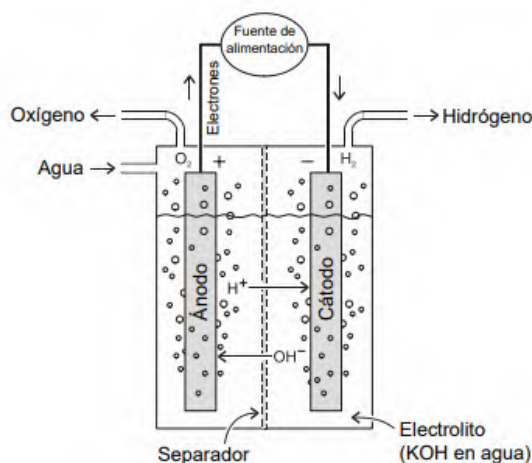
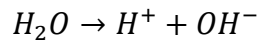


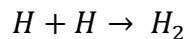
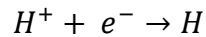
Imagen 17. Esquema de una celda electrolítica.

(Fuente: [18])

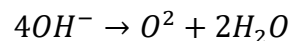
La diferencia de potencial eléctrico genera una carga negativa en el cátodo, hacia el cual se dirigen los electrones. Sin embargo, el agua pura es un mal conductor lo que provoca que, cuando se alcanza cierto potencial, las moléculas de agua se dividen en un ion positivo de hidrogeno (H^+) y un hidróxido con carga negativa (OH^-).



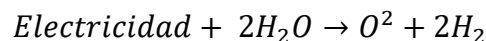
El ion de hidrogeno (H^+) se dirige al cátodo, en el cual se combina con un electrón para adoptar carga neutra. Posteriormente, se combina con otro átomo de hidrogeno formando una molécula de hidrogeno (H_2) la cual asciende a la superficie donde puede ser recogido.



Por el otro lado, el hidróxido (OH^-) hace el camino contrario dirigiéndose al ánodo (electrodo cargado positivamente) el cual absorbe el electrón que le sobra. Después se combina con otras tres moléculas de hidróxido, las cuales se recombinan dando lugar a dos moléculas de agua y una de oxígeno.



De manera que finalmente obtenemos hidrogeno según la siguiente reacción:



La cantidad de hidrógeno que se produce en la reacción está directamente relacionada con la densidad de corriente que eléctrica que se le suministra. Cuanto mayor sea esta densidad de corriente en la celda electrolítica, mayor la tensión necesaria y el coste energético por kilogramo de hidrógeno producido. Esto trae como ventaja que los equipos pueden ser más pequeños y el tamaño total del electrolizador es más reducido, siendo menor el coste del equipo.

8.2. Descripción de la estrategia y balance energético.

La Planta-H2 será alimentada 100% mediante energía generada por la planta PSFV, no se plantea aporte energético externo. Con el fin de asegurar la operación y los servicios de seguridad y emergencia, se instalarán equipos de almacenamiento de energía, concretamente baterías de tipo Li-Ion.

La energía proveniente de la planta solar fotovoltaica será utilizada para el mantenimiento de la carga de las baterías BT1. Estas serán utilizadas para la alimentación de los sistemas auxiliares, oficina, iluminación interiores y exteriores, barreras de detección, el consumo en Stand-by del conjunto electrolizador, seguridad y otras posibles demandas en los momentos

en los que, debido a la no continuidad del recurso, la generación fotovoltaica no sea suficiente.

Una vez los niveles de almacenamiento del grupo de baterías está asegurado, se alimentará los equipos de generación de Hidrógeno. El equipo principal consumidor será el electrolizador HyLYZER-250 de 1,70 MW. Aparte de este, también deben alimentarse los equipos encargados del almacenaje y carga en camiones.

La energía que no consuma la Planta-H2, ni los equipos auxiliares, ni se use para cargar los módulos de baterías BT1 porque estos están a carga completa, se inyectará a la Red vertiéndola a la Subestación Retuerta del Bullaque.

En caso de fallo total del sistema de alimentación principal, es decir, la planta PSFV, los sistemas de emergencia (incendios, iluminación emergencia, parada electrolisis, sistemas informáticos) serán alimentados a través del mismo sistema de almacenamiento BT1.

Se muestra a continuación el esquema del flujo de energía en la planta Solar-H2.

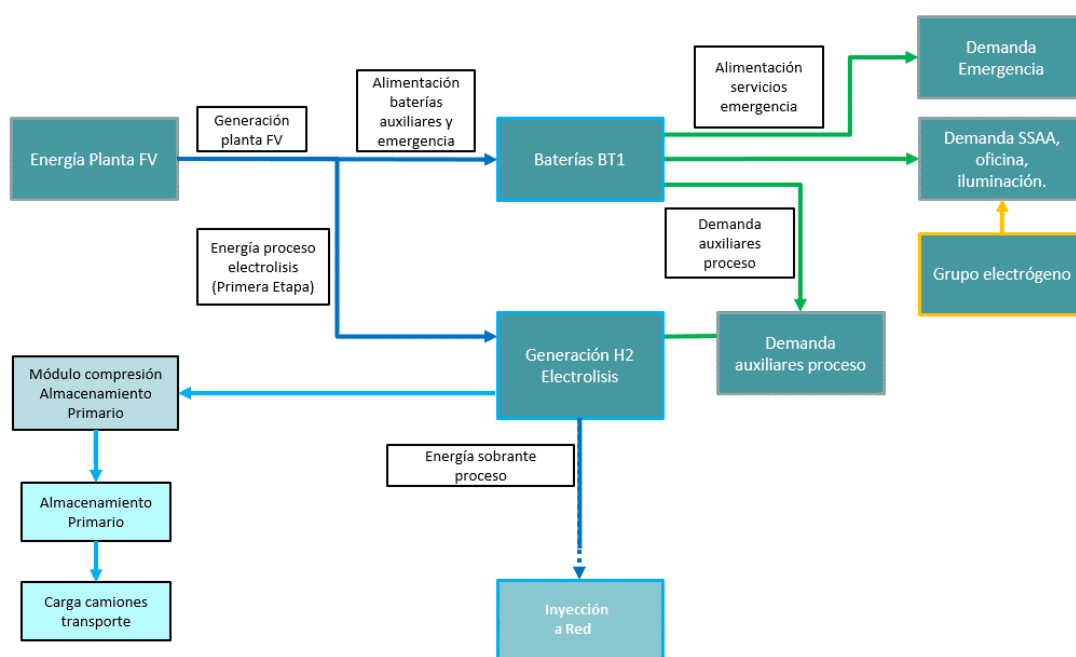


Imagen 18. Flujo de energía en la instalación

(Fuente: elaboración propia)

Como se ha explicado anteriormente, la energía producida por la Planta Solar será de 12 222 MWh/año. El 45,7 % de esta energía (5 587 MWh/año) será consumida por el equipo

electrolizador, el 48,5% será inyectada a Red. En el balance energético final el 5,7% (705 MWh/año) corresponde a las pérdidas eléctricas en los conductores, energía que es utilizada para alimentar los sistemas de servicios auxiliares y energía no aprovechada por el efecto de clipping de los inversores.

En cuanto a la generación de hidrógeno, los electrolizadores trabajarán en el momento en el que la potencia suministrada por la PSFV sea como mínimo de 0,25 MW, y se desencadenará el procedimiento de parada cuando el algoritmo de estimación de generación detecte futura falta de energía.

El factor de carga de los electrolizadores será de 37,52%. Será posible incrementar el periodo de operación del proceso de electrolisis, así como eliminar la energía sobrante del proceso, mediante:

- La implementación de un nuevo almacenamiento BT2 que aporte energía en las horas nocturnas que la PSFV no está en operación.
- Conexión a la Red de Distribución eléctrica para consumo.

Datos generales proceso generación y conversión H2		
PSFV	Producción energía	12 222 MWh/año
	Potencia PSFV	4,800 MW
Planta H2	Consumo energía	5 587 MWh/año
	Potencia demandada por los equipos	1,700 MW
	Factor de aprovechamiento Electrolisis/Generada PSFV (%)	45,71%
	Factor de carga (%)	37,52%
	Generación H2 (kg/año)	116 856 kg/año
	Generación H2 (m3/año)	1 299 380,13 Nm3/año
	Capacidad baterías BT1	4,80 MWh
	Potencia baterías BT1	3,90 MW
	Consumo agua	2 923,61 m3/año
Excedente a Red	Energía vertida a Red	5 930 MWh/año
	Factor de aprovechamiento Excedente/Generada PSFV (%)	48,52%
	Potencia en Punto de Conexión	3,00 MW

Tabla 12. Generación de energía, producción de H2 y energía vertida a Red

A continuación, se muestran los resultados del balance energético, producción eléctrica, de hidrógeno, energía excedentaria, consumo de agua y factores de aprovechamiento.

Mes	Energía Planta Solar FV		Proceso Electrolisis				Energía inyectada a Red	
	Energía	Producción H2	Consumo agua	Distribución mensual (%)	Energía	Distribución mensual (%)		
1	454 MWh	65 576 Nm3	5 897 kg	5,05%	134 MWh	2,26%		
2	534 MWh	72 021 Nm3	6 477 kg	5,54%	190 MWh	3,20%		
3	1 067 MWh	114 494 Nm3	10 297 kg	8,81%	529 MWh	8,92%		
4	1 191 MWh	120 403 Nm3	10 828 kg	9,27%	600 MWh	10,11%		
5	1 390 MWh	137 074 Nm3	12 327 kg	10,55%	708 MWh	11,94%		
6	1 660 MWh	151 494 Nm3	13 624 kg	11,66%	898 MWh	15,15%		
7	1 695 MWh	153 163 Nm3	13 774 kg	11,79%	940 MWh	15,85%		
8	1 500 MWh	139 977 Nm3	12 588 kg	10,77%	834 MWh	14,06%		
9	1 069 MWh	117 978 Nm3	10 610 kg	9,08%	524 MWh	8,83%		
10	703 MWh	91 096 Nm3	8 192 kg	7,01%	274 MWh	4,61%		
11	520 MWh	71 347 Nm3	6 416 kg	5,49%	176 MWh	2,98%		
12	439 MWh	64 757 Nm3	5 824 kg	4,98%	123 MWh	2,08%		
Total	12 222 MWh/año	1 299 380 Nm3/año	116 856 kg/año	100,00%	5 930 MWh/año	100,00%		

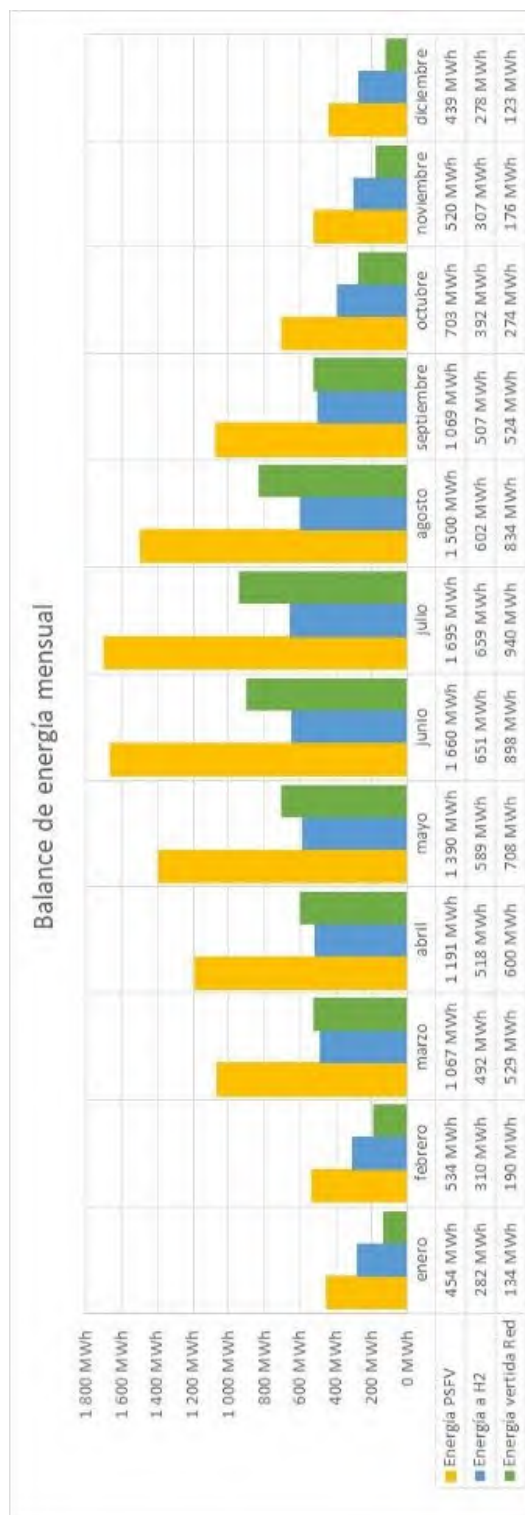


Tabla 13. Producción energética anual (desglose mensual)

Hora	Energía Planta Solar FV		Proceso Electrolisis			Energía inyectada a Red	
	Energía	Producción H2	Consumo agua	Distribución horaria (%)	Energía	Distribución horaria (%)	
0	0 MWh	0 Nm3	0 kg	0.00%	0 MWh	0.00%	
1	0 MWh	0 Nm3	0 kg	0.00%	0 MWh	0.00%	
2	0 MWh	0 Nm3	0 kg	0.00%	0 MWh	0.00%	
3	0 MWh	0 Nm3	0 kg	0.00%	0 MWh	0.00%	
4	0 MWh	0 Nm3	0 kg	0.00%	0 MWh	0.00%	
5	0 MWh	0 Nm3	0 kg	0.00%	0 MWh	0.00%	
6	4 MWh	0 Nm3	0 kg	0.00%	0 MWh	0.00%	
7	192 MWh	26 342 Nm3	2 369 kg	2.03%	0 MWh	0.00%	
8	566 MWh	63 625 Nm3	5 722 kg	4.90%	4 MWh	0.06%	
9	983 MWh	92 193 Nm3	8 291 kg	7.10%	226 MWh	3.81%	
10	1 216 MWh	115 880 Nm3	10 421 kg	8.92%	474 MWh	8.00%	
11	1 284 MWh	124 682 Nm3	11 213 kg	9.60%	632 MWh	10.66%	
12	1 279 MWh	130 210 Nm3	11 710 kg	10.02%	675 MWh	11.39%	
13	1 237 MWh	130 907 Nm3	11 773 kg	10.07%	663 MWh	11.19%	
14	1 228 MWh	128 869 Nm3	11 589 kg	9.92%	627 MWh	10.58%	
15	1 206 MWh	124 583 Nm3	11 204 kg	9.59%	628 MWh	10.59%	
16	1 164 MWh	120 920 Nm3	10 875 kg	9.31%	624 MWh	10.52%	
17	980 MWh	111 363 Nm3	10 015 kg	8.57%	601 MWh	10.14%	
18	614 MWh	78 905 Nm3	7 096 kg	6.07%	475 MWh	8.02%	
19	244 MWh	46 098 Nm3	4 146 kg	3.55%	261 MWh	4.41%	
20	25 MWh	4 804 Nm3	432 kg	0.37%	37 MWh	0.63%	
21	0 MWh	0 Nm3	0 kg	0.00%	1 MWh	0.02%	
22	0 MWh	0 Nm3	0 kg	0.00%	0 MWh	0.00%	
23	0 MWh	0 Nm3	0 kg	0.00%	0 MWh	0.00%	
total	12 222 MWh/año	1 299 380 Nm3/año	116 856 kg/año	100.00%	5 930 MWh/año	100.00%	

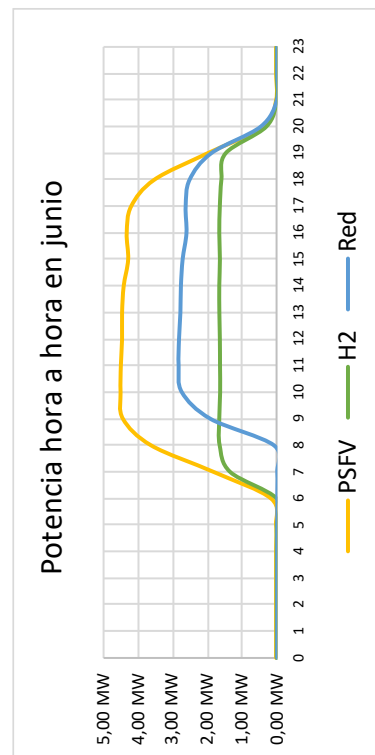
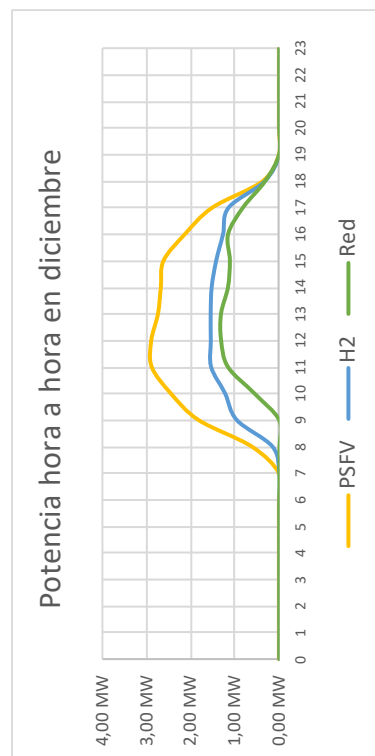


Tabla 14. Producción energética anual (desglose diario)

8.3. Configuración Planta-H2

La planta de producción de hidrógeno necesitará de una infraestructura específica para operar de manera segura y eficiente. A continuación, se presentan los elementos básicos que componen esta infraestructura:

Electrolizador: es el elemento fundamental en una planta de hidrógeno. El proceso de electrólisis se realiza en las celdas electrolíticas. Se hace pasar una corriente eléctrica continua a través de un electrolito, que puede ser una solución acuosa de ácido o de hidróxido de potasio para separar moléculas de agua (H_2O) en sus componentes de hidrógeno (H_2) y oxígeno (O_2). Está equipado con sistemas de control y monitoreo para garantizar un funcionamiento seguro y eficiente.

Sistema de suministro de agua: la planta necesitará un sistema de fontanería adecuado que alimente con agua al electrolizador. Debe ser capaz de almacenar previamente el agua que requiera el electrolizador y proporcionar agua en calidad y cantidad apropiada.

Grupos de baterías: el grupo de baterías alimentará los servicios auxiliares para asegurar la continuidad del proceso durante la operación del electrolizador y de los servicios auxiliares.

Compresores: el hidrógeno es un gas muy ligero, por tanto, el H_2 generado en el electrolizador para almacenarlo a corto-medio plazo se debe comprimir a altas presiones. El compresor debe ser capaz de manejar grandes volúmenes de hidrógeno y comprimirlo a la presión requerida para satisfacer las necesidades de la planta y de los usuarios finales.

Almacenamiento primario: el hidrógeno se almacena en tanques esperando a ser distribuido. El almacenamiento en tanques es una forma segura y efectiva de almacenar hidrógeno, pero es costoso debido a los altos requisitos de presión y la necesidad de tanques resistentes.

Cabinas de llenado y transporte H2: el transporte y distribución de hidrógeno en camiones comienza en estas cabinas. En ellas se adecúa las condiciones óptimas de presión (entre 350 y 700 bares) y temperatura ($-40^{\circ}C$) para reducir el volumen del gas y aumentar su densidad. EL H_2 se transfiere a los tanques de almacenamiento el camión a través de una conexión segura y estanca.

Infraestructura eléctrica: consta de los elementos necesarios para suministrar energía estable para alimentar al electrolizador y a los demás servicios auxiliares. Estos corresponden

con el cableado, transformador para adecuar la tensión y frecuencia. También integrará los inversores de MT a corriente continua que alimentarán al electrolizador.

Centro de Control de la Planta: Desde el Centro de Control será posible monitorizar y gestionar la operación de los electrolizadores, celdas, inversores y los sistemas de producción de la planta, refrigeración, purificadores, tratamiento de agua.

Sistema de seguridad: La planta de producción de hidrógeno debe estar diseñada con un sistema de seguridad adecuado que incluya medidas de prevención de accidentes, sistemas de alarma y extinción de incendios, sistemas de ventilación y evacuación de emergencia, entre otros.

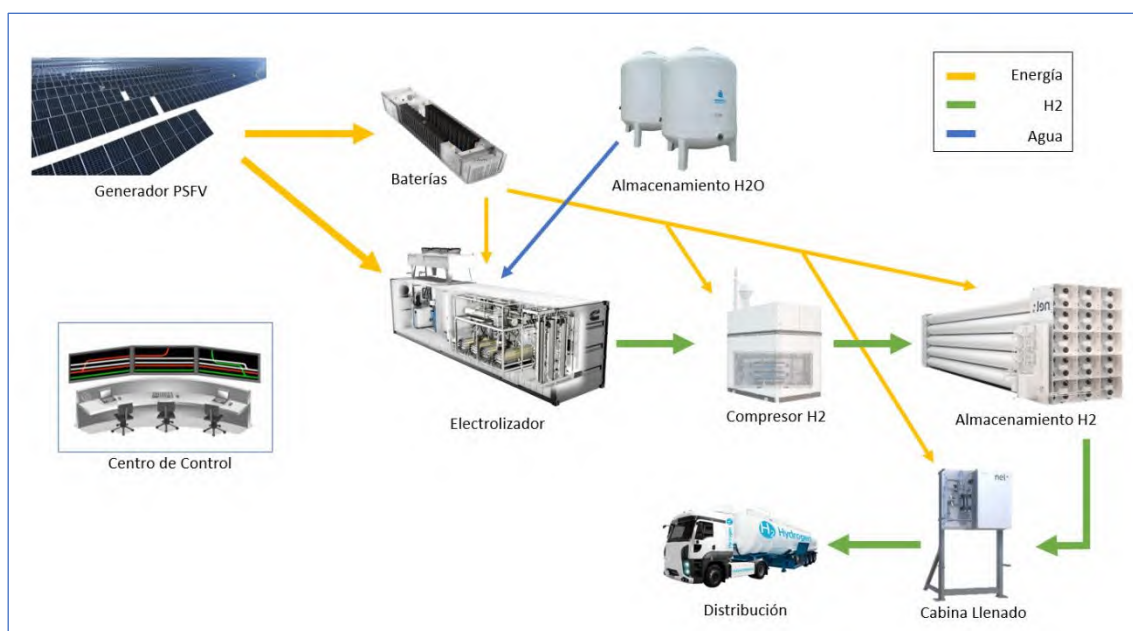


Imagen 19. Elementos necesarios en la Planta Producción de H2

(Fuente: Elaboración propia)

8.4. Electrolizadores

El elemento principal para la generación de hidrógeno es el electrolizador. En el mercado los equipos se basan en tres posibles tecnologías. Electrolizador alcalino (AWE), de membrana de intercambio de protones (PEM) y de óxido sólido (SOEC).

Los electrolizadores alcalinos son los más antiguos y utilizados en la producción de hidrógeno. Funcionan a temperaturas y presiones relativamente bajas. Son capaces de producir hidrógeno a alta pureza (99,99% o más).

Los electrolizadores PEM son una tecnología más versátil para la producción de hidrógeno in situ de bajo volumen (0-500 m³/h). Alta flexibilidad de operación con un rango operativo del 5-100% y una respuesta rápida a los cambios de potencia (segundos). Son los más comunes en aplicaciones de electrolisis de agua a pequeña y mediana escala. Funcionan a temperatura relativamente altas, pero a presiones razonables. Son capaces de producir hidrógeno con alta pureza (99,99% o más).

Los electrolizadores SOEC emplean tecnología en estado sólido, utilizan óxidos cerámicos como electrolitos en lugar de membranas. Funcionan a alta temperatura y requieren de una fuente de calor externa para operar. Son capaces de producir hidrógeno con alta eficiencia, por lo que son utilizados en aplicaciones a gran escala.

La siguiente imagen es una comparativa entre la tecnología de electrolizadores Alcalinos y PEM que operan a pequeña y mediana escala:

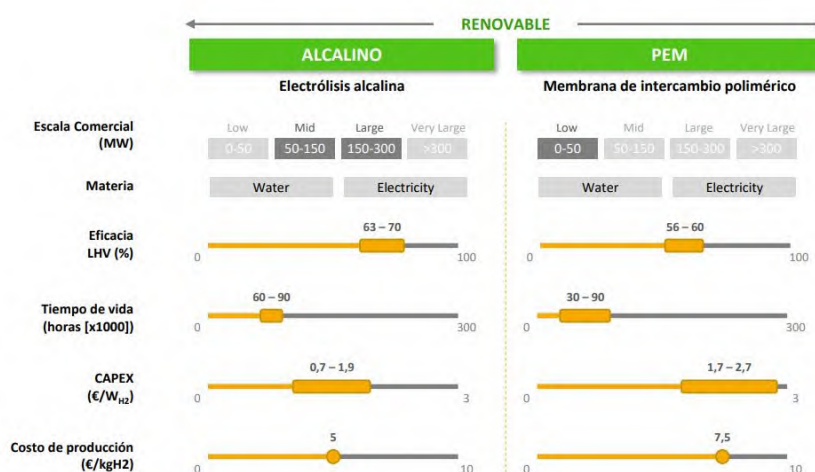


Imagen 20. Comparativa entre tecnologías de electrolizador

(Fuente: Adaptación a partir de [7])

Se ha seleccionado la tecnología PEM para su utilización en la Planta Solar-H2, debido principalmente a:

- Posibilidad de operación con alta densidad de corriente en el proceso de electrolisis.
- Alta flexibilidad operativa que se adapta al flujo variable de potencia característico de la tecnología fotovoltaica.
- Eficiencia.
- Alta pureza del hidrógeno generado.

Se instalarán 1 equipo de electrolisis de 1,70 MW de potencia. La capacidad de generación de hidrógeno será ampliable de forma modular. Las características técnicas principales del electrolizador utilizado se muestran en la tabla a continuación.

Características electrolizador	
Fabricante	Cummins-Hydrogenics
Modelo	HyLYZER® - 250
Potencia	1,70 MW
Producción nominal H2	250 Nm ³ /h
Consumo	4,30 kWh/Nm ³
Producción mínima H2	5,00%
Consumo de agua	1,5 l/Nm ³ -H2
Presión de salida	30 bar g
Potencia equipos auxiliares	125,0 kW
Pureza H2	99,99%
Alimentación eléctrica	30 kV - 50Hz

Tabla 15. Características electrolizador HyLYZER-250

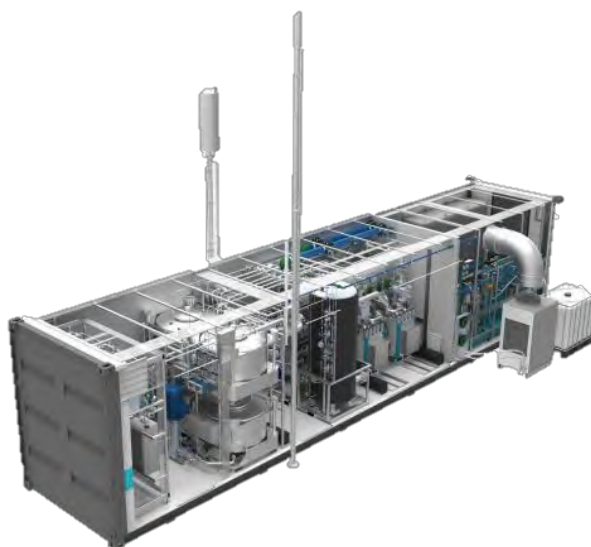


Imagen 21. Render 3D Electrolizador HyLYZER-250

(Fuente: [19])

Debido a la naturaleza no continua del recurso solar, la instalación fotovoltaica no generará energía en todo momento, por lo que la producción de hidrógeno tampoco será continua. Esto supone que la electrolisis se iniciará cuando las condiciones de disponibilidad mínima de energía lo permitan, y se desencadenará el proceso de parada cuando la energía proveniente de la generación fotovoltaica se prevea no alcance el mínimo necesario para la operación.

La potencia mínima de arranque del sistema de generación de hidrógeno, considerado este como el conjunto del electrolizador y los equipos necesarios para la operación de la planta, es de 0,25 MW.

8.5. Almacenamiento H₂ Primario

En la Planta Solar-H2 el hidrógeno generado en el electrolizador será comprimido a 200 bar y almacenado en 7 depósitos. Se utilizará un compresor KS 50 del fabricante Hiperbaric para alcanzar esta presión de almacenaje. Las características básicas del compresor son las siguientes:

Características compresor H2 primario	
Fabricante	Hiperbaric
Modelo	Hiperbaric KS 50
Máx. presión de salida	hasta 500 bar
Caudal de hidrógeno	25 kg/h
Consumo energético	1,3 kWh/kg de H2
Potencia	hasta 75 kW
Tecnología	Compresión por cilindro multiplicador 2 etapas
Temperatura de salida	< 40°C

Tabla 16. Datos técnicos compresor H2

El módulo de compresión estará recogido dentro de un contenedor con medidas estándar de 20 pies. Sus medidas exteriores son: 6,10 metros de largo (20 pies), 2,44 metros de ancho (8 pies) y 2,59 metros de alto (8 pies y 6 pulgadas).

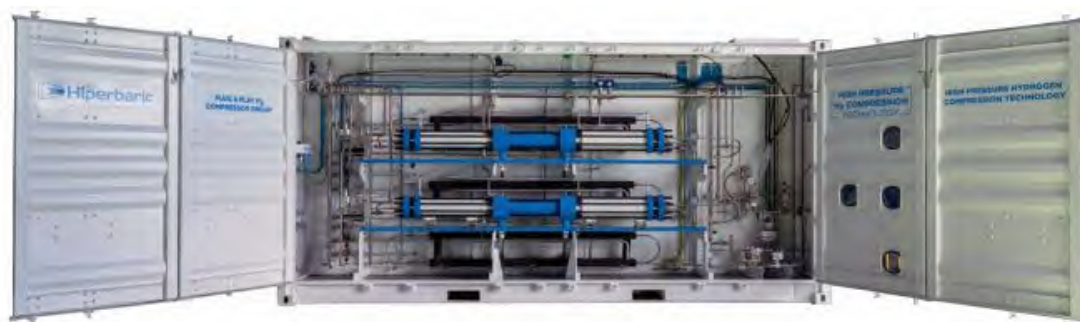


Imagen 22. Módulo de compresión Hyperbaric KS 50

(Fuente: [20])

Los depósitos de almacenamiento de H2 tendrán estructura cilíndrica y casquetes esféricos en los extremos. En la parte inferior se incorporarán válvulas para permitir y regular el flujo saliente o entrante del hidrogeno, así como sistemas de control, monitorización y seguridad.

