



HOJA DE CONTROL DE FIRMAS ELECTRÓNICA



Instituciones:

Firma Institución:

Firma Institución:

Firma Institución:

Firma Institución:

Ingenieros:

Nombre:

Nombre:

Colegio:

Colegio:

Nº. Colegiado/a:

Nº. Colegiado/a:

Firma Colegiado/a:

Firma Colegiado/a:

Nombre:

Nombre:

Colegio:

Colegio:

Nº. Colegiado/a:

Nº. Colegiado/a:

Firma Colegiado/a:

Firma Colegiado/a:

En caso de que el trabajo que se adjunta no estuviera sometida a visado obligatorio, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 13 de la Ley 2/1974 de Colegios Profesionales, el Colegiado hace constar que ha obtenido el consentimiento previo de su Cliente para proceder al visado.



**PROYECTO BÁSICO DE INSTALACIÓN SOLAR
FOTOVOLTAICA SOBRE TERRENO PARA
AUTOCONSUMO SIN EXCEDENTES DE INSTALACIÓN
“POWER-TO-GAS” GENERADORA DE HIDRÓGENO
VERDE “LA FARA” DE 50 MW EN EL T.M. DE RUEDA
(VALLADOLID)**

SEPTIEMBRE 2021



Contenido

1	OBJETO	4
1.1	Titular.....	5
1.2	Técnico Redactor	5
1.3	Emplazamiento.....	5
1.4	Normativa Aplicable.	5
2	DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN	8
2.1	Generador Fotovoltaico.....	9
2.1.1	Módulos	9
2.1.2	Estructura Soporte.....	11
2.1.3	Inversores	14
2.1.4	Centros de transformación	18
2.1.5	Valla de seguridad.....	19
2.1.6	Sistema de control y gestión.	20
2.1.7	Cableado, Cajas de Conexión y Zanjas en CC.	21
2.1.8	Distribución en C.A. y Conexión a Red.....	24
2.1.9	Cableado	24
2.1.10	Zanjas.....	25
2.1.11	Conexionado entre inversor y cuadros de AC-BT del CT.....	26
2.1.12	Equipos de Protección.	26
2.1.13	DESCRIPCIÓN SISTEMA DE TIERRA.....	27
2.1.14	INSTALACIONES DE SERVICIOS AUXILIARES.....	30
2.1.15	Acopio y oficinas	32
2.1.16	Oficina técnica.....	33
2.1.17	Almacén.....	33
2.1.18	Sistema de videovigilancia.....	33
2.2	Descripción de la instalación de Media Tensión	35
2.2.1	DESCRIPCIÓN GENERAL	35
2.2.2	LÍNEA DE MEDIA TENSIÓN.....	35
2.2.3	CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	38
2.2.4	Programa de necesidades y potencia instalada en kVA	38
2.2.5	Instalación Eléctrica.....	40
2.2.6	Puesta a tierra	46
2.2.7	Tierra de protección.....	46
2.2.8	Instalaciones secundarias	46
2.3	Medidas de Seguridad en el Trabajo.....	47
2.4	Justificación de equivalencia técnica.....	47
3	CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS	48
3.1	Dimensionado de la instalación FV.	48



3.1.1	Potencia a Generar.....	48
3.1.2	Cálculo de Módulos.....	48
3.1.3	Elección de soportes.....	51
3.1.4	Cálculo de las distancias entre soportes para evitar sombras.....	51
3.1.5	Cálculo de Conductores.....	51
3.1.6	Cálculos Eléctricos.....	52
4	PRESUPUESTO	54



1 Objeto

Se presenta el presente proyecto básico con la finalidad de definir los elementos básicos y un primero diseño para una instalación solar fotovoltaica de 50 MW a construir en unos terrenos rústicos en el T.M. de Rueda y que alimentarán, en régimen de autoconsumo sin excedentes, un electrolizador para la producción de hidrógeno verde, con el fin último de tramitar dicha instalación ante los distintos organismos competentes para la consecución de los permisos necesarios.

La sociedad mercantil "ACENTOR SOLAR, S.L." con NIF "B-04959367", pretende construir una instalación solar fotovoltaica de 50 MW, conectada en la red interior de la instalación de generación de hidrógeno verde "LA FARA", objeto de otro proyecto, y bajo el régimen de autoconsumo sin excedentes, en unos terrenos rústicos poco productivos y con un mínimo impacto ambiental en el municipio de *Rueda* (Valladolid).

La energía eléctrica producida por la instalación fotovoltaica irá destinada a la alimentación de los electrolizadores que permitirán la producción de hidrógeno verde para su posterior uso como vector energético descarbonizador. Su uso final será tanto como materia prima para procesos industriales, como para vehículos de tracción a base de pila de hidrógeno o para su mezcla e inyección en la red de gasoductos nacionales.

El impacto medioambiental de las fuentes de energía renovables es reducido, sobre todo en lo que concierne a emisiones contaminantes al aire y al agua. Al reducir la necesidad de obtención de energía a través de otro tipo de fuentes, especialmente aquellas emisoras de gases de efecto invernadero y otros contaminantes, contribuye a la disminución de las emisiones responsables del calentamiento global y de la lluvia ácida. Además, el destino final de la energía se dará en usos, procesos e industrias de mayor dificultad de descarbonización, por lo que en su impacto medioambiental se tendrá esa externalidad positiva al no solo reducir un consumo eléctrico directo, sino desplazar el uso de combustibles fósiles en otros ámbitos.

En lo que respecta a la tecnología de producción renovable solar fotovoltaica, puede afirmarse que, por sus características, es la fuente renovable más respetuosa con el medioambiente. No producen emisiones de ningún tipo, ni vibraciones, ni ruidos molestos. Su impacto visual es reducido gracias a su disposición modular que permite a las plantas adaptarse a la morfología de los lugares en los que se instalan. Además, la energía será directamente consumida insitu, reduciendo considerablemente las pérdidas que se producen en el transporte.

En la realización de la planta solar fotovoltaica se buscará en todo momento la optimización energética de la misma, para la cual se utilizarán equipos y materiales de la más alta calidad que además permitirán garantizar en todo momento la seguridad, tanto de las personas como de la propia red y los restantes sistemas conectados a ella.



1.1 Titular

El titular de la instalación es **ACENTOR SOLAR, S.L.** con CIF **B-04959367**.

1.2 Técnico Redactor

El presente proyecto básico fue redactado el Ingeniero Técnico Industrial Agustín Tonda Hita Ingeniero Industrial Colegiado número 2133 en el Colegio Oficial de Ingenieros Industriales de Andalucía Oriental.

1.3 Emplazamiento

La instalación fotovoltaica objeto de este proyecto se instalará sobre terrenos en Rueda (Valladolid). Los terrenos están ubicados en:

- **47140A009000020000XG**; Polígono 9, Parcela 2, T.M. Rueda (Valladolid)
- **47140A009000040000XP**; Polígono 9, Parcela 4, T.M. Rueda (Valladolid)
- **47140A009100050000XI**; Polígono 9, Parcela 10005, T.M. Rueda (Valladolid)
- **47140A009200050000XB**; Polígono 9, Parcela 20005, T.M. Rueda (Valladolid)
- **47140A008000100000XX**; Polígono 8, Parcela 10, T.M. Rueda (Valladolid)
- **47140A008000110000XI**; Polígono 8, Parcela 11, T.M. Rueda (Valladolid)
- **47140A008000120000XJ**; Polígono 8, Parcela 12, T.M. Rueda (Valladolid)
- **47140A008000320000XT**; Polígono 8, Parcela 32, T.M. Rueda (Valladolid)
- **47140A008000340000XM**; Polígono 8, Parcela 34, T.M. Rueda (Valladolid)
- **47140A008100330000XE**; Polígono 8, Parcela 10033, T.M. Rueda (Valladolid).

1.4 Normativa Aplicable.

Los sistemas fotovoltaicos y sus componentes estarán diseñados de acuerdo con las siguientes leyes, decretos, reglamentos, normas y especificaciones nacionales e internacionales:

- **Reglamento EU 2016/631** de la Comisión, de 14 de abril de 2016, que establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red y su adaptación al sistema eléctrico español.



- **R.D. 1955/2000** Actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimiento de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- **Ley 24/2013** Sector eléctrico.
- **Decreto 352/2001**, de 18 de septiembre, sobre procedimiento administrativo aplicable a las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a la red eléctrica.
- **Decreto Legislativo 1/2015**, de 12 de noviembre, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Prevención Ambiental de Castilla y León.
- **Orden TED/749/2020**, de 16 de julio, por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión.
- **Norma Técnica de Supervisión de la Conformidad de los Módulos de Generación de Electricidad según el Reglamento NTS 2016/631**, de 18 de julio de 2019.
- **UNE-EN 61215:2017** Módulos fotovoltaicos (FV) para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.
- **UNE 20.439** Control de aceptación de los contadores de corriente alterna clase II.
- **UNE 21.310** Contadores de energía eléctrica de corriente alterna.
- **IEC 364** Instalaciones eléctricas de edificios.
- **CEC 503** Los módulos estarán aprobados y homologados para cumplir los requerimientos de la Comisión Europea de la U.E. (Acuerdo N° 503) en el Centro de Investigación Comunitaria de Ispra, Italia. Estas pruebas demuestran la idoneidad del producto para su uso en las condiciones más adversas y su perfecto funcionamiento en ambientes con humedad hasta el 100% y rangos de temperatura entre -40°C y +90°C, y soportando velocidades de viento de hasta 180 Km./hora.
- **NTE-IEP/1973**, "Instalaciones de electricidad-puesta a tierra"
- Recomendaciones UNESA, guías de aplicación y Normalización Nacional. Normas UNE.

Otra normativa aplicable:

- **R.D. 2267/2004**, de 3 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de Seguridad contra incendios en los establecimientos industriales.
- **R.D. 105/2008**, de 1 de febrero, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición.
- **R.D. 614/2001**, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.
- **R.D. 1627/1997**, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
- **R.D. 1215/1997**, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- **R.D. 485/1997** de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- **Ley 314/2006** Código Técnico de Edificación y Documentos Básicos para su cumplimiento.



- **Ley 38/1999**, de 5 de noviembre, de Ordenación de la Edificación.
- **Ley 31/1995**, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- Reglamento de Verificaciones Eléctricas y Regularidad en el Suministro de Energía Eléctrica
- Directivas Europeas de seguridad y compatibilidad electromagnética.
- Ley número 88/67 de 8 de noviembre Sistema Internacional de Unidades de Medida SI, así como la Ley 3/1985 de metrología.
- Ordenanzas de Seguridad e Higiene en el Trabajo (OSHT) y Reglamento de Prevención de Riesgos Laborales, así como toda normativa que la complementa.
- Normas particulares y de normalización de la compañía suministradora de energía eléctrica

2 Descripción de la instalación.

La instalación objeto, se ubicará en la finca definida en el apartado de emplazamiento.

Tomamos como dato inicial que la potencia instalada en el campo fotovoltaico con seguidor a un eje, tipo multirow, será de 64,15 MWp (106.920 unidades) en módulos Trina Solar VERTEX de 600 Wp.

Los módulos descargan a 270 inversores ABB PV-175-TL de 175 kVA de potencia nominal y 185 kVA de potencia máxima, distribuidas en la planta y que forman el equipo de electrónica de potencia de la planta. Su salida es trifásica a 800 V y descargan en 9 estaciones de transformación del tipo skid intemperie de 5.550 kVA. Estas potencias corresponden a 9 grupos de 30 inversores, para una potencia máxima de inversores y de transformadores de 49.950 kVA.

Esto representa una potencia total de inversión y transformación máxima de 49,95 MVA. Al tratarse de un autoconsumo sin excedentes, se precisa colocar un PPC (Power Plant Controller o Controlador de Potencia de la Planta) regulado para garantizar la inyección cero de potencia procedente del campo fotovoltaico en la red de distribución

Cada uno de los generadores de cada instalación está formado por una asociación serie y paralelo de un determinado número de módulos fotovoltaicos.

Los módulos se instalarán sobre estructuras seguidoras a un eje tipo 2P de 33x2P y 66x2P. Cada inversor ABB dispone de una capacidad de hasta 24 entradas de string (12 MPPT) de la que se utilizarán 12 entradas, una por MPPT. Cada string o cadena está formado por una serie de 30 módulos. Esto hace que por cada inversor se asignen 396 módulos para una potencia pico de 237,6 kWp.

La tensión de salida de los inversores es de 800 V y la red de media tensión del parque será de 30 kV.

CARACTERÍSTICAS FUNDAMENTALES:

Planta Solar Autoconsumo "La Fara" de 50 MW de potencia

Generador Fotovoltaico

- Generador fotovoltaico sobre estructura seguidora a un eje fijo N-S.



- 106.920 módulos fotovoltaicos de 600 Wp de potencia máxima, distribuidos en series de 33 módulos dirigidos hacia inversores de string y hacia centros de transformación de 5.550 kVA para una potencia máxima total de 49,95 MVA.

Electrónica de potencia

- 270 inversores de string ABB PV-175-TL de 175 kVA de potencia nominal (40°C) y 185 kVA de potencia máxima (30°C) con salida trifásica a 800 V.

Centros de transformación

- Nueve centros de transformación de 5.550 kVA de potencia máxima con cuadro de baja tensión, transformador, celdas de media tensión y protecciones.
- Controlador de planta (PPC) regulado para garantizar la no inyección de potencia a la red de distribución.

Red de Media Tensión

- 4 circuitos subterráneos de Media Tensión en anillo de conductores RHZ1 18/30 kV AL de entre 150 y 630 mm² que unen los centros de transformación de cada centro de potencia con la SET MORERUELA H2 30/132 kV de alimentación de la planta de electrólisis.

Punto de conexión:

- Subestación Medina del Campo 220 kV, propiedad de Red Eléctrica de España (REE).
- Coordenadas UTM aproximadas: X: 339974.56 Y: 4576795.07 Huso: 30T.

Potencia de Servicios Auxiliares:

- Se reservarán unos 60 kW de potencia para la alimentación de los sistemas del parque durante sus horas de no producción.

2.1 Generador Fotovoltaico.

2.1.1 Módulos

El módulo fotovoltaico utilizado será el TRINA SOLAR VERTEX TSM-DEG20C.20 de 600 Wp o similar. El módulo cumple con todas las especificaciones de calidad requeridas, con una eficiencia del 21,2 %.

Características del Módulo Fotovoltaico	
Marca	TRINA SOLAR
Modelo	TSM-DEG20C.20 (bifacial)
Célula	120 monocristalina
Potencia nominal (Wp)	600 Wp



Tensión de circuito abierto Voc	41,7 V
Corriente de cortocircuito Isc	18,42 A
Tensión de máxima potencia Vmp	34,6 V
Corriente de máxima potencia Imp	17,34 A
Coefficiente de tensión	-0,25%/°C
Coefficiente de corriente	0,040%/°C
Coefficiente de potencia	-0,34%/°C
Tensión máxima del módulo	1.500 V
Dimensiones	2172x1303x40 mm
Peso	35,3 kg
Eficiencia	21,2 %

Todos los módulos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino, así como estar cualificados por algún laboratorio reconocido, lo cual se acreditará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente, cumpliendo con los requerimientos técnicos y de seguridad necesarios para su interconexión a la red de baja tensión (2006/95/CE), así como con las directivas Comunitarias sobre seguridad eléctrica y compatibilidad electromagnética (2004/108/CE).

Todos los módulos fotovoltaicos cumplirán, además, la norma UNE-EN 61.730, sobre cualificación de la seguridad de los módulos fotovoltaicos, y la norma UNE-EN 50.380, sobre informaciones de las hojas de datos y de las placas características para los módulos fotovoltaicos.

Aquellos módulos que no puedan ser ensayados según dichas normas, deberán acreditar el cumplimiento de los requisitos mínimos establecidos en las mismas normas por otros medios y con anticipación a su inscripción definitiva en el registro de régimen especial dependiente del órgano competente. Será necesario justificar la imposibilidad de ser ensayados, así como la acreditación del cumplimiento de dichos requisitos, lo que deberá ser comunicado por escrito a la Dirección General de Política Energética y Minas, quién resolverá sobre la conformidad o no de la justificación y acreditación presentadas.

Los módulos llevarán de forma clara, visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como su identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.

Para que un módulo resulte aceptable su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 5\%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.

Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos, así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulado.

En el anejo correspondiente se presenta la hoja de características del módulo TRINA SOLAR VERTEX TSM-DEG20C.20 de 600 Wp o similar.



2.1.2 Estructura Soporte.

La estructura soporte sirve de soporte y fijación de los módulos fotovoltaicos. Este sistema tendrá un sistema seguidor a un eje de fijación en el suelo mediante hincado de soporte en el terreno. Asimismo, se considerará una separación entre estructuras que eviten el sombreado de las mismas entre sí, manteniendo las pérdidas por sombreado en niveles aceptables.

El sistema seguidor a un eje es un sistema de captación solar mejorado, pues se dota de movimiento a los soportes. Con este movimiento se consigue maximizar la cantidad de radiación solar que reciben los módulos fotovoltaicos, incrementando considerablemente la producción de los mismos. Desde un punto de vista medioambiental esto permite generar más energía sobre una misma superficie, mejorando el rendimiento por hectárea del parque en contraposición con uno de estructura fija.

Los módulos fotovoltaicos se acoplarán en estructuras metálicas de acero y/o aluminio que contarán con un sistema de seguimiento solar Este-Oeste mediante un eje Norte-Sur horizontal, que seguirá el movimiento diario del Sol. Esta estructura será capaz, de manera motorizada y automática, de ir orientando el plano de los módulos fotovoltaicos de forma que siempre presenten su cara hacia el Sol, desde primeras horas de la mañana hasta bien entrada la tarde.

En la presente instalación se han seleccionado las estructuras de aluminio y acero del fabricante SCHLETTER o similar, para soportes de módulos Trina Solar de 600 Wp o similar. Además, el diseño de la estructura se ha buscado por su facilidad de montaje de los módulos y se tendrá en cuenta la realización de labores de mantenimiento y/o sustitución de los mismos.

La forma de instalación sobre el suelo, ser realizará mediante hincado, con una profundidad aproximada de entre 1.5 y 2 metros (en función de la calidad del suelo, estudio no incluido en el presente proyecto). Esta estructura no lleva asociada a su instalación ningún otro material como el hormigón, siendo su instalación idéntica a la que se realiza en los quitamiedos ubicados en las carreteras.



Estructura tipo seguidor a un eje para instalación de módulos Fotovoltaicos.



Ejemplo de hincado de estructura



Ejemplo de hincado de estructura

Estos seguidores permiten una pendiente máxima del terreno en la dirección del eje de torsión Norte-Sur de un 17,5%. Por ello se instalarán en zonas donde la pendiente del terreno permita su instalación. Estos seguidores quedarán en posición horizontal variando la altura de incado de cada poste, adaptándose a la morfología de la zona y absorbiendo la diferencia de contas entre los distintos puntos de hincada.

En caso de que hubiera zonas en las que se superase la pendiente máxima aceptada por el seguidor no es necesario nivelar toda la superficie que ocupa el mismo, sino solo determinadas zonas donde se supera levemente la pendiente máxima, reduciendo al mínimo imprescindible el movimiento de tierras. El replanteo y distribución de las estructuras seguidoras se plantea de forma que la distancia entre ellos maximice la radiación incidente, reduciendo los niveles de sombra y permitiendo el paso de vehículos para mantenimiento entre ellos.

Se cumplirán las siguientes recomendaciones:

- Las estructuras soporte deberán cumplir las especificaciones de este apartado. En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado por el Código Técnico de la Edificación respecto a seguridad.
- La estructura soporte de módulos resistirá, con los módulos instalados, las sobrecargas por viento y nieve de acuerdo con lo estipulado en el CTE y cualquier otra normativa de aplicación.
- El diseño y la construcción de la estrucutra y el sistema de fijación de módulos permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los



módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.

- Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de forma que no se produzcan flexiones superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo.
- La estructura estará protegida contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o tratamiento protector de la estructura.
- La tornillería será realizada en acero inoxidable. En el caso de que la estructura sea galvanizada, entonces se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.
- Los seguidores solares serán de conformidad con la Directiva 2006/42/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, 17 de mayo de 2006, relativa a las máquinas.

La alimentación de los actuadores de cada estructura se realizará mediante corriente continua 24 V desde un conjunto módulo fotovoltaico-batería, provistos en el centro de la estructura y por el mismo fabricante.

La comunicación y coordinación entre las distintas estructuras se realizará mediante tecnología Wireless.

2.1.3 Inversores.

Los módulos fotovoltaicos generan corriente continua de intensidad proporcional a la irradiación incidente. Para que el sistema fotovoltaico pueda operar en paralelo con la red existente es necesario transformar esa corriente continua en corriente alterna de las mismas características (tensión y frecuencia) que la de la red.

El sistema de conversión de potencia para esta instalación estará formado por 270 inversores ABB PVS-175-TL, que son inversores de cadena que disponen de una potencia nominal a 30 °C de 175 kVA (185 kVA a 40 °C).

Los inversores serán de exterior y estarán compuestos de equipamiento con protección IP que permita su correcto funcionamiento a lo largo de su vida útil, así como las garantías de protección de las personas para cada uno de los componentes de la instalación durante ese tiempo.

Los inversores cumplirán con los requerimientos técnicos y de seguridad necesarios para su interconexión a la red de baja tensión (2006/95/CE), así como con las directivas Comunitarias sobre seguridad eléctrica y compatibilidad electromagnética (2004/108/CE).

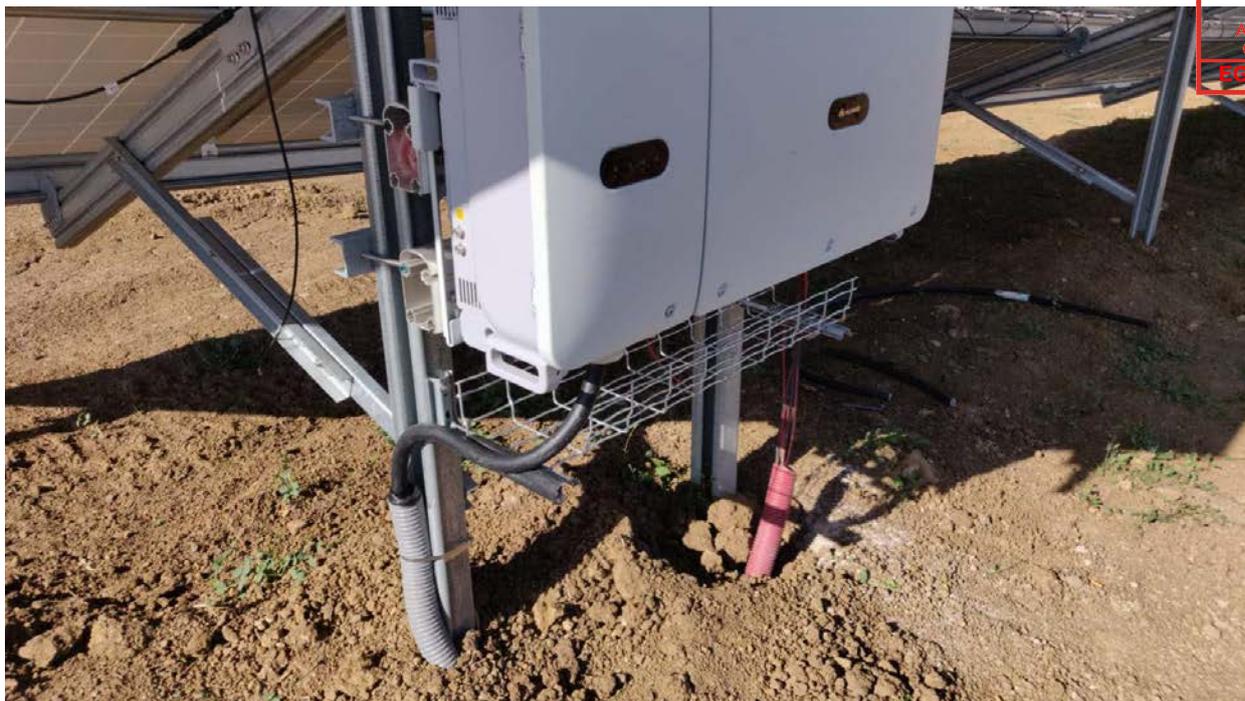
En el anexo correspondiente se muestran las características del inversor ABB PVS-175-TL.