A causa de los problemas derivados de la utilización del hidrogeno a presiones tan elevadas, los requerimientos mecánicos y estructurales del depósito deben ser muy estrictos. Se utilizarán materiales compuestos de fibra de vidrio, fibras de carbono y aluminio. Las características principales del almacenamiento son las siguientes:

Características almacenamiento H2 primario	
Fabricante	NEI Hydrogen
Modelo	Hydrogen Supply Storage 20MPa – SS001
Presión de almacenamiento	Nominal: 200bar Máxima: 240 bar
Capacidad almacenamiento	500 kg H2
Dimensiones	L: 12300mm W: 2400mm H: flexible 600-3000mm
Temperatura operación	-20°C hasta 40°C

Nº racks almacenamiento	7 módulos
Capacidad total	3500 kg H2
Volumen total	210 m3 H2

Tabla 17. Datos técnicos Almacenamiento H2



1. Panel de válvulas modular para diversos números de entradas y salidas.
2. Filtro individual en cada entrada para garantizar una calidad óptima de H2.

Imagen 23. Almacenamiento H2

(Fuente: [21])

El Almacenamiento Primario alimentará a través de canalizaciones soterradas a las cabinas de llenado de los camiones de transporte que trasladarán el hidrógeno desde los muelles de carga hasta los puntos de consumo.

8.6. Cabinas de llenado y transporte de H₂

El hidrógeno, comprimido a 200 bar y almacenado en los depósitos exteriores, será transportado hasta los puntos de consumo por carretera. Como alternativa futura se podría plantear la inyección del hidrógeno directamente en gaseoducto, si este estuviera disponible.

Se instalará 1 muelle de carga donde un camión realizará el proceso semanal de llenado de su tanque. Cada uno de los muelles estará equipado con una Cabina de Llenado con conexión para cualquier tipo de depósito de transporte, cuya función será la de controlar el proceso de carga del hidrógeno en camión para su posterior transporte.

Las Cabinas de Llenado trabajarán entre 200 y 240 bar de presión e incluirán un sistema de control del proceso que permita optimizar los tiempos de carga, y podrá ser monitorizado in-situ o de forma remota.

Características cabina de llenado	
Fabricante	NEL Hydrogen
Modelo	Hydrogen Supply Cabinet 20MPa – SS002
Presión de operación	Nominal: 200 bar y Máxima: 240 bar
Proceso de descarga	25 kg/h
Interconexión con camión	1,3 kWh/kg de H2
Interfaz de usuario	Pantalla HMI para activar el proceso de descarga
Dimensiones - Modulo activación	L: 503mm W: 300mm H: 1744mm
Dimensiones - Módulo suministro	L: 762mm W: 600mm H: 1755mm
Grado de resistencia ambiental	Caja de acero inoxidable para instalación al aire libre
Temperatura de operación	-20 °C hasta 40°C
Instalación	Caja subterránea para conexiones de tuberías y cables
Equipo de seguridad	Mechanical and Safety Instrumented System IEC61511
Certificaciones	– CE marked – PED (2014/68/EU) Notified body Bureau Veritas

Tabla 18. Datos técnicos cabina de llenado



Imagen 24. Cabina de llenado H2

(Fuente: [22])

8.7. Alimentación y demanda de energía

La Planta de Producción de Hidrógeno será alimentada al 100% con la energía generada por la Planta Solar Fotovoltaica. Los sistemas auxiliares, control y emergencia serán respaldados por grupos de baterías.

Los consumos asociados a la producción y auxiliares son los siguientes:

- Iluminación exterior, que será activada de forma automática en caso de falta de luz solar.
- Barreras detección y seguridad, activo 24 horas al día.
- Iluminación interior, oficina, y otros equipos necesarios para la operación, que estarán activos durante las horas de operación y tareas administrativas.
- Equipos de monitorización permanente específicos de la Planta de Producción de Hidrógeno, activos 24 horas al día.
- Equipos auxiliares producción (tratamiento de agua, compresor, almacenamiento, cabina de llenado...)

En caso de emergencia, la alimentación deberá mantener activos ciertos equipos, necesarios para la parada de producción y seguridad:

- Iluminación.
- Incendios.
- Rampa parada de producción.

8.8. Almacenamiento de energía

La capacidad de almacenamiento se ha estimado en función de las potencias y consumos asociados a la producción y servicios auxiliares. Con el fin de asegurar la operación y los servicios de seguridad y emergencia, se instalarán equipos de almacenamiento de energía, concretamente baterías de tipo Li-Ion. Todos los equipos estarán sensorizados y se podrá realizar un seguimiento de la producción y niveles de energía en tiempo real.

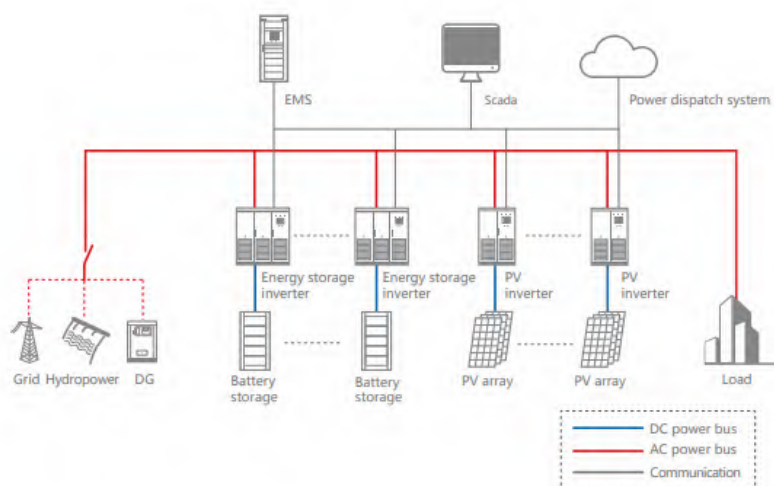


Imagen 25. Comunicaciones Planta H2

(Fuente: [23])

- Grupo baterías BT1

Serán utilizadas para dar servicio a los sistemas auxiliares, oficina, iluminación y seguridad en los momentos en los que, debido a la no continuidad del recurso, la generación fotovoltaica no sea suficiente.

La potencia total demandada por los equipos auxiliares de la Planta de Producción de Hidrógeno operando el electrolizador en régimen nominal, es de 266,46 kW. La energía necesaria para la alimentación se ha estimado en función de las horas necesarias de operación en emergencia de cada uno de los equipos de producción y auxiliares, resultando en un total de 1.053 kWh. Tomando en consideración la capacidad mínima remanente que será necesaria mantener en las baterías, se ha optado disponer de una capacidad de almacenamiento de 2.752 kWh.

La energía mínima útil de la batería BT1 será capaz de alimentar los sistemas de emergencia hasta 48 horas. Incluso en caso de fallo total del sistema, es decir, fallo en baterías y planta fotovoltaica simultáneo, las necesidades básicas de emergencia estarán cubierta con la aportación de energía por medio de un grupo electrógeno de baja potencia.

El equipo se suministra de forma modular en 1 contenedor del fabricante Sungrow. En su interior tendrá los elementos necesarios para operar, tales como el inversor de

almacenamiento, los racks de baterías, el módulo del servidor para monitorizar y controlar el estado y capacidad en todo momento, el módulo FFS, el módulo HVAC y el módulo BCP.

Características grupo de baterías BT1	
Fabricante	Sungrow
Modelo	ST2752UX
Capacidad max energía	2 752 kWh
Tensión operación	1300 – 1500 V
Potencia transformador	5 000 kVA
LV/MV tensión	0,99kV/33kV
Tipo de refrigeración	ONAN (Oil Natural Air Natural)
Tipo de aceite	Mineral oil
Temperatura operación	-30 hasta 50°C
Sistema de comunicación	Ethernet, RS485
Dimensiones (W*H*D)	9340*2520*1730 mm

Tabla 19. Datos técnicos grupo de baterías BT1



Imagen 26. Grupo BT1 de almacenamiento de energía

(Fuente: [24])

- Inversores de almacenamiento

El contenedor donde se aloja el Grupo de baterías BT1 será alimentado por un Grupo de Inversores de Almacenamiento en corriente continua, el cual estará conectado a la línea de media tensión a 30 kV para la inyección de energía en la red de media tensión interna o para carga de las baterías.

La capacidad de carga de baterías se ha dimensionado tomando en consideración la carga máxima a gestionar de forma horaria, siendo esta de 867 kWh y la potencia demandada de 283 kW. Se utilizarán 1 inversor SC500TL del fabricante Sungrow, o similar.

Características inversor almacenamiento	
Fabricante	Sungrow
Modelo	SC 500TL
Rango tension DC	500V-850V
Potencia	500 kW
Eficiencia	98,2%

Tabla 20. Datos técnicos Inversor Almacenamiento



Imagen 27. Inversor de almacenamiento SC 500TL

(Fuente: [23])

El inversor estará incorporado en el contenedor de baterías suministrado por Sungrow, así como el resto de los equipos: racks baterías, servidor, comunicaciones, extinción de incendios y resto de equipos de control.

8.9. Centro de Control de la Planta de Generación de Hidrógeno

Desde el Centro de Control será posible monitorizar y gestionar la operación de los electrolizadores, celdas, inversores y los sistemas de producción de la planta, refrigeración, purificadores, tratamiento de agua.

Todos los electrolizadores, celdas, inversores y dispositivos monitorizados estarán comunicados entre sí mediante una red de fibra óptica. La red de fibra se tenderá en una

zanja independiente, y enlazará los diferentes equipos con el Centro de Control de la Planta de Generación de Hidrógeno para su monitorización. Su diseño permitirá la operación de los distintos componentes de modo automático a través del sistema SCADA, o manualmente, en caso de avería de éste.

El sistema de comunicaciones de la Planta de Producción de Hidrógeno estará coordinado con el de la Planta Solar Fotovoltaica, de manera que permita actuar en ambas plantas ante eventos sobre los que tengan influencia la producción de energía, lo que permitirá prever, programar y desencadenar las posibles paradas de producción. La red de fibra óptica que enlazará con la Planta Solar se tenderá sobre la misma canalización utilizada para el cableado de media tensión.

En el edificio se dispondrá también una sala que albergará repuestos básicos y servirá como taller de mantenimiento.

8.10. Infraestructura eléctrica

La Planta Solar Fotovoltaica evacuará la energía hacia la Planta de Producción de Hidrógeno a través de 3 líneas simple circuito a 30 kV. Las líneas conectarán eléctricamente los Centros de Transformación número 1, 2 y 3 de la Planta Solar con el Centro de Interconexión de la Planta de producción de H₂, concretamente con las celdas de entrada de cada uno de los conjuntos A, B y C respectivamente, tal y como se muestra en el plano correspondiente al diagrama unifilar.

En cada uno de los conjuntos de celdas A, B y C del Centro de Interconexión de la Planta de producción de H₂, se instalarán 2 celdas de línea de salida, 3 de entrada, 1 de protecciones y 1 de medida. A través de estas celdas se transportará la energía hacia el electrolizador y al grupo de baterías BT1.

En el Grupo Electrolizador, se instalará un transformador para convertir la tensión de 30 kV a la de servicio de los electrolizadores y sistemas auxiliares, así como un inversor para la conversión de la corriente alterna a 50 Hz en continua.

9. SOLUCIÓN DE EVACUACIÓN DE ENERGÍA A RED ELÉCTRICA

El Proyecto de una subestación es extenso, y no es el objetivo principal de este Proyecto Fin de Máster. Es por este motivo que no se entrará en mucho detalle en este capítulo.

La Planta Solar-H2 se ha diseñado con una red en Media Tensión de 30 kV. Cuenta con centro de transformación que elevan la tensión de salida de los inversores de 800 V a 30kV. La evacuación de la energía hacia la Red Eléctrica se ha proyectado utilizando las barras de 45kV de la SET Retuerta del Bullaque. Es por este motivo que es necesaria una SET de Planta que eleve la tensión desde 30KV a 45 kV.

A continuación, se describen las características generales de las instalaciones:

- Construcción de una subestación 30/45 kV con un transformador de 5 MVA, incluyendo el edificio de celdas de MT a 30 KV correspondiente a la entrada de las líneas subterráneas de la propia planta fotovoltaica.
- Instalación de 271 metros de línea subterránea de alta tensión a 45 kV.

9.1. SET Planta 30/45 kV

La subestación proyectada tendrá como finalidad la de elevar la tensión de generación del campo solar desde 30 kV hasta 45 kV para poder conectar la línea de evacuación a la SET Retuerta del Bullaque 45/15 kV perteneciente Nudo de afección mayoritaria en la red de transporte "ALARCOS 220".

9.1.1. Situación y emplazamiento

La subestación proyectada se situará en la misma parcela que la planta fotovoltaica, dentro de los terrenos pertenecientes al titular, siendo su referencia catastral 13072A004000660000EO.y sus coordenadas geográficas las siguientes:

Coordenadas SET Planta 30/45 kV (UTM ETRS 89 Huso 30)	
X (m)	Y (m)
393197	4364484

Tabla 21. Coordenadas SET Planta

9.1.2. Explanación y acondicionamiento del terreno

Se necesitará una superficie de 21,00 x 37,50 m para la implantación de la subestación. El suelo de la SET deberá acondicionarse, por lo que se requerirá una pequeña nivelación del terreno, lo que implicará la retirada de la capa vegetal y el desmonte correspondiente hasta llegar a la cota deseada. La capa terminada de grava se ubicará 10 cm por encima de la cota de explanación.

Para alojar el transformador, se construirá una bancada de hormigón armada con cuba para la recogida de aceite, con dimensiones adecuadas y capacidad suficiente para soportarlo. Para la instalación y sujeción de las estructuras de soporte de los elementos de medida, protección y maniobra, se construirán zapatas con hormigón armado.

En cuanto al tendido de los conductores, se crearán zanjas y arquetas de registro. Para las zanjas, se utilizarán bloques de hormigón prefabricado, los cuales se ubicarán sobre un relleno filtrante que incluirá un conjunto de tubos porosos para formar parte de la red de drenaje.

9.1.3. Accesos y viales internos

La entrada a la subestación se realizará desde uno de los caminos de entrada que tiene la finca y a la cual se accede desde la vía pecuaria del Soto de las Salcedas que transcurre por el sur de la finca, no es necesario realizar la apertura de nuevos accesos.

9.1.4. Descripción general de la instalación

La subestación será diseñada con aparamenta convencional y configuraciones de simple barra, cuyas tensiones de transformación en el primario serán 30 kV y 45 kV en el secundario.

El sistema de 30 kV se situará en celdas de Media Tensión interior en configuración de simple barra. La aparamenta de este sistema estará dispuesta en celdas blindadas con aislamiento en SF6.

El conjunto de transformación estará formado por un transformador instalado en intemperie cuyas tensiones nominales estarán de acuerdo con las normalizadas por UFD Distribución Electricidad, S.A en sus diferentes áreas de distribución, y cuyas potencias nominales estarán adecuadas a las necesidades de la instalación.

9.1.5. Sistema de 30 kV

El sistema de 30 kV se situará en celdas de interior en configuración de simple barra.

Estará formado por las celdas de entrada correspondientes a las líneas de MT a 30kV, la celda de alimentación al transformador de 30/45 kV-5MVA, la celda de alimentación al transformador de servicios auxiliares y al propio transformador 30kV-B2/100kVA.

Estarán ubicadas en un edificio prefabricado de hormigón dentro de la SET Planta con unas medidas de 21,00 m x 6,70 m y altura mínima de 3 m.

Las celdas de entrada con interruptor automático dispondrán de:

- 1 interruptor automático III con posiciones CONEXIÓN, SECCIONAMIENTO, PUESTA A TIERRA, $Un = 36 \text{ KV}$, $In = 630 \text{ A}$, capacidad de cierre sobre cortocircuito de 25 KA cresta, mando manual con bobina de disparo y contactos auxiliares.
- 1 seccionador de puesta a tierra, $Un = 36 \text{ KV}$, capacidad de cierre 2,5 KA que efectúa la puesta sobre los contactos inferiores de los fusibles, y equipado con mando manual.
- 3 transformadores de intensidad 150/5A, 10VA cl.5P20
- Embarrado
- 3 divisores capacitivos de presencia de tensión 36 KV.
- Pletina de cobre electrolítico para puesta a tierra de la instalación.
- 3 bornas enchufables para cable de aislamiento seco

La celda de protección del transformador de servicios auxiliares contará con:

- 1 interruptor automático III con posiciones CONEXIÓN, SECCIONAMIENTO, PUESTA A TIERRA, $Un = 36 \text{ KV}$, $In = 630 \text{ A}$, capacidad de cierre sobre cortocircuito de 25 KA cresta, mando manual con bobina de disparo y contactos auxiliares.
- 1 seccionador de puesta a tierra, $Un = 36 \text{ KV}$, capacidad de cierre 2,5 KA que efectúa la puesta sobre los contactos inferiores de los fusibles, y equipado con mando manual.
- 3 portafusibles para cartuchos de 36 KV.
- 1 seccionador de puesta a tierra, $Un = 36 \text{ KV}$, capacidad de cierre 2,5 KA que efectúa la puesta sobre los contactos inferiores de los fusibles.
- 3 transformadores de intensidad 150/5A, 10VA cl.0.5s

- Embarrado.
- 3 divisores capacitivos de presencia de tensión 36 KV.
- Pletina de cobre electrolítico para puesta a tierra de la instalación.
- 3 bornas enchufables para cable de aislamiento seco

La celda de medida dispondrá de será bidireccional y estará constituida por los siguientes elementos:

- 3 transformadores de intensidad 36 KV, de aislamiento en resina sintética, tipo interior relación 600/5-5-5A, 30 VA cl.5P20, 10VA cl.0.5s, 30VA cl.5P20.
- 3 transformadores de tensión 36 KV, de aislamiento en resina sintética, tipo interior, 33.000V3 / 110V3 30 VA cl.3P, 30VA cl.0.5
- Embarrado general de redondo de aluminio de 25 mm de diámetro aislado, para los puentes y pletina de cobre de 40x5 mm para la conexión entre transformadores.
- Pletina de cobre electrolítico de 30x3 mm para puesta a tierra de la instalación.
- Cierre de puerta precintable.

Se instalará un transformador trifásico de servicios auxiliares y un grupo electrógeno para suplir las necesidades energéticas de la propia subestación. Este transformador tendrá una potencia de 100 kVA y su relación de voltaje será de 30.000/400-230 V. Estará conectado en Dyn11.

El sistema que abastecerá será de baja tensión y suplirá la demanda de sistemas de comunicación, quipos de control y mando, armarios de control y protecciones.

9.1.6. Sistema de 45 kV

En el exterior de la subestación se instalará un transformador de potencia, trifásico en baño de aceite, de relación 45/30 kV y 5 MVA (ONAN) de potencia, con su correspondiente reactancia trifásica, siendo sus principales características las siguientes:

Características transformador de potencia SET	
Potencia nominal	5 MVA
Relación de transformación	45 ($\pm 1,5\%$)/30 kV
Pérdidas en vacío	18,5 kW
Pérdidas de carga (Pk) 75°C	58,05 kW
Impedancia de cortocircuito	6,35%
Nivel de potencia sonora	80 db a 2m
Temperatura operación	40°C
Temperatura aceite	60°C
Índice horario	YNd11
Frecuencia	50Hz

Tabla 22. Datos técnico Transformador SET Planta

La conexión de intermedia de 45 kV correspondiente a la acometida a bornas del primario del transformador se realizará con tubo de cobre desnudo 45/40 mm de diámetro y 3 mm de espesor, capaz de soportar una corriente permanente de paso de 569 A (65°C), superior a la corriente de la instalación proyectada.

La interconexión entre las bornas del transformador con la celda de protección de 30 kV se realizará con conductores aislado de aislamiento seco tipo HEPRZ1-18/30 kV de 3[2(1x240)] mm² de sección.

Los elementos que maniobra y protección que conformarán la subestación, serán:

- 1 interruptor automático
- 1 seccionador de aislamiento y puesta a tierra
- 3 transformadores de intensidad y 3 transformadores de tensión para medida,
- 3 transformadores de tensión para protección, 1 reactancia de puesta a tierra
- 6 autoválvulas y botellas terminales

9.1.7. Protecciones de la SET

La instalación deberá tener los elementos de seguridad adecuados que protejan tanto a la instalación como al personal cualificado que trabaje en ella. Estas protecciones consistirán en:

- Protección contra sobreintensidades. Se instalarán relés y se ajustarán de tal manera que la falta en el lado de alta tensión se despeje en menos de 0.1 segundos. Una falta en el lado de BT del transformador se despachará en menos de 0,5 segundos.

- Protección de mínima tensión: Se conectará entre fases o fase tierra. Dispondrá de desconexión temporizada en tipo fijo y regulable.
- Protección de máxima tensión. se conectará entre fases o fase tierra. Dispondrá de desconexión temporizada en tipo fijo y regulable. En el caso de que en el funcionamiento del generador provoque una tensión en su conexión a red, superior a los límites reglamentarios, el generador deberá desconectarse.
- Protección de mínima y máxima frecuencia. En caso de actuación de la protección de máxima frecuencia, la reconexión sólo se realizará cuando la frecuencia alcance un valor menor o igual a 50 Hz.

9.2. Línea de evacuación en alta tensión

La Planta Solar-H2 se conectará a través de una subestación ya existente a la Red de Distribución propiedad de Unión Fenosa Distribución, a la tensión de 45 kV.

Coordenadas Punto de Conexión SET Retuerta del Bullaque 45kV (UTM ETRS 89 Huso 30)	
X (m)	Y (m)
393492	4364414

Tabla 23. Coordenadas Punto conexión SET Retuerta del Bullaque

Se cumplirán las condiciones de conexión que la compañía distribuidora ha requerido en la respuesta a la solicitud de conexión de la planta: Deberá adecuarse a las especificaciones particulares de UFD, Requisitos Técnicos para Conexión de Instalaciones en Alta Tensión de Un > 36 kV. Las obras para la ampliación de la barra de la subestación, al ser barra sencilla puede necesitar descargos que conlleven la instalación de equipos móviles para mantener el suministro mientras se realizan los trabajos de ampliación.

Línea de evacuación

La línea partirá de la Subestación de Planta de forma soterrada hasta alcanzar el punto de conexión propuesto Subestación Retuerta de Bullaque, propiedad de Unión Fenosa Distribución. La línea tendrá una longitud de 271 metros, su canalización será en zanja de 0,70 metros de ancho y a 1,25 metros de profundidad bajo tubo directamente enterrado.

El cable empleado será del fabricante Prysmian, modelo VOLTALENE H 26/45 kV 95 mm² de aluminio, y 29,1 mm de diámetro exterior o similar.

10. OBRA CIVIL

No se prevén movimientos de tierra significativos aparte de la preparación de la superficie y nivelado mínimo en zonas puntuales. Se ejecutarán las obras de acuerdo con las ordenanzas del municipio.

Vallado

Se instalará una valla de seguridad de 2 metros de altura que cierre el perímetro de la instalación. La longitud total del vallado será de 1324 metros y dejará un área encerrada de 9,82 ha.

Esta valla será de tipo ganadero con una separación entre hilos horizontales y verticales de 30 cm y 20 cm respectivamente. La malla se fijará a postes de acero y estos al terreno con una cimentación de 0,55 m de profundidad. La distancia entre los postes será de 3 metros, se instalarán refuerzos cada 45 m aproximadamente. Dicha valla será fabricada con tubos de acero galvanizado en caliente, montada sobre cimentación y con puertas también de acero galvanizado.

La valla no dispondrá de elementos punzantes o cortantes. Tampoco de dispositivos para conectar corriente eléctrica. De esta manera se pretende garantizar la permeabilidad de la fauna silvestre por la zona inferior del vallado.

El vallado perimetral cumplirá con el marco establecido por el artículo 34 apartado 4 del Decreto 242/2004, de 27-07-2004, por el que se aprueba el Reglamento de Suelo Rústico, los vallados y cerramientos de fincas y parcelas deberán realizarse de manera que no supongan un riesgo para la conservación y circulación de la fauna silvestre de la zona, ni degraden el paisaje.

Las puertas de acceso, tanto a personas como vehículos, se instalarán en el vallado perimetral.

Viales, urbanización y grava

La planta FV, la planta H2 y la subestación dispondrán de una serie de viales internos para facilitar el acceso a las distintas partes de esta y poder realizar los correspondientes trabajos de mantenimiento. Así mismo, se dotará al vial de una pendiente del 2% hacia los lados del mismo para evitar la acumulación de agua de lluvia en el mismo.

Zanjas

En el anexo Planos se identifican las zanjas para el soterramiento de los conductores, siendo respetadas las curvaturas mínimas del cable elegido.

Las paredes de las zanjas serán verticales hasta la profundidad definida en el proyecto. Si la naturaleza del terreno o la profundidad de la zanja lo exigieran, habrá que entibar la zanja. En el fondo de la zanja es necesario que el terreno esté firme para evitar corrimientos en profundidad que puedan someter a los cables a esfuerzos de estiramiento.

Antes de comenzar el tendido del cable, se recorrerán las zanjas para comprobar los siguientes puntos:

- El cable ha de tener una entrada suave a la zanja.
- Los lados de la zanja, así como las pilas de tierra próximas a los lados habrán de estar libres de piedras, cantos rodados u objetos que puedan caer a la zanja.
- El suelo de la zanja que ha de recibir el cable ha de estar liso, estar libre de aristas vivas, cantos rodados, piedras, etc., y disponer de un lecho de arena.

Puesta a tierra

Las instalaciones de puesta a tierra estarán constituidas por:

Electrodo de puesta a tierra

Bajo la caseta se instalará un rectángulo enterrado de cable de acero de 100 mm² o cobre de 50 mm² instalado siguiendo su perímetro siempre en el fondo de la zanja de cimentación, a una profundidad mínima de 50 cm, discurriendo por el centro de la misma.

En función de la resistividad del terreno circundante se incorporarán al mismo 4 picas en los vértices del rectángulo u 8 picas, 4 en los vértices y 4 en el punto medio de los lados del rectángulo, que podrán ser de 2,4m o 8 m de longitud. Estos se hincarán de forma que su cabeza quede aproximadamente a la misma profundidad que el rectángulo.

Las picas serán de acero si se utiliza cable de este material, o de acero-cobre si se utiliza cable de cobre.

En la tabla siguiente se indica, para distintas configuraciones del electrodo, el valor máximo en resistencia del terreno en que podrá utilizarse. Este valor máximo se ha fijado para un terreno homogéneo, en base a que en las inmediaciones de la instalación no puedan aparecer tensiones de paso superiores a las máximas admisibles por la RAT-13 y que la resistencia a tierra no supere los 27 Ω .

Electrodo a utilizar en función de la resistividad del terreno	
Tipo de electrodo	Resistividad máxima (Ω m)
Rectángulo (sin picas)	200
Rectángulo + 4 picas de 2 m	300
Rectángulo + 4 picas de 2 m	350
Rectángulo + 4 picas de 2 m	500
Rectángulo + 8 picas de 2 m	350
Rectángulo + 8 picas de 4 m	400
Rectángulo + 8 picas de 8 m	600

Tabla 24. Electrodo a utilizar en función de la resistividad del terreno

En terrenos de resistividad superior a 600 Ω se complementará el último electrodo de esta tabla con picas exteriores, hasta obtener una resistencia de puesta a tierra no superior a 27 Ω .

Si debido a cualquier causa no prevista (heterogeneidades en el terreno, errores en la determinación de la resistividad, etc.) la resistencia de puesta a tierra medida al concluir la instalación resultara en un valor superior a 27 Ω , se recurrirá a la colocación de picas adicionales (eventualmente profundas).

Líneas de tierras

Para la puesta a tierra de todos los herrajes, aparatos y paneles metálicos del centro, se utilizará varilla de cobre de 6 mm de diámetro como mínimo, con elementos de conexión normalizados. La unión con el electrodo de puesta a tierra se hará mediante cable entubado hasta la llegada a la arqueta, que será igual al utilizado en la realización del electrodo.

11. PROGRAMA DE EJECUCIÓN

Se estima que la duración del proyecto desde una etapa Precontractual hasta la puesta en operación de la planta será de 18 MESES.

La etapa inicial en la que se realizan los estudios previos, se redacta el proyecto de ejecución y se firma el contrato pueden suponer 5 meses La etapa de ejecución de las obras, instalación y puesta en operación pueden durar 12 meses. La etapa de finalización del contrato y firma de las declaraciones correspondientes pueden durar 2 meses

En el Anexo Programa de Ejecución se puede ver en detalle.

12. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD), Hoja de ruta del Hidrógeno: una apuesta por el hidrógeno renovable, octubre 2020.
- [2] F. J. A. ESPEJO, «Blog Valoración de Finca Rústica,» 24 10 2019. [En línea]. Available: <https://valoraciondefincarustica.com/zonas-de-proteccion-de-carreteras-indemnizaciones/>. [Último acceso: noviembre 2022].
- [3] Confederación Hidrográfica del Guadiana, «Visor CHG,» [En línea]. Available: <https://www.chguadiana.es/visorCHG/>. [Último acceso: noviembre 2022].
- [4] Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación. Ministerio para la Transición Ecológica y el reto demográfico, «Geo Portal,» [En línea]. Available: <https://sig.mapama.gob.es/geoportal/>. [Último acceso: diciembre 2022].
- [5] The World Bank, Solar resource data: Solargis, «Mapas de recursos solares de España,» 2017. [En línea]. Available: <https://solargis.com/es/maps-and-gis-data/download/spain>. [Último acceso: enero 2023].
- [6] Antonio Vicente, El hidrógeno verde : manual técnico : curso de formación con ejercicios prácticos resueltos, Madrid, 2022.
- [7] FRV (Future Renewable Vision), «Posibles modelos de negocio para proyectos de hidrógeno verde,» Agosto 2021. [En línea]. Available: https://www.unepfi.org/wordpress/wp-content/uploads/2021/07/Segunda-sesio%CC%81n_Modelos-de-Negocio_H2-verde.pdf. [Último acceso: noviembre 2022].
- [8] Iberdrola, «PLANTA DE HIDRÓGENO VERDE DE PUERTOLLANO,» 2022. [En línea]. Available: <https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/hidrogeno-verde/puertollano-planta-hidrogeno-verde>. [Último acceso: enero 2023].
- [9] Iberdrola, «¿Cómo funcionan las plantas fotovoltaicas?,» 2019. [En línea]. Available: <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/que-es-energia-fotovoltaica>. [Último acceso: enero 2023].
- [10] Prysmian Group, «Cables para instalaciones de energía solar fotovoltaica,» 2021. [En línea]. Available: <https://www.prysmiangroupcatalogue.com/general-cable/cables-instalaciones-energia-fotovoltaica/2/>. [Último acceso: diciembre 2022].
- [11] L. C. Tom Markvart, Practical handbook of Photovoltaics. Fundamentals and Applications, Elsevier, 2003.
- [12] Sungrow, «Sungrow SG350HX,» 2022. [En línea]. Available: https://info-support.sungrowpower.com/application/pdf/2022/12/09/DS_20221207_SG350HX_Datasheet_V18_EN.pdf. [Último acceso: diciembre 2022].