A continuación se muestra una fotografía de una instalación fotovoltaica de conexión a red en la que se emplean este tipo de inversores:

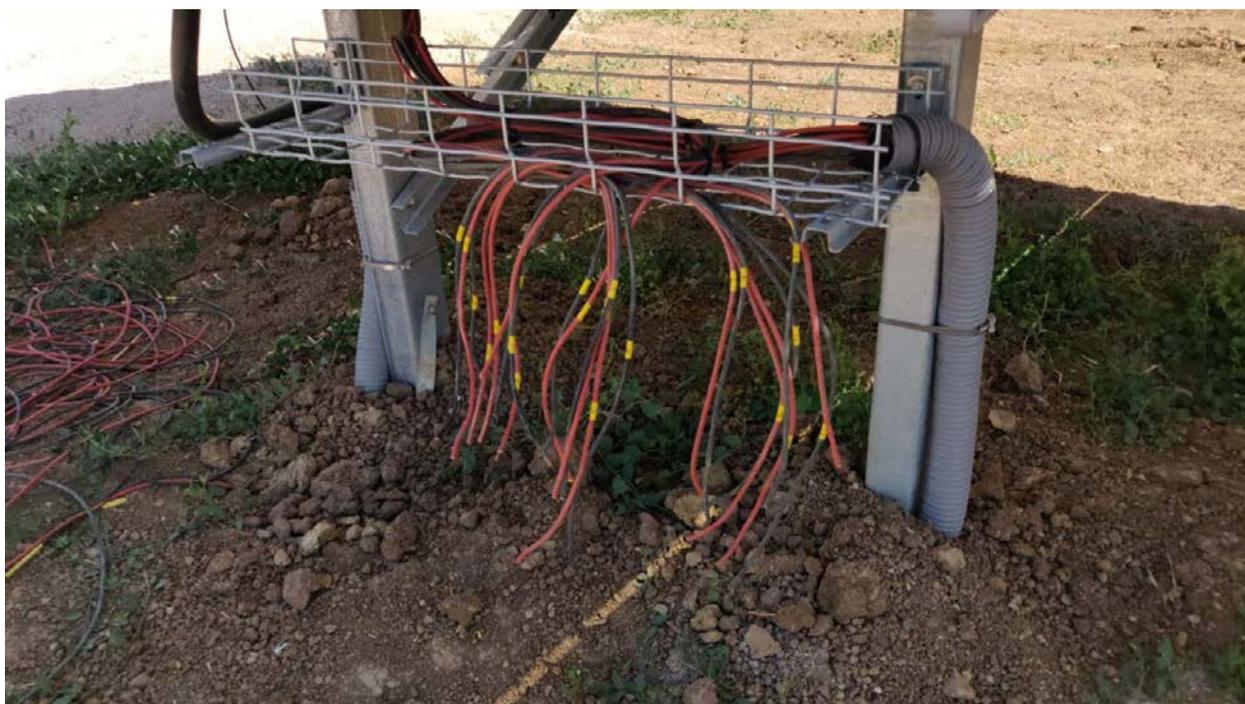


Imagen inversor ABB PVS-175-TL de 175 kVA

La conexión de los inversores se hará mediante manguera y bajo tubo flexible con protección metálica a la salida de la zanja para proteger de rozadura el cableado del poste donde va sujeto el inversor.



Ejemplo de protección mecánica



Ejemplo de protección mecánica

El inversor elegido tiene un rendimiento de 98.8%. Tendrá que cumplir las siguientes características técnicas:

- Producción de una alimentación eléctrica sinusoidal síncrona con la red.
- Rápida y exacta detección y seguimiento del punto de operación (regulación MPPT) con la máxima producción de potencia.

- Alta eficiencia en funcionamiento, incluso en régimen de carga parcial.
- Funcionamiento completamente automático, sencillo control operativo e indicación de fallos.
- Fiable funcionamiento, incluso con altas temperaturas ambiente, así como resistencia a la intemperie y a la temperatura.
- Opción de visualización de datos, pantalla para mostrar rendimientos y mensaje de fallos.
- Soportará huecos de tensión y contralará la potencia activa de la red.

ABB PVS-175-TL string inverter block diagram

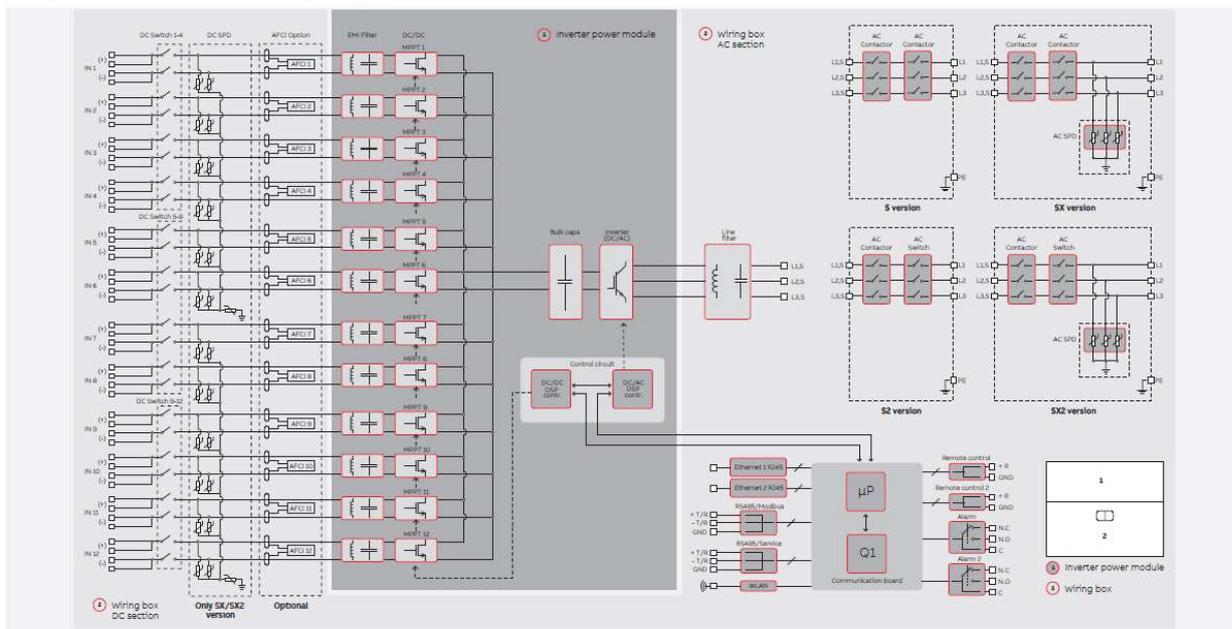


Diagrama del inversor de ABB PVS-175-TL

Dispondrá además de:

- Descargadores de sobretensiones atmosféricas en continua.
- Descargadores de sobretensiones atmosféricas en Alterna.
- Protección contra fallo de aislamiento en continua.
- Vigilante de aislamiento AC.
- Protección contra polaridad inversa.
- Protección contra sobrecorrientes en la salida.

El inversor dispone de 12 MPPT y 24 entradas, de las cuales se utilizarán tan solo 18 entradas. El conexionado de los strings se hará de forma que cada MPPT tenga una o dos entradas y allá donde se utilicen las dos entradas se primará la conexión de strings que puedan considerarse similares a efectos de producción eléctrica –esto es que estén en dos filas consecutivas y en la misma posición relativa en su respectiva mesa o se estime que van a recibir una radiación similar por su distribución en la planta-



El MVCS incluye el transformador de media tensión bañado en aceite, las celdas de línea y protección de media tensión en hexafluoruro de azufre y las protecciones y conexiones de baja tensión para conectar inversores PVS-175-TL respectivamente, así como los servicios auxiliares. En concreto se conectarán 30 inversores por centro de transformación para una potencia de 5.550 kVA por centro hasta un total de nueve centros. Esto da una potencia total de inversores y transformador de 49.950 kVA.

En el anexo correspondiente se muestran las características del equipo compacto FIMER PVS 175-MVCS.

2.1.5 Valla de seguridad

Se instalará una valla de seguridad de 2 metros de altura para proteger la instalación frente al robo y vandalismo. Dicha valla será fabricada con tubos de acero galvanizado en caliente, montada sobre cimentación y con puertas también de acero galvanizado.

Los tubos van anclados al suelo en orificio de 40x20 centímetros y recibidos con hormigón. La malla irá sujeta a los postes con sus correspondientes alambres, tensores y abrazaderas.

La distancia entre los postes será de 3 metros, llevando refuerzos cada 45 metros aproximadamente.

El vallado cumplirá con el artículo 22 de la Ley 8/2003 del 28 de Octubre, de flora y fauna, con el objeto de permitir la libre circulación de la fauna silvestre.



Ejemplo de vallado cinégetico

Para los accesos a la planta, se dispone de puertas metálicas de 8x2 m, galvanizadas.

Se deja un margen de seguridad respecto al vallado perimetral de la planta, que hace las veces de cortafuegos. El vial perimetral es de 4 metros y dispondrá de una franja libre para facilitar la detección de intrusismo en el recinto.

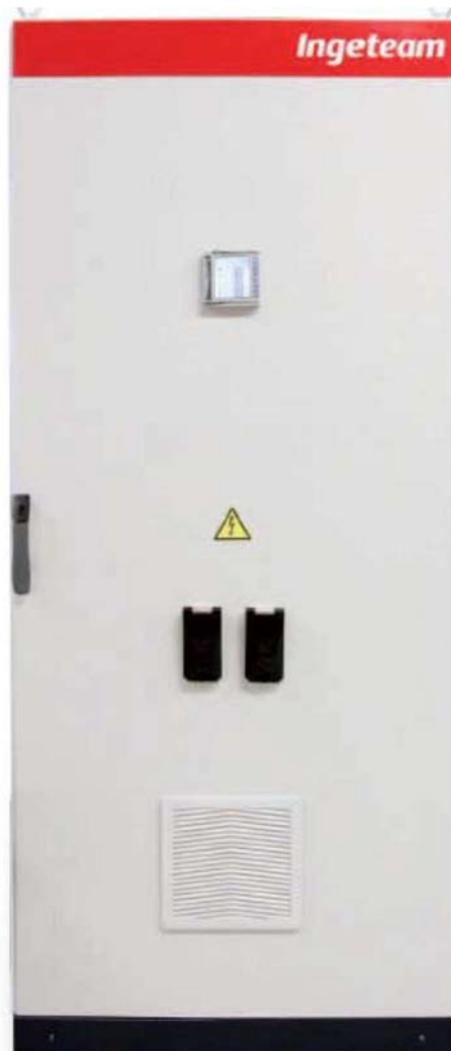
2.1.6 Sistema de control y gestión.

Como ya se precisó, la potencia total de generación es de 43,66 MVA. Como la potencia generada en el campo fotovoltaico supera la admitida en consumo, y como mecanismo de inyección cero, se precisa colocar un controlador de potencia en la planta (PPC). Para controlar la producción fotovoltaica de la planta, se instalará el Power Plant Controller (PPC) como herramienta de control para la regulación de la potencia de la planta en barras de central. El PPC recibe las consignas e interactúa con los inversores instalados en la planta para cumplir con las exigencias del gestor de red pertinente, modulando la inyección de energía a la red, y asegurando que la potencia exportada por la planta no supere la capacidad permitida por el punto de conexión. Desde el software SCADA local se podrá supervisar y controlar las consignas del PPC para asegurar el buen funcionamiento de la instalación.

El Plant Controller cuenta con la función "On Demand Production", que permite controlar la potencia de salida de la planta fotovoltaica, limitándola al valor deseado, además "ayuda al operador de red a predecir el comportamiento de las plantas fotovoltaicas y garantiza la calidad y estabilidad del suministro eléctrico". Permite un máximo control de la planta fotovoltaica al contar con un avanzado algoritmo de control junto a un sistema de comunicaciones rápido y eficaz, con tiempos de respuesta inferiores al segundo, permitiendo realizar un control preciso de la potencia activa y reactiva entregada por la planta en barras de central. El PPC controla los inversores fotovoltaicos garantizando el cumplimiento del código de red y los requerimientos del gestor de red pertinente en el punto de conexión de la planta fotovoltaica.



Versión Standard



Versión Premium

Ingeteam

2.1.7 Cableado, Cajas de Conexión y Zanjas en CC.

2.1.7.1 Cableado

La conexión entre módulos se realizará con terminales multicontacto que facilitarán la instalación y además asegurarán el aislamiento.

A partir del generador fotovoltaico los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para asegurar caídas de tensión y

calentamientos inferiores al 1,5% de la tensión nominal con la Intensidad nominal, calculando los cables para una intensidad no menor de 125% de la nominal, incluidas las posibles pérdidas por terminales intermedios, y los límites de calentamiento recomendados por el fabricante de los conductores, según se establece en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

El cable utilizado será un conductor flexible de cobre con aislamiento de polietileno reticulado, especialmente diseñado para intemperie y con resistencia contra los rayos UV. Está fabricado de acuerdo a norma UNE 21-123 y presenta unas prestaciones elevadas frente a sobrecargas y cortocircuitos.

El cableado de continua presentará doble aislamiento y será adecuado para el uso en intemperie, al aire o enterrado de acuerdo a la norma UNE-21-123.

Los elementos de conducción de cables serán de características equivalentes a los clasificados como “no propagadores de la llama” de acuerdo con las normas UNE-EN 50.085-1 y UNE-EN 50.086-1.

Se incluirá toda la longitud de cable. Deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

2.1.7.2 Canalizaciones eléctricas DC:

Conductores aislados directamente sobre la estructura:

Para la ejecución de las canalizaciones se tendrán en cuenta las siguientes prescripciones:

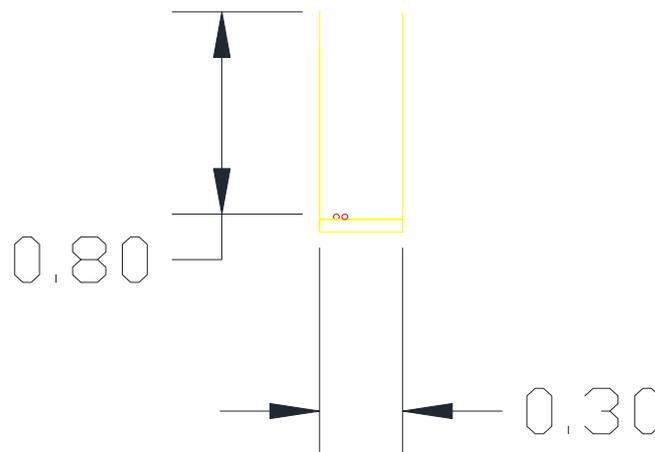
- Sobre dicha estructura irá fijada el cableado mediante abrazaderas, quedando perfectamente fijada todo el cableado DC hasta el inversor.



- Cuando los cables deban disponer de protección mecánica por el lugar y condiciones de instalación en que se efectúe la misma, se utilizarán cables armados. En caso de no utilizar estos

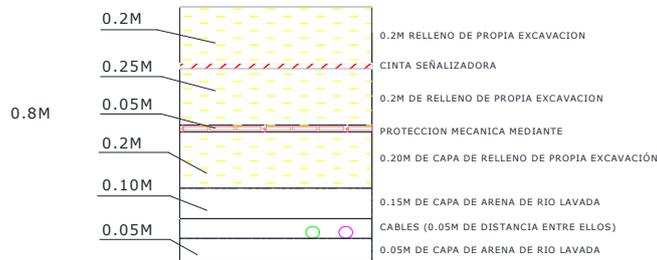
cables, se establecerá una protección mecánica complementaria sobre los mismos, normalmente se realizará con tubo o similar.

- Se evitará curvar los cables con un radio demasiado pequeño y salvo prescripción en contra fijada de la norma UNE correspondiente al cable utilizado, este radio no será inferior a 10 veces el diámetro exterior del cable.
- Los cruces de los cables con canalizaciones no eléctricas se podrán efectuar por la parte anterior o posterior a éstas, dejando una distancia mínima de 3 cm entre la superficie exterior de la canalización no eléctrica y la cubierta de los cables cuando el cruce se efectúe por la parte anterior de aquella.
- Los extremos de los cables serán estancos cuando las características de los locales o emplazamientos así lo exijan, utilizándose a este fin cajas y otros dispositivos adecuados. La estanqueidad podrá quedar asegurada con la ayuda de prensaestopas.
- Aunque el sistema a utilizar en los inversores (String Control), evita la colocación de caja de conexiones, en caso de ser necesario, los empalmes y conexiones se harán por medio de cajas o dispositivos equivalentes provistos de tapas desmontables que aseguren a la vez la continuidad de la protección mecánica establecida, el aislamiento y la inaccesibilidad de las conexiones y permitiendo su verificación en caso necesario.
- En algunos casos será necesaria la conexión entre mesas mediante zanjas. Las zanjas tendrán un profundidad de 0.8 metros y una anchura de 0.3m. La conexión entre mesas mediante zanjas se realizarán con cable directamente enterrado.



ZANJA PARA DC

DETALLE ZANJAS DC



DETALLE ZANJA PARA DC

2.1.8 Distribución en C.A. y Conexión a Red.

2.1.9 Cableado

El cableado de CA se corresponde al último tramo de la instalación fotovoltaica, el cual finalizará en la misma a la red eléctrica de distribución en baja tensión. Este tramo se inicia a la salida del inversor y finaliza en el punto de conexión a la red de baja, en el cuadro de baja tensión de los centros de transformación.

El cable utilizado será un conductor flexible de cobre tripolar (con tierra) con aislamiento de PVC y recubrimiento de PVC, para los cables que llegan de los inversores a la caja de conexiones, y cable no flexible de cobre unipolar (con tierra) con aislamiento de PVC y recubrimiento de PVC para los cables que salen de la caja de conexiones al transformador. Además estarán especialmente diseñados para intemperie y con resistencia contra los rayos UV. Está fabricado de acuerdo a norma UNE 21-123 y presenta unas prestaciones elevadas frente a sobrecargas y cortocircuitos y certificado con método de ensayo (IEC-60-332-1-2).

Los conductores irán bajo zanja hasta el CT donde se realiza la conexión para la evacuación de energía generada y tendrán la sección adecuada para asegurar caídas de tensión inferiores al 1,5 %, calculando los cables para una tensión máxima admisible de 125 % de la nominal, incluidas las posibles pérdidas por terminales intermedios, y los límites de calentamiento recomendados por el fabricante de los conductores, según se establece en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

2.1.10 Zanjas

El conexionado de cable AC comprenderá desde la salida de los inversores hasta el cuadro de Baja del Centro de Transformación. La bajada hacia la zanja se realizará por medio de bandeja de canalización con sujeción en las bases de la estructura, hasta alcanzar el nivel del suelo, y fijado con bridas para su perfecto estancamiento. Llevará una protección mecánica en la bajada a zanja.

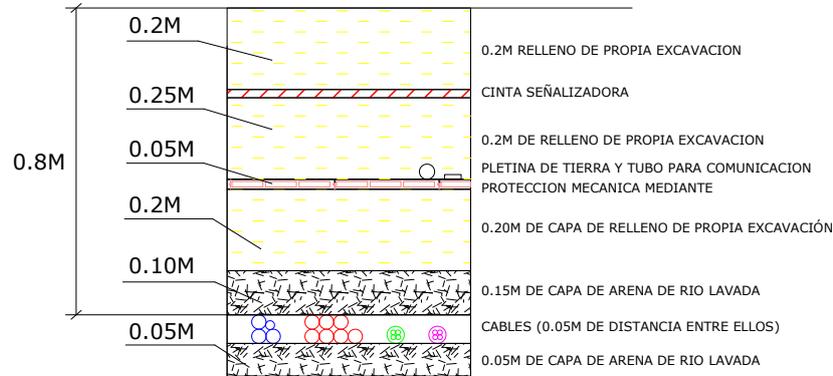
La instalación eléctrica se realizará a una profundidad mínima de 0.8m, con una resistencia suficiente a las solicitaciones a las que se han de someter durante su instalación.



Ejemplo de zanjas para cableado AC

El acceso a esta instalación va a ser restringido y no se va a producir sobre él una circulación de vehículos ni de personas.

DETALLE ZANJAS



2.1.11 Conexionado entre inversor y cuadros de AC-BT del CT.

A la salida de los inversores, éstos se conectarán directamente desde cada inversor hasta alcanzar los cuadros de Baja Tensión de cada Centro de Transformación.

Los fusibles de los cuadros de BT serán de 200 A, y dispondrá de un interruptor de corte general de adecuado a la potencia que pasará por cada cuadro de baja tensión.

2.1.12 Equipos de Protección.

El sistema de protecciones deberá ser consistente con lo exigido por la reglamentación vigente.

- *Protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia;* formado por el relé de frecuencia que estará calibrado entre los valores 51 y 49 Hz y deberá actuar cuando la frecuencia sea superior ó inferior a la de la red durante más de 5 períodos. Esta protección está incorporada en los inversores
- *Protección para la interconexión de máxima y mínima tensión;* formado por el relé de tensión, que estará calibrado entre los valores 1,1 y 0,85 Um. El tiempo de actuación debe ser inferior a 0,5 segundos. Esta protección está incorporada en los inversores.
- La protección de derivación a tierra tanto del positivo como del negativo está incluida en los inversores.
- Por supuesto, el rearme de la instalación se realizará de forma automática una vez que se restablezca la tensión y frecuencia de red dentro de los límites prefijados. El inversor asegura la reconexión en 60s una vez establecida la normalidad de la red.



- Aislamiento galvánico: El inversor incorpora un sistema equivalente con su correspondiente certificado, sustituyen la función de un transformador de aislamiento galvánico por lo que garantiza la separación física entre la red de distribución y la instalación fotovoltaica, cumpliendo la Norma UNE 60742.
- Funcionamiento en isla: Se garantiza que la instalación fotovoltaica no va a funcionar en isla gracias al interruptor automático de interconexión que incorpora el inversor y que impide dicho funcionamiento al desconectar la central fotovoltaica de la red cuando las condiciones de tensión y/o frecuencia de la misma no están dentro de los parámetros reglamentados. Equipos de Medida.

Protecciones en CC:

El propio inversor lleva su propio sistema de autoprotección en continua, basado en protección de sobretensión que asegure no superar la tensión máxima admisible en régimen permanente en bornes del limitador cuando la Tª del módulo sea mínima, protección contra polaridad inversa, control de aislamiento de campo, fusibles de 12 A / 1.500 V e interruptor general.