- [13 Finenza, «Seguidores fotovoltaicos II: tendencias y problemática,» Mayo 2021. [En línea].
] Available: <https://www.finenza.com/es/seguidores-fotovoltaicos-ii-tendencias-y-problematika/>.
[Último acceso: enero 2023].
- [14 Soltec, «Soltec presenta SF7, el seguidor solar con mayor rendimiento del mercado,» 2022. [En
] línea]. Available: <https://soltec.com/soltec-presenta-sf7-el-seguidor-solar-con-mayor-rendimiento-del-mercado/>. [Último acceso: enero 2023].
- [15 Ormazabal, «Celdas de Media Tensión,» [En línea]. [Último acceso: diciembre 2022].
]
- [16 TCI GECOMP, ESTUDIO DE INSTALACIÓN DE GENERACION DE HIDRÓGENO 100 MW, 2021.
]
- [17 R. A. M. J. L. C. R. E. J. P. F. Z. Gato, Hidrógeno y su almacenamiento. El futuro de la energía
] eléctrica, A Coruña, 2021.
- [18 U. D. o. energy, Hydrogen Fuel Cell Engines and Related Technologies, 2001.
]
- [19 Cummins, «HyLYZER Water Electrolyzers,» 2021. [En línea]. Available:
] <https://www.cummins.com/sites/default/files/2021-08/cummins-hylyzer-250-specsheet.pdf>.
[Último acceso: enero 2023].
- [20 Hiperbaric, «Tecnología de compresión de hidrógenoa altas presiones,» 2021. [En línea].
] Available: <https://www.hiperbaric.com/es/compresion-h2/equipo-de-compresion/hiperbaric-1ks-50/>. [Último acceso: diciembre 2022].
- [21 NEL Hydrogen, «Hydrogen Fueling Storage,» 2020. [En línea]. Available:
] <https://nelhydrogen.com/product/hydrogen-fueling-storage/>. [Último acceso: enero 2023].
- [22 NEL Hydrogen, «Hydrogen Supply Cabinet and Panel,» 2021. [En línea]. Available:
] <https://nelhydrogen.com/product/hydrogen-supply-cabinet-and-panel/>. [Último acceso: enero 2023].
- [23 Sungrow, Samsung, «Smart Battery System Solutions for Energy Storage System,» 2020. [En
] línea]. Available: www.sungrowsamsung.com. [Último acceso: febrero 2023].
- [24 Sungrow, «ST2752UX Liquid Cooling Energy Storage System,» 2022. [En línea]. [Último acceso:
] enero 2023].

ANEXOS

ÍNDICE DE ANEXOS

1. ANEXO ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	78
2. ANEXO ÍNDICE DE TABLAS.....	80
3. ANEXO CÁLCULOS	82
4. ANEXO DIMENSIONADO INSTALACIÓN	118
5. ANEXO PROGRAMA DE EJECUCIÓN	125
6. ANEXO FICHAS TÉCNICAS DE EQUIPOS	127

1. ANEXO ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Imagen 1. Localización de la instalación	11
Imagen 2. Implantación general Planta Solar-H2 y SET Retuerta del Bullaque.....	12
Imagen 3. Acceso desde la carretera CM-403	13
Imagen 4. Zonas de protección de la carretera	14
Imagen 5. Condicionantes Confederación Hidrográfica del Guadiana.....	15
Imagen 6. Condicionantes medioambientales	15
Imagen 7. Mapa de recurso solar.	16
Imagen 8. Costes desglosados del LCOH	17
Imagen 9. Esquema Planta Solar-H2.....	19
Imagen 10. Esquema explicativo funcionamiento PSFV	21
Imagen 11. Inversor Sungrow SG350HX.	25
Imagen 12. Configuraciones seguidores (1V,2V,3H)	27
Imagen 13. Seguidor Soltec-SF7.....	28
Imagen 14. Distancia entre filas de seguidores	29
Imagen 15. Centro de transformación.....	32
Imagen 16. Elementos celdas Media Tensión CT	34
Imagen 17. Esquema de una celda electrolítica.	46
Imagen 18. Flujo de energía en la instalación	48
Imagen 19. Elementos necesarios en la Planta Producción de H2.....	53
Imagen 20. Comparativa entre tecnologías de electrolizador	54
Imagen 21. Render 3D Electrolizador HyLYZER-250	55
Imagen 22. Módulo de compresión Hyperbaric KS 50	56
Imagen 23. Almacenamiento H2	57
Imagen 24. Cabina de llenado H2	58
Imagen 25. Comunicaciones Planta H2	60
Imagen 26. Grupo BT1 de almacenamiento de energía	61
Imagen 27. Inversor de almacenamiento SC 500TL	62

2. ANEXO ÍNDICE DE TABLAS

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Coordenadas Acceso Planta Solar-H2	12
Tabla 2. Características generales instalación Planta Solar-H2	20
Tabla 3. Características Planta Solar	22
Tabla 4. Características transformación PSFV	23
Tabla 5. Datos técnicos Módulo Hi-MO LR5-72HBD-540M	23
Tabla 6. Datos técnicos Inversor Sungrow SG350HX.....	26
Tabla 7. Comparativa estructura fija y móvil	27
Tabla 8. Datos técnicos Seguidor Soltec SF-7	28
Tabla 9. Configuración circuitos PSFV.....	30
Tabla 10. Datos técnicos CT	32
Tabla 11. Datos técnicos Transformador MT.....	33
Tabla 12. Generación de energía, producción de H2 y energía vertida a Red	49
Tabla 13. Producción energética anual (desglose mensual)	50
Tabla 14. Producción energética anual (desglose diario)	51
Tabla 15. Características electrolizador HyLYZER-250.....	55
Tabla 16. Datos técnicos compresor H2	56
Tabla 17. Datos técnicos Almacenamiento H2	57
Tabla 18. Datos técnicos cabina de llenado.....	58
Tabla 19. Datos técnicos grupo de baterías BT1.....	61
Tabla 20. Datos técnicos Inversor Almacenamiento	62
Tabla 21. Coordenadas SET Planta.....	64
Tabla 22. Datos técnico Transformador SET Planta.....	68
Tabla 23. Coordenadas Punto conexión SET Retuerta del Bullaque	69
Tabla 24. Electrodo a utilizar en función de la resistividad del terreno	72

3. ANEXO CÁLCULOS

3.1. ESTUDIO DE RECURSO SOLAR

El aprovechamiento del recurso solar depende directamente de la climatología del lugar. Realizar un análisis para comprender el clima de una región es uno de los primeros pasos para decidir estratégicamente el desarrollo de un proyecto fotovoltaico.

Es necesario realizar un análisis detallado del recurso solar teniendo en cuenta la meteorología, la localización, una primera idea de la configuración espacial de los módulos en el lugar y la tecnología que se pretende usar. La herramienta en línea PVGIS tiene en cuenta estas características y arroja un informe preliminar sobre el área de implantación.

PVGIS utiliza datos de radiación solar de alta calidad obtenidos de imágenes satelitales, así como la temperatura ambiente y la velocidad del viento de modelos de reanálisis climático. El modelo de rendimiento energético se valida a partir de mediciones realizadas en módulos comerciales en la Instalación de prueba solar europea (ESTI) del JRC. ESTI es un laboratorio de calibración fotovoltaica acreditado ISO 17025 para todos los materiales fotovoltaicos.

A continuación, se adjunta el informe arrojado por PVGIS

Performance of tracking PV

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation

Provided inputs:

Latitude/Longitude: 39.424,-4.238

Horizon: Calculated

Database used: PVGIS-SARAH2

PV technology: Crystalline silicon

PV installed: 1 kWp

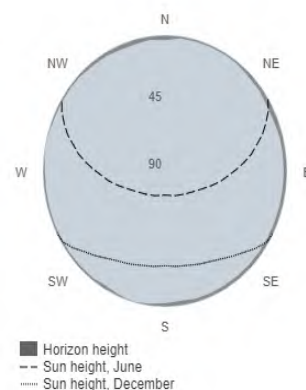
System loss: 10 %

Simulation outputs

IA*
Slope angle [°]: 37 (opt)
Yearly PV energy production [kWh]: 2235.29
Yearly in-plane irradiation [kWh/m²]: 2740.39
Year-to-year variability [kWh]: 94.1
Changes in output due to:
Angle of incidence [%]: -1.36
Spectral effects [%]: 0.49
Temp. and low irradiance [%]: -8.57
Total loss [%]: -18.43

* IA: Inclined axis

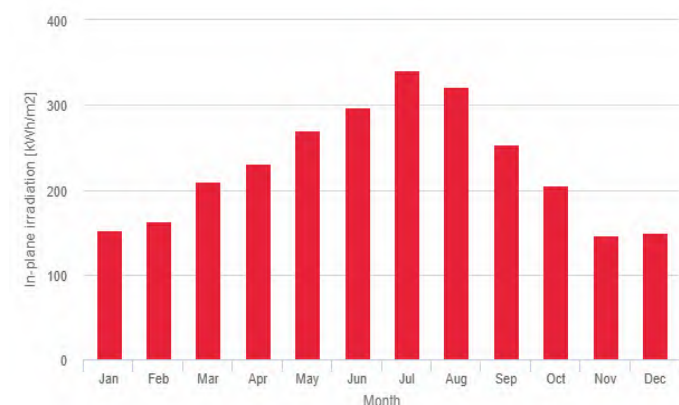
Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from tracking PV system:



Monthly in-plane irradiation for tracking PV system:



Inclined axis

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	133.1	151.9	30.6
February	140.6	163.0	31.3
March	178.3	209.5	31.4
April	190.8	230.3	20.4
May	218.3	269.9	27.3
June	234.8	297.7	15.5
July	263.5	341.3	9.1
August	248.5	321.6	8.9
September	201.2	253.7	16.2
October	168.7	204.9	20.4
November	126.5	147.1	25.4
December	130.9	149.4	19.0

E_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].

H_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].

SD_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

3.2. ESTUDIO DE PRODUCCIÓN

Se describen a continuación las consideraciones adoptadas en el procedimiento de cálculo de generación y los resultados obtenidos.

3.2.1. Software utilizado

El software y procedimiento utilizado para el análisis es el PVSyst versión 7.3.

3.2.2. Datos radiación

Los datos de radiación utilizados han sido obtenidos de la base de datos PVGIS.

Tipo de datos: TMY horarios.

3.2.3. Sombreado cercano

Se ha construido un modelo de seguidor a un eje con el fin de simular el efecto producido durante la operación. Las características del modelo son las siguientes:

Configuración mesas: 2 vertical.

Paso E-O: 5 metros.

Número de módulos por seguidor: 78.

En la simulación de la operación de la planta se ha considerado la utilización del sistema Backtracking.

3.2.4. Pérdidas térmicas

El factor de pérdidas térmico definido por la siguiente expresión:

$$U = U_c + U_c \cdot V_v$$

Dónde:

U: Factor de pérdidas térmicas.

Factor de pérdidas constante $U_c = 29,0 \text{ W}/(\text{m}^2 \text{ K})$

Factor de pérdidas por viento $U_c = 0,0 \text{ W}/(\text{m}^2 \text{ K})$

V_v : velocidad del viento.

3.2.5. Pérdidas cableado CC y CA BT

Se han definido pérdidas del 1,5% tanto para el cableado en continua como para el de alterna en baja tensión, valores por encima de los resultados obtenidos en el dimensionado del cableado. En fases posteriores del proyecto se calcularán las pérdidas por cableado de forma más precisa, tomando en consideración el factor de carga de la planta en periodos de una hora.

3.2.6. Pérdidas transformador

Se han considerado las pérdidas publicadas por el fabricante de los transformadores para cargas del 75 y 100%.

3.2.7. Pérdidas calidad del módulo

El módulo elegido para el estudio está reconocido en la lista TIER 1, por ello se han especificado unas pérdidas de 0% con respecto a la potencia de la hoja de especificaciones para todas las configuraciones.

3.2.8. Degradación inducida

La degradación inducida, apreciable durante las primeras horas de funcionamiento, se ha considerado del 1%.

3.2.9. Mismatch módulos

La pérdida de potencia por desajustes, o mismatch, se ha estimado en el 0,6% durante el funcionamiento en MPP, y del 2,5% fuera de MPP.

3.2.10. Mismatch por tensión

Son las pérdidas derivadas del desplazamiento de las curvas I/V de cada conjunto de strings, debido principalmente a la diferente longitud de cadenas y temperatura en diferentes puntos de la planta.

Las diferencias en orientaciones, aunque derivan en diferentes corrientes en cada string, no suponen un desfase en la tensión, por lo que son insignificantes.

3.2.11. Suciedad

En la tabla siguiente se muestran los valores considerados en el cálculo de pérdidas por suciedad. Tal y como se ha explicado en apartados anteriores, se ha estimado realizar una limpieza de planta anual, concretamente en el mes de junio.

Mes	Pérdidas	Limpieza programada
Enero	2,00%	No
Febrero	2,00%	No
Marzo	2,00%	No
Abril	2,00%	No
Mayo	2,50%	No
Junio	3,00%	Sí
Julio	0,50%	No
Agosto	1,00%	No
Septiembre	1,50%	No
Octubre	2,00%	No
Noviembre	2,00%	No
Diciembre	2,00%	No

La programación de limpiezas debe ser analizada con detalle una vez la planta entre en operación, momento en el que los datos reales de producción podrán ser analizados con el fin definir las intervenciones y los periodos de limpieza óptimos.

3.2.12. Ángulo de incidencia

Las pérdidas por ángulo de incidencia, o desviación con respecto a la normal, se muestra en la tabla a continuación.

Angle	IAM
0 °	1
25 °	1
45 °	0,995
60 °	0,962
65 °	0,936
70 °	0,903
75 °	0,851
80 °	0,754
90 °	0

3.2.13. Consumo auxiliares internos PSFV

El consumo de auxiliares se ha estimado en 5 W/kW de potencia de inversores, con un consumo nocturno en la planta de 0,2 kW.

De forma independiente se ha considerado el consumo de auxiliares relativo a la operación del conjunto, es decir, la Planta Solar-H2. La valoración de estos últimos consumos ha sido considerada en el apartado relativo al balance de energía.

3.2.14. Disponibilidad

Para el cálculo de las pérdidas por disponibilidad, y debido a que los datos de fallo reales a largo plazo no son publicados por los fabricantes, se han considerado 2 eventos anuales en los que se produce una parada de planta.

Disponibilidad del sistema	
Variable	Inversores o sistemas generales
Tiempo disponibilidad	0,10%
Duración disponibilidad	1 días/año
Periodos disponibilidad	2,00
Duración de cada periodo	6 h

3.2.15. Otras consideraciones

Se han considerado las pérdidas relativas a:

- Clipping del inversor: debido a que, en periodos de alta radiación, el exceso de potencia en continua puede provocar la saturación del inversor, por lo que no podría ser aprovechada para la generación de energía.

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: PSFV_TFM_v230304

Variant: PSFV_TFM_v230304

Tracking system

System power: 6318 kWp

Retuerta de Bullaque - Spain

**PVsyst V7.3.1**

VC0, Simulation date:
04/03/23 17:52
with v7.3.1

Project summary**Geographical Site****Retuerta de Bullaque**

Spain

Situation

Latitude 39.42 °N

Longitude -4.24 °W

Altitude 681 m

Time zone UTC+1

Project settings

Albedo 0.20

Meteo data

Retuerta de Bullaque

PVGIS api TMY

System summary**Grid-Connected System****PV Field Orientation****Orientation**

Tracking plane, horizontal N-S axis

Axis azimuth 0 °

Tracking system**Tracking algorithm**

Astronomic calculation

Near Shadings

Linear shadings

System information**PV Array**

Nb. of modules

11700 units

Pnom total

6318 kWp

Inverters

Nb. of units

15 units

Pnom total

4800 kWac

Pnom ratio

1.316

User's needs

Unlimited load (grid)

Results summary

Produced Energy	12136936 kWh/year	Specific production	1921 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	79.19 %
-----------------	-------------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	4
Main results	5
Loss diagram	6
Predef. graphs	7
Single-line diagram	8

**PVsyst V7.3.1**

VC0, Simulation date:
04/03/23 17:52
with v7.3.1

General parameters**Grid-Connected System****PV Field Orientation****Orientation**

Tracking plane, horizontal N-S axis

Axis azimuth 0 °

Models used

Transposition Perez

Diffuse Imported

Circumsolar separate

Horizon

Free Horizon

Tracking system**Tracking algorithm**

Astronomic calculation

Near Shadings

Linear shadings

Trackers configuration

Nb. of trackers 150 units

Sizes

Tracker Spacing 10.0 m

Collector width 4.52 m

Ground Cov. Ratio (GCR) 45.2 %

Phi min / max. -/+ 90.0 °

Shading limit angles

Phi limits for BT -/+ 63.0 °

User's needs

Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics**PV module**

Manufacturer Longi Solar

Model LR5-72HBD-540M G2 Bifacial

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 540 Wp

Number of PV modules 11700 units

Nominal (STC) 6318 kWp

Modules 450 Strings x 26 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 5786 kWp

U mpp 975 V

I mpp 5934 A

Total PV power

Nominal (STC) 6318 kWp

Total 11700 modules

Module area 30224 m²

Cell area 28057 m²

Inverter

Manufacturer Sungrow

Model SG350HX-15A-Preliminary

(Custom parameters definition)

Unit Nom. Power 320 kWac

Number of inverters 15 units

Total power 4800 kWac

Operating voltage 500-1500 V

Max. power (=>30°C) 352 kWac

Pnom ratio (DC:AC) 1.32

Power sharing within this inverter

Total inverter power

Total power 4800 kWac

Number of inverters 15 units

Pnom ratio 1.32

Array losses**Thermal Loss factor**

Module temperature according to irradiance

Uc (const) 20.0 W/m²K

Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res. 2.7 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.8 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.1 %

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): User defined profile

0°	25°	45°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
1.000	1.000	0.995	0.962	0.936	0.903	0.851	0.754	0.000

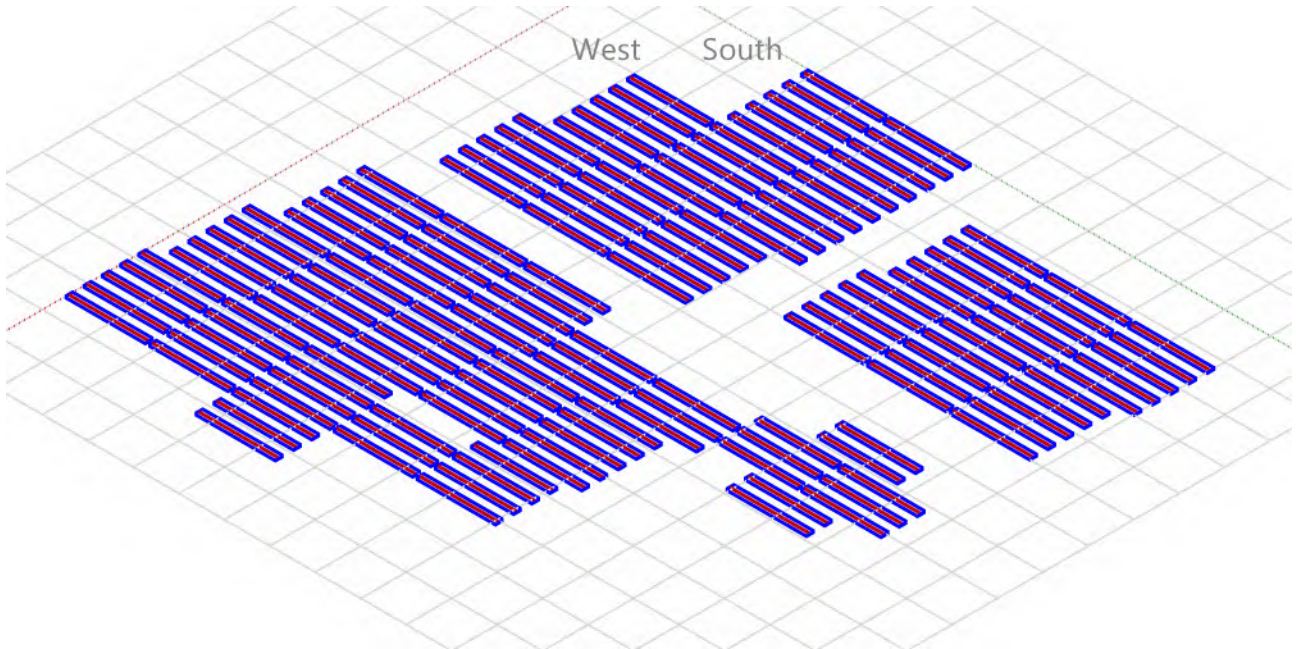


PVsyst V7.3.1

VC0, Simulation date:
04/03/23 17:52
with v7.3.1

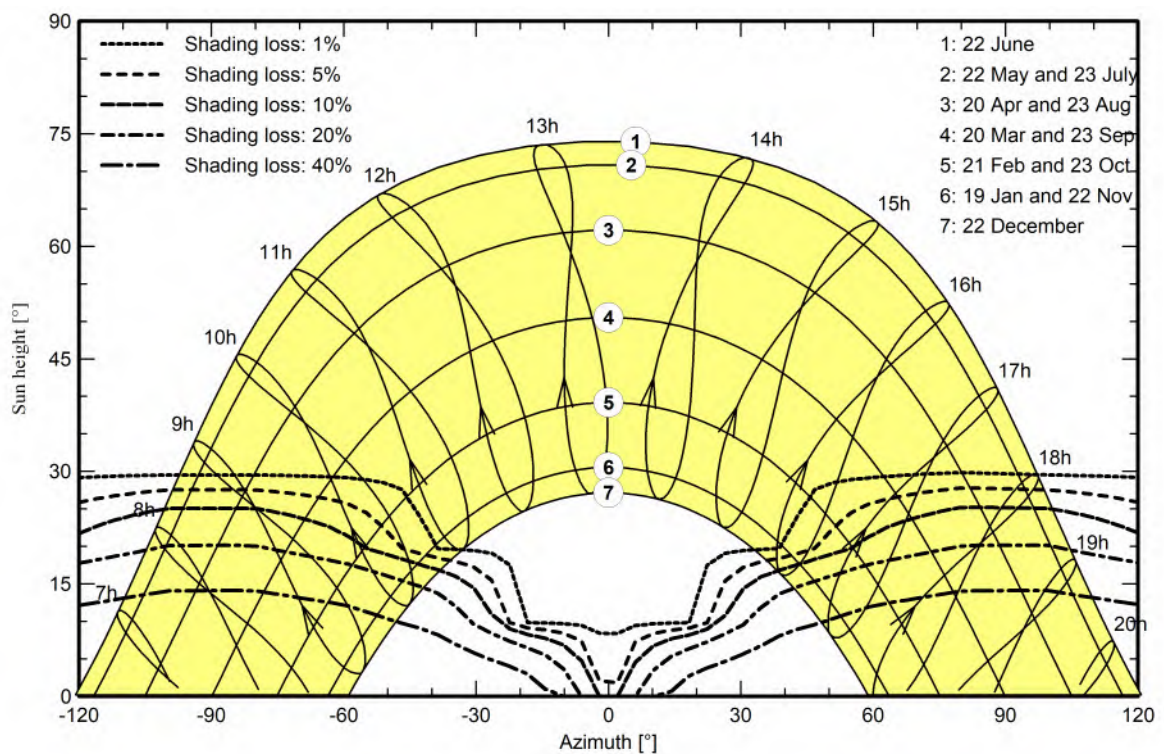
Near shadings parameter

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1





PVsyst V7.3.1

VC0, Simulation date:
04/03/23 17:52
with v7.3.1

Main results

System Production

Produced Energy 12136936 kWh/year

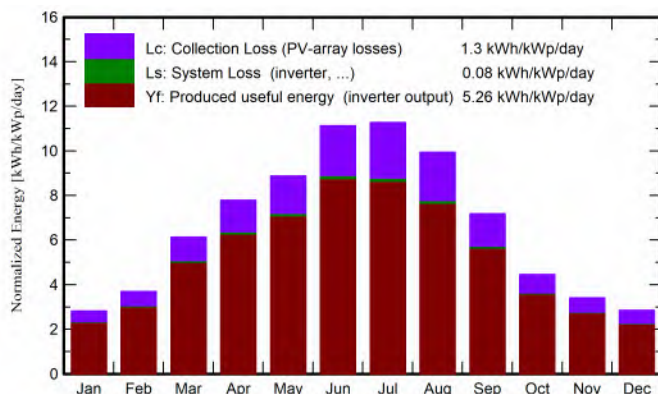
Specific production

1921 kWh/kWp/year

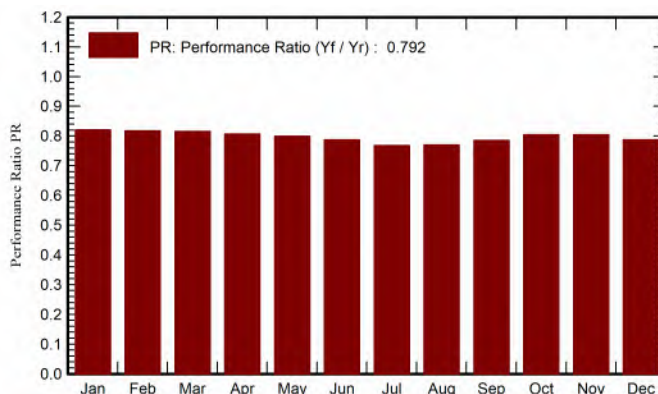
Performance Ratio PR

79.19 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	ratio
January	61.9	30.25	6.38	87.5	75.4	460328	453743	0.820
February	73.9	37.23	7.65	103.4	89.9	541564	533903	0.817
March	131.5	50.71	9.55	190.4	169.4	995763	981479	0.816
April	169.2	65.84	13.55	233.5	211.9	1209160	1190994	0.807
May	204.4	69.87	18.52	275.3	255.4	1412455	1390365	0.799
June	241.7	65.69	21.71	333.8	310.2	1687616	1660458	0.787
July	248.4	57.21	26.90	349.4	323.4	1723274	1694681	0.768
August	215.3	55.89	25.47	308.2	281.7	1524484	1499674	0.770
September	150.2	59.87	20.61	215.4	193.4	1085857	1069283	0.786
October	100.7	50.29	15.36	138.4	121.9	713526	703039	0.804
November	69.6	29.18	11.53	102.2	88.5	527429	519858	0.805
December	56.7	25.68	5.91	88.4	72.4	445684	439458	0.787
Year	1723.4	597.73	15.31	2425.7	2193.4	12327140	12136936	0.792

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

DiffHor Horizontal diffuse irradiation

T_Amb Ambient Temperature

GlobInc Global incident in coll. plane

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

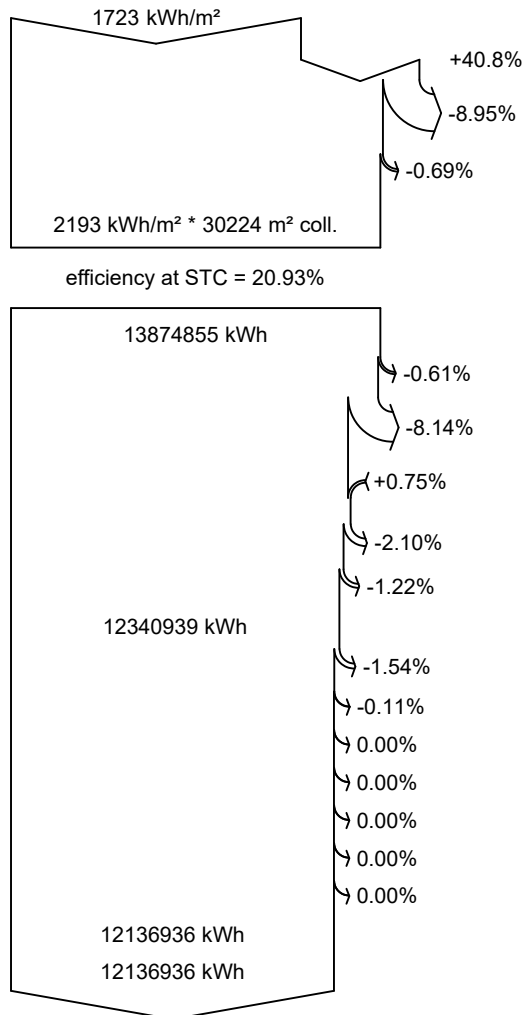
EArray Effective energy at the output of the array

E_Grid Energy injected into grid

PR Performance Ratio

**PVsyst V7.3.1**

VC0, Simulation date:
04/03/23 17:52
with v7.3.1

Loss diagram**Global horizontal irradiation****Global incident in coll. plane**

Near Shadings: irradiance loss

IAM factor on global

Effective irradiation on collectors

PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Module quality loss

Mismatch loss, modules and strings

Ohmic wiring loss

Array virtual energy at MPP

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

Night consumption

Available Energy at Inverter Output**Energy injected into grid**



PVsyst V7.3.1

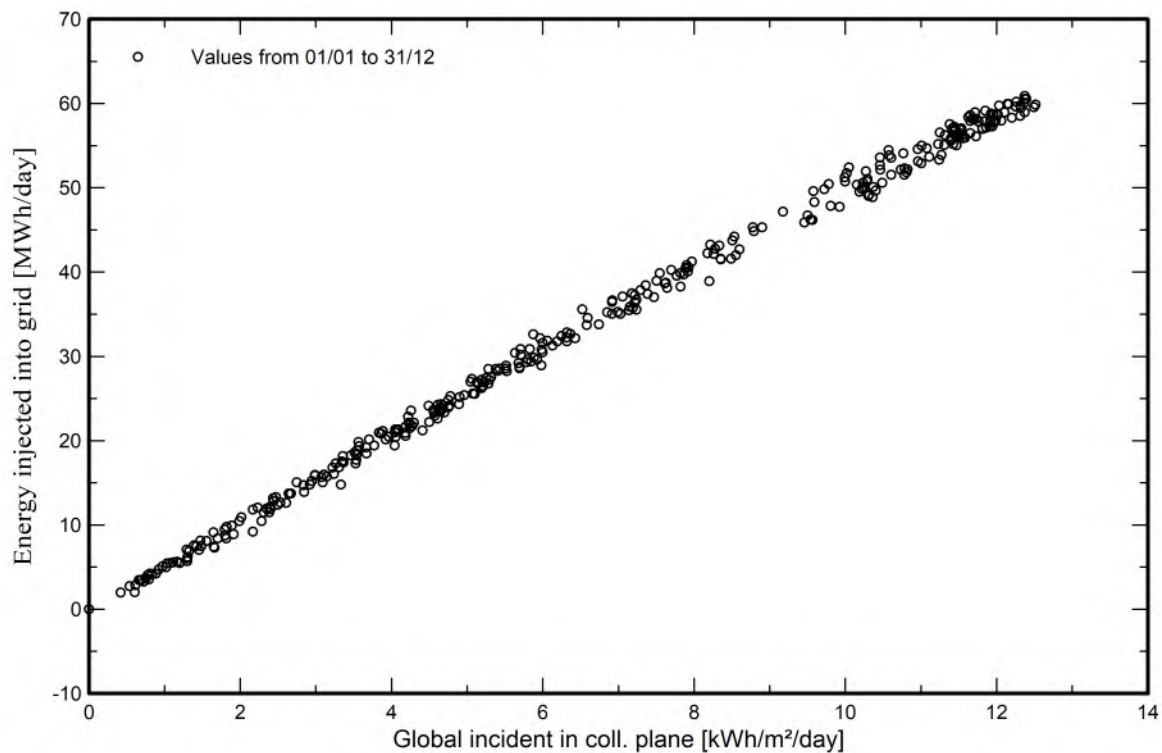
VC0, Simulation date:

04/03/23 17:52

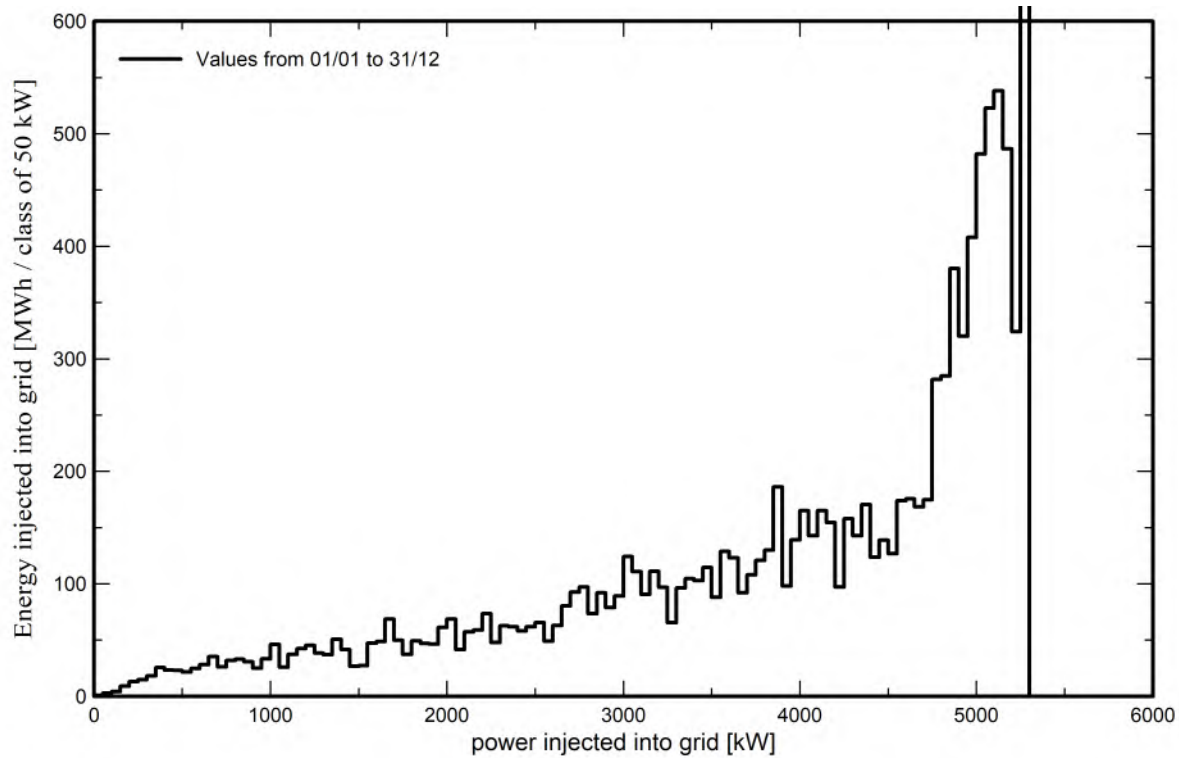
with v7.3.1

Predef. graphs

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema



3.2.16. COMPENSACIÓN H2

El cálculo referido a la distribución de energía en la Planta de H2 se trata de una simulación hora a hora durante todo el año del flujo de energía entre el generador energético Planta FV, el consumo de la Planta H2 tanto del electrolizador como de los equipos auxiliares y la energía excedente de este proceso que se vierte a la Red en la SET Retuerta del Bullaque 45kV.