2.1.13 DESCRIPCIÓN SISTEMA DE TIERRA.

La puesta a tierra se establece principalmente con el objetivo de limitar la tensión que, con respecto a tierra, puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales electrónicos utilizados, disminuyendo al máximo el riesgo de accidentes para personas, así como el deterioro de la propia instalación.

La puesta a tierra es la unión eléctrica directa, sin fusible ni protección alguna, de una parte del circuito eléctrico o de una parte conductora no perteneciente al mismo mediante una toma de tierra con un electrodo o grupos de electrodos enterrados en el suelo.

Mediante la instalación de puesta a tierra se deberá conseguir que en el conjunto de las instalaciones, edificios y superficie próxima del terreno no aparezcan diferenciales de potencial peligrosas y que, al mismo tiempo, permita al paso de tierra las corrientes de defecto o las de descarga de origen atmosférico.

El diseño de la puesta a tierra cumplirá las exigencia del Reglamento de Baja Tensión, concretamente el capítulo ITC-BT24. Se instalará una red de tierras común para toda la instalación de la siguiente forma:

Los postes de la estructura metálica estarán directamente hincados en el suelo a una profundidad de 1,8

metros aproximadamente. De esa manera servirán por un lado de soporte mecánico y por otro lado de pica de tierra.

Cada mesa, tienen una separación entre postes mayor de 2 m, que es el mínimo para distancia entre masas y elementos conductores según ITC-BT 24.

Cada poste conectado directamente a la red de tierra, tendrá aproximadamente 580mm², lo que satisface holgadamente el requisito mínimo de 350 mm² para perfiles usados como picas.

Los postes de cada estructura estarán conectados eléctricamente a través de la parte superior de la estructura mediante perfiles de aluminio anodizado, y estos perfiles, estarán conectados entre sí mediante cable de cobre con sección transversal mínima de 25 mm².



Unión de la estructura mediante cable de cobre 35 mm²

Los conductores de tierra consistirán en un conductor plano desnudo de acero galvanizado de 30x3mm (90mm²), enterrada a una distancia nunca inferior a 0.5m. Eso cumplirá lo que pide la ITC-BT-18 en la tabla 1 para conductores de hierro no protegidos contra la corrosión (50mm²).

Los conductores estarán conectados al poste interior de cada fila. De ahí van a la caja de conexiones general y a las casetas de BT.

No protegido contra la corrosión	25 mm ² Cobre 50 mm ² Hierro
----------------------------------	---

La pletina puesta a tierra estará conectados al poste interior de cada fila. La pletina irá conectada al neutro del transformador.



Ejemplo de pletina conectada a poste de estructura

Las uniones de los conductores de tierra serán mediante soldadura eléctrica. A continuación irá protegida mediante cinta autovulcanizante y cinta aislante.



Encintado con cinta autovulcanizante y cinta aislante

La solidez y protección mecánica queda asegurada con independencia de las condiciones estimadas de influencias externas.

Así, el campo fotovoltaico presentará una zona con una gran superficie equipotencial puesta a tierra en múltiples puntos mediante los postes hincados la cual estará conectada a neutro del transformador.

El parque constará de agrupaciones de tierras independientes dados por la distribución y orografía del terreno. Se primará la unión equipotencial de dichos campos, pero se calculará para que no sea técnicamente necesario.

2.1.14 INSTALACIONES DE SERVICIOS AUXILIARES.

El nivel de Tensión de los Transformadores será de 800 V. Es por este motivo, que cada Centro de Transformación dispondrá de un transformador 800V/400V que dará suministro a las instalaciones auxiliares de cada CT, así como los servicios auxiliares de la planta FV, que estará ubicado en una caseta modular, junto a uno de los centros de transformación.



Ejemplo de caseta modular

La caseta modular dispondrá de una instalación eléctrica básica para alimentar los distintos dispositivos necesarios para la vigilancia y funcionamiento de la instalación.

Cálculos eléctricos servicios auxiliares de cada CT.

Partimos de la base de la siguiente estimación de consumos:

DISPOSITIVOS A ALIMENTAR	
Descripción	Cantidad (Wattios)
Iluminación	600



Weblogger para monitorización	150
Router	50
Varios	1.000
Varios	1.000
	2.800

Ante posibles ampliaciones, se calcula una línea acometida para 5 kW.

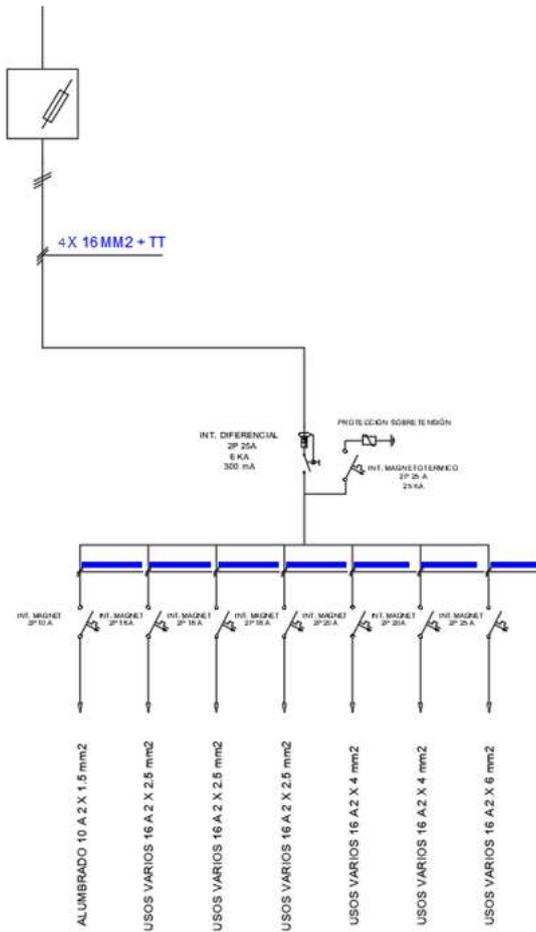
RED BAJA TENSION PARA ACOMETIDA												
Cable Nr.	de	a	Longitud[m]	Typ	P	V	c.d.t	In	Int(125%In)	Smin	C.d.t(S)/In	%c.d.t(S)/In
ACOMETIDA	CGP	Cuadro Caseta	15,00	3 x16 ² + 1 x 16 ²	5000	240	3,6	12,04	15,05	16,00	0,40	0,168
											c.d.t.(máx)	0,168

SECCION	INTENSIDAD MAXIMA ADMISIBLE A 25°	FACTOR DE CORRECCION PARA Tª ≠ 25°	FACTOR RESISTENCIA TERMICA 1 Kxm/W	FACTOR SEPARACION DE CABLES	INTENSIDAD MAXIMA ADMISIBLE REAL	INTENSIDAD MAXIMA	COMPROBACION
16	97	0,94	1	0,53	0,98	47,4	12,04
							O.K.

Por lo tanto, el cable de acometida será de:

Cable AC	
MANGERA DE CABLE 0,6-1 KV COBRE	
(4x16 ²) + TT	15 metros

Se instalará dentro de la oficina un cuadro con electrificación básica siguiendo el siguiente esquema.



Esquema unifilar de servicios auxiliares

Cableado instalación eléctrica	
(2x1.5²) + TT	MANGERA DE CABLE 0,6-1 KV COBRE
(2x2.5²) + TT	
(2x4²) + TT	
(2x6²) + TT	

2.1.15 Acopio y oficinas

Para el correcto funcionamiento de la planta se van a considerar una edificación principal cuyo uso será el de oficina técnica y unos almacenes. Estos edificios serán del tipo prefabricado, directamente colocados sobre el suelo previamente compactado o bien sobre solera de hormigón ligeramente armada.

2.1.16 Oficina técnica

Las oficinas están compuestas por un edificio prefabricado de hasta 8 módulos apilados en dos niveles, con hasta cuatro módulos en la planta inferior y cuatro en la planta superior y soportados en solera de hormigón ligeramente armado.

Inicialmente se ha preparado el terreno, realizando una previa compactación y excavación para posteriormente encofrar una losa de hormigón armado de 20 cm de espesor.

Las características del edificio son las siguientes:

- Estructura metálica con protección anticorrosiva
- Cerramiento de fachada y cubiertas en panel sándwich, constituido por dos chapas metálicas prelacadas y espuma de poliuretano, con un espesor de 40 mm.
- Aislamiento en techo y suelo a base de espuma de poliuretano
- Cubierta a base de chapa galvanizada nervada, formando dos vertientes.

Viene provista con todos los elementos e instalaciones necesarios para el desempeño de su función.



Ejemplo de oficina con módulos prefabricados

2.1.17 Almacén

El almacén técnico es utilizado exclusivamente para el acopio y retención de equipos y elementos propios de la planta fotovoltaica. Es considerado como NO habitable.

Es un contenedor o container "tipo barco de 40 pies" depositado directamente sobre el terreno previamente compactado.

Se considera la posibilidad de ejecutar una rampa de hormigón ligeramente armado, tipo muelle, con una altura máxima de 25 cm en coca de carga y rebajada en sus laterales, para mejorar el acceso de entrada y salida de materiales.

2.1.18 Sistema de videovigilancia

Se instalará un sistema de videovigilancia CCTV y alarma a lo largo de todo el perímetro vallado de la planta fotovoltaica. Este sistema consta de varios tipos de cámaras de CCTV, sensores de movimiento, cámaras infrarrojas y otros elementos auxiliares necesarios para su correcto funcionamiento.



Todos estos elementos están interconectados hasta la caseta de comunicaciones, donde se centralizan todos los dispositivos de seguridad, alarma y videovigilancia de la planta.

El sistema de vigilancia perimetral para un parque fotovoltaico tiene como principal función dotar de seguridad al parque protegiendo su interior ante cualquier intrusión que se pueda producir y reaccionar ante este evento de manera automática, activando los diferentes dispositivos conectados.

El sistema de seguridad está compuesto básicamente por equipos de detección perimetral (cámaras térmicas de detección de movimiento), un equipo de grabación y transmisión de vídeo y un sistema de control de acceso.

El sistema de seguridad será diseñado para cubrir todo el perímetro de la instalación. El sistema tendrá al menos los siguientes componentes:

- Vallado perimetral.
- Sistema de Iluminación.
- Sistema de control de acceso. En la puerta principal de acceso a la instalación fotovoltaica se instalará un sistema de control de acceso consistente en dos lectores de proximidad, uno por la parte exterior (de entrada) y otro por la parte interior (de salida que indicarán al sistema la llegada y el abandono de la planta fotovoltaica).
- Puesto de vigilancia central con tableros e instrumentos de control.
- Sistema de circuito cerrado de cámaras que permitirá la supervisión y vigilancia de todo el perímetro de la instalación y el edificio de control y la verificación de las señales de alarma generadas por las cámaras de video-detección de intrusiones.
- Sistema de grabación.
- Sistema SAI/UPS (2 horas).

Se deberá instalar en la planta FV una infraestructura suficiente que permita conectarse mediante una conexión de datos para visualizar de forma remota todas las cámaras de la instalación en tiempo real con alta calidad. El sistema será capaz de ser visto y operado remotamente a través de acceso IP. El sistema elegido está compuesto por cámaras térmicas de detección de movimiento y monitores, de forma que se transmiten señales desde las primeras a los segundos formando un circuito cerrado. Así como cámaras de visión nocturna.

Las cámaras de última tecnología con un zoom óptico de x30, giro 360°, son capaces de conseguir cualquier detalle enfocando a la zona de interés. Producen imágenes claras con una óptima calidad incluso en situaciones desfavorables. Disponen de variadas funciones de videovigilancia, barridos de imagen a una zona preconfigurada, enfoques automáticos a zonas de interés, etc.

2.2 Descripción de la instalación de Media Tensión

2.2.1 DESCRIPCIÓN GENERAL

Se trata de la instalar de la RED DE MEDIA TENSIÓN (MT) del PSF. Está red engloba los centros de transformación 0,8/30 kV, alimentados desde los inversores conectados a los módulos fotovoltaicos y el cableado, soterrado, desde los centros de transformación hasta la subestación de conexión de la planta electrolizadora y que alimenta la misma.

La potencia prevista para cada grupo de transformación se ha calculado sumando las potencias previstas de los inversores que a él se conectan, multiplicada por el coeficiente de simunatenidad 1,00. Existirán nueve centros de transformación de 5.550 kVA asociados a 30 inversores de 185 kVA de potencia máxima cada inversor. Estos centros de transformación son tipo compacto intemperie, con armarios para los cuadro de baja tensión, transformador, celdas de media tensión en hexafluoruro de azufre y las distintas protecciones.

Se recogerá la potencia de la planta por medio de cuatro líneas de media tensión, uniendo hasta dos centros de transformación en punta hasta la SET.

Las líneas irán dispuestas conforme a la siguiente tabla:

LÍNEAS	Nº CT'S	POT CT (KVA)	MAXIMA POT LINEA (KVA)
Nº1	3	5.550	16.650
Nº2	2	5.550	11.100
Nº3	2	5.550	11.100
Nº4	2	5.550	11.100
		TOTAL	49.950

2.2.2 LÍNEA DE MEDIA TENSIÓN

2.2.2.1 Línea de media tensión.

El nivel de aislamiento nominal de la red de M.T. quedará definido de la siguiente forma:

- Tensión más elevada para el material 36 kV
- Tensión soportada a los impulsos tipo rayo 170 kV cresta
- Tensión soportada nominal a frecuencia industrial 70 kV eficaces.

Tabla 1

Tensión mas elevada para el material (Um)	Tensión soportada nominal a los impulsos tipo rayo		Tensión soportada nominal de corta duración a frecuencia industrial
kV eficaces	Lista1	Lista2	kV eficaces
	kV cresta		
3.6	20	40	10
7.2	40	60	20
12	60	75	28
17.5	75	95	38
24	95	125	50
36	145	170	70

2.2.2.2 Materiales

Los conductores serán unipolares de aluminio homogéneo con secciones normalizadas de 150 mm², 240 mm², 300 mm², 400 mm² o 630 mm², de 18/30 kV. Las pantallas de los cables serán conectadas a tierra en todos los puntos accesibles a una toma de tierra que cumpla las condiciones técnicas especificadas en los reglamentos en vigor. En ciertos casos especiales será necesario conectar a también las pantallas a tierra en los empalmes.

Los accesorios estarán constituidos por materiales premoldeados o termorretráctiles u otro sistema de eficacia equivalente. No se admitirán accesorios basados en encintados. Solamente se admitirán cintas en operaciones de relleno y de obturación, nunca en misiones de aislamiento o de cubierta.

2.2.2.3 Ejecución

La instalación de las líneas subterráneas de distribución se hará sobre terrenos de dominio público, o bien en terrenos privados, en zonas perfectamente delimitadas, con servidumbre garantizada sobre los que pueda fácilmente documentarse la servidumbre que adopten tanto las líneas como el personal que haya de manipularlas en su montaje y explotación, no permitiéndose líneas por patios interiores, garajes, parcelas cerradas, etc. Siempre que sea posible, discurrirán bajo las aceras. El trazado será lo más rectilíneo posible y a poder ser paralelo a referencias fijas como líneas en fachada y bordillos. Asimismo, deberán tenerse en cuenta los radios de curvatura mínimos de los cables, a respetar en los cambios de dirección.

Antes de proceder a la apertura de las zanjas se abrirán calas de reconocimiento para confirmar o rectificar el trazado previsto en el proyecto.

Los conductores irán bajo de polietileno de 200 mm de diámetro nominal. Se suministrarán en barras rígidas de 6 m de longitud incorporando un manguito de unión en uno de los extremos.

En los cruces bajo calzada se instalará un tubo adicional como reserva y se construirá sobre ellos un dado de hormigón. También se dispondrá de un tubo de reserva en las zonas en que se prevea una posible futura ampliación de la red.



La profundidad mínima de la canalización será de 0,70 m bajo acera o terreno del PSF y 0,80 m en calzada medido desde la parte superior del tubo. Se colocará encima de los cables una protección mecánica consistente en una placa de polietileno para protección de cables, y asimismo una cinta de señalización que advierta de la existencia de cables eléctricos por debajo de ella. Solamente en el caso de canalizaciones entubadas bajo dado de hormigón se prescindirá de la instalación de la placa de protección de cables.

Será necesaria la construcción de arquetas en todos los cambios de dirección de los tubos y en alineaciones superiores a 50 m, de forma que ésta sea la máxima distancia entre arquetas; así como en empalmes de nueva ejecución. Los marcos y tapas para arquetas cumplirán con la Norma ONSE 01.01-14. En todo caso, las tapas de fundición serán de Clase D400 para su colocación en calzadas y caminos públicos y de B250 para las ubicadas en el PSF y fuera del tránsito de vehículos pesados. Se instalarán arquetas tipo A2 en los cambios de dirección e intercaladas entre las de tipo A1.

Se evitará la construcción de arquetas donde exista tráfico rodado; pero cuando no haya más remedio, se colocarán tapas de fundición. Igualmente se colocarán tapas de fundición en aquellos lugares en que las Ordenanzas Municipales así lo obliguen.

Cuando fuera estrictamente necesario, podrá admitirse una profundidad menor a la indicada anteriormente en este mismo apartado, siempre que se dispongan canalizaciones entubadas especialmente protegidas; teniendo en cuenta, además, las distancias que deben guardarse reglamentariamente a otras canalizaciones.

En los casos en que los cables no puedan ir en zanjas y puedan ser accesibles a personal no especializado, cada terna de cables se instalará bajo tubo de acero galvanizado con grado de protección IK 09 según UNE 50102, que deberá estar puesto a tierra.

Cuando discurran por las zonas solo accesibles al personal especializado, los conductores podrán instalarse sobre bandejas, o en canales construidos al efecto.

Dada la trascendencia que ello tiene para la integridad de los cables, la manipulación y el tendido de los mismos se realizará con especial cuidado para evitar daños que pueden resultar desastrosos en la explotación y calidad de servicio, debiendo seguirse cuidadosamente las "Instrucciones para el Tendido de Cables en Líneas Subterráneas de MT" (documento ENDESA DMD002).

En cruzamientos, proximidades y paralelismos de mantendrá una distancia de 0.20 m en proyección horizontal de la canalización en Baja Tensión con canalizaciones de agua, gas y telecomunicaciones. La canalización de agua quedará por debajo del nivel eléctrico.

En los cruzamientos con calles y carreteras los cables deberán ir entubados. La profundidad hasta la parte superior del tubo más próximo a la superficie en el cruzamiento no será inferior a 0,60 m. Los tubos serán normalizados según el apartado 2.1.2 y estarán hormigonados en todo su recorrido. Siempre que sea posible, el cruce se hará perpendicular a la calzada.

2.2.2.4 Maniobras

A fin de poder realizar las maniobras necesarias en relación con los telemandos, automatismos e interruptores automáticos, toda salida y/o entrada de cable aislado desde un centro de transformación o



de seccionamiento, debe partir/llegar de una celda de línea, que cumplirá las Normas ENDESA FND002 ó FND003, según corresponda.

2.2.2.5 Prueba de las líneas subterráneas de Media Tensión

Antes de su incorporación a la red, las líneas subterráneas de Media Tensión, deben ser probadas según el Procedimiento Vigente.

2.2.3 CENTROS DE TRANSFORMACIÓN

2.2.3.1 Características generales del Centro de Transformación

Los tipos generales de equipos de Media Tensión empleados en este proyecto son **CGMCOSMOS**: Celdas modulares de aislamiento y corte en gas, extensibles "in situ" a derecha e izquierda, sin necesidad de reponer gas.

Potencia Unitaria de cada Transformador y Potencia Total en kVA

- Potencia del Transformador: 5.550 kVA

Tipo de Transformador

- Refrigeración del transformador: aceite

2.2.4 Programa de necesidades y potencia instalada en kVA

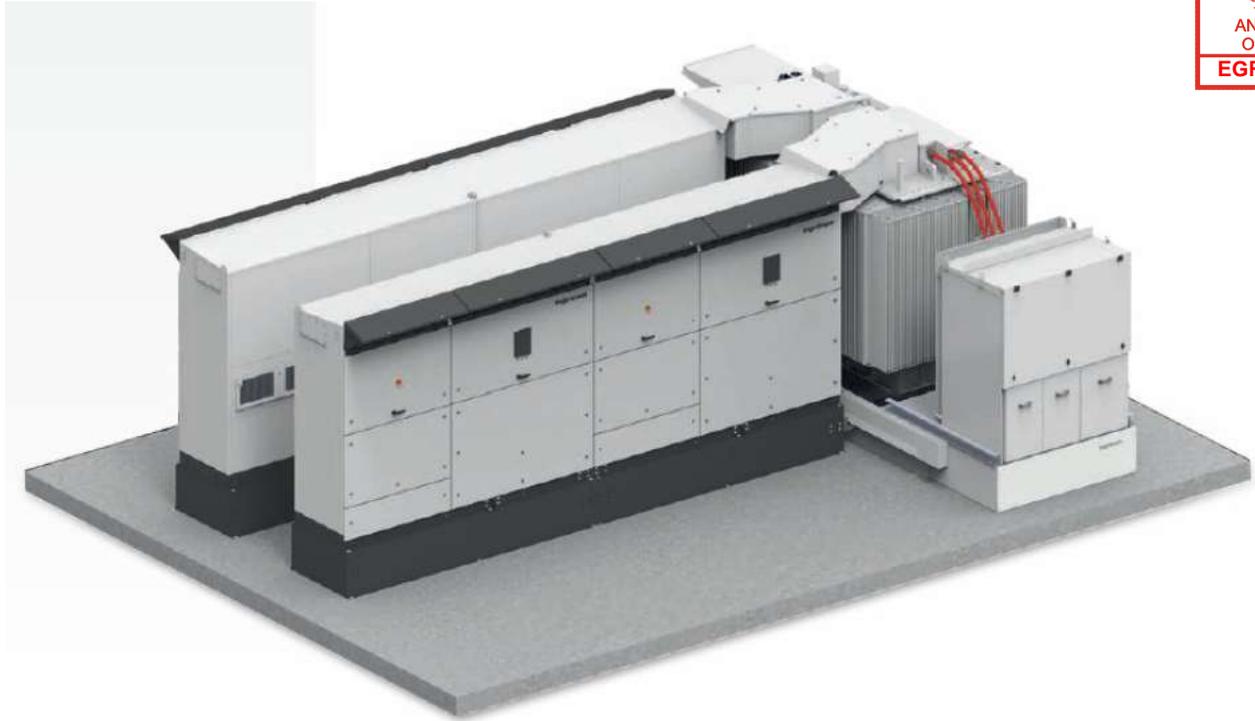
Se precisa la alimentación de energía, procedente del campo fotovoltaico, a una tensión de servicio de 0,8 kV, con una potencia máxima simultánea de 49.950 kVA.

Para atender las necesidades arriba indicada, se instalarán nueve centros de transformación de 5.550 kVA que llevarán conectados 30 inversores de 185 kVA cada uno.

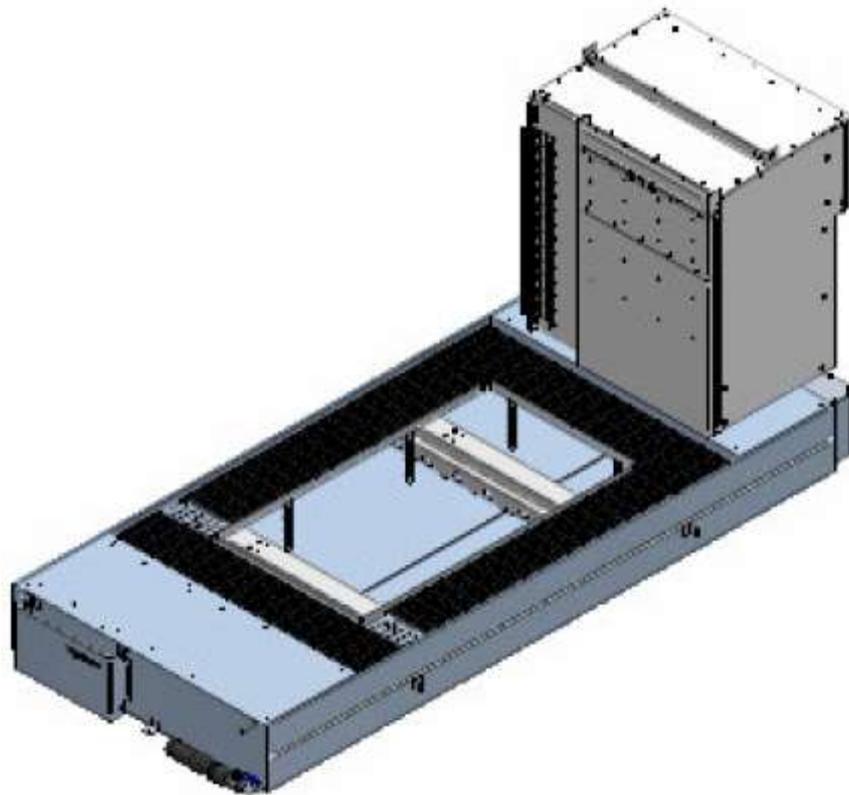
Se instalarán un total de ocho centros de transformación para una potencia total de 49.950 kVA.

2.2.4.1 Descripción de la instalación

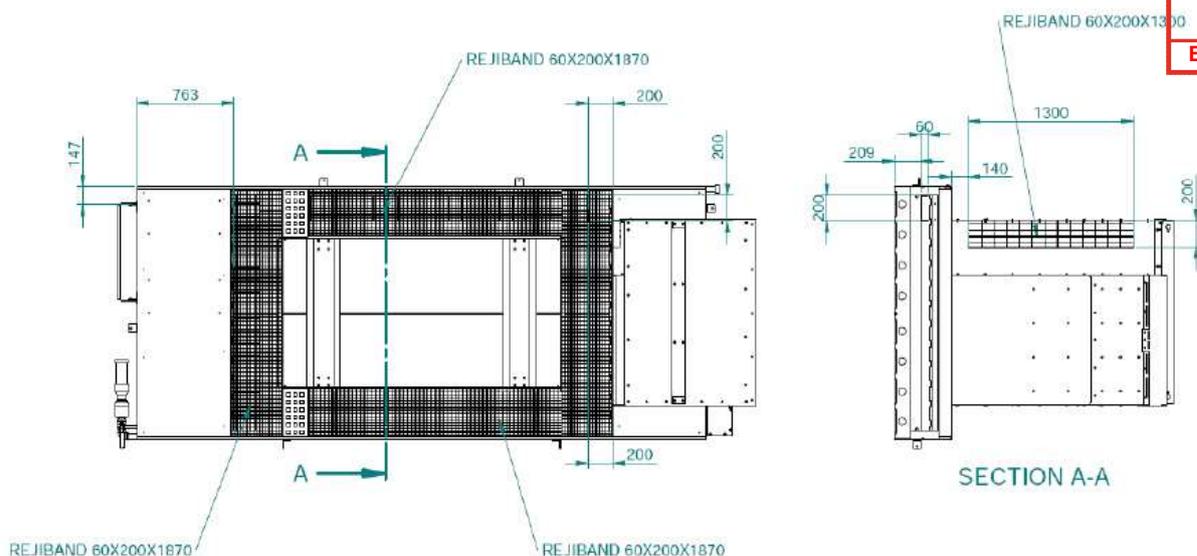
Las estaciones de inversores serán de exterior y estarán compuestas de inversores, celdas de MT y transformadores y dispondrán de un sistema de recogida de aceite (cuba).



Vista del grupo de transformación



Fosa de recogida de aceite



Detalles de la fosa de recogida de aceite

2.2.5 Instalación Eléctrica

2.2.5.1 Características de la Red de Salida en Media Tensión

La red de salida en Media Tensión que alimenta el Centro de Transformación es del tipo subterráneo, con una tensión de 30 kV, nivel de aislamiento según la MIE-RAT 12, y una frecuencia de 50 Hz.

La potencia de cortocircuito en el punto de acometida, según los datos calculados en el apartado correspondiente y los datos suministrados por la compañía es de 13,83 kA. Se tomarán como datos de cálculo 500 MVA, lo que equivale a una corriente de cortocircuito de 14,4 kA eficaces, más desfavorable.

2.2.5.2 Características de la Aparamenta de Media Tensión

CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS TIPOS DE APARAMENTA EMPLEADOS EN LA INSTALACIÓN

Celdas:

Sistema de celdas de Media Tensión modulares bajo envoltente metálica de aislamiento integral en gas SF6 de acuerdo a la normativa UNE-EN 62271-200 para instalación interior, clase -5 °C según IEC 62271-1, hasta una altitud de 2000 m sobre el nivel del mar sin mantenimiento con las siguientes características generales estándar:

- Construcción:

Cuba de acero inoxidable de sistema de presión sellado, según IEC 62271-1, conteniendo los elementos del circuito principal sin necesidad de reposición de gas durante 30 años.



3 Divisores capacitivos de 36 kV.

Bridas de sujeción de cables de Media Tensión diseñadas para sujeción de cables unipolares de hasta 630 mm² y para soportar los esfuerzos electrodinámicos en caso de cortocircuito.

Alta resistencia a la corrosión, soportando 150 h de niebla salina en el mecanismo de maniobra según norma ISO 7253.

-Seguridad:

Enclavamientos propios que no permiten acceder al compartimento de cables hasta haber conectado la puesta de tierra, ni maniobrar el equipo con la tapa del compartimento de cables retirada. Del mismo modo, el interruptor y el seccionador de puesta a tierra no pueden estar conectados simultáneamente.

Enclavamientos por candado independientes para los ejes de maniobra del interruptor y de seccionador de puesta a tierra, no pudiéndose retirar la tapa del compartimento de mecanismo de maniobras con los candados colocados.

Posibilidad de instalación de enclavamientos por cerradura independientes en los ejes de interruptor y de seccionador de puesta a tierra.

Inundabilidad: equipo preparado para mantener servicio en el bucle de Media Tensión en caso de una eventual inundación de la instalación soportando ensayo de 3 m de columna de agua durante 24 h.

Grados de Protección:

- Celda / Mecanismos de Maniobra: IP 2XD según EN 60529
- Cuba: IP X7 según EN 60529
- Protección a impactos en:
 - cubiertas metálicas: IK 08 según EN 5010
 - cuba: IK 09 según EN 5010

- Conexión de cables

La conexión de cables se realiza desde la parte frontal mediante unos pasatapas estándar.

- Enclavamientos

La función de los enclavamientos incluidos en todas las celdas FLUOFIX es que:

- No se pueda conectar el seccionador de puesta a tierra con el aparato principal cerrado, y recíprocamente, no se pueda cerrar el aparato principal si el seccionador de puesta a tierra está conectado.
- No se pueda quitar la tapa frontal si el seccionador de puesta a tierra está abierto, y a la inversa, no se pueda abrir el seccionador de puesta a tierra cuando la tapa frontal ha sido extraída.

- Características eléctricas

Las características generales de las celdas ECOSMART o similar son las siguientes:

Tensión nominal 36 kV



Nivel de aislamiento

Frecuencia industrial (1 min)

a tierra y entre fases	70 kV
a la distancia de seccionamiento	80 kV

Impulso tipo rayo

a tierra y entre fases	170 kV
a la distancia de seccionamiento	195 kV

En la descripción de cada celda se incluyen los valores propios correspondientes a las intensidades nominales, térmica y dinámica, etc.

2.2.5.3 Características Descriptivas de la Aparamenta MT y Transformadores

Entrada / Salida 1: Interruptor-seccionador

Celda con envolvente metálica, fabricada por SAMSUNG MIX, formada por un módulo con las siguientes características:

La celda S de línea, está constituida por un módulo metálico con aislamiento y corte en gas, que incorpora en su interior un embarrado superior de cobre, y una derivación con un interruptor-seccionador rotativo, con capacidad de corte y aislamiento, y posición de puesta a tierra de los cables de acometida inferior-frontal mediante bornas enchufables. Presenta también captadores capacitivos ekorVPIS para la detección de tensión en los cables de acometida y alarma sonora de prevención de puesta a tierra ekorSAS.

- Características eléctricas:

- Tensión asignada: 36 kV
- Intensidad asignada: 630 A
- Intensidad de corta duración (1 s): 25 kA
- Nivel de aislamiento
 - Frecuencia industrial (1 min) a tierra y entre fases: 70 kV
 - Impulso tipo rayo a tierra y entre fases (cresta): 80 kV
- Capacidad de cierre (cresta): 65 kA
- Capacidad de corte
 - - Corriente principalmente activa: 630 A

Características físicas:

- Ancho: 600 mm



- Fondo: 1365 mm
- Alto: 2425 mm
- Peso: < 550 kg

Entrada / Salida 2: CGMCOSMOS-L Interruptor-seccionador

Celda con envolvente metálica, fabricada por SAMSUNG o similar, formada por un módulo con las siguientes características:

La celda CGMCOSMOS-L de línea, está constituida por un módulo metálico con aislamiento y corte en gas, que incorpora en su interior un embarrado superior de cobre, y una derivación con un interruptor-seccionador rotativo, con capacidad de corte y aislamiento, y posición de puesta a tierra de los cables de acometida inferior-frontal mediante bornas enchufables. Presenta también captadores capacitivos ekorVPIS para la detección de tensión en los cables de acometida y alarma sonora de prevención de puesta a tierra ekorSAS.

- Características eléctricas:

- Tensión asignada: 36 kV
- Intensidad asignada: 630 A
- Intensidad de corta duración (1 s): 25 kA
- Nivel de aislamiento
 - Frecuencia industrial (1 min) a tierra y entre fases: 70 kV
 - Impulso tipo rayo a tierra y entre fases (cresta): 80 kV
- Capacidad de cierre (cresta): 65 kA
- Capacidad de corte
 - - Corriente principalmente activa: 630 A

Características físicas:

- Ancho: 600 mm
- Fondo: 1365 mm
- Alto: 2425 mm
- Peso: < 750 kg



Protección Transformador 1: CGMCOSMOS-V Interruptor automático de vacío

Celda con envolvente metálica, fabricada por SAMSUNG o similar, formada por un módulo con las siguientes características:

La celda CGMCOSMOS-V de interruptor automático de vacío está constituida por un módulo metálico con aislamiento en gas, que incorpora en su interior un embarrado superior de cobre, y una derivación con un seccionador rotativo de tres posiciones, y en serie con él, un interruptor automático de corte en vacío, enclavado con el seccionador. La puesta a tierra de los cables de acometida se realiza a través del interruptor automático. La conexión de cables es inferior-frontal mediante bornas enchufables. Presenta también captadores capacitivos para la detección de tensión en los cables de acometida y puede llevar un sistema de alarma sonora de puesta a tierra, que suena cuando habiendo tensión en la línea se introduce la palanca en el eje del seccionador de puesta a tierra. Al introducir la palanca en esta posición, un sonido indica que puede realizarse un cortocircuito o un cero en la red si se efectúa la maniobra.

- Características eléctricas:

- Tensión asignada: 36 kV
- Intensidad asignada en el embarrado: 630 A
- Nivel de aislamiento
 - Frecuencia industrial (1 min) a tierra y entre fases: 70 kV
 - Impulso tipo rayo a tierra y entre fases (cresta): 170 kV
- Capacidad de cierre (cresta): 60 kA
- Capacidad de corte en cortocircuito 25 kA

- Características físicas:

- Ancho: 600 mm
- Fondo: 1365 mm
- Alto: 2425 mm
- Peso: < 750 kg

- Otras características constructivas:

- Mando interruptor automático: motorizado RAMV
- Relé de protección: ekorRPG-2001B



Transformador 1: **Transformador aceite 30 kV**

Transformador trifásico reductor de tensión, construido según las normas citadas anteriormente, de marca SAMSUNG o similar, con neutro accesible en el secundario, de potencia 5.550 kVA y refrigeración natural aceite, de tensión primaria 30 kV y tensión secundaria 800 V en vacío (B2).

5.2.1.1.1 Características del material vario de Media Tensión y Baja Tensión

El material vario del Centro de Transformación es aquel que, aunque forma parte del conjunto del mismo, no se ha descrito en las características del equipo ni en las características de la aparamenta.

- Interconexiones de MT:

- Puentes MT Transformador 1: Cables MT 18/30 kV
- Cables MT 18/30 kV del tipo RHZ1, unipolares, con conductores de sección y material 1x150 Al.
- La terminación al transformador es EUROMOLD de 36 kV del tipo enchufable acodada
- En el otro extremo, en la celda, es EUROMOLD de 36 kV del tipo enchufable recta

- Puentes entre Celdas: **Cables MT 18/30 kV**

- Cables MT 18/36 kV del tipo DHZ1, unipolares, con conductores de sección y material 1x150 Al, y terminaciones EUROMOLD de 36 kV del tipo atornillable y del tipo cono difusor.

- Interconexiones de BT:

- Puentes BT - B2 Transformador 1: Puentes transformador-cuadro
- Juego de puentes de cables de BT, de sección y material Al (Polietileno Reticulado) sin armadura, y todos los accesorios para la conexión, formados por un grupo de cables en la cantidad 4xfase + 2xneutro.

- Defensa de transformadores:

- Defensa de Transformador 1: Protección física transformador. Protección metálica para defensa del transformador.

- Equipos de iluminación:

- Iluminación Edificio de Transformación: **Equipo de iluminación**

Equipo de alumbrado que permita la suficiente visibilidad para ejecutar las maniobras y revisiones necesarias en los centros.

Equipo autónomo de alumbrado de emergencia y señalización de la salida del local.



2.2.5.4 Medida de la energía eléctrica

El conjunto consta de un contador electrónico multifunción, un registrador electrónico y una regleta de verificación. Todo ello va en el interior de un armario homologado para contener estos equipos.

2.2.6 Puesta a tierra

2.2.7 Tierra de protección

Todas las partes metálicas no unidas a los circuitos principales de todos los aparatos y equipos instalados en el Centro de Transformación se unen a la tierra de protección: envolventes de las celdas y cuadros de BT, rejillas de protección, carcasa de los transformadores, etc., así como la armadura del edificio (si éste es prefabricado). No se unirán, por contra, las rejillas y puertas metálicas del centro, si son accesibles desde el exterior

2.2.7.1 Tierra de servicio

Con objeto de evitar tensiones peligrosas en BT, debido a faltas en la red de MT, el neutro del sistema de BT se conecta a una toma de tierra independiente del sistema de MT, de tal forma que no exista influencia en la red general de tierra, para lo cual se emplea un cable de cobre aislado.

2.2.8 Instalaciones secundarias

2.2.8.1 - Armario de primeros auxilios

El Centro de Transformación cuenta con un armario de primeros auxilios.

2.2.8.2 Medidas de seguridad

Para la protección del personal y equipos, se debe garantizar que:

- No será posible acceder a las zonas normalmente en tensión, si éstas no han sido puestas a tierra. Por ello, el sistema de enclavamientos interno de las celdas debe afectar al mando del aparato principal, del seccionador de puesta a tierra y a las tapas de acceso a los cables.
- Las celdas de entrada y salida serán con aislamiento integral y corte en gas, y las conexiones entre sus embarrados deberán ser apantalladas, consiguiendo con ello la insensibilidad a los agentes externos, y evitando de esta forma la pérdida del suministro en los Centros de Transformación interconectados con éste, incluso en el eventual caso de inundación del Centro de Transformación.
- Las bornas de conexión de cables y fusibles serán fácilmente accesibles a los operarios de forma que, en las operaciones de mantenimiento, la posición de trabajo normal no carezca de visibilidad sobre estas zonas.



- Los mandos de la aparamenta estarán situados frente al operario en el momento de realizar la operación, y el diseño de la aparamenta protegerá al operario de la salida de gases en caso de un eventual arco interno.
- El diseño de las celdas impedirá la incidencia de los gases de escape, producidos en el caso de un arco interno, sobre los cables de MT y BT. Por ello, esta salida de gases no debe estar enfocada en ningún caso hacia el foso de cables.

2.3 Medidas de Seguridad en el Trabajo.

La instalación cumplirá con las especificaciones del Reglamento Electrotécnico de baja tensión, en particular con las Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC) BT-17, BT-20 y BT-40.

- Las conexiones, cableados, equipos y mecanismos de la instalación situados en intemperie tendrán un grado de protección mínimo IP.535 (Norma UNE 20-324).
- Los enchufes y tomas de corriente serán tales que no puedan producirse confusiones entre los polos positivo y negativo en CC.
- Los equipos electrónicos y aparatos incluidos en la instalación cumplirán las condiciones de seguridad de la Norma UNE 20-5141 que le sean aplicables.
- Los convertidores CC/CA se instalarán lo más cerca posible de la generación.
- Los convertidores CC/CC se instalarán de forma que la línea de menor tensión sea lo más reducida posible.
- Cuando la instalación fotovoltaica incluya paneles conexionados en serie, se instalarán diodos de derivación.

2.4 Justificación de equivalencia técnica

Según artículo 6.3 del RLAT que admite excepciones a las soluciones prescritas en el reglamento siempre que impliquen un nivel de seguridad equivalente.

Se pretende a la modificación en cuanto al tipo de cable de Media Tensión, siendo el cable a instalar el denominado RH5Z1.

El cable dispone de una declaración de equivalencia técnica y de seguridad entre la norma UNE 211620:2010 y la norma UNE-HD 620-E-1:2007 y supone una evolución tecnológica de fabricación de cables.

Igualmente, según informe emitido por el órgano competente con fecha 20 de Octubre de 2014, indica:



- La seguridad equivalente es un concepto general incluido en los reglamentos de seguridad Industrial por imperativo de la Unión Europea.
- El Reglamento establece condiciones de mínimos, pero se admiten ejecuciones diferentes a las expuestas en el mismo, siempre que ofrezcan niveles de seguridad, al menos equivalentes.
- El citado cable y está contemplado en un reglamento posterior, el Real Decreto 337/2014, de 9 de Mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus instrucciones Técnicas Complementarias (ITC-RAT 01 a 23).
- Existe informe del Laboratorio Central de Electrotecnia del 21 de Diciembre de 2011, el cual realizó un examen comparativo de equivalencia técnica y de seguridad entre la norma UNE-211620:2010 y la norma UNE-HD-620-5-E1:2007, incluida en el listado de la ITC-LAT 02 del reglamento aprobado por Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero.
- Existe escrito de la Subdirección General de Calidad y Seguridad industrial de reconocimiento de equivalencia, a los efectos previstos en el artículos 6.3 del citado Reglamento.
- Lo previsto en el artículo 6.3 del Real Decreto 223/2008 le es aplicable a este tipo de cables, entendiendo que la expresión “para ciertos casos” del citado Real Decreto se refiere no sólo a casos puntuales, sino también a aquellos casos o circunstancias que por adaptación de tecnologías tengan seguridad equivalente comprobada.

3 CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS.

3.1 Dimensionado de la instalación FV.

3.1.1 Potencia a Generar.

La instalación objeto de los cálculos tiene la finalidad de generar energía eléctrica para su venta a red y para la alimentación de varios electrolizadores para la producción de hidrógeno verde. Las instalaciones se dimensionarán para la generación conjunta de 49,95 MW.

3.1.2 Cálculo de Módulos.

Características técnicas de los módulos (ver hoja de características en el anexo):



Características del Módulo Fotovoltaico	
Marca	TRINA SOLAR
Modelo	TSM-DEG20C.20 (bifacial)
Célula	120 monocristalina
Potencia nominal (Wp)	600 Wp
Tensión de circuito abierto Voc	41,7 V
Corriente de cortocircuito Isc	18,42 A
Tensión de máxima potencia Vmp	34,6 V
Corriente de máxima potencia Imp	17,34 A
Coeficiente de tensión	-0,25%/°C
Coeficiente de corriente	0,040%/°C
Coeficiente de potencia	-0,34%/°C
Tensión máxima del módulo	1.500 V
Dimensiones	2172x1303x40 mm
Peso	35,3 kg
Eficiencia	21,2 %

Características técnicas del inversor (ver hoja de características en el anexo):

CARACTERÍSTICAS DEL INVERSOR ABB PVS-175-TL	
MARCA	ABB
MODELO	PVS-175-TL
TIPO DE CONEXIÓN	TRIFÁSICA
MODO DE INSTALACIÓN	VERTICAL, INTEMPERIE
POTENCIA	175 kVA (40°C) – 185 kVA (<30°C)
EFICIENCIA (EUROPEA)	98,4%
TEMPERATURA FUNCIONAMIENTO	-25°C A +60°C
TENSIÓN DE TRABAJO Y MÁXIMA (CC)	1.100 V / 1.500 V
TENSIÓN NOMINAL (AC)	800 V
THDI (ARMÓNICOS)	<3%
MPPT	12
ENTRADAS	24 (2 POR MPPT)
SALIDAS	1
COMUNICACIÓN	Dual port Ethernet, WLAN, RS-485
FRECUENCIA NOMINAL	50 Hz
INTENSIDAD NOMINAL	134 A
RUIDO	65 dB(A) a 1 m



FACTOR DE POTENCIA	0...1 inductive/capacitive
REFRIGERACIÓN	CONVECCIÓN FORZADA
PROTECCIÓN AMBIENTAL	IP 65 (IP 54 para la la sección de refrigeración)

Nº máximo de módulos por ramal:

El número máximo de módulos conectados en serie viene limitado por la tensión máxima de entrada al inversor. Este corresponde a la tensión de circuito abierto del generador fotovoltaico cuando la temperatura del módulo es mínima.

$$N_{max} = \frac{V_{max\ inv}}{V_{oc}(-10^\circ)} = \frac{1500V}{45,35V} = 33 \text{ módulos}$$

$$V_{oc}(-10^\circ) = 41,7(1 + (-0,0025)x(-10 - 25)) = 45,35V$$

Nº mínimo de módulos por ramal:

El número mínimo de módulos por ramal viene limitado por la tensión mínima de entrada al inversor. El valor mínimo de la tensión de entrada al inversor debe ser menor o igual que la tensión de máxima potencia mínima del generador fotovoltaico que corresponde cuando la temperatura del módulo es máxima.

$$N_{min} = \frac{V_{min\ inv}}{V_{mp}(60^\circ)} = \frac{750V}{29,97} = 25 \text{ módulos}$$

$$V_{mp}(60^\circ) = \frac{P_p(60^\circ)}{I_{mp}(60^\circ)} = \frac{528,6}{17,64} = 29,97V$$

$$P_p(60^\circ) = 600 + \left(\frac{-0,34}{100}x600\right)x(60 - 25) = 528,6W$$

$$I_{mp}(60^\circ) = 17,34 + \left(\frac{0,04}{100}x17,34\right)x(60 - 25) = 17,64A$$

Conclusión: $33 \geq N^\circ \text{ de ramales conectados en serie} \geq 25.$

Se toman como n° de módulos conectados en serie 30.