El cálculo toma como referencia los datos de radiación TYR horarios de esa zona geográfica y los datos de producción de la Planta FV generados en la simulación de PVSyst.

A continuación, se describe el cálculo que hay detrás de cada una de las columnas y cómo se relacionan entre ellas.

- Mes/Día/Hora. Identificador hora a hora de los datos utilizados en la simulación. En total habrá 8760 filas de datos que se corresponde con las 8760 horas que tiene un año habitual de 365 días.
- FV (módulos). En esta columna se recogen los datos de producción en MWp de los módulos fotovoltaicos. Es la energía de la que se dispone en un principio. Se puede ver, que en las horas nocturnas la producción es nula y tiene su máximo de producción en las horas centrales del día.
- FV (inversores). En esta columna se recogen los datos de producción que los inversores son capaces de transformar en corriente alterna. La planta FV está limitada a 4,80 MW debido al clipping de los inversores (efecto que ocurre cuando los paneles solares entregan un pico de potencia que el inversor fotovoltaico no es capaz de transformar en corriente alterna). La energía anual que no se puede aprovechar debido a este efecto supone el 2,1% de la producción anual.
- Nivel Batería BT1. En esta columna se ve la evolución de la carga de las baterías durante todo el año. Se priorizará que la batería esté completamente cargada, puesto que es la que da alimentación a los servicios auxiliares de emergencia en caso de parada de la planta FV. El dimensionado se ha calculado imponiendo la condición de que el nivel de carga nunca sea inferior a 1 053 kWh.
- Energía inyectada a la Batería BT1. En esta columna se ve la evolución de la inyección de energía. El inversor de almacenamiento de energía se dimensionará a partir de este dato para que pueda satisfacer la demanda.

- FV2 (disponible para electrolisis). En esta columna se muestra la energía disponible para el proceso electrolisis después de haber asegurada el nivel de carga de las baterías.
- Energía electrolisis total. En esta columna se muestra la demanda de energía que demanda el electrolizador. Este se pondrá en operación cuando la energía FV2 (disponible para Electrolisis) sea mayor de 0,25 MW. La máxima energía que demandará será de 1,70 MWh.
- FV4 (Excedente a Red). En esta columna se muestra la energía que no se ha utilizado en el proceso de electrolisis respecto de la disponible. La máxima potencia que se vierte a la Red cuando la planta de H2 está en operación es de 3,00 MW. Si la Planta de H2 dejase de operar, la máxima potencia que se vierte será de 4,80 MW.
- DA-Auxiliares no emergencia. En esta columna se contabiliza la Potencia y energía necesaria para abastecer a los equipos auxiliares.

A continuación, se muestran los datos horarios de dos del año. El 23 de mayo es elegido por ser un día con gran producción solar. El 28 de diciembre es elegido por ser un día con baja producción solar.

Mes	Día	Hora	FV (modulos) (MWp)	FV (inversores) (MW)	Nivel Batería BT1 (MWh)	Energía inyectada a la batería BT1 (MWh)	FV2 (disponible para Electrolisis) (MW)	Energía electrolisis total (MW)	FV4 (Excedente a Red)	DA-Auxiliares no emergencia (MW)
05	22	20	0,00	0,00	2,62	0,000	0,00	0,00	0,15	0,0383
05	22	21	0,00	0,00	2,58	0,000	0,00	0,00	0,00	0,0383
05	22	22	0,00	0,00	2,54	0,000	0,00	0,00	0,00	0,0383
05	23	00	0,00	0,00	2,50	0,000	0,00	0,00	0,00	0,0383
05	23	01	0,00	0,00	2,46	0,000	0,00	0,00	0,00	0,0383
05	23	02	0,00	0,00	2,42	0,000	0,00	0,00	0,00	0,0383
05	23	03	0,00	0,00	2,39	0,000	0,00	0,00	0,00	0,0383
05	23	04	0,00	0,00	2,35	0,000	0,00	0,00	0,00	0,0383
05	23	05	0,00	0,00	2,31	0,000	0,00	0,00	0,00	0,0383
05	23	06	0,00	0,00	2,27	0,000	0,00	0,00	0,00	0,0383
05	23	07	0,00	0,00	2,23	0,000	0,00	0,00	0,00	0,0383
05	23	08	1,91	1,91	2,65	0,520	1,39	1,39	0,00	0,0983
05	23	09	4,00	4,00	2,65	0,098	3,90	1,70	0,00	0,0983
05	23	10	5,01	4,80	2,65	0,098	4,70	1,70	2,20	0,0983
05	23	11	5,17	4,80	2,65	0,098	4,70	1,70	3,00	0,0983
05	23	12	5,19	4,80	2,65	0,098	4,70	1,70	3,00	0,0983
05	23	13	5,13	4,80	2,65	0,098	4,70	1,70	3,00	0,0983
05	23	14	5,09	4,80	2,65	0,098	4,70	1,70	3,00	0,0983
05	23	15	5,12	4,80	2,65	0,098	4,70	1,70	3,00	0,0983
05	23	16	5,12	4,80	2,65	0,098	4,70	1,70	3,00	0,0983
05	23	17	4,97	4,80	2,65	0,098	4,70	1,70	3,00	0,0983
05	23	18	4,74	4,74	2,65	0,098	4,64	1,70	3,00	0,0983
05	23	19	3,59	3,59	2,65	0,098	3,49	1,70	2,94	0,0983
05	23	20	1,68	1,68	2,65	0,098	1,58	1,58	1,79	0,0983
05	23	21	0,00	0,00	2,62	0,000	0,00	0,00	0,00	0,0383
05	23	22	0,00	0,00	2,58	0,000	0,00	0,00	0,00	0,0383
05	23	23	0,00	0,00	2,54	0,000	0,00	0,00	0,00	0,0383
05	23	24	0,00	0,00	2,50	0,000	0,00	0,00	0,00	0,0383

Simulación hora a hora del 23 de mayo

Mes	Día	Hora	FV (modulos) (MWp)	FV (inversores) (MW)	Nivel Batería BT1 (MWh)	Energía inyectada a la batería BT1 (MWh)	FV2 (disponible para Electrolisis) (MW)	Energía electrolisis total (MW)	FV4 (Excedente a Red)	DA-Auxiliares no emergencia (MW)
12	27	20	0,00	0,00	2,54	0,000	0,00	0,00	0,00	0,0383
12	27	21	0,00	0,00	2,50	0,000	0,00	0,00	0,00	0,0383
12	27	22	0,00	0,00	2,46	0,000	0,00	0,00	0,00	0,0383
12	27	23	0,00	0,00	2,42	0,000	0,00	0,00	0,00	0,0383
12	28	00	0,00	0,00	2,39	0,000	0,00	0,00	0,00	0,0383
12	28	01	0,00	0,00	2,35	0,000	0,00	0,00	0,00	0,0383
12	28	02	0,00	0,00	2,31	0,000	0,00	0,00	0,00	0,0383
12	28	03	0,00	0,00	2,27	0,000	0,00	0,00	0,00	0,0383
12	28	04	0,00	0,00	2,23	0,000	0,00	0,00	0,00	0,0383
12	28	05	0,00	0,00	2,19	0,000	0,00	0,00	0,00	0,0383
12	28	06	0,00	0,00	2,16	0,000	0,00	0,00	0,00	0,0383
12	28	07	0,00	0,00	2,12	0,000	0,00	0,00	0,00	0,0383
12	28	08	0,00	0,00	2,08	0,000	0,00	0,00	0,00	0,0383
12	28	09	0,87	0,87	2,65	0,673	0,20	0,00	0,00	0,0983
12	28	10	1,23	1,23	2,65	0,098	1,13	1,13	0,20	0,0983
12	28	11	2,20	2,20	2,65	0,098	2,10	1,70	0,00	0,0983
12	28	12	2,20	2,20	2,65	0,098	2,11	1,70	0,40	0,0983
12	28	13	2,21	2,21	2,65	0,098	2,11	1,70	0,41	0,0983
12	28	14	2,39	2,39	2,65	0,098	2,29	1,70	0,41	0,0983
12	28	15	2,73	2,73	2,65	0,098	2,63	1,70	0,59	0,0983
12	28	16	1,15	1,15	2,65	0,098	1,05	1,05	0,93	0,0983
12	28	17	0,67	0,67	2,65	0,098	0,57	0,57	0,00	0,0983
12	28	18	0,00	0,00	2,62	0,000	0,00	0,00	0,00	0,0383
12	28	19	0,00	0,00	2,58	0,000	0,00	0,00	0,00	0,0383
12	28	20	0,00	0,00	2,54	0,000	0,00	0,00	0,00	0,0383
12	28	21	0,00	0,00	2,50	0,000	0,00	0,00	0,00	0,0383
12	28	22	0,00	0,00	2,46	0,000	0,00	0,00	0,00	0,0383
12	28	23	0,00	0,00	2,42	0,000	0,00	0,00	0,00	0,0383

Simulación hora a hora del 28 de diciembre

3.3. CÁLCULOS ELÉCTRICOS

3.3.1. Instalación BT-CC

En el diseño del cableado de la instalación se han tenido en cuenta el tipo de instalación a llevar a cabo dependiendo de la zona dentro de la planta fotovoltaica. El conductor elegido está especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas (grandes plantas, edificios, industrias, naves agrícolas, para uso fijo o móvil con seguidores...). Los conductores que se utilizan en la instalación de corriente continua son del tipo 1.5 kV DC.

Las características de los conductores a instalar se justificarán mediante los siguientes métodos de cálculo:

- Cálculo de intensidad

Para el cálculo de corrientes máximas admisibles de conductores, la ITC-BT-19 “Instalaciones interiores o receptoras” del Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión, en su guía técnica de aplicación, se establece el uso de la norma UNE 20460-5-523, edición 2004.

El esquema seleccionado para la interconexión de las placas será de 26 módulos de 540 Wp cada uno por string o cadena de paneles fotovoltaicos, centralizadas en diferentes cuadros de agrupación.

Según el fabricante del conductor utilizado, la corriente máxima admisible en cable al aire de 4mm² (sección mínima a utilizar) es de 34 A. La corriente de cálculo es 14,20 A por lo cual se deduce que cumplen con el requerimiento siendo inferior a 34 A.

$$I = \frac{P}{U \times \cos \varphi}$$

Donde:

- I = Intensidad (A)
- P = Potencia (W)
- U = Tensión (V)
- Cos φ = Factor de potencia

- Cálculo de pérdidas de potencia:

Para el cálculo de las pérdidas de potencia se usarán las siguientes expresiones:

$$P = R \cdot I^2$$

Donde:

- R = Resistencia en las condiciones de trabajo del conductor (Ohmios)
- I = Intensidad (A)

Cálculo de la resistencia en las condiciones de trabajo del conductor:

$$R = \frac{L}{\gamma \cdot S}$$

Donde:

- R = Resistencia en las condiciones de trabajo del conductor (Ohmios)
- L = Longitud del tramo de conductor (m)
- γ = Conductividad del material (m/ Ω mm²)
- S = Sección del conductor (mm²)

Cálculo de la resistividad:

$$\rho_0 = \rho_{20}[1 + \alpha (T - 20)]$$

- ρ_0 = Resistividad del conductor a la temperatura T
- ρ_{20} = Resistividad del conductor a 20°C
- α = Coeficiente de variación de resistividad específica por temperatura del conductor
- T = Temperatura real estimada en el conductor según su tipo de aislamiento (°C)

Cálculo de la temperatura real:

$$T = T_0 + (T_{max} - T_0) \left(\frac{I}{I_{max}} \right)^2$$

- T_0 = Temperatura ambiente del conductor (°C)
- T_{max} = Temperatura máxima que puede soportar el conductor (°C)
- I = Intensidad (A)

- I_{max} = Intensidad máxima que el conductor puede tener en las condiciones de la instalación. Este es el valor actual máximo que podría circular por el conductor en las condiciones de instalación en que se encuentra (A).

- Cálculo de la caída de tensión

Es necesario conocer el punto de máxima caída de tensión del conductor. Este se dará en el punto más alejado de la zona generadora (los módulos), es decir, este se dará a la entrada de los inversores.

Se realiza con la siguiente expresión:

$$\Delta V = \frac{P \cdot L}{V \cdot \gamma \cdot S}$$

Donde:

- ΔV = Caída de tensión (V)
- P = Potencia (W)
- L = Longitud del conductor (m)
- V = Tensión (V)
- S = Sección (mm²)
- γ = Conductividad del material (m/Ωmm²)

La caída de tensión máxima admisible de este conductor es del 1,5%. En este caso, la caída de tensión máxima que se da es de 0,84%. Por lo que podemos confirmar que se cumplen los requisitos.

3.3.2. Instalación BT-AC

En este apartado se justificará la elección del cable de BT siguiendo los criterios de diseño para el dimensionamiento de los conductores que interconectan los inversores con los centros de transformación. En la Planta FV los conductores irán soterrados en zanja a 1m de profundidad.

Los criterios de diseño están especificados por la normativa UNE-HD 60364-5-52: Instalaciones eléctricas de Baja Tensión y el Reglamento electrotécnico para baja tensión (REBT).

Las diferentes secciones de estos conductores vienen reflejadas en la tabla de cálculo adjunta. Serán de tipo AL VOLTALENE FLAMEX CPRO (S). Las secciones se calcularán siguiendo la siguiente metodología:

- Cálculo de intensidad

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\varphi}$$

Donde:

- I = Intensidad (A)
- P = Potencia (W)
- U = Tensión (V)
- $\cos\varphi$ = Factor de potencia

- Cálculo de pérdidas de potencia:

Para el cálculo de las pérdidas de potencia se usarán las siguientes expresiones:

$$P = 3 \cdot R \cdot I^2$$

Donde:

- R = Resistencia en las condiciones de trabajo del conductor (Ohmios)
- I = Intensidad que recorre el conductor (A)

Cálculo de la resistencia en las condiciones de trabajo del conductor:

$$R = \frac{L}{\gamma \cdot S}$$

Donde:

- R = Resistencia en las condiciones de trabajo del conductor (Ohmios)

- L = Longitud del tramo de conductor (m)
- γ = Conductividad del material (m/ Ω mm²)
- S = Sección del conductor (mm²)

Cálculo de la resistividad:

$$\rho_0 = \rho_{20}[1 + \alpha (T - 20)]$$

- ρ_0 = Resistividad del conductor a la temperatura T
- ρ_{20} = Resistividad del conductor a 20°C
- α = Coeficiente de variación de resistividad específica por temperatura del conductor
- T = Temperatura real estimada en el conductor según su tipo de aislamiento (°C)

Cálculo de la temperatura real:

$$T = T_0 + (T_{max} - T_0) \left(\frac{I}{I_{max}} \right)^2$$

- T_0 = Temperatura ambiente del conductor (°C)
- T_{max} = Temperatura máxima que puede soportar el conductor (°C)
- I = Intensidad (A)
- I_{max} = Intensidad máxima que el conductor puede tener en las condiciones de la instalación. Este es el valor actual máximo que podría circular por el conductor en las condiciones de instalación en que se encuentra (A).

- Cálculo de la caída de tensión

Es necesario conocer el punto de máxima caída de tensión del conductor. Este se dará en el punto más alejado de la zona generadora (a la entrada de los inversores)

Se realiza con la siguiente expresión:

$$\Delta V = \frac{P \cdot L}{V \cdot \gamma \cdot S}$$

Donde:

- ΔV = Caída de tensión (V)
- P = Potencia (W)
- L = Longitud del conductor (m)
- V = Tensión (V)
- S = Sección (mm²)
- γ = Conductividad del material (m/ Ω mm²)

Tramo		Ejecución baja tensión																													
De	A	Tipo Inversor	Cable baja tensión	Tipo de tramo	Potencia tramo (kW)	Sección (mm²)	Nº Cables	Coef. est. cables	Longitud tramo (m)	Resistencia a 23°C (ohm/km) (T=tramo)	Alumbramiento	Profundidad cable	FC	Profundidad enterrado	FC T1	FC rest	Nº cables agrupados	FC agrupamiento	I adm. corregida (A)	I (A)	Cable (V)	Cable (V)	Σ cdt (V)	Tensión (V)	Pérdida (W)	Pérdida (%)	27 periodo (h)	Criterio estado tramo	Criterio intensidad		
INV-1	CT1	A1320 (VA)	AL VOLTALENE FLAMEX CPRO (S)	Sostrado	325 kW	240	2	0,9	80 m	0,069	XJPE	1	1	0,92	1	0,92	1	2	0,85	469,8	367,836	261 A	251	0,31%	0,333%	797,49	393,59	0,10%	0,1040%	VERDADERO	VERDADERO
INV-2	CT1	A1320 (VA)	AL VOLTALENE FLAMEX CPRO (S)	Sostrado	325 kW	240	2	0,9	72 m	0,069	XJPE	1	1	0,92	1	0,92	1	2	0,85	469,8	367,836	261 A	226	0,28%	0,9596%	797,74	305,65	0,99%	0,1985%	VERDADERO	VERDADERO
INV-3	CT1	A1320 (VA)	AL VOLTALENE FLAMEX CPRO (S)	Sostrado	325 kW	240	2	0,9	61 m	0,069	XJPE	1	1	0,92	1	0,92	1	2	0,85	469,8	367,836	261 A	191	0,24%	0,8446%	798,09	268,93	0,98%	0,2782%	VERDADERO	VERDADERO
INV-4	CT1	A1320 (VA)	AL VOLTALENE FLAMEX CPRO (S)	Sostrado	325 kW	240	2	0,9	24 m	0,069	XJPE	1	1	0,92	1	0,92	1	2	0,85	469,8	367,836	261 A	076	0,09%	0,9290%	798,24	102,30	0,93%	0,3697%	VERDADERO	VERDADERO
INV-5	CT1	A1320 (VA)	AL VOLTALENE FLAMEX CPRO (S)	Sostrado	325 kW	240	2	0,9	67 m	0,069	XJPE	1	1	0,92	1	0,92	1	2	0,85	469,8	367,836	261 A	210	0,26%	0,3252%	797,90	284,40	0,99%	0,3972%	VERDADERO	VERDADERO
INV-6	CT2	A1320 (VA)	AL VOLTALENE FLAMEX CPRO (S)	Sostrado	325 kW	240	2	0,9	130 m	0,069	XJPE	1	1	0,92	1	0,92	1	2	0,85	469,8	367,836	261 A	408	0,51%	0,7719%	795,92	551,83	0,17%	0,5670%	VERDADERO	VERDADERO
INV-7	CT2	A1320 (VA)	AL VOLTALENE FLAMEX CPRO (S)	Sostrado	325 kW	240	2	0,9	65 m	0,069	XJPE	1	1	0,92	1	0,92	1	2	0,85	469,8	367,836	261 A	204	0,25%	1,0366%	797,96	275,91	0,98%	0,5474%	VERDADERO	VERDADERO
INV-8	CT2	A1320 (VA)	AL VOLTALENE FLAMEX CPRO (S)	Sostrado	325 kW	240	2	0,9	84 m	0,069	XJPE	1	1	0,92	1	0,92	1	2	0,85	469,8	367,836	261 A	233	0,33%	1,3537%	797,37	366,57	0,11%	0,5631%	VERDADERO	VERDADERO
INV-9	CT2	A1320 (VA)	AL VOLTALENE FLAMEX CPRO (S)	Sostrado	325 kW	240	2	0,9	140 m	0,069	XJPE	1	1	0,92	1	0,92	1	2	0,85	469,8	367,836	261 A	439	0,55%	1,9043%	795,61	594,28	0,18%	0,6662%	VERDADERO	VERDADERO
INV-10	CT2	A1320 (VA)	AL VOLTALENE FLAMEX CPRO (S)	Sostrado	325 kW	240	2	0,9	147 m	0,069	XJPE	1	1	0,92	1	0,92	1	2	0,85	469,8	367,836	261 A	461	0,58%	2,4803%	795,39	623,99	0,19%	0,8248%	VERDADERO	VERDADERO
INV-11	CT3	A1320 (VA)	AL VOLTALENE FLAMEX CPRO (S)	Sostrado	325 kW	240	2	0,9	58 m	0,069	XJPE	1	1	0,92	1	0,92	1	2	0,85	469,8	367,836	261 A	182	0,23%	2,2075%	798,18	246,20	0,98%	0,8150%	VERDADERO	VERDADERO
INV-12	CT3	A1320 (VA)	AL VOLTALENE FLAMEX CPRO (S)	Sostrado	325 kW	240	2	0,9	41 m	0,069	XJPE	1	1	0,92	1	0,92	1	2	0,85	469,8	367,836	261 A	127	0,16%	2,8662%	798,73	171,92	0,95%	0,6981%	VERDADERO	VERDADERO
INV-13	CT3	A1320 (VA)	AL VOLTALENE FLAMEX CPRO (S)	Sostrado	325 kW	240	2	0,9	102 m	0,069	XJPE	1	1	0,92	1	0,92	1	2	0,85	469,8	367,836	261 A	320	0,40%	3,3659%	796,80	423,97	0,13%	0,7466%	VERDADERO	VERDADERO
INV-14	CT3	A1320 (VA)	AL VOLTALENE FLAMEX CPRO (S)	Sostrado	325 kW	240	2	0,9	128 m	0,069	XJPE	1	1	0,92	1	0,92	1	2	0,85	469,8	367,836	261 A	401	0,50%	3,7675%	795,99	543,34	0,17%	0,8039%	VERDADERO	VERDADERO
INV-15	CT3	A1320 (VA)	AL VOLTALENE FLAMEX CPRO (S)	Sostrado	325 kW	240	2	0,9	198 m	0,069	XJPE	1	1	0,92	1	0,92	1	2	0,85	469,8	367,836	261 A	621	0,78%	4,5433%	793,79	840,48	0,26%	0,8797%	VERDADERO	VERDADERO

La caída de tensión máxima admisible de este conductor es del 1,5%. En este caso, la caída de tensión máxima que se da es de 0,78%. Por lo que podemos confirmar que se cumplen los requisitos.

3.3.3. Instalación MT-AC

En este apartado se justificará la elección del cable de MT siguiendo los criterios de diseño para el dimensionamiento de los conductores que interconectan los centros de transformación con el centro de interconexión. En la Planta FV los conductores irán soterrados en zanja a 1m de profundidad.

Los criterios de diseño están especificados por la normativa IEC 60502-2: Cables de energía con aislamiento extruido y sus accesorios para tensiones asignadas de 1 a 30 kV y por el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de media tensión y sus instrucciones técnicas complementarias (RLMT) y (RLAT).

Las diferentes secciones de estos conductores vienen reflejadas en la tabla de cálculo adjunta. Serán de tipo AL VOLTALENE RHZ1. Las secciones se calcularán siguiendo la siguiente metodología:

- Intensidad máxima admisible de los conductores

La capacidad de corriente de los conductores según su sección y método de instalación se muestran en la norma IEC 60502-2.

Tabla B.3 – Intensidad admisible para cables unipolares con aislamiento de XLPE – Tensión asignada de 3,6/6 kV hasta 18/30 kV* – Conductor de aluminio

Sección nominal del conductor	Enterrado directamente en el terreno		En conductos (un cable por conducto)		Al aire		
	Trebol	Espaciado, mismo plano	Conductos en trebol	Conductos en contacto, mismo plano	Trebol	En contacto, mismo plano	Espaciado, mismo plano
mm ²	A	A	A	A	A	A	A
16	84	88	80	81	97	99	116
25	108	112	102	103	127	130	153
35	129	134	122	123	154	157	185
50	152	157	144	146	184	189	222
70	186	192	176	178	230	236	278
95	221	229	210	213	280	287	338
120	252	260	240	242	324	332	391
150	281	288	267	271	368	376	440
185	317	324	303	307	424	432	504
240	367	373	351	356	502	511	593
300	414	419	397	402	577	586	677
400	470	466	451	457	673	676	769
Temperatura máxima del conductor				90 °C			
Temperatura ambiente				30 °C			
Temperatura del terreno				20 °C			
Profundidad de tendido				0,8 m			
Resistividad térmica del terreno				1,5 K m/W			
Resistividad térmica de los conductos cerámicos				1,2 K m/W			
Pantallas a tierra en ambos extremos							
* Intensidad admisible calculada para cables de tensión asignada 6/10 kV.							

Las expresiones a utilizar son las siguientes:

- Cálculo de intensidad

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\varphi}$$

Donde:

- I = Intensidad (A)
- P = Potencia (W)
- U = Tensión (V)
- $\cos\varphi$ = Factor de potencia
- Cálculo de pérdidas de potencia:

Para el cálculo de las pérdidas de potencia se usarán las siguientes expresiones:

$$P = 3 \cdot R \cdot I^2$$

Donde:

- R = Resistencia en las condiciones de trabajo del conductor (Ohmios)
- I = Intensidad que recorre el conductor (A)

Cálculo de la resistencia en las condiciones de trabajo del conductor:

$$R = \frac{L}{\gamma \cdot S}$$

Donde:

- R = Resistencia en las condiciones de trabajo del conductor (Ohmios)
- L = Longitud del tramo de conductor (m)
- γ = Conductividad del material (m/ Ω mm²)
- S = Sección del conductor (mm²)

Cálculo de la resistividad:

$$\rho_0 = \rho_{20}[1 + \alpha(T - 20)]$$

- ρ_0 = Resistividad del conductor a la temperatura T
- ρ_{20} = Resistividad del conductor a 20°C
- α = Coeficiente de variación de resistividad específica por temperatura del conductor

- T = Temperatura real estimada en el conductor según su tipo de aislamiento ($^{\circ}\text{C}$)

Cálculo de la temperatura real:

$$T = T_0 + (T_{max} - T_0) \left(\frac{I}{I_{max}} \right)^2$$

- T_0 = Temperatura ambiente del conductor ($^{\circ}\text{C}$)
- T_{max} = Temperatura máxima que puede soportar el conductor ($^{\circ}\text{C}$)
- I = Intensidad (A)
- I_{max} = Intensidad máxima que el conductor puede tener en las condiciones de la instalación. Este es el valor actual máximo que podría circular por el conductor en las condiciones de instalación en que se encuentra (A).

- Cálculo de la caída de tensión

Es necesario conocer el punto de máxima caída de tensión del conductor. Este se dará en el punto más alejado de la zona generadora (los módulos), es decir, este se dará a la entrada de los inversores.