Nº de ramales en paralelo:



Dados los parámetros del inversor de string, con dos entradas por MPPT y con intensidad máxima por MPPT de 22 A se opta por la instalación de un único string por MPPT, de modo que tendremos 12 string por inversor conectados uno a cada MPPT.

$$N_{string} \text{ por inversor} \leq I_{max}$$

$$1 \times 17,34 \text{ A} \leq 22 \text{ A (Intensidad máxima nominal del MPPT)}$$

$$1 \times 18,42 \text{ A} \leq 30 \text{ A (Intensidad máxima de cortocircuito por MPPT)}$$

3.1.3 Elección de soportes.

Los soportes elegidos es la estructura con seguidor a un eje SCHLETTTER, dispuesto para albergar los módulos J TRINA SOLAR VERTEX TSM-DEG20C.20 de 600 Wp o similar.

3.1.4 Cálculo de las distancias entre soportes para evitar sombras.

Las interdistancias entre seguidores han sido calculadas buscando el óptimo entre los siguiente parámetros:

Sombreados mutuos: Se ha buscado la máxima distancia entre filas para reducir potenciales sombreados entre seguidores. Este sombreado se reduce mediante el llamado backtracking o retroceso de los seguidores. Esto es que frente a un seguimiento E-O usual en el que el seguidor amanece mirando hacia el Este y se desplaza siguiendo el sol el seguidor en modo retroceso amanece horizontal y se desplaza hacia el este, en sentido contrario al habitual para evitar la sombras. En un determinado momento la normal del seguidor se cruza con el sol y entonces vuelve a su movimiento de seguimiento convencional y sigue dicho movimiento hasta que al anochecer repite el procedimiento, desacoplándose del seguimiento al sol para volver a su posición horizontal final evitando las sombras entre seguidores. Este sistema evita sombras pero reduce el óptimo del seguidor en cuanto a radiación incidente sobre la superficie, por lo que se buscará espaciar los seguidores lo máximo posible para que este funcionamiento sea el mínimo imprescindible.

Área ocupada por los seguidores: Se busca por otro lado reducir el área total ocupada por los seguidores, ya que una mayor superficie implica mayores costes por área ocupada y mayores costes de infraestructuras eléctricas y civiles (cableado, canalizaciones, zanjas y otros elementos), así como la morfología, geometría y disponibilidad del terreno.

Para ello se realizan distintas simulaciones incorporando ambos criterios hasta dar con la solución final planteada.

3.1.5 Cálculo de Conductores.



Las instalaciones eléctricas en alterna serán monofásicas de forma que, a cada una de las cajas de conexiones les llegará, un grupo de dos cables (fase y neutro). La acometida para alimentación de los motores y evacuación de la energía producida será trifásica con inversores monofásicos, de tal forma que de cada caja de conexiones saldrán un grupo de cuatro cables (tres fases y neutro).

Para las instalaciones descritas en este proyecto se utilizará cable no flexible de cobre, tripolar (con tierra) con aislamiento de PVC y recubrimiento de PVC, para los cables que llegan de los inversores a la caja de conexiones, y cable no flexible de cobre unipolar (con tierra) con aislamiento de PVC y recubrimiento de PVC para los cables que salen de la caja de conexiones al transformador.

El REBT exige que las secciones de un conductor se calculen por calentamiento y por caída de tensión. Una vez calculadas de las dos formas, se elige la mayor sección que haya resultado. En este proyecto el criterio de caída de tensión es el que limita, si bien se realiza el cálculo según los dos criterios.

3.1.6 Cálculos Eléctricos.

Las instalaciones eléctricas en alterna serán monofásicas de forma que, a cada una de las cajas de conexiones les llegará, un grupo de dos cables (fase y neutro). La acometida para alimentación de los motores y evacuación de la energía producida será trifásica con inversores monofásicos, de tal forma que de cada caja de conexiones saldrán un grupo de cuatro cables (tres fases y neutro).

El REBT exige que las secciones de un conductor se calculen por calentamiento y por caída de tensión. Una vez calculadas de las dos formas, se elige la mayor sección que haya resultado. En este proyecto el criterio de caída de tensión es el que limita, si bien se realiza el cálculo según los dos criterios.

3.1.6.1 Cálculo de secciones por criterio térmico

Para el cálculo de las secciones por calentamiento, es preciso hallar la intensidad de corriente que circula por el circuito y obtener la intensidad de cálculo; con dicho valor, se establece la sección adecuada a partir de las tablas correspondientes de la ITC-BT-07 corregida por los factores correspondientes por instalación directa al sol, agrupamiento y montaje en bandeja. Para hallar la intensidad que circula por un circuito trifásico se emplea la siguiente expresión:

$$\text{Monofásico: } I = \frac{P}{V} \qquad \text{Trifásico: } I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot \cos\phi \cdot V}$$

I = Intensidad nominal o de diseño en A



P = Potencia de cálculo activa en W

V = Tensión en V entre fase y neutro

Se hace el cálculo del tramo que se encuentra en las condiciones más desfavorables.

La sección mínima de cada tramo dependerá de la intensidad que circulará por él (es decir, de la carga que soporta) y estará influenciada por los factores de corrección correspondientes a la temperatura ambiente y al número de cables que se agrupen en cada bandeja (F_t y F_a respectivamente) según lo especificado en la ITC-BT-07.

3.1.6.2 Cálculo de secciones por criterio de caída de tensión

En el cálculo por caída de tensión se emplea el método de los momentos eléctricos; al aplicarlo, se toma como valor máximo permitido para la caída de tensión el 1,5%.

Para el cálculo se emplea la siguiente expresión:

L = Longitud del tramo considerado (m).

I = Intensidad (A).

S = Sección del conductor (mm^2).

$\text{Cos } \phi$ = Factor de Potencia.

e = Caída de tensión (V).

σ = Conductividad del conductor ($\text{m}/(\square \cdot \text{mm}^2)$). $\sigma_{\text{Cu}} = 59,6 \text{m}/(\square \cdot \text{mm}^2)$

$$\text{Monofásico: } S = \frac{2 \cdot L \cdot I \cdot \text{cos } \phi}{e \cdot \sigma}$$

$$\text{Trifásico: } S = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \text{cos } \phi}{e \cdot \sigma}$$

En las tablas que se muestran se presentan las secciones consideradas en todos los tramos de la instalación y las caídas de tensión que se producen en cada uno de ellos.

Las secciones de los conductores se han seleccionado teniendo en cuenta que este criterio es el limitante.

La caída total de tensión debe ser inferior al 1,5% según el Reglamento de baja tensión. En el caso de que no se cumpla esta condición, habrá que recalcular la sección del cable hasta que se cumplan ambos criterios.

4 PRESUPUESTO

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 49,95 MW				
INSTALACION FOTOVOLTAICA				
Ud	Resumen	CanPres	PrPres	ImpPres
	OBRA CIVIL	1	389.825,55	389.825,55
m ²	ACONDICIONAMIENTO DE TERRENO			
	Desbroce y limpieza de terreno por medios mecánicos.	1.501.077,00	0,15	225.161,55
ml	VALLADO PERIMETRAL			
	Vallado perimetral de torsión simple con visera, poste galvanizado de 45mmx1.5mm con separación de poste de 3m. Cable de tensión 3 soportados con abrazaderas al poste. Poste principales en los cambios de sentido y cada 30m	7.843,00	8	62.744,00
m	EXCAVACIONES EN ZANJAS			
	Zanjas para CC cableado cadenas a inversor: Excavación de zanjas en terreno flojo de 0,40m de ancho x 0,60m de profundidad para CC	6.371,00	5	31.855,00
	Zanjas para AC cableado de inversores a CT: Excavación de zanjas en terreno flojo de 0,60 y 1m de ancho x 0,90 y 1m de profundidad para AC	9.513,00	5	47.565,00
ud	ZONA POWER STATION			
	Construcción de solera para cada CT así como vallado para el conjunto y accesos.	9	2.500,00	22.500,00
	MONTAJE COMPONENTES / EQUIPOS	1	1.490.500,00	1.490.500,00
ud	ESTRUCTURA			



	Montaje estructuras tipo seguidor de aluminio y acero modelo SCHLETTER 66x2P para soportes de módulos de gran potencia, TRINA 600 Wp o similar. Dichas estructuras cumplen con todas las normas de cálculo estructural que aseguran resistencia a las cargas de viento hasta una velocidad de 150 km/h(en posición horizontal) y de 100 km/h en cualquier posición, frete a cargas de nieve hasta 1,4 kN/m2.. Según ficha de especificaciones técnicas.	730,00	400	292.000,00
	Montaje estructuras tipo seguidor de aluminio y acero modelo SCHLETTER 33x2P para soportes de módulos de gran potencia, TRINA 600 Wp o similar. Dichas estructuras cumplen con todas las normas de cálculo estructural que aseguran resistencia a las cargas de viento hasta una velocidad de 150 km/h(en posición horizontal) y de 100 km/h en cualquier posición, frete a cargas de nieve hasta 1,4 kN/m2.. Según ficha de especificaciones técnicas.	160,00	330	52.800,00
ud	MODULOS FV			
	Montaje e instalación de módulos fotovoltaicos TRINA SOLAR 1500V de 600 Wp Monocristalino 120 células dotado de toma de tierra, grado de protección IP68, conexión mediante multicontacto, bornera atornillable, incluso accesorios y parte proporcional de pequeño material para amarre a estructura.	106.920,00	10	1.069.200,00
ud	INVERSORES			
	Montaje e instalación de inversores fotovoltaicos de string tipo ABB PV-175-TL de 185 kVA de potencia máxima (<30°C) y salida trifásica de 800 V. Incluye elementos y estructura adicional para la instalación así como el conexionado de los strings, baja tensión AC y sistema de puesta a tierra.	270,00	200	54.000,00
ud	CENTRO DE TRANSFORMACIÓN			
	Montaje de sistema modular DE CENTRO DE TRANSFORMACIÓN tipo SKID con transformador BT/MT de 5.550 kVA, marca ABB tipo PV-175-TL-MVCS de 30 kV	9	2500	22.500,00



	EQUIPOS/COMPONENTES (MAQUINARIA)	1	22.436.500,00	22.436.500,00
ud	ESTRUCTURAS SOPORTE MODULOS			
	Mesa completa de aluminio y acero inoxidable de larga durabilidad con posibilidad de regulación de fácil montaje y fácil ampliación. Tipo 66x2P	730,00	5500	4.015.000,00
	Mesa completa de aluminio y acero inoxidable de larga durabilidad con posibilidad de regulación de fácil montaje y fácil ampliación. Tipo 33x2P	160,00	4800	768.000,00
ud	PANELES FOTOVOLTAICOS			
	Unidad de módulos fotovoltaicos TRINA SOLAR 1500V de 600 Wp Monocristalino 120 células dotado de toma de tierra, grado de protección IP68, conexión mediante multicontacto, bornera atornillable, incluso accesorios y parte proporcional de pequeño material para amarre a estructura.	106.920,00	150	16.038.000,00
ud	INVERSORES			
	Suministro de inversores fotovoltaicos de string tipo ABB PV-175-TL de 185 kVA de potencia máxima (<30°C) y salida trifásica de 800 V. Incluye elementos y estructura adicional para la instalación así como el conexionado de los strings, baja tensión AC y sistema de puesta a tierra.	270,00	500	135.000,00
ud	CENTRO DE TRANSFORMACIÓN			
	Suministro de sistema modular DE CENTRO DE TRANSFORMACIÓN tipo SKID con transformador BT/MT de 5.550 kVA, marca ABB tipo PV-175-TL-MVCS de 30 kV	9	164.500,00	1.480.500,00
	INSTALACIÓN ELÉCTRICA	1	1.776.315,00	1.776.315,00
	DISTRIBUCION DE POTENCIA			
ml	Ml. Metro Lineal Cable Unipolar RV-K V6/ 1KV 1x6mm2 Cu BAJO TUBO	459.295,00	3	1.377.885,00
ml	Ml. Metro Lineal Cable RV-K V6/ 1KV 4x185mm2 Al ENTERRADO	37.643,00	10	376.430,00
	SISTEMA PUESTA A TIERRA			
ml	Ml. Metro lineal de pletina desnudo para toma de tierra de 30 x 3 mm con 50 mm2 de sección.	5.500,00	4	22.000,00
ud	Ud. Conector puente de tierra entre estructuras. Totalmente instalado.	1.620,00	2	3.240,00
	TOTAL PRESUPUESTO FV			26.093.140,55

INSTALACION MT

LINEA MT Y CTs 0,8/30 kV				
	OBRA CIVIL	1	108.000,00	108.000,00
	EXCAV. ZANJA MT			
m3	Zanjas para cableado MT: Excavación de zanjas en terreno flojo de 0,82m de ancho x 1,20m de profundidad para MT	9.000,00	6	54.000,00
m²	Acondicionamiento del terreno para Power station	900	60	54.000,00
	MONTAJE COMPONENTES	1	44.640,00	44.640,00
ml	Instalación Línea RHZ1 18/30 kV AL ENTERRADO	8.200,00	5	41.000,00
ud	Instalación Arqueta A1	51	40	2.040,00
ud	Instalación Arqueta A2	32	50	1.600,00
	LÍNEAS MT 30 kV	1	39.380,00	39.380,00
ml	Línea 1x240 mm² Al XLPE ENTERRADO	3.400,00	10	34.000,00
ud	Arquetas simple tapa A1	51,00	40	2.040,00
ud	Arquetas simple tapa A2	32,00	50	1.600,00
ud	MATERIAL AUXILIAR DE CONEXIÓN	2.000,00	0,87	1.740,00
TOTAL PRESUPUESTO MT				192.020,00

PRESUPUESTO SEGURIDAD Y SALUD "LA FARA"		
RUEDA (VALLADOLID) INSTALACION DE 49,95 MW	64	MWp

ITEM	Descripción	€
1.01	Instalación de seguridad e higiene	2.335,00
1.02	Señalización y acotamiento	1.154,00
1.03	Protecciones colectivas	910
1.04	Equipos de protección individual	895
1.05	Organización y seguimiento	950
	TOTAL	6.244,00

Anteproyecto de Instalación Solar Fotovoltaica 'LA FARA' de 50 MW sobre terreno con conexión a red y producción de hidrógeno verde en el T.M. de Rueda (Valado)



PRESUPUESTO TOTAL INSTALACION	
TOTAL PRESUPUESTO FV	26.093.140,55
TOTAL PRESUPUESTO MT	192.020,00
TOTAL SEGURIDAD Y SALUD	6.244,00
TOTAL	26.291.404,55
IVA	5.521.194,96
TOTAL INSTALACIÓN (IVA INCLUIDO)	31.812.599,51
TOTAL INVERSION: Treinta y un millones ochocientos doce mil quinientos noventa y nueve euros con cincuenta y un céntimos de euro.	

Agustín Tonda Hita
Ingeniero Industrial

Colegiado número 2133 en el Colegio Oficial de Ingenieros Industriales de Andalucía Oriental.





CARACTERISTICAS TECNICAS COMPONENTES



Preliminary

Mono Multi Solutions



BIFACIAL DUAL GLASS MONOCRYSTALLINE MODULE

PRODUCT: TSM DEGR2100604

PRODUCT RANGE: 580-600W

600W+

MAXIMUM POWER OUTPUT

0~+5W

POSITIVE POWER TOLERANCE

21.2%

MAXIMUM EFFICIENCY



High customer value

- Lower LCOE (Levelized Cost Of Energy), reduced BOS (Balance of System) cost, shorter payback time
- Lowest guaranteed first year and annual degradation;
- Designed for compatibility with existing mainstream system components
- Higher return on Investment



High power up to 600W

- Up to 21.2% module efficiency with high density interconnect technology
- Multi-busbar technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection



High reliability

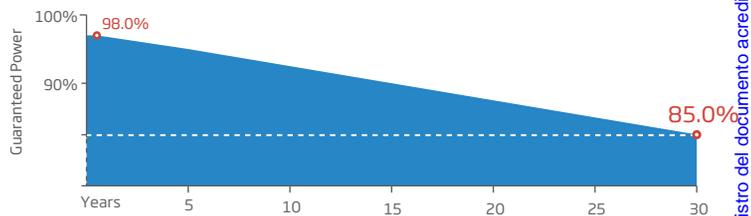
- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand, high temperature and high humidity areas
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load



High energy yield

- Excellent IAM (Incident Angle Modifier) and low irradiation performance, validated by 3rd party certifications
- The unique design provides optimized energy production under inter-row shading conditions
- Lower temperature coefficient (-0.34%) and operating temperature
- Up to 25% additional power gain from back side depending on albedo

Trina Solar's Vertex Bifacial Dual Glass Performance Warranty



Comprehensive Products and System Certificates



IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716/UL61730
 ISO 9001: Quality Management System
 ISO 14001: Environmental Management System
 ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification
 ISO45001: Occupational Health and Safety Management System

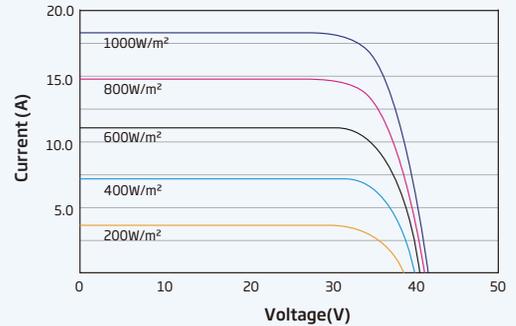


El visado, revisión o registro del documento acredita la identidad y habilitación del técnico firmante, la corrección e integridad formal del trabajo de acuerdo a la normativa aplicable, así como el registro, archivo y contenido integral del documento a la fecha y hora del visado, registro, revisión o registro. Documento VISADO electrónicamente con número: EGR2100604. Validación online coiaor.e-visado.net/validar.aspx Código: lk1cg3aq6912021139183212

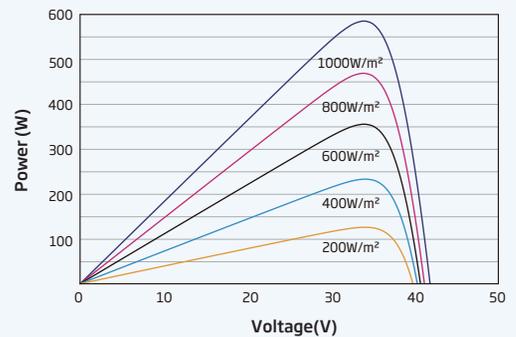
DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)



I-V CURVES OF PV MODULE(590 W)



P-V CURVES OF PV MODULE(590 W)



ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts - P _{MAX} (Wp)*	580	585	590	595	600
Power Tolerance - P _{MAX} (W)	0 ~ +5				
Maximum Power Voltage - V _{MPP} (V)	33.8	34.0	34.2	34.4	34.6
Maximum Power Current - I _{MPP} (A)	17.16	17.21	17.25	17.30	17.34
Open Circuit Voltage - V _{OC} (V)	40.9	41.1	41.3	41.5	41.7
Short Circuit Current - I _{SC} (A)	18.21	18.26	18.31	18.36	18.42
Module Efficiency η _m (%)	20.5	20.7	20.8	21.0	21.2

STC: Irradiance 1000W/m2, Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. *Measuring tolerance: ±3%.

Electrical characteristics with different power bin (reference to 10% Irradiance ratio)

Total Equivalent power - P _{MAX} (Wp)	621	626	631	637	642
Maximum Power Voltage - V _{MPP} (V)	33.8	34.0	34.2	34.4	34.6
Maximum Power Current - I _{MPP} (A)	18.36	18.41	18.46	18.51	18.55
Open Circuit Voltage - V _{OC} (V)	40.9	41.1	41.3	41.5	41.7
Short Circuit Current - I _{SC} (A)	19.48	19.54	19.59	19.65	19.71
Irradiance ratio (rear/front)	10%				

Power Bifaciality: 70±5%.

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power - P _{MAX} (Wp)	439	443	447	451	454
Maximum Power Voltage - V _{MPP} (V)	31.5	31.7	31.9	32.0	32.2
Maximum Power Current - I _{MPP} (A)	13.93	13.97	14.01	14.06	14.10
Open Circuit Voltage - V _{OC} (V)	38.5	38.7	38.9	39.1	39.3
Short Circuit Current - I _{SC} (A)	14.68	14.72	14.76	14.80	14.84

NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	120 cells
Module Dimensions	2172×1303×40 mm (85.51×51.30×1.57 inches)
Weight	35.3 kg (77.8 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	POE/EVA
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
Frame	40mm(1.57 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm² (0.006 inches²), Portrait: 280/280 mm(11.02/11.02 inches) Landscape: 1400/1400 mm(55.12/55.12 inches)
Connector	MC4 EV02 / TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P _{MAX}	-0.34%/°C
Temperature Coefficient of V _{OC}	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of I _{SC}	0.04%/°C

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC) 1500V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	35A

WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty
30 year Power Warranty
2% first year degradation
0.45% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

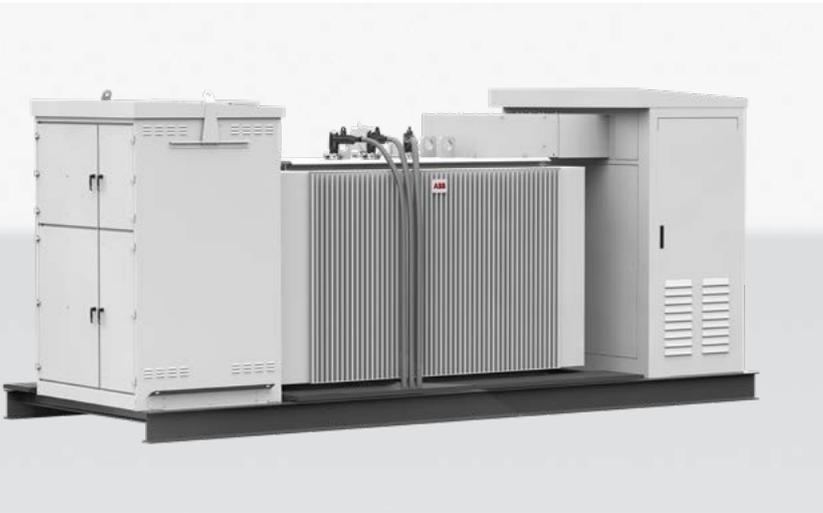
PACKAGING CONFIGURATION

Modules per 40' container: 448 pieces

SOLAR INVERTERS

ABB medium voltage compact skid

PVS-175-MVCS



PVS-175-MVCS

The PVS-175-MVCS is an integrated product specifically engineered for decentralized solar plants realized with ABB "PVS-175" string inverters. The solution allows to connect up to 36 inverters for a maximum power of 6.7MVA

The MVCS includes an optimized MV oil-immersed transformer, MV gas-insulated switchgear, all necessary LV protections and connections to attach the solar array and a set of available auxiliary services with independent auxiliary power.

Components are part of ABB's portfolio, ensuring the highest standards of quality, performance and durability.

This medium voltage compact skid is used to connect a PV power plant to a MV electricity grid easily and rapidly. To meet the PV power plant's demanded capacity, several ABB compact skids can be used and connected in any possible manner thanks to the versatility of the integrated ABB SafePlus MV switchgear.

The compact skid solution has dimensions suitable for transportation inside a closed 20 feet high cube shipping container. The standardized shipping dimensions ensure cost-effective and safe transportability to the site, even overseas. The solution's optimized cooling, filtering and high

The ABB medium voltage compact skid is a plug&play solution designed for large-scale solar power generation using PVS-175 high-power string inverters. It includes the medium voltage transformer, the medium voltage switchgear and all low voltage protections needed to connect the inverters to the transformer.

environmental protection degree enable installations in a wide span of ambient conditions, from harsh desert temperatures to cold and humid environments. The ABB medium voltage compact skid is designed for at least 25 years of operation.

Highlights

- Designed for decentralized systems based on the award-winning 1500 Vdc string inverters PVS-175-TL
- Integrated low voltage distribution panel for a simplified and cost optimized Balance of System (BoS) without the need of additional recombiners
- Quick individual isolation of each feeder, even on-load, for easy and cost-effective maintenance, ensuring maximum uptime
- Individually-protected feeders, enabling separate inverters to be serviced without disrupting the rest of the units connected to the same cluster
- Optimized and very compact layout for integration of all components necessary for medium voltage connection
- Standardized shipping dimensions ensure reduced logistic costs
- Made in Europe product, compatible with most of the world-wide structural regulations and standards
- Vertically integrated product from ABB, guaranteed by ABB



ABB medium voltage compact skid PVS-175-MVCS



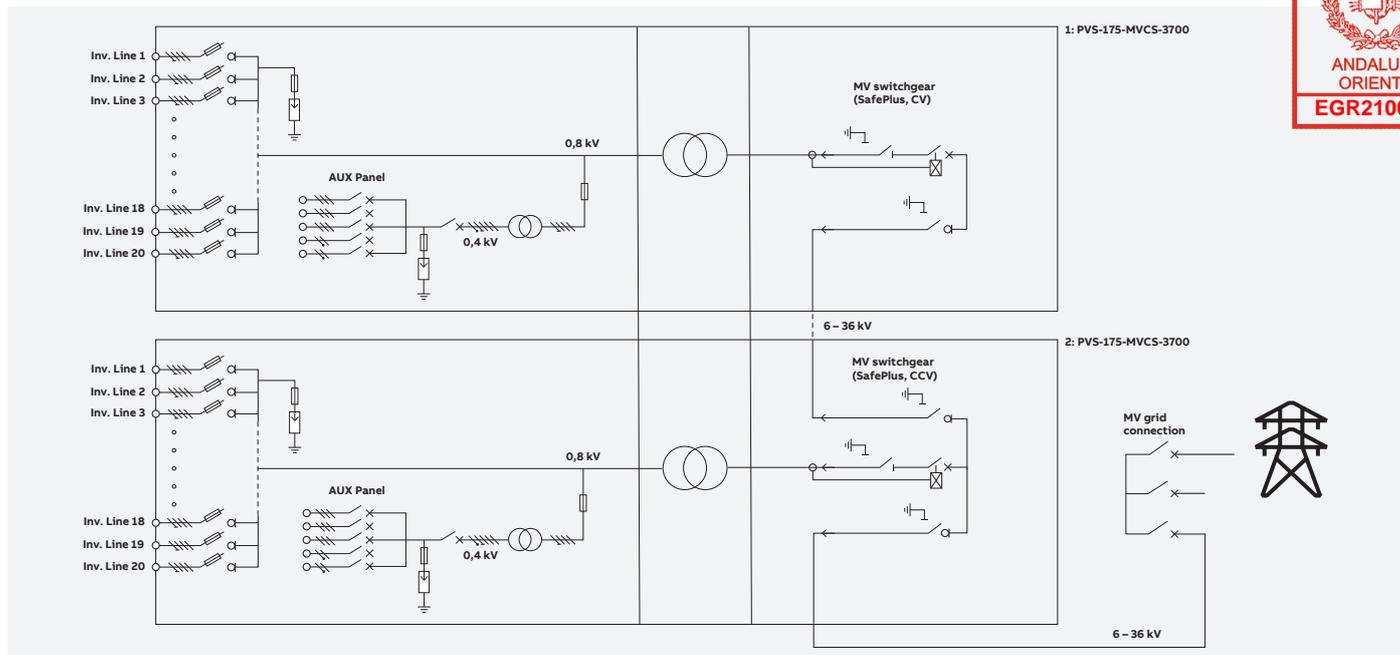
Technical data and types

Type code	1850	2220	2590	2960	3330	3700	4070
Inverter	PVS-175-TL						
Number of inverters in parallel	10	12	14	16	18	20	22
Maximum rating in kVA	1850	2220	2590	2960	3330	3700	4070
LV distribution panel							
Number of fused protected feeders	10	12	14	16	18	20	22
Fuse rating of feeders	200 A						
Breakable on load	Yes						
Over voltage protection - replaceable surge arrester	Type 2 (Type 1+2 optional)						
MV transformer							
Transformer type	Oil immersed (ONAN)						
AC Power @ 30° C in kVA	1850	2220	2590	2960	3330	3700	4070
AC Power @ 40° C in kVA	1750	2100	2450	2800	3150	3500	3850
Low voltage level	800 V						
Medium voltage level range	≤ 36kV						
Rated frequency	50 Hz or 60 Hz						
Oil type	Mineral (vegetable optional)						
Tap changer	± 2 x 2.5%						
Winding material (primary / secondary)	Al / Al						
Eco efficiency optional	Yes						
MV switchgear							
Switchgear type	ABB SafePlus (SF ₆ -insulated)						
Rated current	630 A						
Configuration	Single (CV) or double feeder (CCV)						
Protection (up to 24 kV / up to 36 kV)	Circuit breaker (16 kA or 20 kA / 20 kA or 25 kA)						
Protection relay type	ABB REJ603 (others on request)						
Motorized optional	Yes						
Auxiliary supply							
Auxiliary transformer power	10 kVA (higher on request)						
Auxiliary transformer voltage	800 / 400-230 V						
Low voltage distribution panel for auxiliary functions	Yes						
Mechanical characteristics							
Dimensions (length x width x height) in mm	5700 x 2150 x 2500						
Weight approx. in ton	9	9	10	10	10	11	11
Environmental							
Operating temperature range	-25° C ... +60° C (with derating above 40° C)						
Operating altitude range	≤ 2000 m						
Relative humidity (non-condensing)	≤ 95%						
Environmental protection rating	IP 54						
Painting corrosion protection	C4 (C5M optional)						
Product compliance							
Conformity	IEC 60364, IEC 61936-1, IEC 60502-1						

El visado, revisión o registro del documento acredita la identidad y habilitación del técnico firmante, la corrección e integridad formal del trabajo de acuerdo a la normativa aplicable, así como el registro, archivo y contenido integral del documento a la fecha y hora del visado, revisión o registro. Documento VISADO electrónicamente con número: EGR2100604. Validación online coliaor.e-visado.net/validar.aspx Código: lk1cg3aq6912021139183212



ABB PVS-175-MVCS block diagram example



Technical data and types

Type code	4440	4810	5180	5550	5920	6290	6660
Inverter	PVS-175-TL						
Number of inverters in parallel	24	26	28	30	32	34	36
Maximum rating in kVA	4440	4810	5180	5550	5920	6290	6660
LV distribution panel							
Number of fused protected feeders	24	26	28	30	32	34	36
Fuse rating of feeders	200 A						
Breakable on load	Yes						
Over voltage protection - replaceable surge arrester	Type 2 (Type 1+2 optional)						
MV transformer							
Transformer type	Oil immersed (ONAN)						
AC Power @ 30° C in kVA	4440	4810	5180	5550	5920	6290	6660
AC Power @ 40° C in kVA	4200	4550	4900	5250	5600	5950	6300
Low voltage level	800 V						
Medium voltage level range	≤ 36kV						
Rated frequency	50 Hz or 60 Hz						
Oil type	Mineral (vegetable optional)						
Tap changer	± 2 x 2.5%						
Winding material (primary / secondary)	Al / Al						
Eco efficiency optional	Yes						
MV switchgear							
Switchgear type	ABB SafePlus (SF ₆ -insulated)						
Rated current	630 A						
Configuration	Single (CV) or double feeder (CCV)						
Protection (up to 24 kV / up to 36 kV)	Circuit breaker (16 kA or 20 kA / 20 kA or 25 kA)						
Protection relay type	ABB REJ603 (others on request)						
Motorized optional	Yes						
Auxiliary supply							
Auxiliary transformer power	10 kVA (higher on request)						
Auxiliary transformer voltage	800 / 400-230 V						
Low voltage distribution panel for auxiliary functions	Yes						
Mechanical characteristics							
Dimensions (length x width x height) in mm	5700 x 2150 x 2500						
Weight approx. in ton	12	12	13	13	14	14	15
Environmental							
Operating temperature range	-25° C ... +60° C (with derating above 40° C)						
Operating altitude range	≤ 2000 m						
Relative humidity (non-condensing)	≤ 95%						
Environmental protection rating	IP 54						
Painting corrosion protection	C4 (C5M optional)						
Product compliance							
Conformity	IEC 60364, IEC 61936-1, IEC 60502-1						

El visado, revisión o registro del documento acredita la identidad y habilitación del técnico firmante, la corrección e integridad formal del trabajo de acuerdo a la normativa aplicable, así como el registro, archivo y contenido integral del documento a la fecha y hora del visado, revisión o registro. Documento VISADO electrónicamente con número: EGR2100604. Validación online coliaor.e-visado.net/validar.aspx Código: lk1cg3aqf6912021139183212



For more information please contact your local ABB representative or visit:

www.abb.com/solarinverters
www.abb.com

We reserve the right to make technical changes or modify the contents of this document without prior notice. With regard to purchase orders, the agreed particulars shall prevail. ABB AG does not accept any responsibility whatsoever for potential errors or possible lack of information in this document.

We reserve all rights in this document and in the subject matter and illustrations contained therein. Any reproduction, disclosure to third parties or utilization of its contents – in whole or in parts – is forbidden without prior written consent of ABB AG. Copyright© 2018 ABB
All rights reserved



El visado, revisión o registro del documento acredita la identidad y habilitación del técnico firmante, la corrección e integridad formal del trabajo de acuerdo a la normativa aplicable, así como el registro, archivo y contenido integral del documento a la fecha y hora del visado, revisión o registro. Documento VISADO electrónicamente con número: EGR2100604. Validación online coliaor.e-visado.net/validar.aspx Código: lk1cg3aqf6912021139183212
MVS-175-MVCS_GAKK107046A973_EN_REV.A_22.02.2019

SOLAR INVERTERS

ABB string inverters

PVS-175-TL



—
PVS-175-TL
three-phase outdoor
string inverter

High power density

This new high-power string inverter with the highest power density within the 1500 Vdc segment, delivers up to 185 kVA at 800 Vac. This not only maximizes the ROI for ground-mounted utility-scale applications but also reduces Balance of System costs (i.e. AC side cabling) for small to large scale, free field ground mounted PV installations.

Design flexibility

The inverter comes equipped with 12 MPPT, the highest available in the market, assuring maximum PV plant design flexibility and increasing yields also in case of complex installations.

Installer friendly design

Quick and easy installation, thanks to plug and play connectors, as the existing PV module's mounting systems can be used to install the inverters, thus saving time and cost on site preparation and hire of plant.

The fuse and combiner free design eliminates the need for external components, such as separate DC combiner boxes and AC first level combiners, thanks to the integrated DC disconnect and AC wiring compartment with optional AC disconnect. The Advanced Cooling Concept preserves the lifetime of the system and minimizes O&M costs thanks to internal heavy-duty inverter cooling fans. These can be easily removed during scheduled maintenance cycles whilst the power module can be easily replaced without removing the wiring box.

Advanced communication for O&M

Standard wireless access from any mobile device makes the configuration of inverter and plant easier

The PVS-175-TL is ABB's innovative three-phase string inverter, delivering a six-in-one solution to enhance and optimize solar power generation for ground mounted utility scale applications.

and faster. Improved user experience thanks to a built-in User Interface (UI) enables access to advanced inverter configuration settings. The Installer for Solar Inverters mobile APP and configuration wizard enable a quick multi-inverter installation and commissioning thus reducing the time spent on site.

Fast system integration

Industry standard Modbus (RTU/TCP)/SUNSPEC protocol enables fast system integration. Two Ethernet ports enable fast and future-proof communication for PV plants.

Protect your assets

Monitoring your assets is made easy, as every inverter is capable to connect to ABB cloud platform and thanks to the state-of-the-art cybersecurity and Arc Fault Detection option, your assets and profitability are secure in the long term.

Highlights

- Up to 185 kW power rating, highest in class
- All-in-one combiner and fuse free design
- Separate power module and wiring compartment for fast swap and replacement
- Easy access to consumables for fast inspection and replacement
- 12 MPPT and wide input voltage range for maximum energy yield
- WLAN interface for commissioning and configuration
- Remote monitoring and firmware upgrade via ABB cloud platform (logger free)
- Free of charge standard access to Aurora Vision® cloud



ABB string inverters

PVS-175-TL



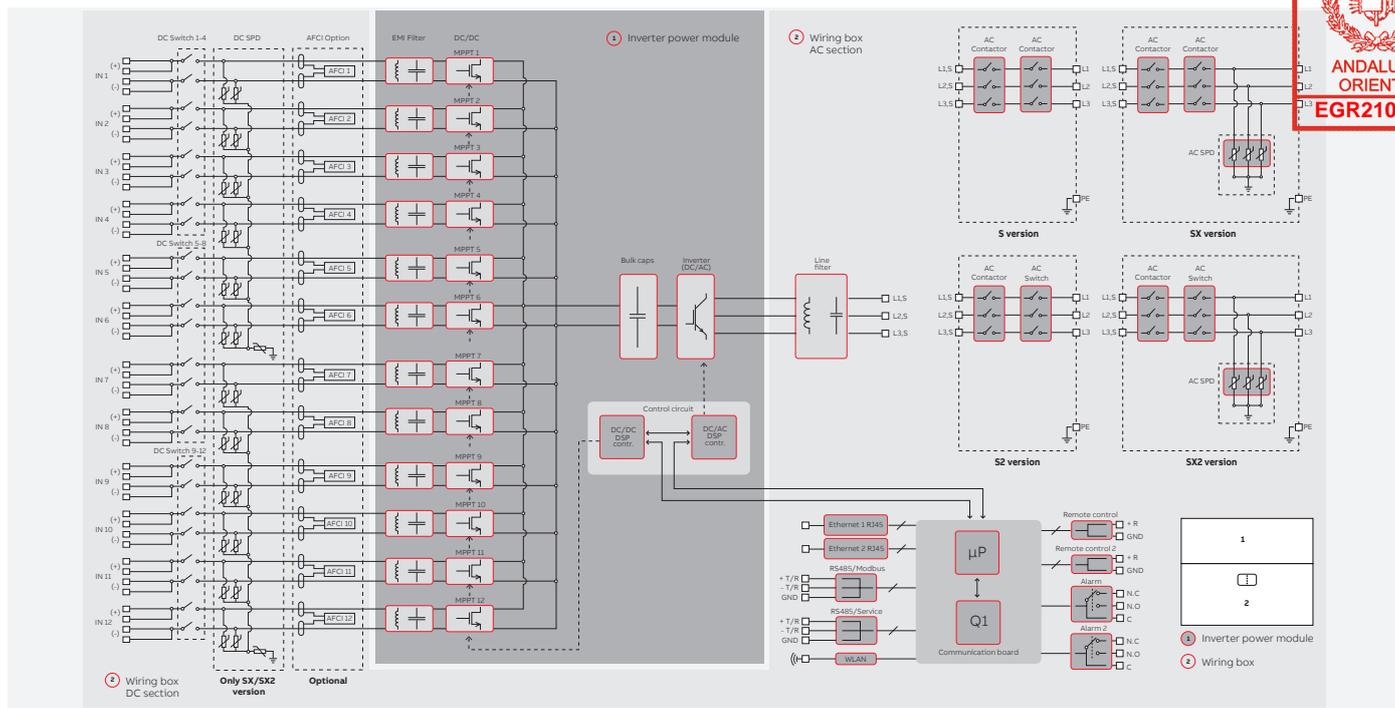
Technical data and types

Type code	PVS-175-TL
Input side	
Absolute maximum DC input voltage ($V_{max,abs}$)	1500 V
Start-up DC input voltage (V_{start})	750 V (650...1000 V)
Operating DC input voltage range ($V_{dcmin}...V_{dcmax}$)	0.7 x V_{start} ...1500 V (min 600 V)
Rated DC input voltage (V_{dcr})	1100 Vdc
Rated DC input power (P_{dcr})	188000 W @ 30°C - 177000 W @ 40°C
Number of independent MPPT	12
MPPT input DC voltage range ($V_{MPPTmin}...V_{MPPTmax}$) at P_{acr}	850..1350 V
Maximum DC input current for each MPPT ($I_{MPPTmax}$)	22 A
Maximum input short circuit current for each MPPT (I_{SCmax})	30 A
Number of DC input pairs for each MPPT	2 DC inputs per MPPT
DC connection type	PV quick fit connector ¹⁾
Input protection	
DC Series Arc Fault Circuit Interrupter ²⁾	Type I acc. to UL 1699B with single-MPPT sensing capability
Reverse polarity protection	Yes, from limited current source
Input over voltage protection for each MPPT - varistor	Yes, 2 (S/S2 version only)
Input over voltage protection for each MPPT - replaceable surge arrester	Type 2 with monitoring (SX/SX2 version only)
Photovoltaic array isolation control (insulation resistance)	Yes, acc. to IEC 62109-2
Residual Current Monitoring Unit (leakage current protection)	Yes, acc. to IEC 62109-2
DC Load Breaking Disconnect Switch (rating for each MPPT)	20 A/1500 V - 35 A/1250 V - 50 A/1000 V
Fuse rating	N/A, No fuses
String current monitoring	MPPT-level current sense
Output side	
AC Grid connection type	Three phase 3W+PE (TN system)
Rated AC power ($P_{acr}@cos\phi=1$)	175 000 W @ 40°C
Maximum AC output power ($P_{acmax}@cos\phi=1$)	185 000 W @ $\leq 30^\circ C$
Maximum apparent power (S_{max})	185 000 VA
Rated AC grid voltage ($V_{ac,r}$)	800 V
AC voltage range	(552...960) ³⁾
Maximum AC output current ($I_{ac,max}$)	134 A
Rated output frequency (f_r)	50 Hz/60 Hz
Output frequency range ($f_{min}...f_{max}$)	45...55 Hz/55...65 Hz ³⁾
Nominal power factor and adjustable range	> 0.995, 0...1 inductive/capacitive with maximum S_{max}
Total current harmonic distortion	< 3%
Max DC current injection (% of I_n)	< 0.5% I_n
Maximum AC Cable outer diameter / multi core	1 x 53 mm (1 x M63 cable gland)
Maximum AC Cable outer diameter / single core	3 x 32 mm (3 x M40 cable gland)
AC connection type ⁴⁾	Copper Busbar for lug connections with M10 bolts (included)
Output protection	
Anti-islanding protection	According to local standard
Maximum external AC overcurrent protection	200 A
Output overvoltage protection - replaceable surge protection device	Type 2 with monitoring
Operating performance	
Maximum efficiency (η_{max})	98.7%
Weighted efficiency (EURO/CEC)	98.4%
Communication	
Embedded communication interfaces	Dual port Ethernet, WLAN ⁵⁾ , RS-485
User interface	4 LEDs, Web User Interface, Mobile APP
Communication protocol	Modbus RTU/TCP (Sunspec)
Commissioning tool	Web User Interface, Mobile APP/APP for plant level
Monitoring	Plant Portfolio Manager, Plant Viewer

El visado, revisión o registro del documento acredita la identidad y habilitación del técnico firmante, la corrección e integridad formal del trabajo de acuerdo a la normativa aplicable, así como el registro, archivo y contenido integral del documento a la fecha y hora del visado, revisión o registro. Documento VISADO electrónicamente con número: EGR2100604. Validación online coliaor.e-visado.net/validar.aspx Código: lk1cg3aqf69t2021139183212



ABB PVS-175-TL string inverter block diagram



Technical data and types

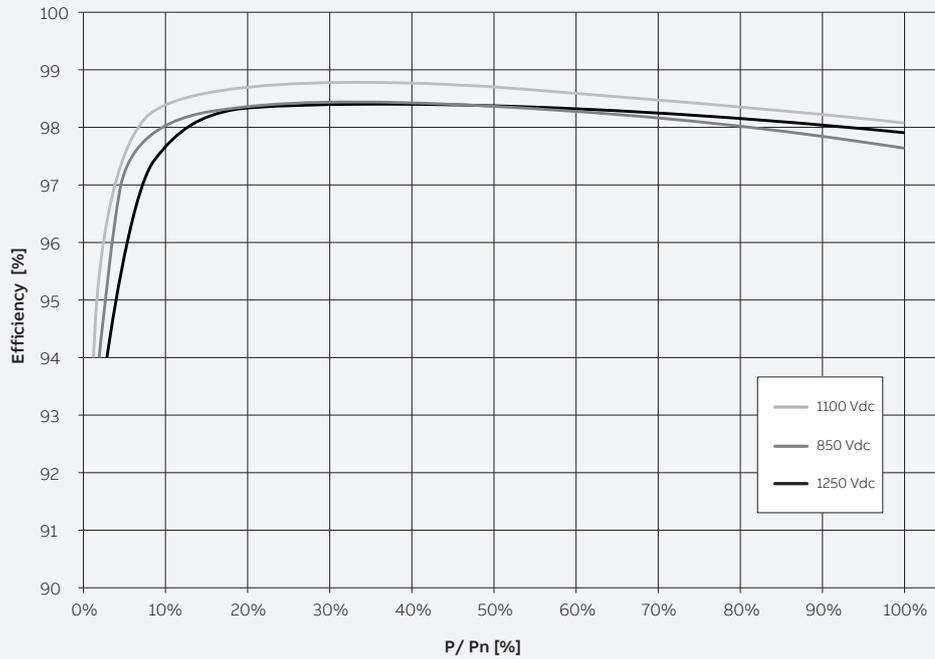
Type code	PVS-175-TL
FW update	Remote inverter FW (all components) upgrade via Ethernet/WLAN interface locally/remotely
Parameter upgrade	Remote inverter parameter (all components) upgrade via Ethernet/WLAN interface locally/remotely
Environmental	
Operating ambient temperature range	-25...+60°C/-13...140°F with derating above 40°C/133 °F
Relative humidity	4%...100% condensing
Sound pressure level, typical	65dB(A) @ 1m
Maximum operating altitude without derating	2000 m / 6560 ft
Physical	
Environmental protection rating	IP 65 (IP54 for cooling section)
Cooling	Forced air
Dimension (H x W x D)	867x1086x419 mm / 34.2"x42.7"x16.5" for -S, -SX model 867x1086x458 mm / 34.2"x42.7"x18.0" for -S2, SX2 model
Weight	~76 kg / 167,5 lbs for power module; ~77 kg / 169,7 lbs for Wiring box Overall max ~153 kg / 337,2 lbs
Mounting system	Mounting bracket (vertical support only)
Safety	
Isolation level	Transformerless
Marking	CE
Safety and EMC standard	IEC/EN 62109-1, IEC/EN 62109-2, EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 301 489-1, EN 301 489-17, EN 300 328, EN 62311,
Grid standard ⁶⁾	CEI 0-16, UTE C 15 712-1, JORDAN IRR-DCC-MV and IRR-TIC, BDEW, VDE-AR-N 4110, VDE-AR-N 4120, P.O. 12.3, DRRG D.4
Available products variants	
Inverter power module	PVS-175-TL-POWER MODULE
24 quick fit connector pairs (2 each mppt) + DC switches + DC side varistors	WB-S-PVS-175-TL
24 quick fit connector pairs (2 each mppt) + DC switches + DC side varistors + AC disconnection switch	WB-S2-PVS--175-TL
24 quick fit connector pairs (2 each mppt) + DC switches + SPD Type 2 Pluggable Cartridges (DC & AC)	WB-SX-PVS-175-TL
24 quick fit connector pairs (2 each mppt) + DC switches + AC disconnection switch + SPD Type 2 Pluggable Cartridges (DC & AC)	WB-SX2-PVS--175-TL
Optional available	
DC Series Arc Fault Circuit Interrupter	Type I acc. to UL 1699B ²⁾ with single-MPPT sensing capability
AC Plate, Single Core Cables	Plate with 4 individual AC cable glands: 3 x M40: Ø 22...32mm, 1 x M32: Ø 18...25mm
AC Plate, Multi Core Cables	Plate with 2 individual AC cable glands: 1 x M63: Ø 37...53mm, 1 x M32: Ø 18...25mm
DC link recharge circuit	Night time operation with restart capability
Anti-PID ⁷⁾	Based on night time polarization of the array

1) Multicontact MC4-Evo2. Cable couplers may accept up to 10mm² (AWG8)
 2) Available as an option. Performance in line with the relevant requirements of the Draft IEC 63027 standard
 3) The AC voltage and frequency range may vary depending on specific country grid standard

4) Use of aluminum cables is possible via bi-metallic cable lugs
 5) as per IEEE 802.11 b/g/n standard, 2.4 GHz
 6) check your sales channel for availability of the applicable grid standard for your country
 7) Cannot operate simultaneously when installed in conjunction with the DC link recharge circuit

El visado, revisión o registro del documento acredita la identidad y habilitación del técnico firmante, la corrección e integridad formal del trabajo de acuerdo a la normativa aplicable, así como el registro, archivo y contenido integral del documento a la fecha y hora del visado, revisión o registro. Documento VISADO electrónicamente con número: EGR2100604. Validación online coliaor.e-visado.net/validar.aspx C.ódigo: lk1cg3aqt69t2021139183212

Efficiency curves of PVS-175-TL



For more information please contact your local ABB representative or visit:

www.abb.com/solarinverters
www.abb.com

We reserve the right to make technical changes or modify the contents of this document without prior notice. With regard to purchase orders, the agreed particulars shall prevail. ABB AG does not accept any responsibility whatsoever for potential errors or possible lack of information in this document.