Se realiza con la siguiente expresión:

$$\Delta V = \sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot [(R_L \cdot \cos\varphi) + (X_L \cdot \sin\varphi)]$$

Donde:

- ΔV = Caída de tensión (V)
- L = Longitud del conductor (m)
- I = Intensidad (V)
- R_L = Resistencia de la línea (Ω/km)
- X_L = Reactancia de la línea (Ω/km)

Tramo	Tramo		Cable	Potencia tramo (kW)	Sección (mm2)	Longitud tramo (m)	Resistencia a 20°C (ohm/km) (1ª trabajo)	Reactancia (Ohm/km)	Aislamiento	Unipolar/ tripolar	Profundidad cable	FC Profundidad enterrado	FC Ta	FC resist	Nº cables agrupados	FC agrupamiento	ladm (A)	ladm corregida (A)	I (A)	Caída (V)	Caída (%)	Tensión (V)	P pérdida (W)	Σ P pérdida (W)	P pérdida (%)	Σ P pérdida (%)	Criterio Intenidad	Criterio caída tensión
	De	A																										
Tramo 1	CT 1	Planta H2	Soterrado	VULPREN AL HEPZ1 18/30 (36) kV	1 600 kW	1x50	100 m	0,8610	0,000	HEPR	Tripolar	1	1	1	1	1	145	145	31A	4,59	0,02%	29995,41	73,47	73,47	0,0046%	0,0046%	VERDADERO	VERDADERO
Tramo 2	CT 1	Planta H2	Soterrado	VULPREN AL HEPZ1 18/30 (36) kV	1 600 kW	1x50	150 m	0,8610	0,000	HEPR	Tripolar	1	1	1	1	1	145	145	31A	6,89	0,02%	29988,52	110,21	183,68	0,0069%	0,0115%	VERDADERO	VERDADERO
Tramo 3	CT 1	Planta H2	Soterrado	VULPREN AL HEPZ1 18/30 (36) kV	1 600 kW	1x50	125 m	0,8610	0,000	HEPR	Tripolar	1	1	1	1	1	145	145	31A	5,74	0,02%	29982,78	91,84	275,52	0,0057%	0,0172%	VERDADERO	VERDADERO

3.3.4. Instalación de puesta a tierra

Para el diseño de la malla se han seguido las indicaciones de la recomendación IEEE Std. 80-2000 “IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding” y la Instrucción Técnica Complementaria ITC-RAT 13 del Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Instalaciones Eléctricas de Alta Tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.

- Intensidad de defecto

La intensidad de defecto a tierra se ha calculado a partir de la Pcc de REE en la SE de Planta. Habiendo sido estimada una falta debido a 3lo, cortocircuito homopolar de 6.50 kA y un tiempo de despeje de la falta de 0,5 s.

$$I_g = 6.500 \text{ A}$$

Dado que se trata de una instalación de más de 100 kV, según el apartado 5, de la RAT – 13, se considera a efectos de tensiones aplicadas de paso y contacto, el 70% de la intensidad de corriente de puesta a tierra.

Debido a la asimetría de la falta a tierra, se incrementará el nivel de falta en un 3%.

$$I_E = 0,7 \times 6,50 \times 1,03 = 5.371 \text{ A}$$

- Puesta a tierra

El cálculo de las tensiones de paso y contacto máximas y máximas aplicables se realiza de acuerdo con la Instrucción Técnica Complementaria ITC-RAT-13 del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Complementarias.

Datos de partida del diseño

- Tensión nominal de la instalación (U_o): 45 kV
- Resistividad media del terreno (ρ): 50 $\Omega \cdot m$
- Resistividad de la grava superficial (ρ_G): 3.000 $\Omega \cdot m$
- Espesor de la grava superficial (h_s): 0,15 m
- Tiempo de duración de la corriente de falta (t): 0,5 s

- Tiempo de duración del defecto para el diseño del conductor (TC): 1 s
- Intensidad de cortocircuito trifásico (I_{cc}): 6,5 kA
- Intensidad de defecto a tierra monofásico (I_F): 5,4 kA
- Profundidad de malla (h): 0.85 m
- Dimensiones del recinto de la subestación: 37,5x21 m
- Temperatura ambiente de diseño (T_a): 40°C

Dimensionamiento del conductor de la malla de tierra

Para el dimensionamiento del conductor empleado en la red de puesta a tierra se tiene en cuenta la intensidad de cortocircuito trifásico en barras de 45 kV y la intensidad de defecto a tierra monofásica de la SET Planta al entrar en servicio en la red.

De acuerdo con el apartado 3.1 de la ITC-RAT 13, la sección de los cables a emplear para la malla de puesta a tierra será tal que la máxima corriente que circule por ellos en caso de defecto o descarga atmosférica no lleve a estos conductores a una temperatura cercana a la de fusión, ni ponga en peligro sus empalmes y conexiones.

A efectos de dimensionado de las secciones, el tiempo mínimo a considerar para la duración del defecto a la frecuencia de la red será de 1 segundo y no podría superarse las siguientes densidades de corriente:

- Cobre: 160 A/mm²
- Aluminio: 100 A/mm²
- Acero: 60 A/mm²

Teniendo en cuenta estas consideraciones:

$$A = \frac{I}{J} = \frac{I}{160} = 40,63 \text{ mm}^2$$

Atendiendo a la norma estándar IEEE Std, 80-2000, "IEEE Guide for Safety and AC Substation Grounding", la sección del conductor a emplear se obtiene a partir de la siguiente ecuación:

$$A = \frac{I \cdot \sqrt{TC \cdot \alpha_r \cdot \rho_r \cdot 10000}}{\sqrt{TCAP \cdot L_n \cdot \frac{K_0 + T_M}{K_0 + T_a}}} = 23,07 \text{ mm}^2$$

Donde considerando los siguientes parámetros de diseño:

- Intensidad máxima hacia la red de tierras en valor eficaz (I_{cc}): 6,5 kA
- Tiempo de duración de la falta (TC): 1 s
- Coeficiente térmico de resistividad a 20°C (α_r): 0,00393 °C⁻¹
- $K_0 = 1/\alpha_r - T_r$ ($T_r = 20^\circ\text{C}$): 234,45
- Resistividad del conductor de tierra a 20°C (ρ_r): 1,72 μΩ.cm
- Factor de capacidad térmica para el Cu (TCAP): 3,42 J/(cm³ · °C)
- Temperatura máxima admisible del conductor (T_M): 1083°C
- Temperatura ambiente (T_a): 40°C

Se utilizará cable de cobre de 60 mm² de sección para estar del lado de la seguridad, superior a la sección obtenida con cualquiera de los dos métodos de cálculo.

Tensiones de paso y contacto máximas admisibles

A continuación, se calculan las tensiones de paso y contacto máximas admisibles en la instalación en la instalación objeto a partir de las ecuaciones referenciadas en el “Reglamento sobre Condiciones Técnicas Complementaria ITC-RAT 13”:

- Resistividad media del terreno (ρ): 50 Ω.m
- Resistividad de la grava superficial (ρ_G): 3.000 Ω.m
- Espesor de la grava superficial (h_s): 0,15 m
- Tiempo de duración de la corriente de falta (t): 0,5 s
- Profundidad de malla (h): 0.85 m

Se considera una tensión de duración de la corriente de falta de 0,5 s. Por lo tanto, según la Tabla 1 de la ITC-RAT 13 “Valores admisibles de la tensión de contacto aplicada U_{ca} en función de la duración de la corriente de falta t_f ” Obtenemos que la tensión de contacto aplicada admisible corresponde con un valor de $U_{ca} = 204 \text{ V}$.

Los valores admisibles de la tensión de paso aplicada entre los pies de una persona, considerando únicamente la propia impedancia del cuerpo humano sin resistencias

adicionales como las del contacto con el terreno o las de calzado se define como diez veces el valor admisible de contacto aplicada. Es decir, $U_{pa} = 2040 \text{ V}$.

Estas hipótesis establecen una óptima seguridad para las personas debido a la baja probabilidad de que simultáneamente se produzca una falta a tierra y la persona o animal este tocando un componente conductor de la instalación.

El interior de la subestación se recubrirá con una capa de grava de 15 cm de espesor y en el exterior se extenderá la malla de tierra 1 metro por fuera al igual que la capa de grava de 15 cm de espesor con una resistividad igual a 3000Ω . Consiguiendo con este diseño que las condiciones de paso y contacto máximas admisibles de referencia sean las mismas tanto para el interior como para el exterior de la instalación.

Siguiendo las indicaciones de la ITC-RAT 13, a partir de los valores admisibles de la tensión de contacto o paso aplicada, se determinan las máximas tensiones de contacto o paso admisibles de la instalación.

Por lo tanto, según la ITC-RAT 13 y teniendo en consideración las siguientes variables:

- U_{ca} : valor admisible de la tensión de contacto aplicada que es función de la duración de la corriente de falta. [204 V]
- Z_b : Impedancia del cuerpo humano. [se supone 1000Ω].
- R_{a1} : Resistencia equivalente del calzado de un pie cuya suela sea aislante. [se supone 2.000Ω].
- ρ_s : Resistividad superficial aparente del terreno en el interior de la subestación [$\rho_s = C_s * \rho_G$].

$$C_s = 1 - \frac{0,106 \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s}\right)}{2h_s + 0,106} = 1 - \frac{0,106 \left(1 - \frac{50}{3000}\right)}{2 * 0,15 + 0,106} = 0,74$$

- ρ_t : Resistividad superficial aparente del terreno en el exterior de la instalación.

$$\rho_t = \rho_s$$

Tensiones de paso y contacto máximas admisibles en el interior y exterior de la subestación

- Tensión de paso máxima admisible:

$$V_{Padm} = 10 * U_{ca} * \left(1 + \frac{2 * R_{a1} + 6 * \rho_s}{Z_B} \right) = 37.492,79 \text{ V}$$

- Tensión de contacto máxima admisible:

$$V_{Cadm} = U_{ca} * \left(1 + \frac{\frac{R_{a1}}{2} + 1,5 * \rho_s}{Z_B} \right) = 1.090,32 \text{ V}$$

Diseño de la malla de tierra

A continuación, se plantea el diseño de la malla de tierra, que, atendiendo a las condiciones expuestas, cumplirá con los siguientes parámetros físico:

- Superficie de la malla (A): 875 m^2 .
- Dimensiones de la malla de tierra: 37,5x21 m.
- Número de conductores paralelos al eje x (n_x): 9
- Número de conductores paralelos al eje y (n_y): 6
- Separación entre conductores paralelos: 4 m.
- Profundidad de la malla (h): 0,85 m.
- Longitud del conductor del perímetro (L_p): 102 m.
- Número de picas (n_r): 4
- Longitud de la pica de tierra (L_r): 2 m.
- Longitud total de las picas (L_R): 8 m.
- Longitud total del conductor enterrado (L_c): 758 m.
- Longitud total del conductor y picas (L_m): 792 m.
- Máxima longitud del conductor en eje x (L_x): 32.5 m.
- Máxima longitud del conductor en eje y (L_y): 21 m.

Atendiendo a este diseño y junto con las características de partida definidas se procede al cálculo de los valores eléctricos de referencia.

Resistencia de puesta a tierra

Atendiendo a la ITC-RAT 13, tabla 3, el cálculo de la resistividad de la malla de tierra viene definido por la ecuación:

$$R = \frac{\rho}{4r} + \frac{\rho}{L}$$

Donde:

- R: resistencia de puesta a tierra de la malla.
- P: resistividad del terreno en $\Omega.m$
- L: longitud total de los conductores enterrados.
- r: radio en metros de un círculo de la misma superficie que el área cubierta por la malla.

Realizando los cálculos en referencia a los valores de diseño obtenemos:

$$R = \frac{\rho}{4r} + \frac{\rho}{L} = 0,38 \Omega$$

Intensidad de defecto y elevación del potencial de la malla

La corriente que se considera para el cálculo de la tensión aplicada de contacto o paso será la corriente de puesta tierra (I_E), que según la ITC-RAT 13 apartado 5, depende de la corriente de defecto a tierra (I_F) y de un factor de reducción (r).

Para determinar la corriente de puesta a tierra (I_E) se considera la subestación dentro de una superficie cerrada realizándose la suma de corrientes entrantes y salientes, que el valor del factor de reducción r es igual a 1 (caso más desfavorable), despreciándose las derivaciones a través de los neutros de los transformadores y que los cables de tierra de las líneas no van a estar directamente conectados a la malla de tierra de la subestación, se determina que la corriente de puesta a tierra va a coincidir con la corriente de falta de la instalación.

De esta forma:

$$I_E = r * I_F; \quad I_F = 5,4 \text{ kA}$$

Considerando que la impedancia entre el cable de tierra y tierra es prácticamente infinita se tiene que la impedancia a tierra (Z_E) será:

$$Z_E = \frac{1}{\frac{1}{R_{ES}} + \frac{n}{Z_{\infty}}} = R_{ES} = 0,39 \Omega$$

Por lo tanto, la tensión de puesta a tierra (U_E) será:

$$U_E = I_E \cdot Z_E = 5,4 \text{ kA} \cdot 0,39 \Omega = 2,1 \text{ kV}$$

Tensiones reales de paso y contacto

Atendiendo a las ecuaciones descritas en la normativa IEEE 80-2000 procedemos al cálculo de las tensiones paso y contactos reales que se darán en la subestación:

Tensiones de paso y contacto en la instalación:

- Tensión de paso:

$$E_s = \frac{\rho * K_S * K_i * I_g}{L_{efectiva}} = 188,71 \text{ V}$$

- Tensión de contacto:

$$E_m = \frac{\rho * K_m * K_i * I_g}{L + \left[1,55 + 1,22 * \left(\frac{L_p}{\sqrt{Lx^2 + Ly^2}} \right) \right] * (L_{total} - L)} = 287,15 \text{ V}$$

Donde:

- ρ : Resistividad del terreno: 50 $\Omega \cdot \text{m}$
- I_g : Intensidad máxima que circula por la red de tierras: 6.500 A.
- K_m : Factor de espaciado de conductores: 0,58

$$K_m = \frac{1}{2 * \pi} * \left[\ln \left[\frac{D^2}{16hd} + \frac{(D + 2h)^2}{8Dd} - \frac{h}{4d} \right] + \frac{K_{ii}}{K_h} * \ln \left(\frac{8}{\pi * (2 * n - 1)} \right) \right]$$

Donde:

- K_{ii} : Factor esquinas $K_{ii} = \frac{1}{(2n)^{2/n}}$: 0,64
- K_h : Factor de profundidad $K_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}}$: 1,36
- n: número ponderado de conductores paralelos ($n=n_a * n_b * n_c * n_d$): 7,54
- $n_a = \frac{(2*L_c)}{L_p}$: 7,54
- $n_b = \frac{(2*L_c)}{L_p}$: 1
- n_c : Mallas cuadradas y rectangulares: 1
- n_d : Mallas cuadradas, rectangulares y en L: 1
- d (diámetro del conductor): 0,0143 m
- D (Distancia media entre conductores de la red): 4 m
- L_{total} (longitud total del conductor enterrado): 784,0 m
- $L_{efectiva} = 0,75 * L + 0,85 * (L_{total} - L)$: 659,5 m
- L_p (Longitud de cada pica): 2 m.
- L_x (Longitud de la malla en el eje x): 37.5 m.
- L_y (Longitud de malla en el eje y): 32 m.
- h (profundidad de la malla): 0,85 m.
- h_0 : 1 m.
- K_i : Factor mayorador por efecto de mayor densidad de corriente en los extremos
 $(K_i = 0,644 + 0,148 * n)$: 2,93
- K_s : Factor de espaciamiento de los conductores: 0,30

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2 * h} + \frac{1}{D + h} + \left(\frac{1 - 0,5^{\pi-2}}{D} \right) \right]$$

Conclusión

El diseño de la malla de tierra de la subestación debe cumplir los siguientes criterios:

- La tensión de paso real debe ser menor que la tensión de paso admisible. ($E_s < V_{padm}$).
- La tensión de contacto real debe ser menos que la tensión de contacto admisible. ($E_m < V_{cadm}$).

A continuación, se recogen los datos obtenidos teóricamente:

Red de tierras	Interior	Exterior
Tensión de paso admisible (V_{padm})	37.492,79 V	37.492,79 V
Tensión de paso real (E_s)	188,71 V	188,71 V
Tensión de contacto admisible (V_{cadm})	1.090,32 V	1.090,32 V
Tensión de contacto real (E_m)	287,15 V	287,15 V

Tabla 5: Datos teóricos obtenidos – Calcula de red tierras.

En el presente caso de estudio y atendiendo a la normativa ITC-RAT 13 estaríamos cumpliendo con las condiciones de diseño tanto para el interior de la subestación como para el exterior del recinto.

Al término de la ejecución de los trabajos descritos en el presente documento, se realizarán en campo las mediciones oportunas para comprobar que las tensiones de paso y contacto de la instalación se encuentran dentro de los niveles admisibles de acuerdo con el ITC-RAT 13, realizando todas las medidas correctivas necesarias en el caso de no obtener un resultado favorable de la prueba.

4. ANEXO DIMENSIONADO INSTALACIÓN

4.1. DIMENSIONADO PSFV

El generador fotovoltaico estará compuesto por 11.700 módulos fotovoltaicos del fabricante Longi, modelo LR5-72HBD-540M, de 540 Wp. La potencia total pico del sistema será de 6,318 MWp.

Los módulos fotovoltaicos se montarán sobre un total de 150 seguidores. Cada seguidor incluirá 3 strings de 26 módulos en serie cada uno.

Se han proyectado 15 inversores fotovoltaicos Sungrow, modelo SG350HX de 320 kW, con una potencia total de 4,80 MW. A cada inversor llegarán 30 entradas para 30 strings con 26 módulos en cada string. Esto se replicará para cada uno de los 15 inversores. Supone una potencia pico de 421,20 kWp para cada inversor. Se producirá un sobredimensionamiento del 31,6%.

A continuación, se muestran los cálculos que justifican esta configuración:

	Especificación fabricante	Sistema 1
Módulo FV	Equipo	LR5-72HBD-540M
Módulo FV	Potencia módulo	540 Wp
Módulo FV	Modulos string serie	26 módulos
Módulo FV	Tension Maxima del módulo	1 500,00 V
Módulo FV	Voc panel (STC)	49,50 V
Módulo FV	Corriente cortocircuito panel (Isc)	13,85 A
Módulo FV	Intensidad a máxima potencia (STC)	12,90 A
Módulo FV	Tensión a máxima potencia Vmp (STC)	41,65 V
Módulo FV	Coef. Tª Tensión de Circuito Abierto	-0,265 %/ °C
Módulo FV	Coef. Tª Corriente de Cortocircuito	0,050 %/ °C
Módulo FV	Coef. Tª Potencia MPP	-0,340 %/ °C
Módulo FV	Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45,0 °C
Módulo FV	Definición NOCT-Radiación	800,0 W/m2
Módulo FV	Definición NOCT-Temperatura	20,0 °C
Módulo FV	Definición STC-Temperatura	25,0 °C
Inversor	Equipo	SG350HX
Inversor	Rango de voltaje MPP del inversor (máximo)	1 500 V
Inversor	Rango de voltaje MPP del inversor (mínimo)	500 V
Inversor	Tensión máxima entrada inversor	1 500 V
Inversor	Nº de entradas MPP independientes (12/14/16) *Valores sungrow	16,00 entradas
Inversor	Nº maximo de conectores por entrada MPP	2
Inversor	Corriente máxima de entrada FV (40A/30A/30A) *Valores sungrow	30 A
Inversor	Corriente máxima entrada inversor	480 A
Inversor	Potencia entrada máxima inversor	518 kWp
Inversor	Nº máx de entradas	32
Sitio	Temperatura mínima en el sitio	-15,0 °C
Sitio	Temperatura máxima en el sitio	45,0 °C
Sitio	Irradiancia (W/m2) a temperatura mínima	0,0 W/m2
Sitio	Irradiancia (W/m2) a temperatura máxima	1 000,0 W/m2

	Parámetros eléctricos	
Módulo FV	Temperatura funcionamiento celdas a temperatura ambiente mínima	-15,0 °C
Módulo FV	Incremento por temperatura mínima MPP	10,60%
Módulo FV	VMPP a temperatura mínima	46,1 V
Módulo FV	Incremento por temperatura Voc	10,60%
Módulo FV	Voc a temperatura mínima	54,7 V
Módulo FV	Temperatura funcionamiento celdas a temperatura ambiente máxima	76,25 °C
Módulo FV	Incremento por temperatura máxima MPP	-13,58%
Módulo FV	VMPP a temperatura máxima	35,99 V
Módulo FV	Incremento por temperatura máxima Isc	2,56%
Módulo FV	Corriente cortocircuito Isc a temperatura máxima	14,20 A
Cálculo serie	Nº módulos máx. según MPP	32,56
Cálculo serie	Nº módulos mín. según MPP	10,85
Cálculo serie	Nº módulos máx. según Vmáx. Inversor	27,40
Cálculo serie	Nº Ramas paralelo máx. según Isc	33,79
Cálculo serie	Nº Ramas paralelo máx. según Pmáx	36,92
String	Tensión a Potencia Nominal (STC)	1 082,9 V
String	Tensión a Potencia Nominal (con corrección de temperatura)	1 197,7 V
String	Intensidad string a potencia nominal (STC)	12,90 A
String	Tensión a en vacío (STC)	1 287,0 V
String	Tensión a en vacío (con corrección de temperatura)	1 423,4 V
String	Potencia Serie/String-mesa	14 040 Wp
Tracker	Paneles por cada primaria	26 módulos
Tracker	Nº strings por cada caja primaria	1,00
Tracker	Nº cajas primarias por cada caja secundaria	1,00
	(La caja secundaria se conecta directamente a 1 entrada de inversor)	
Tracker	Modulos a 1 entrada inversor	26 modulos
	Potencia a 1 entrada inversor	14,04 kWp
	Corriente por entrada de inversor	28,41 A
	nº seguidores/inversor	10,00 Seguidores
	Número de strings por inversor-Parámetro entrada PVSYST	32,00 entradas max
	Entradas ocupadas	30 entradas utilizadas
	Relacion Seguidores/inversor correcta ¿?	Cumple, caben todas las entradas
	Módulos/Inversor	780 modulos/inversor
	Potencia entrada inversor	421,20 kWp
	Corriente máxima entrada por inversor	426 A
	Strings por cada seguidor	3,00 strings/seguidor
	Nº de seguidores por inversor	10,00 seguidores/inversor

Inversor	Potencia nominal salida inversor AC	320 kVA
Inversor	Temperatura a la que se define la potencia nominal	40,0 °C
	Altitud sin derating	3 000 m
Inversor	Temperatura exterior máxima dimensionado (dentro de edificio de inversores)	40,0 °C
Inversor	Factor potencia	+/- 0,8
	Reactiva máxima inversor (Q(t) mode)	150 kVAr
	Reactiva máxima inversor (Pf mode)	192 kVAr
	Reactiva máxima planta (Pf mode)	0,00 MVar
	Reactiva máxima planta restringida según potencia máxima (Pf mode)	0,00 MVar
Sitio	Altitud instalación	640 m
Inversor	Derating temperatura de potencia nominal	0,00%
Inversor	Derating potencia salida inversor altitud	0,00%
	Potencia final con derating temperatura y altitud	320 kVA
Inversor	Potencia final según especificación fabricante (se supone derating lineal)	320 kVA
Inversor	Relación kWp DC/kWn AC (con derating)	1,3163

DEFINICIÓN PLANTA	
Nº total inversores	15,00 Inversores
Nº seguidores planta	150
Nº modulos en planta	11 700 Módulos
Nº edificios	NA
Número de strings	450 Strings
Número strings por seguidor	3 strings/seguidor
Potencia inversores	4,800 MVA
Potencia pico sistema	6,3180 MWp
Relación DC/AC	131,63%

4.2. DIMENSIONADO H2

El elemento principal en el sistema de generación de Hidrógeno mediante electrolisis es el electrolizador. La elección del electrolizador se ha determinado siguiendo criterios técnico-económicos. La justificación de elección de Electrolizador tipo PEM respecto de otras tecnologías electrolíticas se ha desarrollado en la Memoria.

Las características técnicas generales de las alternativas de equipos estudiadas son las siguientes:

	Hydogenics 1.5	HyLYZER - 1000	HyLYZER® - 500	HyLYZER® - 250
Potencia	1,5 MW	7,0 MW	2,4 MW	1,7 MW
Producción H2	300 Nm³/h	1 000 Nm³/h	500 Nm³/h	250 Nm³/h
Consumo	5,40 kWh/Nm³	5,29 kWh/Nm³	4,86 kWh/Nm³	4,30 kWh/Nm³
Mínimo Hydrogen flow range	1,00%	5,00%	5,00%	5,00%
Tap water consumption	1,4 l/Nm³ H2	0,8 l/Nm³ H2	1,5 l/Nm³-H2	1,5 l/Nm³-H2
Output pressure	30 bar g	30 bar g	30 bar g	30 bar g
Potencia auxiliares	30,0 kW	45,0 kW	125,0 kW	125,0 kW

En la siguiente tabla se muestra una comparativa entre las diferentes producciones anuales de energía y kg de hidrógeno verde para cada electrolizador estudiado.

	Potencia	Coste Equipo Electrolizador	Gastos Fijos (PSFV, EPrevios, Evacuación, Infraestructura H2)	Inversión inicial	Producción MWh /anual (a Red)	Producción kg H2 /anual	Operación y Mantenimiento / año
Hydogenics 1.5	1,50 MW	1 041 892,06 €	3 899 218,83 €	4 941 110,89 €	6 487 MWh/año	84 460 kg/año	109 300,00 €
HyLYZER® - 500	2,40 MW	1 667 027,29 €	3 899 218,83 €	5 566 246,12 €	4 046 MWh/año	138 355 kg/año	122 800,00 €
HyLYZER® - 250	1,70 MW	1 180 811,00 €	3 899 218,83 €	5 080 029,83 €	5 930 MWh/año	116 856 kg/año	112 300,00 €
HyLYZER® - 1000	7,00 MW	4 862 162,94 €	3 899 218,83 €	8 761 381,77 €	142 MWh/año	193 837 kg/año	191 800,00 €

El cálculo del precio del hidrógeno se efectúa a partir del coste nivelado de hidrógeno, que indica cuánto cuesta producir un kg o un MWh de hidrógeno. Se ha considerado un LCOH común para todos los equipos de 4,70 euros/kgH2. Actualmente (marzo 2023) el precio de venta de energía fotovoltaica en España está a 101,22 Euros/MWh. Suponiendo que el precio de la energía descienda por la inclusión de más energías renovables en el mix energético, se ha considerado un precio de venta de energía fotovoltaica de 75 Euros/MWh.

Realizando un análisis de flujo de caja (teniendo en cuenta que es una aproximación que supone que precios de venta de energía y H2 no variarán en el tiempo). La alternativa con menor tiempo de amortización es la que incluye el electrolizador HyLYZER-250.

Año	Hydrogenics 1.5	HyLYZER® - 500	HyLYZER® - 250	HyLYZER® - 1000
0	-4 941 110,89 €	-5 566 246,12 €	-5 080 029,83 €	-8 761 381,77 €
1	-4 189 435,28 €	-4 759 515,56 €	-4 224 033,78 €	-8 052 785,24 €
2	-3 459 653,14 €	-3 976 282,01 €	-3 392 969,65 €	-7 364 827,44 €
3	-2 751 126,79 €	-3 215 861,08 €	-2 586 111,27 €	-6 696 907,25 €
4	-2 063 237,13 €	-2 477 588,34 €	-1 802 753,62 €	-6 048 441,05 €
5	-1 395 383,09 €	-1 760 818,69 €	-1 042 212,21 €	-5 418 862,21 €
6	-746 981,11 €	-1 064 925,82 €	-303 822,49 €	-4 807 620,62 €
7	-117 464,62 €	-389 301,68 €	413 060,72 €	-4 214 182,18 €
8	493 716,43 €	266 644,09 €	1 109 063,85 €	-3 638 028,36 €
9	1 087 096,09 €	903 484,65 €	1 784 795,04 €	-3 078 655,71 €
10	1 663 192,86 €	1 521 776,45 €	2 440 844,74 €	-2 535 575,47 €
11	2 222 510,10 €	2 122 059,75 €	3 077 786,19 €	-2 008 313,11 €
12	2 765 536,55 €	2 704 859,07 €	3 696 175,96 €	-1 496 407,90 €
13	3 292 746,70 €	3 270 683,65 €	4 296 554,37 €	-999 412,55 €
14	3 804 601,21 €	3 820 027,91 €	4 879 446,03 €	-516 892,79 €
15	4 301 547,33 €	4 353 371,85 €	5 445 360,26 €	-48 427,01 €
16	4 784 019,30 €	4 871 181,49 €	5 994 791,55 €	406 394,14 €
17	5 252 438,69 €	5 373 909,31 €	6 528 219,99 €	847 968,07 €
18	5 707 214,79 €	5 861 994,56 €	7 046 111,68 €	1 276 680,62 €
19	6 148 744,99 €	6 335 863,75 €	7 548 919,15 €	1 692 906,41 €
20	6 577 415,08 €	6 795 930,91 €	8 037 081,74 €	2 097 009,11 €

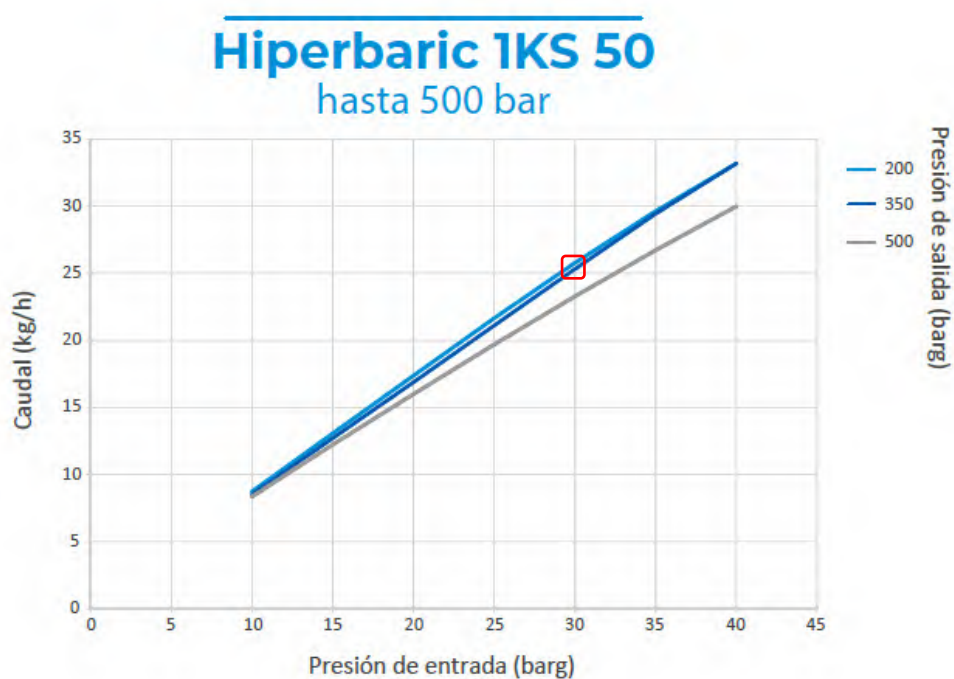
El resto de los equipos de la Planta de Producción de Hidrógeno se dimensionarán a partir de esta decisión. Las características técnicas generales del electrolizador son las siguientes:

Características electrolizador	
Fabricante	Cummins-Hydrogenics
Modelo	HyLYZER® - 250
Potencia	1,70 MW
Producción nominal H2	250 Nm³/h
Consumo	4,30 kWh/Nm³
Producción mínima H2	5,00%
Consumo de agua	1,5 l/Nm³-H2
Presión de salida	30 bar g
Potencia equipos auxiliares	125,0 kW
Pureza H2	99,99%
Alimentación eléctrica	30 kV - 50Hz

El dimensionamiento del almacenamiento de energía en baterías BT1 se ha realizado teniendo en cuenta la energía demandada en el proceso. En la simulación hora-hora se hace un registro del nivel de energía restante en la batería y se impone como condición que no sea menor a 1.053 kWh (energía estimada necesaria para la operación de los equipos de emergencia). Con una capacidad de almacenamiento de 2.752 kWh, la batería no baja de 1.834 kWh.