We reserve all rights in this document and in the subject matter and illustrations contained therein. Any reproduction, disclosure to third parties or utilization of its contents – in whole or in parts – is forbidden without prior written consent of ABB AG. Copyright© 2018 ABB
 All rights reserved

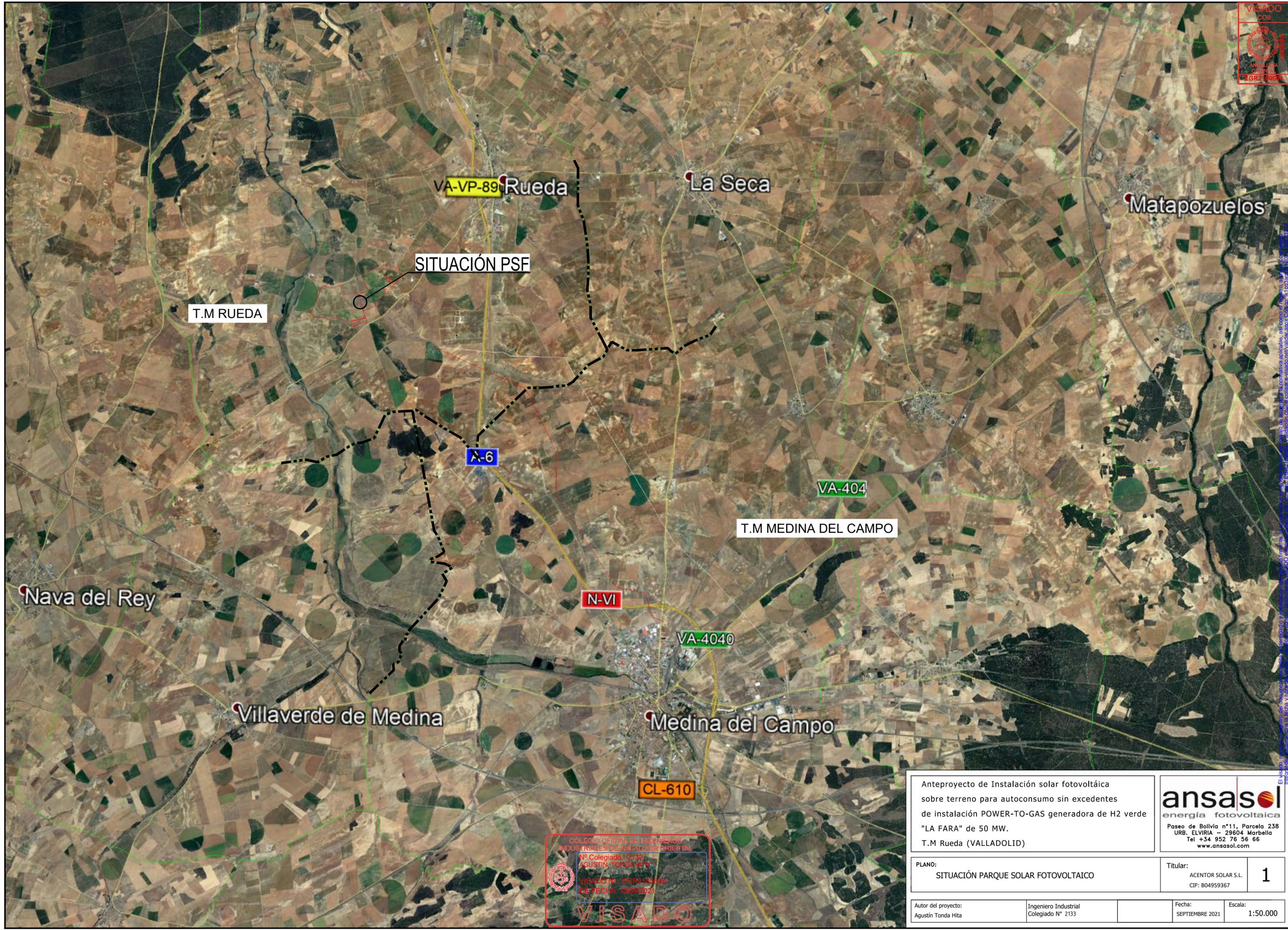


Anteproyecto de Instalación Solar Fotovoltaica 'LA FARA' de 50 MW sobre terreno con conexión a red y producción de hidrógeno verde en el T.M. de Rueda (Valado)



PLANOS

El visado, revisión o registro del documento acredita la identidad y habilitación del técnico firmante, la corrección e integridad formal del trabajo de acuerdo a la normativa aplicable, así como el registro, archivo y contenido integral del documento a la fecha y hora del visado, revisión o registro. Documento VISADO electrónicamente con número: EGR2100604. Validación online coliaor.e-visado.net/validar.aspx Código: lk1cg3aqf6912021139183212



COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS
INDUSTRIALES DE ANDALUCÍA ORIENTAL
Nº Colegiado: 2133
AGUSTÍN TONDA HITA
VISADO Nº: EGR210064
DE FECHA: 13/09/2021
VISADO

Anteproyecto de Instalación solar fotovoltaica sobre terreno para autoconsumo sin excedentes de instalación POWER-TO-GAS generadora de H2 verde "LA FARA" de 50 MW.
T.M Rueda (VALLADOLID)

ansasol
energía fotovoltaica
Paseo de Bolivia nº11, Parcela 238
URB. ELVIRIA - 29604 Marbella
Tel +34 952 76 56 66
www.ansasol.com

PLANO:
SITUACIÓN PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO

Titular:
ACENTOR SOLAR S.L.
CIF: B04959367

1

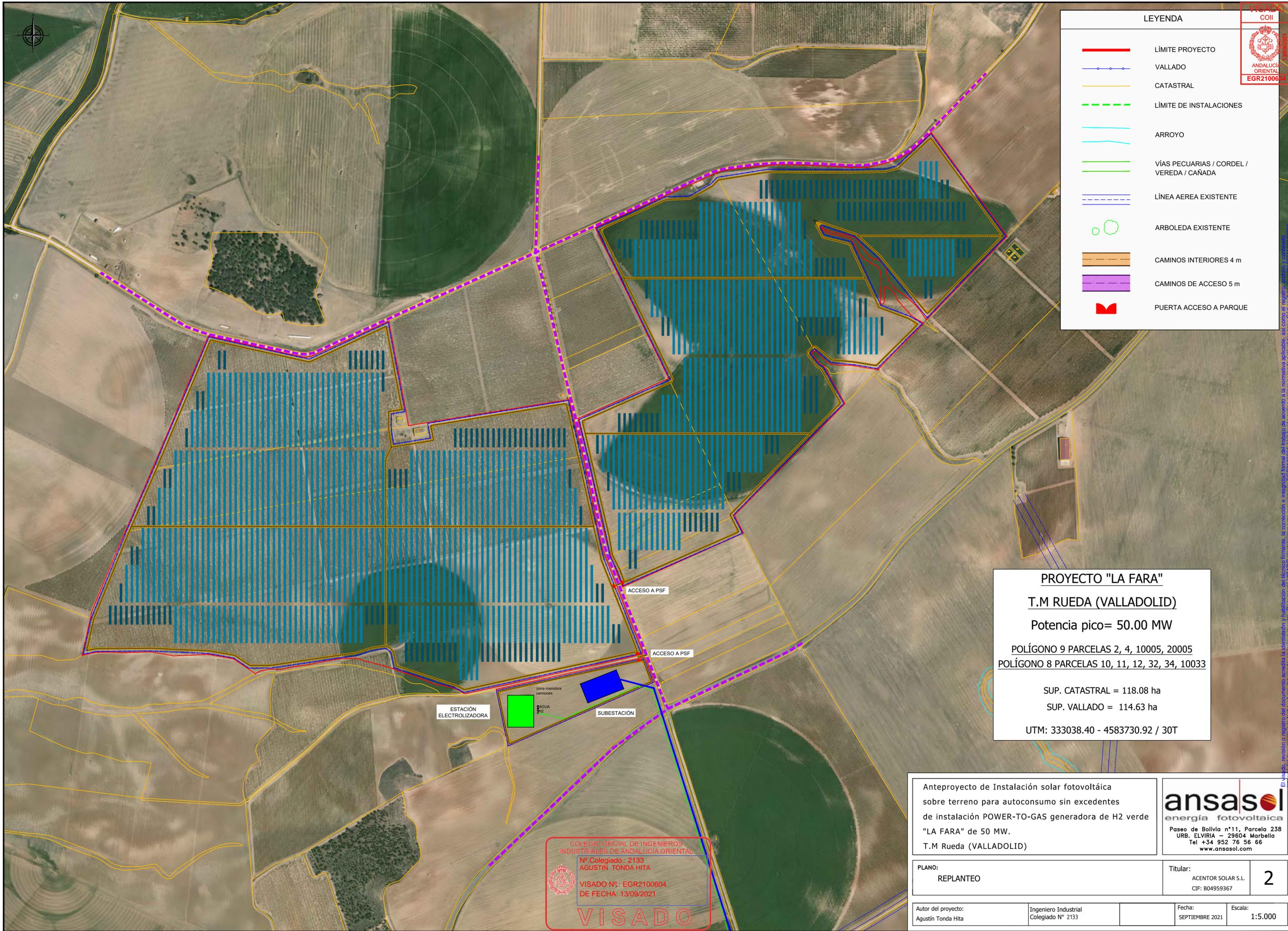
Autor del proyecto:
Agustín Tonda Hita

Ingeniero Industrial
Colegiado Nº 2133

Fecha:
SEPTIEMBRE 2021

Escala:
1:50.000

El presente documento es un pre-proyecto de instalación solar fotovoltaica para autoconsumo sin excedentes de potencia. No se garantiza la rentabilidad económica del proyecto. El presente documento es un pre-proyecto de instalación solar fotovoltaica para autoconsumo sin excedentes de potencia. No se garantiza la rentabilidad económica del proyecto.



LEYENDA

- LÍMITE PROYECTO
- VALLADO
- CATASTRAL
- - - LÍMITE DE INSTALACIONES
- ARROYO
- VÍAS PECUARIAS / CORDEL / VEREDA / CAÑADA
- - - LÍNEA AEREA EXISTENTE
- ARBOLEDA EXISTENTE
- CAMINOS INTERIORES 4 m
- CAMINOS DE ACCESO 5 m
- M PUERTA ACCESO A PARQUE



PROYECTO "LA FARA"
T.M RUEDA (VALLADOLID)
 Potencia pico= 50.00 MW
 POLÍGONO 9 PARCELAS 2, 4, 10005, 20005
 POLÍGONO 8 PARCELAS 10, 11, 12, 32, 34, 10033
 SUP. CATASTRAL = 118.08 ha
 SUP. VALLADO = 114.63 ha
 UTM: 333038.40 - 4583730.92 / 30T

Anteproyecto de Instalación solar fotovoltaica sobre terreno para autoconsumo sin excedentes de instalación POWER-TO-GAS generadora de H2 verde "LA FARA" de 50 MW.
 T.M Rueda (VALLADOLID)

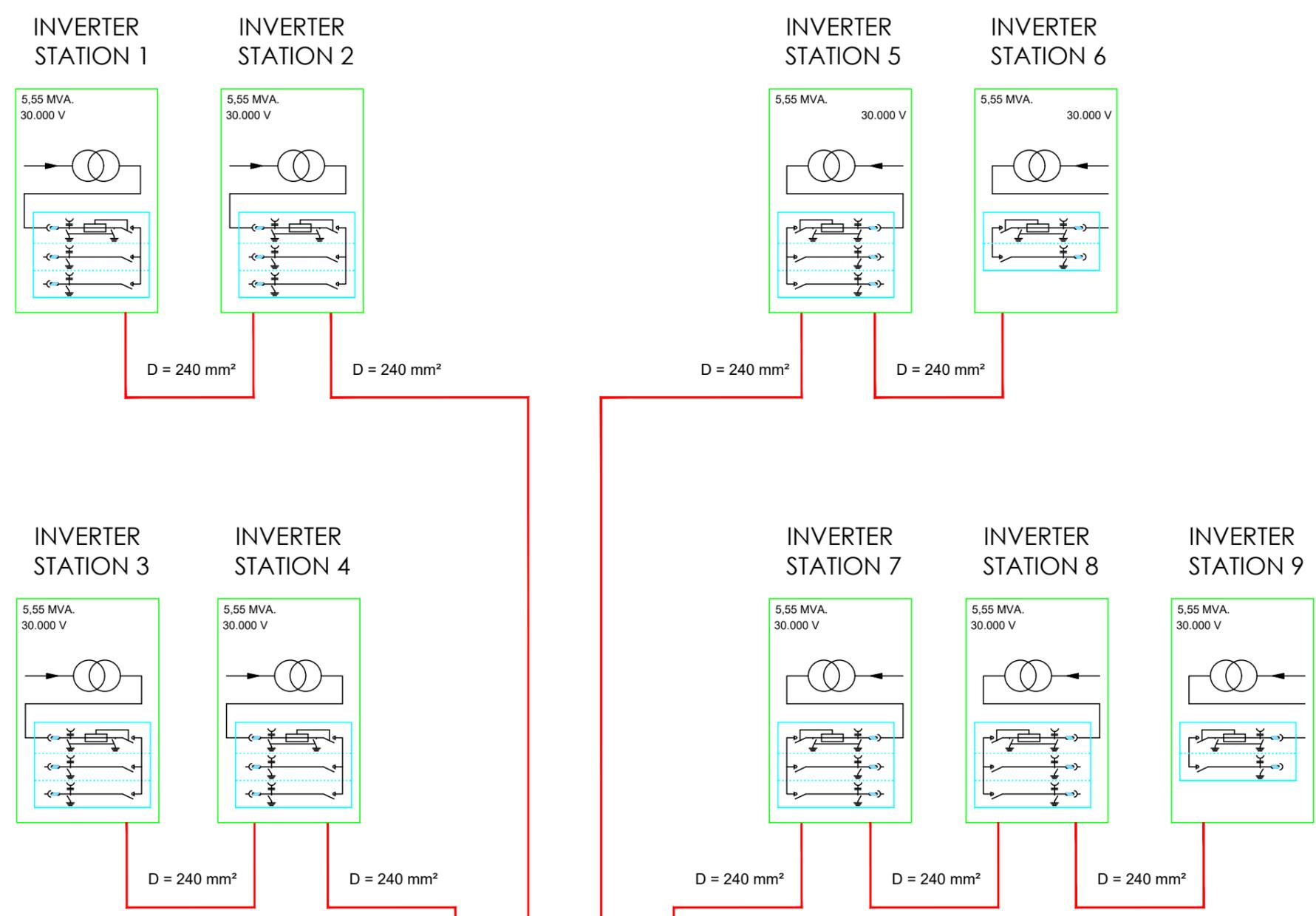
ansasol
 energía fotovoltaica
 Paseo de Bolivia nº11, Parcela 238
 URB. ELVIRIA - 29604 Marbella
 Tel +34 952 76 56 66
 www.ansasol.com

PLANO: REPLANTEO	Titular: ACENTOR SOLAR S.L. CIF: B04959367	2
----------------------------	--	----------

Autor del proyecto: Agustín Tonda Hita	Ingeniero Industrial Colegiado N° 2133	Fecha: SEPTIEMBRE 2021	Escala: 1:5.000
---	---	---------------------------	--------------------

COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS
 INDUSTRIALES DE ANDALUCÍA ORIENTAL
 N° Colegiado: 2133
 AGUSTÍN TONDA HITA
 VISADO N°: EGR2100604
 DE FECHA: 13/09/2021
VISADO

El presente documento es una copia no controlada de un documento original. La validez de este documento depende de la integridad del archivo de origen y de la correcta configuración del sistema de gestión de documentos. Para más información, consulte el manual de usuario del sistema de gestión de documentos.



SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE ANDALUCÍA ORIENTAL
Nº Colegiado.: 2133
AGUSTIN TONDA HITA
VISADO Nº.: EGR2100604
DE FECHA: 13/09/2021
VISADO

Anteproyecto de Instalación solar fotovoltaica sobre terreno para autoconsumo sin excedentes de instalación POWER-TO-GAS generadora de H2 verde "LA FARA" de 50 MW.
T.M Rueda (VALLADOLID)

ansas
energía fotovoltaica
Paseo de Bolivia nº11, Parcela 238
URB. ELVIRIA - 29604 Marbella
Tel +34 952 76 56 66
www.ansasol.com

PLANO:
ESQUEMA UNIFILAR MT

Titular:
ACENTOR SOLAR S.L.
CIF: B04959367

3

Autor del proyecto: Agustín Tonda Hita	Ingeniero Industrial Colegiado N° 2133	Fecha: SEPTIEMBRE 2021	Escala: 1:5.000
---	---	---------------------------	--------------------

El visado, revisión o registro del documento no garantiza la veracidad, integridad o seguridad del contenido, así como el registro, archivo y contenido del documento. Documento VISADO electrónicamente con número: EGR2100604. Validación online coisor.e-visado.net/validar.aspx Código: IRIcgsbaq16912021139183212



HOJA DE CONTROL DE FIRMAS ELECTRÓNICA



Instituciones:

Firma Institución:

Firma Institución:

Firma Institución:

Firma Institución:

Ingenieros:

Nombre:

Nombre:

Colegio:

Colegio:

Nº. Colegiado/a:

Nº. Colegiado/a:

Firma Colegiado/a:

Firma Colegiado/a:

Nombre:

Nombre:

Colegio:

Colegio:

Nº. Colegiado/a:

Nº. Colegiado/a:

Firma Colegiado/a:

Firma Colegiado/a:

En caso de que el trabajo que se adjunta no estuviera sometida a visado obligatorio, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 13 de la Ley 2/1974 de Colegios Profesionales, el Colegiado hace constar que ha obtenido el consentimiento previo de su Cliente para proceder al visado.



ansasol
energía fotovoltaica

**PROYECTO BÁSICO DE PLANTA DE ELECTRÓLISIS
DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE “LA
FARA” CON CONEXIÓN A RED GASISTA EN RUEDA
(VALLADOLID)**





MEMORIA

0	INTRODUCCIÓN	8
1	MEMORIA DESCRIPTIVA DE LA INSTALACIÓN	
1.1	OBJETO	8
1.2	TITULAR	9
1.3	EMPLAZAMIENTO	9
1.4	TÉCNICO REDACTOR	9
1.5	NORMATIVA APLICABLE	10
1.6	DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN	13
1.6.1	<i>Régimen de funcionamiento</i>	16
1.6.2	<i>Tecnología PEM de electrólisis</i>	17
1.6.2.1	Esquema de Planta	20
1.6.2.2	Electrolizador	20
1.6.2.3	Planta de Enfriamiento	21
1.6.2.4	Planta de tratamiento de Gases, etapa de purificación y compresión	22
1.6.2.5	Subsistemas	23
1.6.3	<i>Planta de enfriamiento</i>	27
1.6.4	<i>Planta de tratamiento de Gases, etapa de purificación y compresión</i>	28
1.6.5	<i>Diagrama de procesos</i>	28
1.6.6	<i>Tipo de instalación</i>	29
1.6.7	<i>Almacenamiento</i>	29
1.7	CONTRIBUCIÓN AL CAMBIO CLIMÁTICO Y DATOS TÉCNICOS:	30
1.8	CLASIFICACIÓN DE LA ACTIVIDAD	31
1.9	ACTIVIDAD	32
1.10	INSTALACIÓN DE AGUAS	32
1.11	INSTALACIÓN DE SANEAMIENTO Y EVACUACIÓN DE AGUAS (HS-5)	36
1.11.1	<i>Elementos principales de la instalación y características básicas</i>	37
1.11.2	<i>Red de evacuación de aguas residuales</i>	39
1.12	INSTALACIÓN ELÉCTRICA DE MEDIA TENSIÓN	39
1.12.1	<i>Línea de Media Tensión</i>	41
1.12.2	<i>Materiales</i>	41
1.12.3	<i>Ejecución</i>	41
1.12.4	<i>Maniobras</i>	43
1.12.5	<i>Pruebas de las líneas subterráneas de media tensión</i>	43
1.12.6	<i>Centro de transformación</i>	43
1.12.6.1	Características generales del centro de transformación	43
1.12.7	<i>Programa de necesidades y potencia instalada en kVA</i>	43
1.12.8	<i>Instalación eléctrica</i>	44
1.12.8.1	Características de la red de salida de media tensión	44
1.12.8.2	Seccionamiento de líneas	46
1.12.8.3	Protecciones contra contactos directos	46
1.13	ZONA ATEX	46





1.14	NORMATIVA Y SEGURIDAD	47
1.14.1	Características del Gas	47
1.14.2	Medidas básicas de seguridad, prevención y control de riesgo	50
1.14.3	Formación de atmósferas explosivas (ATEX)	51
1.14.4	Instalaciones	53
1.14.5	Almacenamiento	54
2	INVENTARIO AMBIENTAL	55
2.1	CALIDAD DEL AIRE	56
2.2	CALIDAD ACÚSTICA	56
2.3	HIDROLOGÍA E HIDROGEOLOGÍA	57
2.4	VEGETACIÓN	58
2.5	HÁBITATS	63
2.6	FAUNA	64
2.7	ESPACIOS PROTEGIDOS	64
2.8	PAISAJE	65
3	MATERIAS PRIMAS Y AUXILIARES	67
3.1	MATERIAS PRIMAS. BALANCE DE AGUA	67
3.2	MATERIAS AUXILIARES	67
3.3	BALANCE DE ENERGÍA Y CONTRIBUCIÓN AL CAMBIO CLIMÁTICO	68
4	EMISIONES AL AIRE, AL SUELO, AL AGUA Y RESIDUOS GENERADOS Y MEDIDAS DE PREVENCIÓN	69
4.1	ATMOSFERA	69
4.2	RUIDO	69
4.2.1	Focos de ruidos y medidas de prevención	69
4.2.2	Estudio justificativo de acuerdo al Decreto 19/1997	69
4.2.2.1	Definición del tipo de actividad	69
4.2.2.2	Horario previsto	70
4.2.2.3	Ubicación y relación de usos en parcelas colindantes	70
4.2.2.4	Focos emisores de ruido	70
4.2.2.5	Necesidades de aislamiento acústico	71
4.2.2.6	Vibraciones	71
4.2.2.7	Planos	71
4.3	AGUA Y SUELOS	72
4.4	RESIDUOS	72
4.4.1	Focos generadores de residuos	72
4.4.2	Clasificación de residuos generados (según Lista Europea de Residuos), cantidades y condiciones de almacenamiento	73
4.4.3	Medidas asociadas a la gestión de residuos	73
5	ALTERNATIVAS CONTEMPLADAS Y MEJORES TÉCNICAS DISPONIBLES	74
6	IMPACTOS AMBIENTALES PRODUCIDOS POR LA ACTIVIDAD	74

6.1 FASE DE ACTIVIDAD	75
6.1.1 Aguas y suelos	75
6.1.2 Calidad atmosférica y ruido	76
6.1.3 Vegetación y fauna	76
6.1.4 Paisaje	76
6.2 CESE DE LA ACTIVIDAD	76
6.3 PROPUESTA DE RESTAURACIÓN O PLAN DE RESTAURACIÓN	77
7 MEDIDAS EN CONDICIONES DE EXPLOTACIÓN ANORMALES QUE PUEDAN AFECTAR AL MEDIO AMBIENTE.....	77
8 PRESUPUESTO.....	79
9 PLANOS.....	80



El visado, revisión o registro del documento acredita la identidad y habilitación del técnico firmante, la corrección e integridad formal del trabajo de acuerdo a la normativa aplicable, así como el registro, archivo y contenido integral del documento a la fecha y hora del visado, revisión o registro. Documento VISADO electrónicamente con número: EGR2100609. Validación online coliaor.e-visado.net/validar.aspx Código: majvzmz3ar7082021149234212



0 INTRODUCCIÓN

El consumo energético en la sociedad crece de forma considerable año tras año, y los objetivos climáticos se van sucediendo a lo largo y ancho del mundo, siendo estos cada vez más ambiciosos poniendo el clima y el medioambiente en el centro del tablero energético. Los objetivos de cero emisiones se van implementando en una gran cantidad de países y con la reciente incorporación de China o Corea ya parece que no hay marcha atrás.