El compresor de almacenamiento de Hidrógeno debe soportar el flujo de producción de Hidrógeno que genera el electrolizador. Este cuando opera a máxima capacidad, su producción nominal es de 250 Nm³/h. Esto son 22,48 kgH₂ / h.

Según la hoja de características del compresor elegido, a una Presión de Entrada de 30 bar, y una Presión de Salida de 200 bar. El caudal que puede soportar es de 26 kgH₂ / h.



El almacenamiento de Hidrógeno debe tener la capacidad suficiente para almacenar la producción de por lo menos 1 semana. En la siguiente tabla se muestra la producción mensual que se espera que tenga la Planta-H2.

Mes	Condiciones depósito	Producción H2
1	15 °C	5 897 kg
2	20 °C	6 477 kg
3	20 °C	10 297 kg
4	20 °C	10 828 kg
5	35 °C	12 327 kg
6	40 °C	13 624 kg
7	40 °C	13 774 kg
8	35 °C	12 588 kg
9	35 °C	10 610 kg
10	30 °C	8 192 kg
11	25 °C	6 416 kg
12	20 °C	5 824 kg
Total		116 856 kg/año

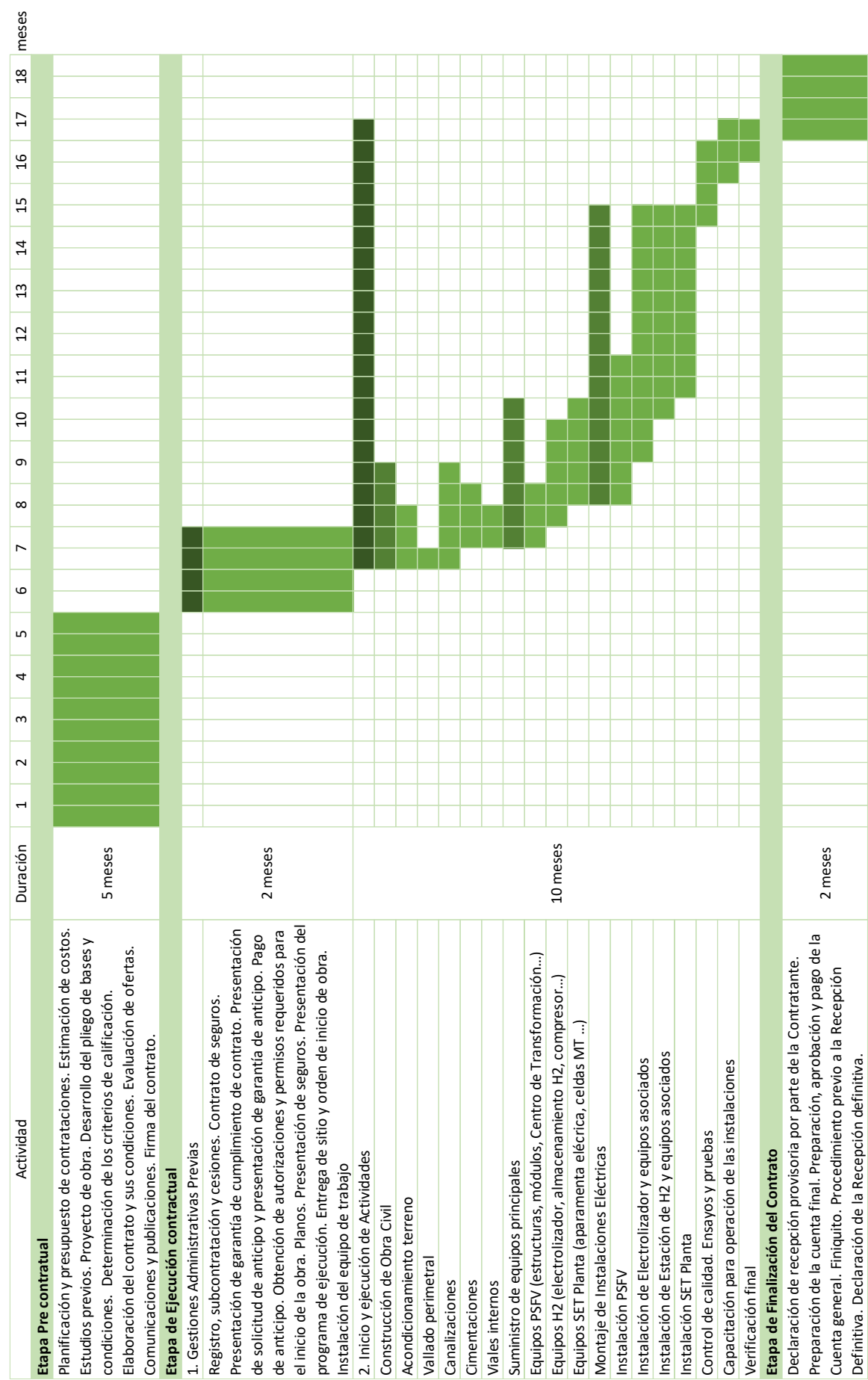
El mes de mayor producción es julio (7), por lo que el almacenamiento se dimensionará a partir de su producción: 13 774 kgH2 / mes. En una semana se producirá la cuarta parte, es decir, 3443,5 kgH2 / semana. El almacenamiento deberá tener capacidad suficiente para esta producción. Además, la presión de almacenamiento y distribución se ha fijado a 200 bar.

Con estos requerimientos, el almacenamiento elegido será una configuración de 7 racks de 500 kgH2 a 200 bar cada uno del fabricante NEL Hydrogen, dando un total de 3500 kgH2.

La frecuencia con la que es necesaria la llegada de camiones para su distribución se muestra en la siguiente tabla:

Mes	Condiciones depósito	Presión = 200 bar Temp = ambiente	Nº Camiones / mes	Frecuencia camiones (días)
1	15 °C	350 m3	13 camiones	2,39 días
2	20 °C	392 m3	14 camiones	2,00 días
3	20 °C	623 m3	23 camiones	1,35 días
4	20 °C	655 m3	24 camiones	1,25 días
5	35 °C	783 m3	28 camiones	1,11 días
6	40 °C	880 m3	32 camiones	0,94 días
7	40 °C	890 m3	32 camiones	0,97 días
8	35 °C	800 m3	29 camiones	1,07 días
9	35 °C	674 m3	25 camiones	1,20 días
10	30 °C	512 m3	19 camiones	1,64 días
11	25 °C	395 m3	15 camiones	2,00 días
12	20 °C	352 m3	13 camiones	2,39 días
Total		7 306 m3	261 camiones	1,40 días

5. ANEXO PROGRAMA DE EJECUCIÓN



6. ANEXO FICHAS TÉCNICAS DE EQUIPOS

Hi-MO 5

LR5-72HBD 530~550M

- Based on M10-182mm wafer, best choice for ultra-large power plants
- Advanced module technology delivers superior module efficiency
 - M10 Gallium-doped Wafer • Smart Soldering • 9-busbar Half-cut Cell
- Globally validated bifacial energy yield
- High module quality ensures long-term reliability



12-year Warranty for
Materials and Processing



30-year Warranty for Extra
Linear Power Output

Complete System and Product Certifications

IEC 61215, IEC 61730, UL 61730

ISO 9001:2015: ISO Quality Management System

ISO 14001: 2015: ISO Environment Management System

TS62941: Guideline for module design qualification and type approval

ISO 45001: 2018: Occupational Health and Safety

LONGI



21.5%
MAX MODULE
EFFICIENCY

0~3%
POWER
TOLERANCE

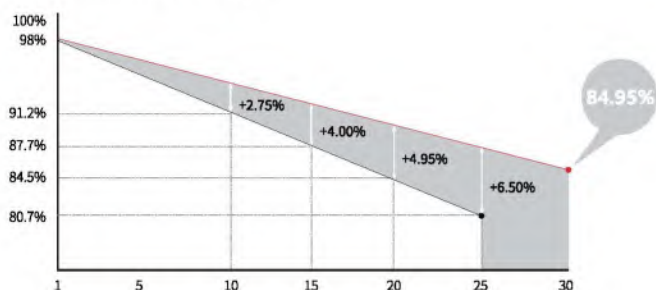
<2%
FIRST YEAR
POWER DEGRADATION

0.45%
YEAR 2-30
POWER DEGRADATION

HALF-CELL
Lower operating temperature

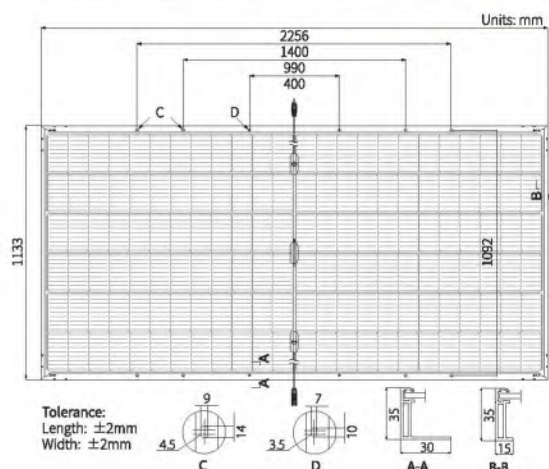
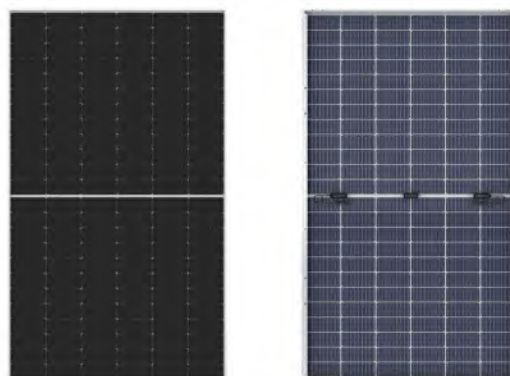
Additional Value

30-Year Power Warranty



Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6×24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm ² , +400, -200mm/±1400mm length can be customized
Glass	Dual glass, 2.0+2.0mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	32.3kg
Dimension	2256×1133×35mm
Packaging	31pcs per pallet / 155pcs per 20' GP / 620pcs per 40' HC



Electrical Characteristics

STC : AM1.5 1000W/m² 25°C NOCT : AM1.5 800W/m² 20°C 1m/s Test uncertainty for Pmax: ±3%

Module Type	LR5-72HBD-530M		LR5-72HBD-535M		LR5-72HBD-540M		LR5-72HBD-545M		LR5-72HBD-550M	
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax/W)	530	396.2	535	399.9	540	403.6	545	407.4	550	411.1
Open Circuit Voltage (Voc/V)	49.20	46.26	49.35	46.40	49.50	46.54	49.65	46.68	49.80	46.82
Short Circuit Current (Isc/A)	13.71	11.07	13.78	11.12	13.85	11.17	13.92	11.23	13.99	11.29
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	41.35	38.58	41.50	38.72	41.65	38.86	41.80	39.00	41.95	39.14
Current at Maximum Power (Imp/A)	12.82	10.27	12.90	10.33	12.97	10.39	13.04	10.45	13.12	10.51
Module Efficiency(%)	20.7		20.9		21.1		21.3		21.5	

Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ 3%
Voc and Isc Tolerance	±3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	30A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Bifaciality	70±5%
Fire Rating	UL type 29 IEC Class C

Mechanical Loading

Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of Isc	+0.050%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.265%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.340%/°C

SG350HX

Inversor String Multi MPPT para sistemas de 1500 Vdc

NEW



ALTO RENDIMIENTO

- 16 MPPTs con una eficiencia máxima del 99%
- 20 A por string, compatible con módulos +500Wp
- Intercambio de datos con el tracker para mejorar el rendimiento



BAJO COSTE

- Función Q a la noche, ahora en inversión
- Comunicación PLC
- Escaneo y diagnóstico de curva IV*, O&M activo



SEGURIDAD COMPROBADA

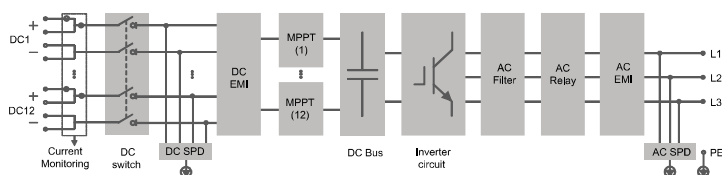
- 2 strings por MPPT, sin riesgo de conexión inversa
- Monitorización AC y DC en tiempo real
- Interruptor DC integrado, corta automáticamente el fallo



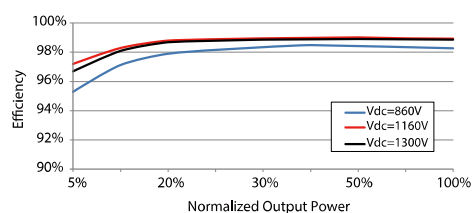
SOPORTE DE RED

- $SCR \geq 1.16$ funcionamiento estable en redes extremadamente débiles
- Tiempo de respuesta de la potencia reactiva <30ms
- Cumple con la seguridad global y el código de red

DIAGRAMA DEL CIRCUITO



CURVA DE EFICIENCIA



Denominación	SG350HX
Entrada (DC)	
Tensión máxima de entrada FV	1500 V
Tensión mínima de entrada FV/ Tensión de arranque	500 V / 550 V
Tensión de entrada nominal	1080 V
Rango de tensión MPP	500 V – 1500 V
Rango de tensión MPP en potencia nominal	860 V – 1300 V
No. de entradas MPP independientes	12 (Opcional: 14/16)
No. máximo de conectores de entrada por MPPT	2
Corriente máxima de entrada FV	12 * 40 A (Opcional: 14 * 30 A / 16 * 30 A)
Corriente máxima de cortocircuito de DC por MPPT	60 A
Salida (AC)	
Potencia de salida de AC	352 kVA @ 30 °C / 320 kVA @40 °C / 295 kVA @50 °C
Corriente máxima de salida de AC	254 A
Tensión nominal de AC	3 / PE, 800 V
Rango de tensión de AC	640 – 920 V
Frecuencia nominal de red / Rango de frecuencia de red	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (a potencia nominal)
Inyección de corriente DC	< 0.5 % I _n
FP a potencia nominal / FP ajustable	> 0.99 / 0.8 capacitativo – 0.8 inductivo
Fases de inyección / Fases de conexión	3 / 3
Eficiencia	
Eficiencia Máx/ Eficiencia Europea / Eficiencia CEC	99.01 % / 98.8 % / 98.5 %
Protección	
Protección de conexión inversa	Sí
Protección de cortocircuito de AC	Sí
Protección contra corriente de fuga	Sí
Monitorización de red	Sí
Monitorización de fallo a tierra	Sí
Interruptor DC/AC	Sí / No
Monitorización de corrientes de string FV	Sí
Función Q en la noche	Sí
Función de recuperación Anti-PID y PID	Opcional
Protección contra sobretensión	DC Tipo II / AC Tipo II
Datos Generales	
Dimensiones (W*H*D)	1136*870*361 mm / 44.7"*34.3"*14.2"
Peso	≤ 110 kg / ≤ 242.5 lbs
Metodo de aislamiento	Sin transformador
Grado de protección de entrada	IP66 / NEMA 4X
Consumo nocturno	< 6 W
Rango de temperatura ambiente de funcionamiento	-30 to 60 °C / -22 to 140 °F
Humedad relativa aceptable (sin-condensación)	0 – 100 %
Método de refrigeración	Ventilación forzada inteligente
Altitud máxima de funcionamiento	4000 m (> 3000 m derating) / 13123 ft (> 9843 ft derating)
Display	LED, Bluetooth+APP
Comunicación	RS485 / PLC
Tipo de conexión DC	MC4-Evo2 (Max. 6 mm ² , opcional 10mm ² / Max. 10AWG, opcional 8AWG)
Tipo de conexión AC	Terminal OT/DT (Max. 400 mm ² / 789 Kcmil)
Certificación	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, EN 50549-1/2, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712-1:2013, UL1741, UL1741SA, IEEE1547, IEEE1547.1, CSA C22.2 107.1-01-2001, California Rule 21, UL1699B
Soporte de red	Función Q en la noche LVRT, HVRT, control de potencia activa y reactiva, control de rampa de potencia, control de Q-U, control de P-f

*: Solo compatible con logger de Sungrow e iSolarCloud



The next-generation-now horizontal single-axis solar tracker



TECHNICAL DATASHEET



Single-Axis Tracker

MAIN FEATURES

Tracking System	Horizontal Single-Axis with independent rows
Tracking Range	up to $\pm 60^\circ$
Drive System	Enclosed Slewing Drive, DC Motor
Power Supply	PV Series Self-powered Supply 2.0 Optional: 120/240 Vac or 24 Vdc power-cable
Tracking Algorithm	Astronomical with TeamTrack® Backtracking
Communication	Open Thread 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	Unlimited
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 Dimensions

	Length	Height	Width		Length	Height	Width
2x28	29.2 m (95' 10")			2x42	43.6 m (143')		
2x29	30.2 m (99' 1")	4.1 m (13' 4")	4.1 m (13' 4")	2x43.5	45.6 m (149' 7")	4.1 m (13' 4")	4.1 m (13' 4")
2x30	31.4 m (103')			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 (extendable)
Motor 5 years (extendable)
Electronics 5 years (extendable)

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, 1ªA
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.com

Contents subject to change without prior notice © Soltec Energías Renovables • SF7.210111.V7



General Cable

A company of the

Prysmian
Group

Cables para instalaciones de energía solar fotovoltaica

POR UNA ENERGÍA LIMPIA



EXZHELLENT® CLASS SOLAR

class
exZhellement 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.)



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.

CONSTRUCCIÓN:

1. Conductor:

Metal: cobre estañado.

Flexibilidad: flexible, clase 5, según UNE EN 60228.

Temperatura máxima en el conductor: 90 °C (120 °C, por 20.000 h). 250 °C en cortocircuito.

2. Aislamiento:

Material: Compuesto reticulado libre de halógenos según tabla B.1 de anexo B de EN 50618.

3. Cubierta:

Material: Compuesto reticulado libre de halógenos según tabla B.1 de anexo B de EN 50618.
Colores: negro, rojo o azul.

CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS:

- Norma de diseño: EN 50618 e IEC 62930.
- Temperatura de servicio: -40 °C, +90 °C (120 °C, 20.000 h).
- Tensión continua de diseño: 1,5/1,5 kV.
- Tensión continua máxima: 1,8/1,8 kV.
- Tensión alterna de diseño: 1/1 kV.
- Tensión alterna máxima: 1,2/1,2 kV.
- Ensayo de tensión alterna durante 5 min: 6,5 kV.
- Ensayo de tensión continua durante 5 min: 15 kV.
- Radio mínimo de curvatura estático (posición final instalado): 4D (D = diámetro exterior máximo del cable).

ENSAYOS DE FUEGO:

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): Eca.
- Requerimientos de fuego: EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.
- Métodos de ensayo: EN 60332-1-2.

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

- No propagación de la llama: EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2; NFC 32070-C2.
- Libre de halógenos: IEC 62821-1 Anexo B, EN 50525-1 Anexo B.
- Baja opacidad de humos: EN 61034-2; IEC 61034-2.

PRESTACIONES:



APROBACIONES:



L C I E



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 °C 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 90°C 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 °C 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 °C 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 -40° 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

class
exZhelent 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 °C 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)
1 x 1,5	1,8	5,4	22	16	33	13,7	24	30	27,4
1 x 2,5	2,4	5,9	24	18	45	8,21	34	41	16,42
1 x 4	3	6,6	26	20	61	5,09	46	55	10,18
1 x 6	3,9	7,4	30	22	80	3,39	59	70	6,78
1 x 10	5,1	8,8	35	26	124	1,95	82	98	3,90
1 x 16	6,3	10,1	40	30	186	1,24	110	132	2,48
1 x 25	7,8	12,5	63	50	286	0,795	140	176	1,59
1 x 35	9,2	14	70	56	390	0,565	182	218	1,13
1 x 50	11	16,3	82	65	542	0,393	220	276	0,786
1x 70	13,1	18,7	94	75	742	0,277	282	347	0,554
1 x 95	15,1	20,8	125	83	953	0,210	343	416	0,42
1 x 120	17	22,8	137	91	1206	0,164	397	488	0,328
1 x 150	19	25,5	153	102	1500	0,132	458	566	0,264
1 x 185	21	28,5	171	114	1843	0,108	523	644	0,216
1 x 240	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 en el conductor 120 °C.

Valor que puede soportar el cable, 20 000 h a lo largo de su vida estimada (25 años).

EXZHELLENT® COMPACT 1000 V (AS)

exZhellent COMPACT

RZ1-K (AS) - Libre de halógenos

0,6/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) -

1,5/1,5 kVdc (1,8/1,8 kVdc máx.)



Más ecológico



C_{ca}-s1b,d1,a1

APLICACIONES:

CONSTRUCCIÓN:

Cable para el lado de corriente alterna en instalaciones de autoconsumo fotovoltaico y para circuitos eléctricos en locales de pública concurrencia y otras instalaciones donde exista un alto riesgo de incendio.

1. Conductor:

Metal: cobre, clase 5 según IEC 60228. Sectorial para multipolares secciones de 50 mm² y superiores (solución Sectorflex®).

Temperatura máxima en el conductor: +90 °C.

Temperatura mínima de trabajo: -40 °C

2. Aislamiento:

Material: Polietileno reticulado, tipo XLPE según IEC 60502-1 y tipo DIX3 según UNE-HD 603-1. Identificación por color.

3. Cubierta:

Material: Poliolefina termoplástica libre de halógenos, tipo ST8 según IEC 60502-1 y tipo DMZ-E según UNE 21123-4.

CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS:

- Norma de diseño: UNE 21123-4.
- Temperatura de servicio: -40 °C, +90 °C.
- Tensión asignada ac: U_o/U = 0,6/1 kV.
- Tensión asignada en dc: 1,5/1,5 kVdc.
- Tensión máxima en ac-dc: 1,2/1,2 kVac - 1,8/1,8 kVdc; EN 50618, IEC 60502-1.
- Ensayo de tensión alterna durante 5 min: 3,5 kV.

ENSAYOS DE FUEGO:

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): C_{ca}-s1b,d1,a1.
- Requerimientos de fuego: EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.
- Métodos de ensayo: EN 60332-1-2; EN 50399; EN 60754-2; EN 61034-2.

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

- No propagación de la llama: EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2
- No propagación del incendio: EN 50399; EN 60332-3-24; IEC 60332-3-24.
- Libre de halógenos: EN 60754-2; EN 60754-1; IEC 60754-2; IEC 60754-1.
- Reducida emisión de gases tóxicos: EN 60754-2; NFC 20454; DEF STAN 02-713.
- Baja emisión de humos: EN 50399.
- Baja opacidad de humos: EN 61034-2; IEC 61034-2.
- Nula emisión de gases corrosivos: EN 60754-2; IEC 60754-2; NFC 20453.
- Baja emisión de calor: EN 50399.
- Reducido desprendimiento de gotas/partículas inflamadas: EN 50399.

PRESTACIONES:



NO PROPAGACIÓN
DE LA LLAMA
EN 60332-1-2
IEC 60332-1-2



NO PROPAGACIÓN
DEL INCENDIO
EN 50399
EN 60332-3-24
IEC 60332-3-24



LIBRE DE HALÓGENOS
EN 60754-2
EN 60754-1
IEC 60754-2
IEC 60754-1



REDUCIDA EMISIÓN DE
GASES TÓXICOS
EN 60754-2
NFC 20454
DEF STAN 02-713



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



BAJA EMISIÓN
DE HUMOS
EN 50399



NULLA EMISIÓN DE
GASES CORROSIVOS
EN 60754-2
IEC 60754-2
NFC 20453



BAJA EMISIÓN
DE CALOR
EN 50399



REDUCIDO
DESPRENDIMIENTO DE
GOTAS / PARTÍCULAS
INFLAMADAS
EN 50399



RESISTENCIA A LA
ABSORCIÓN DE AGUA



RESISTENCIA AL FRÍO



CABLE FLEXIBLE



RESISTENCIA A LOS
RAYOS ULTRAVIOLETA



ALTA SEGURIDAD



SECTORFLEX®
CONDUCTOR SECTORIAL
FLEXIBLE



TEMPERATURA MÁXIMA
DEL CONDUCTOR 90°C



SERVICIO CORTE



FÁCIL PELADO



MÁS COMPACTO



MÁS LIGERO



CPR COMPLIANT

CERTIFICACIONES:



EXZHELLENT® COMPACT 1000 V (AS)

exZhellent COMPACT



Más ecológico



C_{ca} -s1b,d1,a1

RZ1-K (AS) - Libre de halógenos

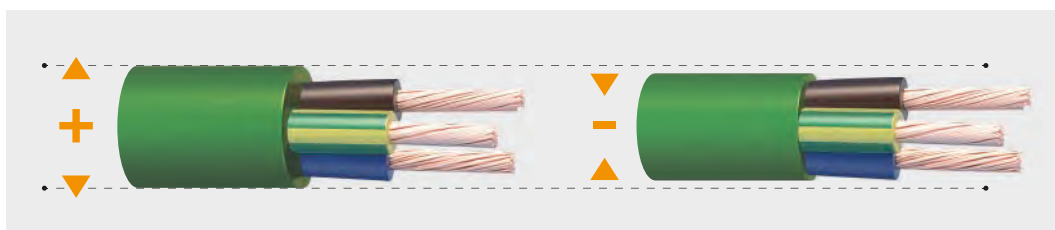
0,6/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) -

1,5/1,5 kVdc (1,8/1,8 kVdc máx.)

PRESTACIONES ADICIONALES:

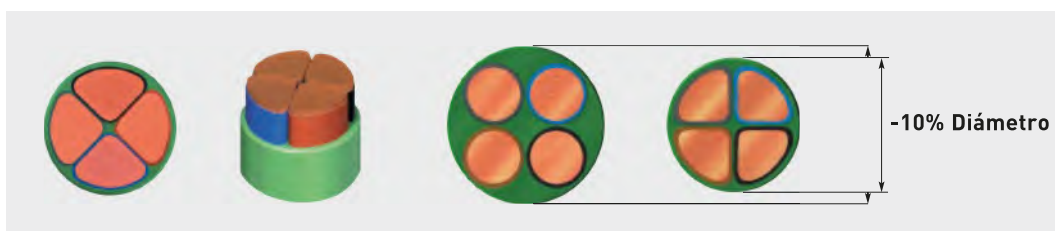
Exzhellent® Compact 1000 V (AS)

Cable con conductores circulares según formaciones indicadas en tablas. 10 % más ligero y 7 % máx compacto. Mayor manejabilidad, más ecológico. Sin desprendimiento de gotas incandescentes en caso de incendio.



Exzhellent® Compact Sectorflex 1000 V (AS)

Cables con conductor sectorial para formaciones desde 2 hasta 4 conductores y secciones desde 50 mm². 11 % más ligero y 10 % más compacto. Más manejable y ecológico.



EXZHELLENT® COMPACT 1000 V (AS)

exZhellent COMPACT

RZ1-K (AS) - Libre de halógenos

0,6/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) -

1,5/1,5 kVdc (1,8/1,8 kVdc máx.)



Más ecológico



C_{ca} -s1b,d1,a1

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS:

Número de conductores x sección mm²	Diámetro nominal exterior mm	Peso nominal kg/km	Radio mínimo de curvatura mm	Resistencia del conductor a 20 °C Ω/km	Intensidad máxima admisible en bandeja (40° C) (2) A	Intensidad máxima admisible bajo tubo o canal protectora (40° C) (3) A	Intensidad admisible enterrado (4) A	Caída de tensión V/(A·km)	
								cos φ = 1	cos φ = 0,8
1 x 1,5 *	6,6	61	27	13,3	21	18	21	26,5	21,36
1 x 2,5 *	7,0	74	29	7,98	30	25	27	15,92	12,88
1 x 4 *	8,0	99	32	4,95	40	35	35	9,96	8,1
1 x 6 *	8,5	125	34	3,3	52	44	44	6,74	5,51
1 x 10 *	9,5	170	38	1,91	72	60	58	4	3,31
1 x 16 *	10,1	220	41	1,21	97	80	75	2,51	2,12
1 x 25 *	11,7	315	47	0,78	123	106	96	1,59	1,37
1 x 35 *	12,8	410	52	0,55	154	131	117	1,15	1,01
1 x 50 *	14,3	550	58	0,38	195	159	138	0,85	0,77
1 x 70 *	16,4	750	66	0,27	244	202	170	0,59	0,56
1 x 95 *	17,8	945	72	0,20	298	245	202	0,42	0,43
1 x 120 *	19,8	1.190	80	0,16	349	284	230	0,34	0,36
1 x 150 *	21,8	1.470	88	0,12	404	311	260	0,27	0,31
1 x 185 *	23,7	1.770	95	0,10	464	349	291	0,22	0,26
1 x 240 *	25,7	2.245	130	0,08	552	409	336	0,17	0,22
1 x 300 *	29,5	2.805	150	0,06	640	468	380	0,14	0,19
2 x 1,5 *	8,9	120	36	13,3	24	20	24	30,98	24,92
2 x 2,5 *	9,8	150	40	7,98	33	27	32	18,66	15,07
2 x 4 *	10,8	200	44	4,95	45	36	42	11,68	9,46
2 x 6 *	11,7	250	47	3,3	57	46	53	7,90	6,42
2 x 10 *	13,6	365	55	1,91	78	63	70	4,67	3,84
2 x 16 *	15,6	515	63	1,21	105	82	91	2,94	2,45
2 x 25 *	18,7	725	75	0,78	136	108	116	1,86	1,59
2 x 35 *	21,2	970	85	0,55	168	133	140	1,34	1,16
2 x 50 **	25,0	1.410	100	0,38	205	159	166	0,99	0,88

*Versión Exzhellent® Compact 1000 V (AS). Reducido diámetro y peso. Más ecológico.

**Versión Exzhellent® Sectorflex 1000 V (AS). Con conductores sectoriales, más compacto, ligero y ecológico.

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación en bandeja perforada o rejilla a la sombra (40 °C, temperatura estándar en España).

Tabla B.52.12:

Instalación tipo F (1x trifásica).

Instalación tipo E (2x, 3G monofásica).

Instalación tipo E (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).

(3) Instalación a la sombra bajo tubo en montaje superficial o empotrado en pared de mampostería. O bajo canal protectora en montaje superficial o suspendida. Temperatura ambiente máxima: 40 °C (temperatura estándar en España).

Tabla B.52.5. Instalación tipo B1 (1x trifásica).

Tabla B.52.3. Instalación tipo B2 (2x, 3G monofásica).

Tabla B.52.5. Instalación tipo B2 (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).

Para temperatura ambiente de 30 °C multiplicar las intensidades por 1,1. (Aplicable a (2) y (3)).

Para acción solar directa sobre la canalización multiplicar las intensidades por 0,85. (Aplicable a (2) y (3)).

(4) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K.m/W y temperatura de 25° C (estándar en España).

Tabla B.52.2.bis:

→XLPE3 con instalación tipo Método D1/D2 [Cu] →1x, 3x, 4G, 4x, 5G trifásica.

→XLPE2 con instalación tipo D1/D2 [Cu] →2x, 3G monofásica.

Según UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52.

VULPREN® CLASS

AL HEPRZ1

12/20 (24) kV y 18/30 (36) kV

Class
VULPREN



APLICACIONES:

Instalaciones al aire, en bandejas o enterrados directamente o bajo tubo.

CONSTRUCCIÓN:

Conductor:

Metal: cuerda redonda compacta de hilos de aluminio.

Flexibilidad: clase 2, según UNE-EN 60228

Temperatura máxima en el conductor: 105 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito.

Semiconductora interna:

Capa extrusionada de material conductor.

Aislamiento:

Material: etileno propileno de alto módulo (HEPR, 105 °C). Espesor reducido.

Semiconductora externa:

Capa extrusionada de material conductor separable en frío.

Pantalla metálica:

Material: hilos de cobre en hélice con cinta de cobre a contraespira.

Sección total 16 mm² (12/20 kV) ó 25 mm² (18/30 kV).

Separador:

Cinta de poliéster.

Cubierta exterior:

Material: poliolefina termoplástica, DMZ1.

Color: rojo.

CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS:

- Norma de diseño: UNE-HD 620-9E.
- Temperatura de servicio: -25 °C, + 105 °C.
- Ensayo de tensión alterna durante 5 min. (tensión conductor-pantalla): 42 kV (cables 12/20 kV), 63 kV (cables 18/30 kV). Los cables satisfacen los ensayos establecidos en la norma IEC 60502-2.

ENSAYOS DE FUEGO:

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

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

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

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

PRESTACIONES:



LIBRE DE HALÓGENOS
EN 60754-1
IEC 60754-1



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



RESISTENCIA A LA
INTemperie



RESISTENCIA AL FRÍO



RESISTENCIA A LOS
RAYOS ULTRAVIOLETA



CPR COMPLIANT

CERTIFICACIONES:



VULPREN® CLASS

AL HEPRZ1

12/20 (24) kV y 18/30 (36) kV

Class
VULPREN



CARACTERÍSTICAS ADICIONALES:

- **Capa semiconductor externa pelable en frío:**
Mayor facilidad de instalación de terminales, empalmes o conectores separables. Instalación más segura al ejecutarse más fácilmente con corrección.
- **Triple extrusión:**
Capa semiconductor interna, aislamiento y capa semiconductor externa se extruyen en un solo proceso. Mayor garantía al evitarse deterioros y suciedad en las interfases de las capas.
- **Aislamiento reticulado en catenaria:**
Mejor reticulación de las cadenas poliméricas. Mayor vida útil.
- **Cubierta:**
Mayor resistencia a la absorción de agua, al rozamiento y abrasión, a los golpes, al desgarrar, mayor facilidad de instalación en tramos tubulares, mayor seguridad de montaje. Resistencia a los rayos UVA.
- **Posibilidad de diseño con reacción al fuego mejorada:**
Posibilidad de clases Eca o Cca-s1b,d2,a1.
- **Mayor intensidad admisible:**
Por mayor temperatura de servicio gracias al aislamiento de HEPR (105 °C frente a 90 °C del XLPE).
- **Menor diámetro exterior:**
Mayor facilidad de instalación por su mayor flexibilidad y menores peso y diámetro que redunda en un menor coste de la línea eléctrica.
- **Formulación de aislamiento:**
Mayor vida útil gracias a la formulación propia basada en la amplia experiencia de General Cable.
- **Excelente comportamiento frente a la acción del agua:**
Gracias a su aislamiento de goma HEPR de formulación propia.
- **Normalizado por la compañía Iberdrola.**

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS:

1x sección conductor(Al)/ sección pantalla(Cu) mm ²	Ø nominal aislamiento* mm	Espesor aislamiento mm	Ø nominal exterior* mm	Espesor cubierta mm	Peso aproximado kg/km	Radio de curvatura estático (posición final) mm	Radio de curvatura dinámico (durante tendido) mm
12/20 kV							
1 x 50/16 (1)	18,0	4,5	26,3	2,5	790	395	526
1 x 95/16	20,8	4,3	29,1	2,7	980	437	582
1 x 150/16 (1)	23,5	4,3	32,1	3,0	1205	482	642
1 x 240/16 (1)	27,6	4,3	36,1	3,0	1570	542	722
1 x 400/16 (1)	32,7	4,4	41,5	3,0	2115	623	830
1 x 630/16 (1)	41,0	4,5	49,6	3,0	3115	743	990
18/30 kV							
1 x 95/25	25,6	6,7	34,5	3,0	1335	518	690
1 x 150/25 (1)	27,2	6,2	36,6	3,0	1520	549	732
1 x 240/25 (1)	31,4	6,2	40,6	3,0	1905	609	812
1 x 400/25 (1)	36,4	6,2	45,7	3,0	2480	686	914
1 x 630/25 (1)	44,7	6,4	54,1	3,0	3525	812	1082

(1) Secciones normalizadas por la compañía Iberdrola.

(*) Valores aproximados (sujetos a tolerancias propias de fabricación).

VULPREN® CLASS

AL HEPRZ1

12/20 (24) kV y 18/30 (36) kV

Class
VULPREN



CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS:

	12/20 kV	18/30 kV
Tensión asignada simple, U ₀ (kV)	12	18
Tensión asignada entre fases, U (kV)	20	30
Tensión máxima entre fases, U _m (kV)	24	36
Tensión a implusos, U _m (kV)	125	170
Temperatura máxima admisible en el conductor en servicio permanente (°C)	105	
Temperatura máxima admisible en el conductor en régimen de cortocircuito (°C)	250	

1x sección conductor (Al) mm ²	Intensidad máxima admisible bajo el tubo y enterrado* A	Intensidad máxima admisible directamente enterrado* A	Intensidad máxima al aire** A	Intensidad máxima de cortocircuito en el conductor durante 1s A	Intensidad máxima de cortocircuito en la pantalla durante 1s*** A	
	12/20 kV y 18/30 kV				12/20 kV (pant. 16 mm ²)	18/30 kV (pant. 25mm ²)
1 x 50 (2)	135	145	180	4250	2880	
1 x 95	200	215	275	8080	2880	4250
1 x 150 (1)	255	275	360	12800	2880	4250
1 x 240 (1)	345	365	495	20400	2880	4250
1 x 400 (1)	450	470	660	34000	2880	4250
1 x 630 (1)	590	615	905	53600	2880	4250

(1) Secciones normalizadas por la compañía Iberdrola en 12/20 kV y 18/30 kV.

(2) Sección normalizada por la compañía Iberdrola en 18/30 kV.

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

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

(***) Calculado de acuerdo con la norma IEC 60949.

1x sección conductor (Al) mm ²	Resistencia de conductor a 20 °C en continua (Ω/km)	Resistencia del conductor a T Máx. (105 °C) (Ω/km)	Reactancia inductiva (Ω/km)		Capacidad μF/km	
	12/20 kV y 18/30 kV		12/20 kV	18/30 kV	12/20 kV	18/30 kV
1 x 50 (2)	0,641	0,861	0,134		0,216	
1 x 95	0,320	0,430	0,119	0,131	0,281	0,202
1 x 150 (1)	0,206	0,277	0,112	0,120	0,329	0,247
1 x 240 (1)	0,125	0,168	0,102	0,110	0,402	0,299
1 x 400 (1)	0,078	0,105	0,097	0,103	0,480	0,360
1 x 630 (1)	0,047	0,0643	0,091	0,096	0,605	0,446

(1) Secciones normalizadas por la compañía Iberdrola en 12/20 kV y 18/30 kV.

(2) Sección normalizada por la compañía Iberdrola en 18/30 kV.

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



Transformadores de MT/BT para
Soluciones de la Red de Distribución

Transformadores de distribución

Hasta 36 kV y hasta 5 MVA

Normas IEC

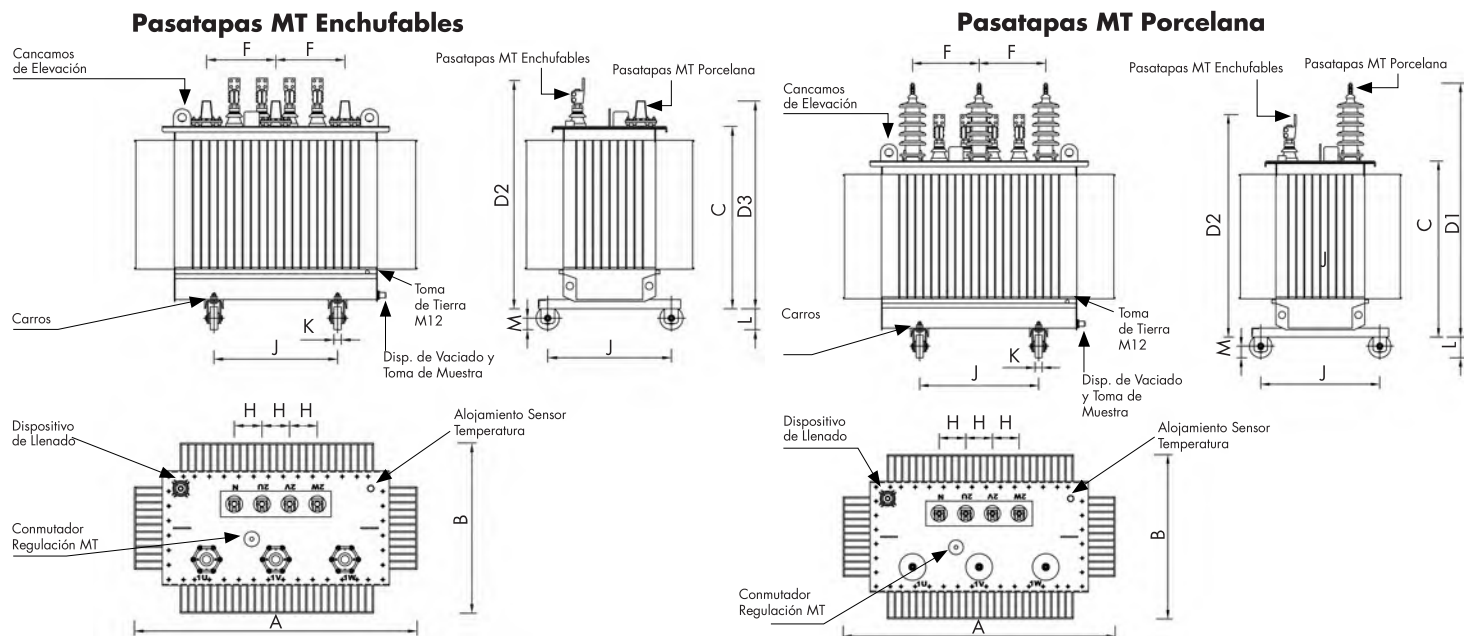
Reliable innovation. Personal solutions.

www.ormazabal.com

Características 36 kV: B₀₃₆ B_{K36}

Desde 250 hasta 5000 kVA • Nivel de Aislamiento 36 kV

Transformadores Sumergidos en Dieléctrico Líquido



Características eléctricas

36 kV: B₀₃₆ B_{K36}

Potencia asignada [kVA]	250	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500[*]
Tensión asignada (Ur)	25									
Primaria [kV]	25									
Secundaria en vacío [V]	420									
Grupo de Conexión	Dyn11									
Pérdidas en Vacío - Po [W]	650	930	1100	1300	1500	1700	2100	2600	3150	3800
Lista B ₀₃₆	3500	4900	5600	6500	8400	10500	13500	17000	21000	26500
Pérdidas en Carga - Pk [W]	4.5	4.5	4.5	4.5	6	6	6	6	6	6
Lista B _{K36}	62	65	66	67	68	68	70	71	73	76
Impedancia de Cortocircuito (%) a 75°C	1.49	1.32	1.21	1.13	1.22	1.22	1.25	1.24	1.22	1.23
Nivel de Potencia Acústica LwA [dB]	3.72	3.62	3.55	3.50	4.47	4.47	4.49	4.48	4.47	4.47
Caida de tensión a plena carga (%)	98.37	98.56	98.68	98.78	98.78	98.79	98.77	98.79	98.81	98.80
Carga 100%	97.97	98.21	98.35	98.48	98.48	98.50	98.46	98.49	98.51	98.51
Carga 75%	98.62	98.79	98.88	98.96	98.97	99.00	98.98	99.00	99.01	99.01
Rendimiento (%)	98.28	98.49	98.60	98.71	98.72	98.75	98.72	98.75	98.77	98.77

Dimensiones [mm]

Potencia asignada [kVA]	250	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500
A (Largo)	1376	1537	1622	1592	1932	1997	2007	1922	1965	2093
B (Ancho)	930	941	962	962	1161	1200	1200	1224	1277	1487
C (Alto a tapa)	915	1004	1026	1092	1112	1158	1230	1517	1715	1737
D1 (Alto a MT con Porcelana MT)	1368	1442	1464	1530	1550	1596	1668	1955	2153	2175
D3 (Alto a MT Borna enchufable MT)	1050	1139	1161	1227	1247	1293	1365	1652	1850	1872
D2 (Alto a BT con Palas)	1149	1238	1287	1353	1445	1491	1563	1886	2084	2167
F (separación MT)	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375
H (separación entre BT)	150	150	150	150	150	150	150	200	200	200
J (Distancia entre ruedas)	670	670	670	670	670	670	820	820	820	1070
K (ancho rueda)	40	40	40	40	40	40	70	70	70	70
Ø (diámetro rueda)	125	125	125	125	125	125	200	200	200	200
L (Rueda)	110	110	110	110	110	110	165	165	165	165
Volumen Aceite [Litros]	260	340	390	410	500	530	550	1000	1200	1400
Peso total [Kg]	1000	1330	1600	1800	2220	2480	2780	3850	4850	5350

(*) Para otros valores técnicos superiores a 2500 kVA, por favor, consultar a **Ormazabal**.



Aparamenta de media tensi3n para
soluciones de la red de distribuci3n

cgm.3

Sistema modular y compacto (RMU)
con aislamiento integral en gas

Hasta 40,5 kV
Hasta 38 kV

Normas IEC
Normas ANSI/IEEE

Reliable innovation. Personal solutions.

www.ormazabal.com

Tipo de módulos

cgm.3-I

Función de línea

Celda modular de línea, equipada con un interruptor-seccionador de tres posiciones: cerrado, abierto o puesto a tierra.

Extensibilidad: derecha, izquierda y ambos lados.

Características eléctricas			IEC				ANSI/IEEE		
Tensión asignada	U _r	[kV]	36		38,5	40,5		38	
Frecuencia asignada	f _r	[Hz]	50	60	50	50	60	50	60
Corriente asignada									
Interconexión general de embarrado y celdas	I _r	[A]	400/630		630	630		600	
Línea	I _r	[A]	400/630		630	630		600	
Tensión asignada de corta duración soportada a frecuencia industrial (1 min)									
Fase a tierra y entre fases	U _d	[kV]	70		80	95		70	
A través de la distancia de seccionamiento	U _d	[kV]	80		90	118		77	
Tensión soportada asignada a impulso tipo rayo									
Fase a tierra y entre fases	U _p	[kV]	170		180	185		150	
A través de la distancia de seccionamiento	U _p	[kV]	195		210	215		165	
Clasificación arco interno	IAC		AF/AFL 16 kA 1 s/20* kA 1 s / 25 kA 1 s AFLR ** 16 kA 1 s/20 kA 1 s / 25 kA 1 s		AF/AFL 20* kA 1 s/25 kA 1 s AFLR** 20* kA 1 s/25 kA 1 s			AF/AFL 16 kA 1 s/20* kA 1 s / 25 kA 1 s AFLR** 20* kA 1 s/25 kA 1 s	
Tensión CC soportada	[kV]		72					103	
Interruptor-seccionador			IEC 62271-103 + IEC 62271-102					IEEE C37.74	
Corriente admisible asignada de corta duración (circuito principal)									
Valor t _k = (x) s	I _k	[kA]	16/20*/25 (1/3 s)		20* (1/3 s)/25 (1 s)			20* (1/3 s)/25 (1 s)	
Valor de pico	I _p	[kA]	40/50*/62,5	41,6/52*/65	52*/62,5	52*/62,5	52*/65	52,5/62,5	54,6/65
Poder de corte de corriente principalmente activa	I ₁	[A]	400/630		630			600/800	
Poder de corte cables en vacío	U _a	[A]	50		50			20	
Poder de corte bucle cerrado	I _{2a}	[A]	400/630		630			600/800	
Poder de corte de falta a tierra	I _{6A}	[A]	160		160			n/a	
Poder de corte de cables y líneas en vacío en condiciones de falta a tierra	I _{6b}	[A]	90		90			n/a	
Poder de cierre del interruptor principal (valor de pico)	I _{ma}	[kA]	40/50*/62,5	41,6/52*/65	52*/62,5	52*/62,5	52*/65	52,5/62,5	54,6/65
Categoría del interruptor									
Endurancia mecánica			1000-M1/5000-M2					1000/5000	
Ciclos de maniobras (cierres en cortocircuito)- clase			5-E3		3-E2 en 20 kA/5-E3 en 25 kA			3	
Seccionador de puesta a tierra			IEC 62271-102					IEEE C37.74	
Corriente admisible asignada de corta duración (circuito de tierra)									
Valor t _k = (x) s	I _k	[kA]	16/20*/25 (1/3 s)		20* (1/3 s)/25 (1 s)			20* (1/3 s)/25 (1 s)	
Valor de pico	I _p	[kA]	40/50*/62,5	41,6/52*/65	52*/62,5	52*/62,5	52*/65	52,5/62,5	54,6/65
Poder de cierre del seccionador de puesta a tierra (valor de pico)	I _{ma}	[kA]	40/50*/62,5	41,6/52*/65	52*/62,5	52*/62,5	52*/65	52,5/62,5	54,6/65
Categoría del seccionador de puesta a tierra									
Endurancia mecánica			1000-M0 ***					1000	
Ciclos de maniobras (cierres en cortocircuito)- clase			5-E2					3	

* Ensayos realizados a 21 kA/52,5 kA
Valores para 50 Hz

** Con salida de gases a través de chimenea

*** En opción, 2000-M1

Aplicaciones

Entrada o salida de los cables de media tensión que permiten la comunicación con el embarrado principal del centro de transformación.

Configuración

Celda

- ☐ Arco interno IAC AFLR
 - ☐ 16 kA 1 s ☐ 20 kA 1 s
 - ☐ 25 kA 1 s
- ☐ Arco interno IAC AFL
 - ☐ 16 kA 1 s ☐ 20 kA 1 s
 - ☐ 25 kA 1 s
- ☐ Arco interno AF
 - ☐ 16 kA 0,5 s ☐ 20 kA 0,5 s
 - ☐ 16 kA 1 s ☐ 20 kA 1 s
 - ☐ 25 kA 1 s
- ☐ Celda de 1400 mm de altura¹
- ☐ Celda de 1745 mm de altura

Cuba de gas

- ☒ Cuba de acero inoxidable

Indicador de presión del gas:

- ☒ Manómetro sin contactos
- ☐ Manómetro con compensación de temperatura y dos contactos libres de potencial

Conexión frontal:

- ☒ Pasatapas

Conexión lateral:

- ☒ Extensibilidad a ambos lados
- ☐ Extensibilidad a la izquierda/ derecha ciega
- ☐ Extensibilidad a la derecha/ izquierda ciega

Tipo de conexión lateral:

- ☐ Tulipa
 - ☐ Derecha ☐ Izquierda ☒ Ambas
- ☐ Pasatapas
 - ☐ Derecha ☐ Izquierda ☐ Ambas

Mecanismo de maniobra

- ☒ Palancas de accionamiento
- ☒ Mecanismo manual tipo B
- ☐ Mecanismo motorizado tipo BM

- ☐ Mecanismo motorizado tipo B2M
- ☒ Alarma acústica **ekor.sas**
- ☒ Indicador capacitivo de presencia de tensión **ekor.vpis**
- ☐ Indicador capacitivo de presencia / ausencia de tensión **ekor.ivds**
- ☐ Otros indicadores capacitivos de tensión
- ☐ Unidad de control integrado y monitorización **ekor.rci**
- ☐ Unidad detectora de tensión **ekor.rtk**

Enclavamientos adicionales:

- ☐ Enclavamientos eléctricos
- ☐ Condenaciones por cerradura
- ☐ Condenaciones con candados

Compartimento de cables

- ☒ Pasatapas IEC de tipo atornillable
- ☐ Pasatapas ANSI de tipo atornillable
- ☒ Tapa para un conector por fase
- ☐ Tapa extendida de compartimento de cables para conexión de doble cable
- ☐ Tapa extendida de compartimento de cables para conexión de cable más autoválvula
- ☐ Detección de descargas parciales (DP) para el diagnóstico de la red

Conducto de expansión de gases

- ☐ Chimenea posterior

Cajón de control

- ☐ Otros indicadores de tensión
- ☐ Otros componentes de medida y automatización

Dimensiones

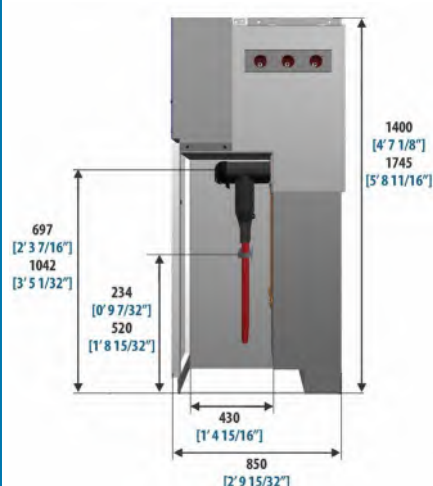


IEC



ANSI/IEEE

[mm]
[Pulg.]



147/162 kg

(*) Gama IEC

324/357 Lbm

☒ Estándar
☐ Opcional

¹ Sólo disponible con clasificación de arco interno IAC AFL 20 kA 1 s

cgm.3-p

Función de protección con fusibles

Celda modular con protección con fusibles, equipada con un interruptor-seccionador de tres posiciones: cerrado, abierto o puesto a tierra y protección con fusibles limitadores.

Extensibilidad: derecha, izquierda y ambos lados.

Características eléctricas			IEC				ANSI/IEEE		
Tensión asignada	U _r	[kV]	36		38,5	40,5		38	
Frecuencia asignada	f _r	[Hz]	50	60	50	50	60	50	60
Corriente asignada									
Interconexión general de embarrado y celdas	I _r	[A]	400/630		630	630		600	
Bajante de transformador	I _r	[A]	200				200		
Tensión asignada de corta duración soportada a frecuencia industrial (1 min)									
Fase a tierra y entre fases	U _d	[kV]	70		80	95		70	
A través de la distancia de seccionamiento	U _d	[kV]	80		90	118		77	
Tensión soportada asignada a impulso tipo rayo									
Fase a tierra y entre fases	U _p	[kV]	170		180	185		150	
A través de la distancia de seccionamiento	U _p	[kV]	195		210	215		165	
Clasificación arco interno	IAC		AF/AFL 16 kA 1 s/20* kA 1 s / 25 kA 1 s AFLR ** 16 kA 1 s/20 kA 1 s		AF/AFL 20* kA 1 s/25 kA 1 s AFLR** 16 kA 1 s/20* kA 1 s			AF/AFL 16 kA 1 s/20* kA 1 s / 25 kA 1 s AFLR** 16 kA 1s/20* kA 1 s	
Tensión CC soportada		[kV]	n/a					103	
Interruptor-seccionador			IEC 62271-103 + IEC 62271-102					IEEE C37.74	
Corriente admisible asignada de corta duración (circuito principal)									
Valor t _k = (x) s	I _k	[kA]	16/20*/25 (1/3 s)		20* (1/3 s)/25 (1 s)			20* (1/3 s)/25 (1 s)	
Valor de pico	I _p	[kA]	40/50*/62,5	40/52,5*/65	52*/62,5	52*/62,5	52*/65	52,5/62,5	54,6/65
Poder de corte de corriente principalmente activa	I ₁	[A]	200		200			200	
Poder de cierre del interruptor principal (valor de pico)	I _{ma}	[kA]	40/50*/62,5	40/52,5*/65	52*/62,5	52*/62,5	52*/65	52,5/62,5	54,6/65
Categoría del interruptor									
Endurancia mecánica			1000-M1					1000	
Ciclos de maniobras (cierres en cortocircuito)- clase			5-E3		3-E2 en 20 kA/5-E3 en 25 kA			3	
Corriente de intersección combinado interruptor - relé (e _{kor.rpt})									
I _{max} de corte según acc. TD _{ito} IEC 62271-105		[A]	490					n/a	
Corriente de transferencia combinado interruptor-fusible									
I _{max} de corte según acc. TD _{itransfer} IEC 62271-105		[A]	820		700			n/a	
Seccionador de puesta a tierra			IEC 62271-102					IEEE C37.74	
Corriente admisible asignada de corta duración (circuito de tierra)									
Valor t _k = 1 s	I _k	[kA]	1/3,15					1/3,15	
Valor de pico	I _p	[kA]	2,5/7,8	2,6/8,2	2,5/7,8	2,5/7,8	2,6/8,2	2,5/7,8	2,6/8,2
Poder de cierre del seccionador de puesta a tierra (valor de pico)	I _{ma}	[kA]	2,5	2,6	2,5	2,5	2,6	2,5	2,6
Categoría del seccionador de puesta a tierra									
Endurancia mecánica			1000-M0/2000-M1					1000	
Ciclos de maniobras (cierres en cortocircuito)- clase			5-E2 2-E1 para 7,8 u 8,2 kA					3	

* Ensayos realizados a 21 kA/52,5 kA ** Con salida de gases a través de chimenea
Valores para 50 Hz

Aplicaciones

Protección general y del transformador, así como maniobras de conexión o desconexión.

Configuración

Celda

- ☐ Arco interno IAC AFLR
 - ☐ 16 kA 1 s ☐ 20 kA 1 s
- ☐ Arco interno IAC AFL
 - ☐ 16 kA 1 s ☐ 20 kA 1 s
 - ☐ 25 kA 1 s
- ☐ Arco interno AF
 - ☐ 16 kA 0,5 s ☐ 20 kA 0,5 s
 - ☐ 16 kA 1 s ☐ 20 kA 1 s
 - ☐ 25 kA 1 s
- ☐ Celda de 1400 mm de altura¹
- ☐ Celda de 1745 mm de altura

Cuba de gas

- ☒ Cuba de acero inoxidable

Indicador de presión del gas:

- ☒ Manómetro sin contactos
- ☐ Manómetro con compensación de temperatura y dos contactos libres de potencial

Conexión frontal:

- ☒ Pasatapas

Conexión lateral:

- ☒ Extensibilidad a ambos lados
- ☐ Extensibilidad a la izquierda/ derecha ciega
- ☐ Extensibilidad a la derecha/ izquierda ciega

Tipo de conexión lateral:

- ☐ Tulipa
 - ☐ Derecha ☐ Izquierda ☒ Ambas
- ☐ Pasatapas
 - ☐ Derecha ☐ Izquierda ☐ Ambas

Disparo del fusible:

- ☒ Mediante fusibles combinados
- ☐ Mediante fusibles asociados

Portafusibles:

- ☒ 36 kV
- ☐ 38-38,5 kV
- ☐ 40,5 kV

Mecanismo de maniobra

- ☒ Palancas de accionamiento
- ☒ Mecanismo manual tipo BR-A
- ☐ Mecanismo motorizado tipo BR-AM
- ☐ Mecanismo motorizado tipo BR-A2M

- ☒ Bobina de disparo
- ☐ Alarma acústica **ekor.sas**
- ☒ Indicador capacitivo de presencia de tensión **ekor.vpis**
- ☐ Indicador capacitivo de presencia/ ausencia de tensión **ekor.ivds**
- ☐ Otros indicadores capacitivos de tensión
- ☐ Unidad de protección del transformador **ekor.rpt/ekor.rpa**
- ☐ Unidad detectora de tensión **ekor.rtk**

Enclavamientos adicionales:

- ☐ Enclavamientos eléctricos
- ☐ Condenaciones por cerradura
- ☐ Condenaciones con candados

Compartimento de cables

- ☒ Pasatapas IEC de tipo enchufable
- ☐ Pasatapas IEC de tipo atornillable
- ☒ Tapa para un conector por fase
- ☐ Tapa extendida de compartimento de cables para conexión de doble cable
- ☐ Tapa extendida de compartimento de cables para conexión de cable más autoválvula
- ☐ Detección de descargas parciales (DP) para el diagnóstico de la red

Conducto de expansión de gases

- ☐ Chimenea posterior

Cajón de control

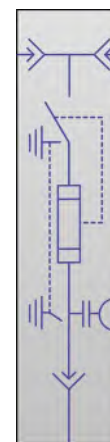
- ☐ Otros indicadores de tensión
- ☐ Otros relés de protección
- ☐ Otros componentes de medida y automatización

- ☒ Estándar
- ☐ Opcional

Dimensiones



IEC

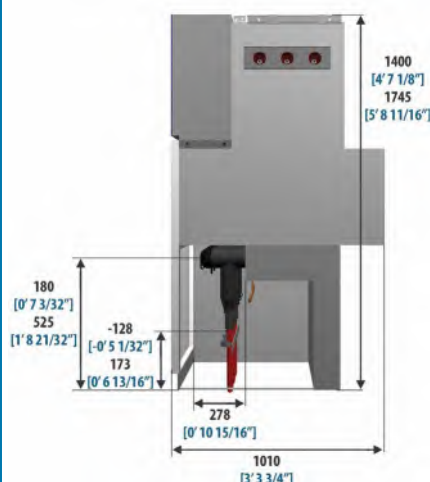


ANSI/IEEE

[mm]
[Pulg.]



480
[1' 6 29/32"]



215/230 kg

(*) Gama IEC

474/507 Lbm

¹ Sólo disponible con clasificación de arco interno IAC AFL 20 kA 1 s

cgm.3-v

Función de protección con interruptor automático

Celda modular de protección mediante interruptor automático, equipado con un interruptor automático de corte en vacío en serie con un interruptor-seccionador de tres posiciones.

Extensibilidad: derecha, izquierda y ambos lados.

Características eléctricas			IEC				ANSI/IEEE			
Tensión asignada	U _r	[kV]	36		38,5	40,5		38		
Frecuencia asignada	f _r	[Hz]	50	60	50	50	60	50	60	
Corriente asignada										
Interconexión general de embarrado y celdas	I _r	[A]	400/630		630			600		
Línea	I _r	[A]	400/630		630			600		
Tensión asignada de corta duración soportada a frecuencia industrial (1 min)										
Fase a tierra y entre fases	U _d	[kV]	70		80	95		80		
A través de la distancia de seccionamiento	U _d	[kV]	80		90	118		88		
Tensión soportada asignada a impulso tipo rayo										
Fase a tierra y entre fases	U _p	[kV]	170		180	185		150		
A través de la distancia de seccionamiento	U _p	[kV]	195		210	215		165		
Clasificación arco interno	IAC		AF/AFL 20* kA 1 s/25 kA 1 s AFLR** 20* kA 1 s/25 kA 1 s		AF/AFL 20*kA 1 s/25 kA 1 s AFLR** 20*kA 1 s/25 kA 1 s			AF/16 kA 1 s/AFL 20* kA 1 s/ 25 kA 1 s AFLR** 20* kA 1 s/25 kA 1 s		
Tensión CC soportada		[kV]	n/a		72			103		
Interruptor automático			IEC 62271-100				IEEEC37.20.3			
Corriente admisible asignada de corta duración (circuito principal)										
Valor t _k = (x) s	I _k	[kA]	16/20*/25 (1/3 s)		20* (1/3 s)/25 (1 s)			20* (1/3 s)/25 (1 s)		
Valor de pico	I _p	[kA]	40/50*/62,5	41,5/52*/65	50*/62,5	52*/62,5	52*/65	52,5/62,5	54,6/65	
Poder asignado de corte y de cierre										
Poder de corte asignado corriente principalmente activa	I _l	[A]	400/630		630			600/800		
Poder de corte en cortocircuito	I _{sc}	[kA]	16/20*/ 25		20*/25			20*/25		
Poder de cierre del interruptor principal (valor de pico)	I _{ma}	[kA]	40/50*/62,5	41,5/52*/65	50*/62,5	52*/62,5	52*/65	52,5/62,5	54,6/65	
Poder de corriente capacitiva (50 Hz), Batería condensadores		[A]	400		n/a			n/a		
Secuencia de maniobras nominales										
Sin reenganche rápido			CO-15 s-CO O-3 min-CO-3 min-CO						CO-15 s-CO O-3 min-CO-3 min-CO	
Con reenganche rápido			O-0,3 s-CO-15 s-CO O-0,3 s-CO-3 min-CO						O-0,3 s-CO-15 s-CO O-0,3 s-CO-3 min-CO	
Categoría del interruptor automático										
Endurancia mecánica (clase de maniobra)			10000 - M2 2000 - M1						10000 - M2 2000 - M1	
Endurancia eléctrica (clase)			E2-C2						E2-C2	
Interruptor-seccionador			IEC 62271-103 + IEC 62271-102				IEEE C37.74			
Corriente admisible asignada de corta duración (circuito principal)										
Valor t _k = (x) s	I _k	[kA]	16/20*/25 (1/3 s)		20* (1/3 s)/25 (1 s)			20* (1/3 s)/25 (1 s)		
Valor de pico	I _p	[kA]	40/50*/62,5	41,5/52*/65	50*/62,5	52*/62,5	52*/65	40/50*/62,5	41,5/52*/65	
Poder de corte asignado corriente principalmente activa	I _l	[A]	400/630		630			600/800		
Poder de cierre del interruptor principal (valor de pico)	I _{ma}	[kA]	40/50*/62,5	41,5/52*/65	52*/62,5	52*/62,5	52*/65	40/50*/62,5	41,5/52*/65	
Categoría de interruptor-seccionador										
Endurancia mecánica			1000-M1/5000-M2						1000/5000	
Ciclos de maniobras (cierres en cortocircuito)- clase			5-E3		3-E2 en 20 kA/5-E3 en 25 kA			3		
Seccionador de puesta a tierra			IEC 62271-102				IEEE C37.74			
Corriente admisible asignada de corta duración (circuito de tierra)										
Valor t _k = (x) s	I _k	[kA]	16/20*/25 (1/3 s)		20* (1/3 s)/25 (1 s)			20* (1/3 s)/25 (1 s)		
Valor de pico	I _p	[kA]	40/50*/62,5	41,5/52*/65	50*/62,5	52*/62,5	52*/65	40/50*/62,5	41,5/52*/65	
Poder de cierre del interruptor principal (valor de pico)	I _{ma}	[kA]	40/50*/62,5	41,5/52*/65	50*/62,5	52*/62,5	52*/65	40/50*/62,5	41,5/52*/65	
Categoría del seccionador de puesta a tierra										
Endurancia mecánica			2000-M1						2000	
Ciclos de maniobras (cierres en cortocircuito)- clase			5-E2						3	

* Ensayos realizados a 21 kA/52,5 kA ** Con salida de gases a través de chimenea
Valores para 50 Hz

Aplicaciones

Protección general y protección de transformador, línea, batería de condensadores, etc., así como maniobras de conexión o desconexión.

Configuración

Celda

- ☐ Arco interno IAC AFLR
 - ☐ 20 kA 1 s ☐ 25 kA 1 s
- ☐ Arco interno IAC AFL
 - ☐ 20 kA 1 s ☐ 25 kA 1 s
- ☐ Arco interno AF
 - ☐ 16 kA 0,5 s ☐ 20 kA 0,5 s
 - ☐ 20 kA 1 s ☐ 25 kA 1 s
- ☐ Celda de 1400 mm de altura¹
- ☐ Celda de 1745 mm de altura

Cuba de gas

- ☒ Cuba de acero inoxidable

Indicador de presión del gas:

- ☒ Manómetro sin contactos
- ☐ Manómetro con compensación de temperatura y dos contactos libres de potencial

Conexión frontal:

- ☒ Pasatapas

Conexión lateral:

- ☒ Extensibilidad a ambos lados
- ☐ Extensibilidad a la izquierda/ derecha ciega
- ☐ Extensibilidad a la derecha/ izquierda ciega

Tipo de conexión lateral:

- ☐ Tulipa
 - ☐ Derecha ☐ Izquierda ☒ Ambas
- ☐ Pasatapas
 - ☐ Derecha ☐ Izquierda ☐ Ambas

Mecanismo de maniobra

- ☒ Palancas de accionamiento
- ☒ Mecanismo de interruptor tipo B
- ☐ Mecanismo motorizado tipo BM
- ☐ Mecanismo motorizado tipo B2M
- ☒ Mecanismo manual tipo AV
- ☐ Mecanismo manual tipo RAV con reenganche
- ☐ Mecanismo motorizado tipo AVM
- ☐ Mecanismo motorizado tipo RAVM con reenganche
- ☐ Bobina de disparo

- ☒ Bobina biestable
- ☐ Segunda bobina de disparo
- ☐ Bobina de cierre
- ☐ Bobina de mínima tensión
- ☐ Alarma acústica **ekor.sas**
- ☒ Indicador capacitivo de presencia de tensión **ekor.vpis**
- ☐ Indicador capacitivo de presencia/ ausencia de tensión **ekor.ivds**
- ☒ Unidad de protección **ekor.rpg/ ekor.rpa**
- ☐ Unidad detectora de tensión **ekor.rtk**

Enclavamientos adicionales:

- ☐ Enclavamientos eléctricos
- ☐ Condenaciones por cerradura
- ☐ Condenaciones con candados

Compartimento de cables

- ☒ Pasatapas IEC de tipo atornillable
- ☐ Pasatapas IEC de tipo enchufable
- ☐ Pasatapas ANSI de tipo atornillable
- ☒ Tapa para un conector por fase
- ☐ Tapa extendida de compartimento de cables para conexión de doble cable
- ☐ Tapa extendida de compartimento de cables para conexión de cable más autoválvula
- ☐ Detección de descargas parciales (DP) para el diagnóstico de la red

Conducto de expansión de gases

- ☐ Chimenea posterior

Cajón de control

- ☐ Otros indicadores de tensión
- ☐ Otros relés de protección
- ☐ Otros componentes de medida y automatización

Dimensiones



IEC

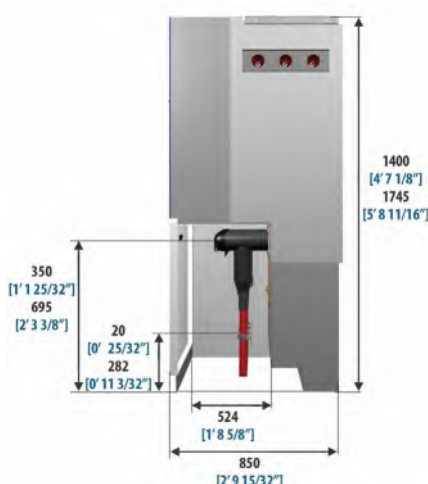


ANSI/IEEE

[mm]
[Pulg.]



595 / 600
[1' 11 7/16"] / [1' 11 5/8"]



1400
[4' 7 1/8"]
1745
[5' 8 11/16"]

240/255 kg

(*) Gama IEC

259/562 Lbm

☒ Estándar
☐ Opcional

¹ Sólo disponible con clasificación de arco interno IAC AFL 20 kA 1 s

HyLYZER® WATER ELECTROLYZERS



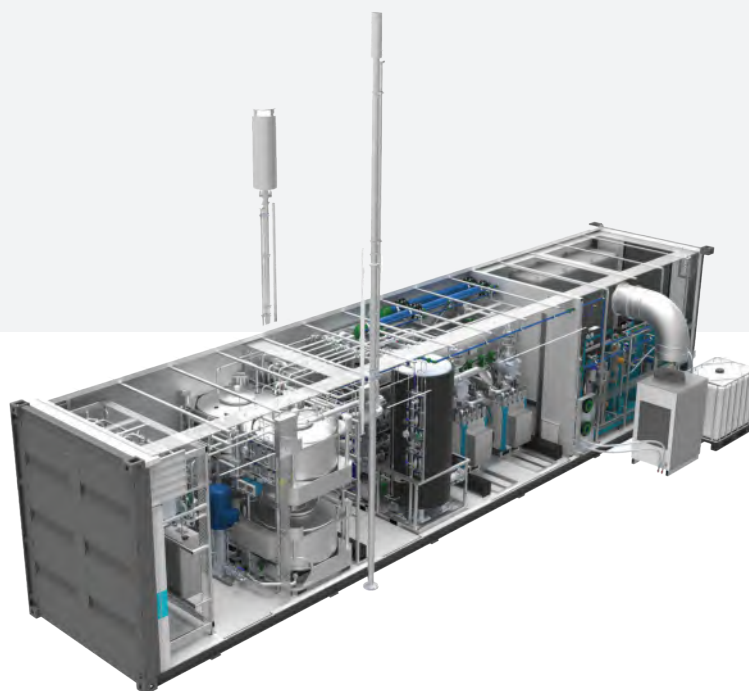
HyLYZER® is Cummins' globally proven modular water electrolyzer system designed for easy on-site installation inside or out, with simple interconnectivity to scale up, and an unrivaled record for reliability, low maintenance and on-site safety. Recommended for projects between 200 - 500 Nm³/h.

Proven technology, compliant with highest safety standards

Turnkey solution

Exceptionally compact

30 bar pressurized stacks



FEATURES

	HyLYZER® - 200	HyLYZER® - 250
Technology	PEM	
Hydrogen production	200 Nm ³ /h (431 kg/day)	250 Nm ³ /h (539 kg/day)
H ₂ delivery pressure	30 bar _g (435 psig) without a compressor	
H ₂ quality max impurities	99.998% O ₂ < 2 ppm, N ₂ < 12 ppm (higher purities optional); Atm. Dew point: -75°C	

TECHNICAL SPECIFICATIONS

	HyLYZER® - 200	HyLYZER® - 250
Operating range	5-100%	
DC power consumption at stack	40 to 48 kWh/kg (3.6 to 4.3 kWh/Nm ³)	
System specific consumption*	≤ 55 kWh/kg	
Utilities required to operate the plant	Electrical power, potable water, nitrogen for purging requirements	
Rectifier specifications	6 to 36kV± 10% - 50/60 Hz - 1.4 MVA 97% efficiency	6 to 36kV± 10% - 50/60 Hz - 1.7 MVA 97% efficiency
Auxiliary installed power	125 kVA	
Potable water consumption	Scope of supply includes a water treatment plant with reverse osmosis that requires 1.2 to 1.5 L/Nm ³ [13 to 17 L/kg of H ₂] to produce 0.8 L/Nm ³ of demin water for the electrolysis process	
Total footprint (including maintenance area)	18 m x 11 m (~ 198 m ²)	
Product setup	Outdoor (40ft + 20ft ISO container)	
Installation environment	Outdoors -20°C to 40°C / -4°F to 104°F	

*System specific consumption considers: the standard scope of supply (refer to BOS and BOP tables); 100% Load capacity; Beginning Of Life; 1% increase per annum (at ≥8500 hours operation)

STACK AND BALANCE-OF-STACK (BOS)

	Outdoor	Indoor
Cell stacks and gas generation system	■	
Power rectifiers	■	
Control panel	■	
Water polishing system	■	

BALANCE-OF-PLANT (BOP)

	Outdoor	Indoor
Rectifier cooling	■	
Gas cooling	■	
Electrolysis cooling	■	
Water purification system	■	
Instrument air compressor	■	
Hydrogen purification system	■	

Applicable Codes and Standards Pressure Equipment Directive 2014/68/EU, Low Voltage Directive 2014/35/EU, Machinery Directive 2006/42/EC, Electro-Magnetic Compatibility 2014/30/EU, ATEX Directive 2014/34/EU, IEC 61511, IEC 61508, IEC 60079-10-1, NFPA 2, NFPA 497, National Electrical Code (NEC), ANSI/NFPA 70, ASME B31.3-2016, ASME Boiler and Pressure Vessel Code 2017, CSA C22.1 and C22.2, CSA B51 2019, CAN/BNQ 1784-000/2007. Other jurisdictions available on request.

The content of this document may contain technical inaccuracies or typographical errors. Cummins reserves the right to make changes or updates at any time without prior notice. Copying or distributing in whole or in part of the content without consent of Cummins is not allowed.



cummins.com

Bulletin 5676516 Produced in the U.K. 6/21
©2021 Hydrogenics Corporation

Hydrogen Supply Storage 20MPa – SS001

For onsite storage of hydrogen at H2Station®

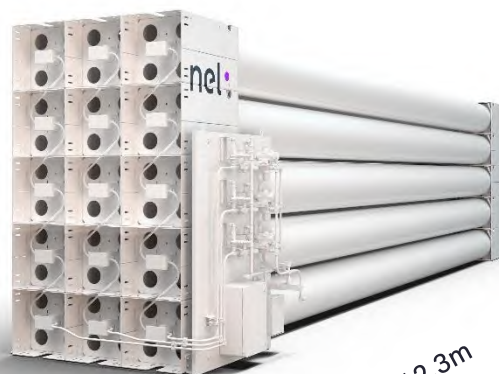
- Flexible configuration of storage capacity up to 500kg at 20MPa.
- Ready for later upgrade with more storage capacity when needed.
- Choice of short or long vessels depending on space available at site.
- 3 bank storage configuration for optimal delivery and use of hydrogen.
- Flexible placement at site up to 100 meters from Station Module (SM001).

Specifications

Operating pressure:	Nominal: 20MPa Maximum: 24MPa
Storage vessel type:	Steel vessels – type 1
Storage size:	Up to 500kg hydrogen per storage rack – multiple racks possible to achieve higher capacity. Flexible configuration of each storage rack with 3 vessels per layer and up to 5 layers.
Bank configuration:	Three independent banks for optimal delivery/use
Dimensions – short:	L: 6500mm W: 2400mm H: flexible 600-3000mm
Dimensions – long:	L: 12300mm W: 2400mm H: flexible 600-3000mm
Weather suitability:	Suitable for outdoor installation
Safety equipment:	Mechanical and Safety Instrumented System IEC61511
Placement at site:	Up to 100 meters from Station Module (SM001)
Scope and interface:	Turnkey module with vessel piping and valve panel, ready for connection with Station Module (SM001) and Hydrogen Supply Cabinet (SS002).
Operating temperature:	-20°C to 40°C
Approvals & Certifications:	<ul style="list-style-type: none">– CE marked– PED (2014/68/EU) Notified body Bureau Veritas



Short rack – 6.5m



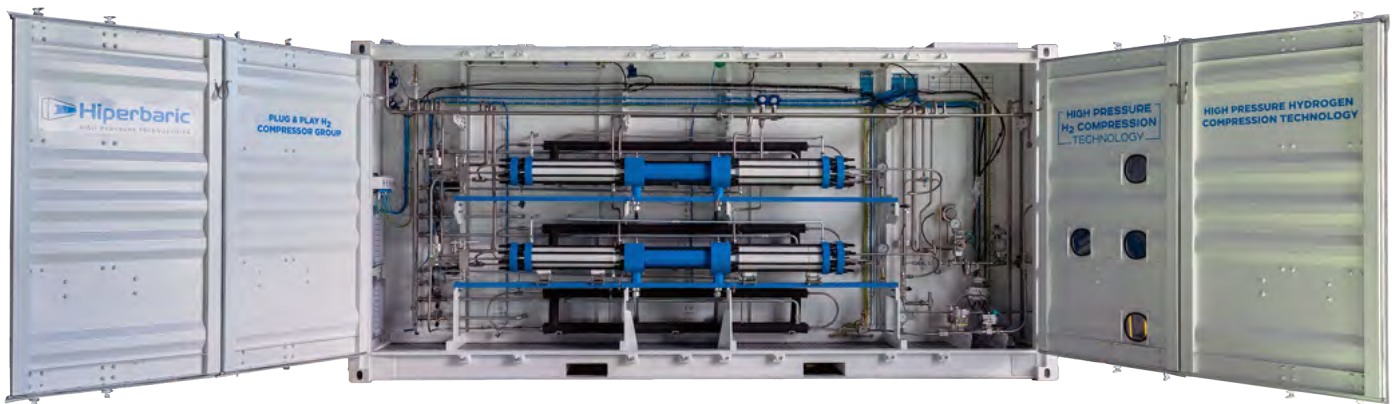
Long rack – 12.3m

Grupos compresores Plug & Play: seguros, eficientes y fiables

Gama de grupos compresores adaptables a:

- Cualquier nivel de producción y demanda
- Diferentes presiones de aspiración y descarga: **desde 20 bar hasta 500 o 950 bar**

Componentes del grupo compresor



🔌 **Cilindro multiplicador**

🔌 **Sistema hidráulico**

🔌 **Sistema de refrigeración**

🔌 **Circuito de venteo**

🔌 **Instrumentación y panel de control**

🔌 **Circuito neumático**

→ **Cilindro multiplicador en dos etapas**



El componente más importante del grupo compresor es el **multiplicador o multiplicadores de alta presión**, con distintas secciones para llevar a cabo la compresión

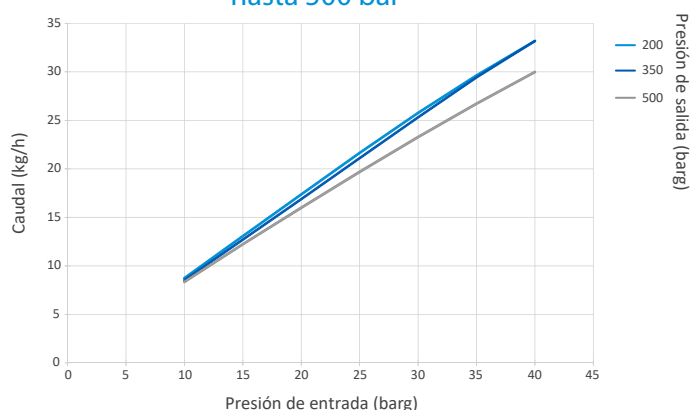
Número de etapas	2
Carrera	Simple
Reducción de la potencia	0 hasta 100% del caudal *
Temperatura de salida	<40°C
Superficie ocupada	Un contenedor Plug & Play 20' **
Variantes	Configurable para disponer uno o dos multiplicadores (que duplica el caudal)

Características técnicas de los grupos compresores

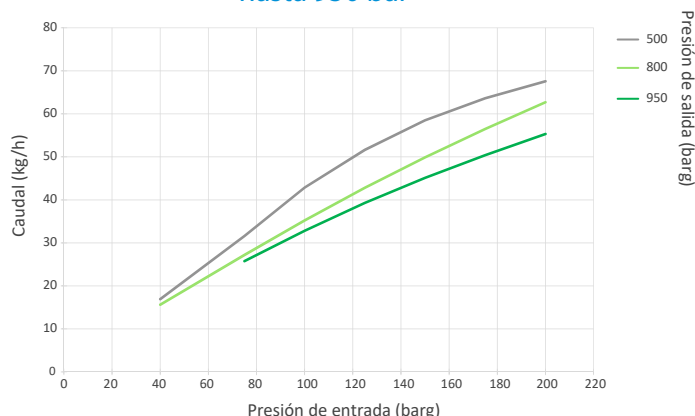
Hiperbaric KS 50					
Modelo	Max. presión de salida (barg)	Caudal de hidrógeno (kg / h)	Caudal de hidrógeno (kg / día)	Consumo energético (kWh / kg de H ₂)	Potencia total instalada (hasta...kW)
1KS50	500	24	565	1,3	75
2KS50		47	1130	1,4	120
1KS50 Pro		32	772	1,3	105
2KS50 Pro		64	1544	1,4	180

Hiperbaric KS 95					
Modelo	Max. presión de salida (barg)	Caudal de hidrógeno (kg / h)	Caudal de hidrógeno (kg / día)	Consumo energético (kWh / kg de H ₂)	Potencia total instalada (hasta...kW)
1KS95	950	10	236	4,6	75
2KS95		20	471	4,6	120
1KS50 Pro - 1KS95		32	756	2,4	110







Hiperbaric 1KS 50
hasta 500 bar



Hiperbaric 1KS 95
hasta 950 bar



Ventajas y beneficios

-  El concepto "Oil Free" garantiza una alta pureza del hidrógeno.
-  Mejor enfriamiento por las innovadoras camisas del multiplicador.
-  Tecnología avanzada de pistón alternativo
-  Mayor eficiencia en la compresión requiriendo menos energía.
-  Diseño modular y escalable que puede incluir uno o dos multiplicadores en función del caudal de hidrógeno deseado.
-  Seguro y fiable, gracias al sistema de venteo que monitoriza, evacua y detiene el compresor ante cualquier posible detección de gas.

LOS COMPRESORES DE HIDRÓGENO DE HIPERBARIC ESTÁN DISEÑADOS Y FABRICADOS DE ACUERDO CON LAS DIRECTIVAS Y ESTÁNDARES INTERNACIONALES MÁS RIGUROSOS Y PUEDEN SER INSTALADOS EN CUALQUIER PAÍS DEL MUNDO.

Hydrogen Supply Cabinet 20MPa – SS002

Fast hydrogen trailer unloading for H2Station®

- Flexible 20MPa connection interface for any delivery trailer type.
- Automatic unloading sequence optimized for fast and full transfer.
- Safe use and activation of unloading via HMI screen interface.
- Safety interlocks ensure correct connection with delivery trailer.
- Flexible placement at site up to 100 meters from Supply Storage (SS001).

Specifications

Operating pressure:	Nominal: 20MPa Maximum: 24MPa
Unloading process:	Automatic – optimized for fast and full transfer
Trailer connection interface:	Standard: DIN 417-1 connection Optional: flexible connection type depending on specific delivery trailer
User interface:	HMI screen for activation of unloading sequence
Dimensions – Supply Cabinet:	L: 762mm W: 600mm H: 1755mm
Dimensions – Activation HMI:	L: 503mm W: 300mm H: 1744mm
Weather resistance:	Stainless steel enclosure for outdoor installation
Visual appearance:	Optional graphical foil with costumer branding
Operating temperature:	-20°C to 40°C
Placement at site:	Up to 100 meters from Supply Storage (SS001)
Installation platform:	Underground pit box for pipe and wire connections
Scope and interface:	Turnkey module ready for connection with Hydrogen Supply Storage (SS001).
Safety equipment:	Mechanical and Safety Instrumented System IEC61511
Approvals & certifications:	<ul style="list-style-type: none">– CE marked– PED (2014/68/EU) Notified body Bureau Veritas



Hydrogen Supply Cabinet



Activation HMI

ST2752UX

Liquid Cooling Energy Storage System

Preliminary



LOW COSTS

- Highly integrated ESS for easy transportation and O&M
- All pre-assembled, no battery module handling on site
- 8 hour installation to commission, drop on a pad and make electrical connections



SAFE AND RELIABLE

- DC electric circuit safety management includes fast breaking and anti-arc protection
- Multi level battery protection layers formed by discreet standalone systems offer impeccable safety



EFFICIENT AND FLEXIBLE

- Intelligent liquid cooling ensures higher efficiency and longer battery cycle life
- Modular design supports parallel connection and easy system expansion
- IP55 outdoor cabinet and optional C5 anti-corrosion



SMART AND ROBUST

- Fast state monitoring and faults record enables pre-alarm and faults location
- Integrated battery performance monitoring and logging

Type designation	ST2752UX
Battery Data	
Cell type	LFP
Battery capacity (BOL)	2752 kWh
System output voltage range	1300 – 1500 V
General Data	
Dimensions of battery unit (W * H * D)	9340*2520*1730 mm
Weight of battery unit	26,000 kg
Degree of protection	IP 55
Operating temperature range	-30 to 50 °C (> 45 °C derating)
Relative humidity	0 ~ 95 % (non-condensing)
Max. working altitude	3000 m
Cooling concept of battery chamber	Liquid cooling
Fire safety standard/Optional	Deluge sprinkler heads (standard), Fused sprinkler heads (optional), NFPA69 explosion prevention and ventilation IDLH gases (optional)
Communication interfaces	RS485, Ethernet
Communication protocols	Modbus RTU, Modbus TCP
Compliance	CE, IEC 62477-1, IEC 61000-6-2, IEC61000-6-4, IEC62619
2 HOURS APPLICATION-ST2752UX*4-5000UD-MV	
BOL kWh (DC/AC LV Side)	11,008 kWh DC / 10,379 kWh AC
ST2752UX Quantity	4
PCS Model	SC5000UD-MV
4 HOURS APPLICATION-ST2752UX*8-5000UD-MV	
BOL kWh (DC/AC LV Side)	22,016 kWh / 21,448 kWh
ST2752UX Quantity	8
PCS Model	SC5000UD-MV
Grid Connection Data	
Max.THD of current	< 3 % (at nominal power)
DC component	< 0.5 % (at nominal power)
Power factor	> 0.99 (at nominal power)
Adjustable power factor	1.0 leading – 1.0 lagging
Nominal grid frequency	50 / 60 Hz
Grid frequency range	45 – 55 Hz / 55 – 65 Hz
Transformer	
Transformer rated power	5,000 kVA
LV/MV voltage	0.95 kV / 33 kV
Transformer cooling type	ONAN (Oil Natural Air Natural)
Oil type	Mineral oil (PCB free) or degradable oil on request

SC 500TL

Energy Storage Inverter



Features

- Supports On/Off grid mode
- Excellent charge and discharge strategy of battery
- High conversion efficiency
- Rapid response of frequency regulation
- Supports VSG function

DC Side

Max. DC voltage	870V
Working voltage range	500V-850V
Min. DC voltage	500V

AC Side

Nominal power	500kW
Max. AC power	550kVA(long time operation)
Max. AC current	1008A
Max. THD	<3% at nominal power
Nominal grid voltage	315V
Grid voltage range	252V~362V
Nominal grid frequency	50Hz
Grid frequency range	45~55Hz
Power factor at nominal power	>0.99
Isolation transformer	No
Power factor range	0.9 (lagging)~0.9 (leading)
Off grid inversion voltage range	315V ±3%
Off grid output voltage distortion	<3% (linear load)
Off grid inversion voltage transition range	Within 10% (resistance load) 0%<=>100%)

Protection

DC over-voltage protection	Yes
DC short-circuit protection	Yes
AC over-voltage protection	Yes
AC short-circuit protection	Yes
Reverse polarity protection	Yes
Module temperature protection	Yes

Efficiency

Max. efficiency	98.2%
-----------------	-------

General Data

Dimensions (W*H*D)	1606*2034*860mm
Weight	1300kg
Operating temperature range	-30~55°C
Power consumption at stop	<120W
Cooling Concept	Temperature-controlled forced air cooling
Ingress protection rating	IP21
Relative humidity	0~95% no condensing
Max. working altitude	6000m (operation with derating above 4000m)
Display	Touch screen
Dispatch communication	RS485, Ethernet
BMS communication	RS485, CAN
Communication protocol	IEC104/Modbus TCP/IP Modbus RTU
Certificates	CE, TUV, G59, BDEW



PLANOS

ÍNDICE DE PLANOS

1. EMPLAZAMIENTO	164
2. IMPLANTACIÓN GENERAL	165
3. PLANTA GENERAL H2	166
4. SET PLANTA 30/45 KV	167
5. INSTALACIÓN ELÉCTRICA	169
6. UNIFILAR PSFV	170
7. ESQUEMA UNIFILAR H2	171
8. CANALIZACIONES MT Y BT	172
9. CANALIZACIÓN AT LÍNEA DE EVACUACIÓN	173
10. CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	174
11. CONEXIÓN A TIERRA CT	175
12. ESTRUCTURA SOPORTE PSFV	176
13. EDIFICIO DE CONTROL	177
14. CONEXIONADO MÓDULOS PSFV	178
15. CONEXIÓN RED DE TIERRAS	179
16. DETALLE VALLADO PERIMETRAL	180

50 **UC**