La planificación para la reducción de emisiones se ha focalizado en primer lugar en el sector energético, dejando la industria, el transporte y otros usos finales para ser tenidos en cuenta más adelante. Este foco inicial ha sido efectivo. Gracias a la enorme reducción en costes de las energías renovables y el incremento de la escalabilidad de la tecnología, ahora se abre un camino creíble, efectivo y barato para la descarbonización de la producción de energía.

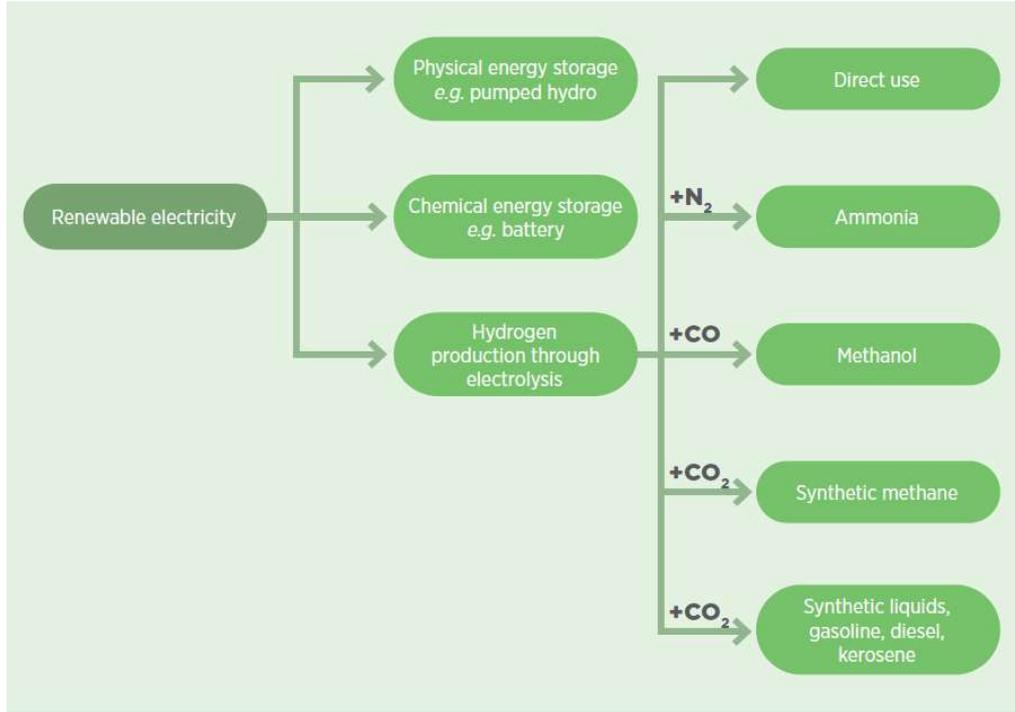
La descarbonización debe ir adentrándose en otros sectores más allá del sector eléctrico, sustituyendo emisiones finales. Esto incluye sectores como el transporte y la industria pesada, lo que se convierte en un desafío en el que necesitamos empezar a desplegar y desarrollar soluciones para estos sectores ahora para escalarlos masivamente en los próximos años, con el fin de tener alguna posibilidad de conseguir el objetivo de cero emisiones para el año 2050.

Estudios del IRENA (International Renewable Energy Agency, Agencia Internacional de las Energías Renovables) seleccionan como sectores clave en la descarbonización la producción de acero, de químicos y petroquímicos, de cementos y de aluminio como sectores industriales intensivos energéticamente, así como el transporte de larga distancia (flota terrestre de transporte, aviación y navegación). Esto pasa por una electrificación masiva de los procesos y el uso del hidrógeno verde o combustibles sintetizados a partir de hidrógeno verde, biomasa y otras formas de calor renovable.

El hidrogeno abre, entonces, un amplio abanico de opciones para la descarbonización de los procesos, sectores y usos no electrificables, no solo como molécula hidrógeno, sino como elemento principal en la síntesis de otros compuestos.

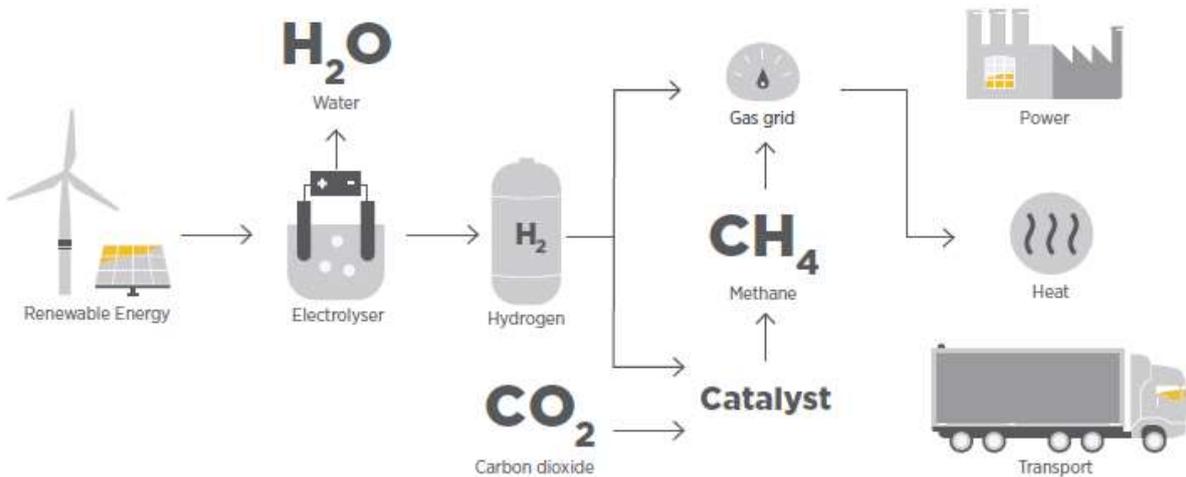
Unir la generación de hidrógeno con energía de origen renovable puede proveer de un ciclo energético totalmente sostenible.

El hidrógeno es considerado, además, como el mejor medio de almacenamiento a largo plazo dada su flexibilidad en el uso final del mismo (Power-to-X) y cero emisiones. El hidrógeno puede utilizarse para generar calor y energía eléctrica con altas eficiencias, sin gases de efecto invernadero o contaminantes y con agua como único desecho.



Esquema representativo del concepto de Power-to-X. Fuente: IRENA, 2019

El primer paso para una descarbonización masiva, es entonces, producir hidrógeno. Y una de las vías más prometedoras dentro del Power-to-X es el Power-to-Gas.



Esquema representativo del concepto Power-to-Gas. Fuente: IRENA, 2020



1 MEMORIA DESCRIPTIVA DE LA INSTALACIÓN

1.1 Objeto

Se presenta el presente proyecto con la finalidad de su tramitación ante los distintos organismos para la consecución de los permisos necesarios para la tramitación de la planta de producción de hidrógeno verde mediante electrólisis, estableciendo y justificando los datos y parámetros constructivos que permitan la ejecución de las instalaciones y exponer que la planta de electrólisis reúne las condiciones técnicas y garantías exigidas por la reglamentación aplicable.

La sociedad mercantil "ACENTOR SOLAR S.L." con NIF **B04959367**, pretende construir una instalación electrolizadora para la producción de hidrógeno verde, alimentada por energía renovable y conecta a las redes de transporte de gas y de electricidad, para su inyección en la red de gasoductos de ENAGAS y su distribución y venta en camiones en el término de municipal de *Rueda (Valladolid)*.

Esta instalación está complementada por un proyecto de instalación fotovoltaica de autoconsumo sobre el terreno de 50 MW que proporcionará gran parte de la energía renovable necesaria para la alimentación eléctrica del presente proyecto así como por dos proyectos de conexión a las redes de distribución eléctrica y gasística, de ENDESA y ENAGÁS respectivamente para la alimentación eléctrica y la inyección de hidrógeno verde en la red de gas conforme a los parámetros y requisitos técnicos y reglamentarios. El resto de la energía necesaria para generar hidrógeno de manera continuada e ininterrumpida, o en el régimen de trabajo que se estime oportuno según mercado, se obtendrá de la red eléctrica con su respectivo certificado de origen renovable, garantizando la producción de hidrógeno 100% verde.

Adicional a la inyección del hidrógeno en gasoducto se plantea una segunda vía de venta de hidrógeno a otros consumidores mediante compresión, almacenamiento y posterior distribución por carretera hasta los puntos de consumo.

El impacto medioambiental de las fuentes de energía renovables es reducido sobre todo en lo que concierne a las emisiones de contaminantes al aire y al agua. Al disminuir la necesidad de obtención de energía a través de otras fuentes más contaminantes, contribuyen a la disminución de las emisiones de gases responsables del efecto invernadero y de la lluvia ácida. Se espera que el impacto medioambiental de la planta de producción de hidrógeno sea reducido por su instalación aislada, junto a la planta de autoconsumo fotovoltaica y su tamaño compacto. Además de la electricidad renovable consumirá agua, que será desmineralizada para alimentar el electrolizador. El sobrante del agua capturada se analizará periódicamente y se considera apta para cualquier uso, incluido el consumo humano, por lo que se derivará para usos en la zona.



En lo que respecta al electrolizador, por sus características y tecnología PEM, es la forma más respetuosa con el medio ambiente de producción de hidrógeno.

No emite ruidos ni vibraciones considerables, pues los componentes móviles son escasos más allá de algunas bombas que mueven agua e hidrógeno y oxígeno, muy localizadas, y los equipos eléctricos. Además, su impacto visual será reducido, al situarse en una zona rural, junto a la planta de autoconsumo fotovoltaico de 50 MW y tratarse de una nave de pequeña planta.

El alcance del documento vendrá dado por la instalación generadora de hidrógeno (electrolizador) propiamente dicha, los equipos de transformación y rectificadores -que transforman la corriente alterna de la red de media tensión a 30 kV a baja tensión y luego en corriente continua a unos 700 Vcc que alimenta el electrolizador-, los equipos eléctricos necesarios y de transformación para la alimentación de los equipos auxiliares al electrolizador, instalaciones complementarias a dicha instalación industrial, así como la línea subterránea de dicha tensión que enlazan la instalación industrial con la entrada a la subestación reductora 220 kV/ 30 kV que alimenta la planta. La instalación fotovoltaica de autoconsumo será objeto de otro proyecto, así como la línea de alimentación 220 kV y subestación 220 / 30 kV, que serán proyectos independientes.

1.2 Titular

El titular de la instalación es "ACENTOR SOLAR, S.L. " con NIF **B-04959367**.

1.3 Emplazamiento

La instalación de electrólisis objeto de este proyecto se instalará sobre terrenos en Rueda (Valladolid). Los terrenos están ubicados en:

- **Polígono 8, Parcela 30** en el T.M. de *Rueda (Valladolid)* con referencia catastral **47140A008000300000XP**.

1.4 Técnico Redactor

El presente anteproyecto es redactado por Agustín Tonda Hita, Ingeniero Industrial, colegiado número 2133 en el Colegio Oficial de Ingenieros Industriales de Andalucía Oriental.



1.5 Normativa Aplicable.

Los sistemas gasistas y sus componentes estarán diseñados de acuerdo con las siguientes leyes, decretos, reglamentos, normas y especificaciones nacionales e internacionales:

- **Reglamento EU 2016/631** de la Comisión, de 14 de abril de 2016, que establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red y su adaptación al sistema eléctrico español.
- **2014/35/UE** Sobre la armonización de las legislaciones de los estados miembros en materia de comercialización de material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión y que modifica la Directiva Europea 2006/95/CE de cumplimiento con los requerimientos técnicos y de seguridad para la interconexión a la red de Baja Tensión.
- **Directiva Europea 2009/28/CE** del parlamento europeo y del consejo de 23 de Abril de 2009 relativa al fomento de uso de energía procedente de fuentes renovables.
- **2004/108/CE** Directiva Europea de Compatibilidad Electromagnética (EMC).
- **R.D. Ley 23/2020**, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.
- **R.D. Ley 7/2006**, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético.
- **R.D. 647/2020** de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión a determinadas instalaciones eléctrica.
- **R.D. 15/2018** de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- **R.D. 513/2017** Reglamento de Instalaciones de Protección Contra Incendios
- **R.D. 186/2016**, de 6 de mayo, por el que se regula la compatibilidad electromagnética de los equipos eléctricos y electrónicos.
- **R.D. 187/2016**, de 6 de mayo, por el que se regulan las exigencias de seguridad del material eléctrico destinado a ser utilizado en determinados límites de tensión.
- **R.D. 413/2015** de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- **R.D. 840/2015**, de 21 de septiembre, por el que se aprueban las medidas de control de los riesgos inherentes a los accidentes graves en los que intervengan sustancias peligrosas.
- **R.D. 337/2014** de 9 de Mayo, por el que se aprueban 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. 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. 198/2010**, de 26 de febrero, por el que se adaptan determinadas disposiciones relativas al



sector eléctrico a lo dispuesto en la Ley 25/2009, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio.

- **R.D. 223/2008**, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.
- **R.D. 2060/2008**, de 12 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de equipos a presión y sus instrucciones técnicas complementarias.
- **R.D. 661/2007** de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de energía eléctrica en régimen especial.
- **R.D. 436/2004** por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- **R.D. 2267/2004** Reglamento de Seguridad contra incendios en los establecimientos industriales
- **R.D. 842/2002** Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias
- **R.D. 379/2001** Reglamento de almacenamiento de productos químicos.
- **R.D. 1098/2001** Real Decreto sobre Reglamentación General de Contratación.
- **R.D. 1955/2000** Actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimiento de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- **Ley 10/2019**, de 22 de febrero, de cambio climático y transición energética.
- **Ley 24/2013** Sector eléctrico.

- **Orden TED/749/2020**, de 16 de julio, por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión.
- **Norma Técnica de Supervisión de la Conformidad de los Módulos de Generación de Electricidad según el Reglamento NTS 2016/631**, de 18 de julio de 2019.
- **UNE-EN 61215:2017** Módulos fotovoltaicos (FV) para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.
- **UNE 20.439** Control de aceptación de los contadores de corriente alterna clase II.
- **UNE 21.310** Contadores de energía eléctrica de corriente alterna.
- **IEC 364** Instalaciones eléctricas de edificios.
- **CEC 503** Los módulos estarán aprobados y homologados para cumplir los requerimientos de la Comisión Europea de la U.E. (Acuerdo Nº 503) en el Centro de Investigación Comunitaria de Ispra, Italia. Estas pruebas demuestran la idoneidad del producto para su uso en las condiciones más adversas y su perfecto funcionamiento en ambientes con humedad hasta el 100% y rangos de temperatura entre -40°C y +90°C, y soportando velocidades de viento de hasta 180 Km./hora.
- **NTE-IEP/1973**, "Instalaciones de electricidad-puesta a tierra"
- Recomendaciones UNESA, guías de aplicación y Normalización Nacional. Normas UNE.



Otra normativa aplicable:

- **R.D. 2267/2004**, de 3 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de Seguridad contra incendios en los establecimientos industriales.
- **R.D. 105/2008**, de 1 de febrero, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición.
- **R.D. 614/2001**, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.
- **R.D. 1627/1997**, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
- **R.D. 1215/1997**, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- **R.D. 485/1997** de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- **Ley 314/2006** Código Técnico de Edificación y Documentos Básicos para su cumplimiento.
- **Ley 38/1999**, de 5 de noviembre, de Ordenación de la Edificación.
- **Ley 31/1995**, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.

- Reglamento de Verificaciones Eléctricas y Regularidad en el Suministro de Energía Eléctrica
- Directivas Europeas de seguridad y compatibilidad electromagnética.
- Ley número 88/67 de 8 de noviembre Sistema Internacional de Unidades de Medida SI, así como la Ley 3/1985 de metrología.
- Ordenanzas de Seguridad e Higiene en el Trabajo (OSHT) y Reglamento de Prevención de Riesgos Laborales, así como toda normativa que la complemente.
- Normas particulares y de normalización de la compañía suministradora de energía eléctrica
- Normas particulares y de normalización de la compañía suministradora de gas



1.6 Descripción de la Instalación

La instalación objeto, se ubicará en la finca definida en el apartado de emplazamiento y pretende describir las instalaciones y dimensiones de una planta generadora de hidrógeno mediante hidrólisis del agua alimentada con energía de origen renovable proveniente de, una instalación fotovoltaica de 50 MW de autoconsumo situ en el mismo emplazamiento y energía certificada de origen renovable de la red de transporte eléctrico.

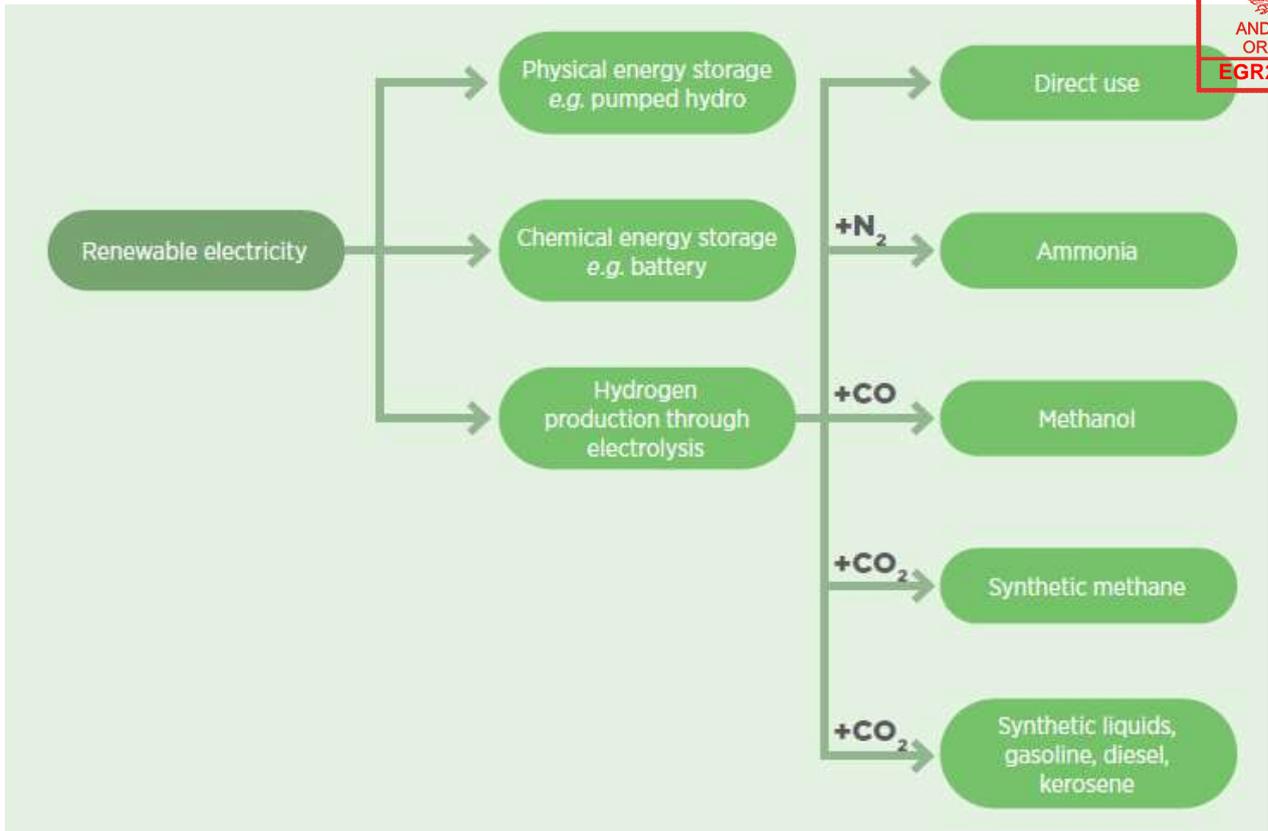
El hidrógeno tendrá dos salidas. Podrá inyectarse a la red de transporte y distribución de gas, que permite descarbonizar parte del consumo de gas, y podrá almacenarse y distribuirse en botellas para su posterior venta a otros consumidores de la región, que obtienen en su mayoría el hidrógeno a partir del gas natural.

La producción de hidrógeno a través de electrólisis es una industria muy madura, lo que permite realizar esta actividad con los más altos estándares de la industria, cumpliendo con la normativa vigente en el sector.

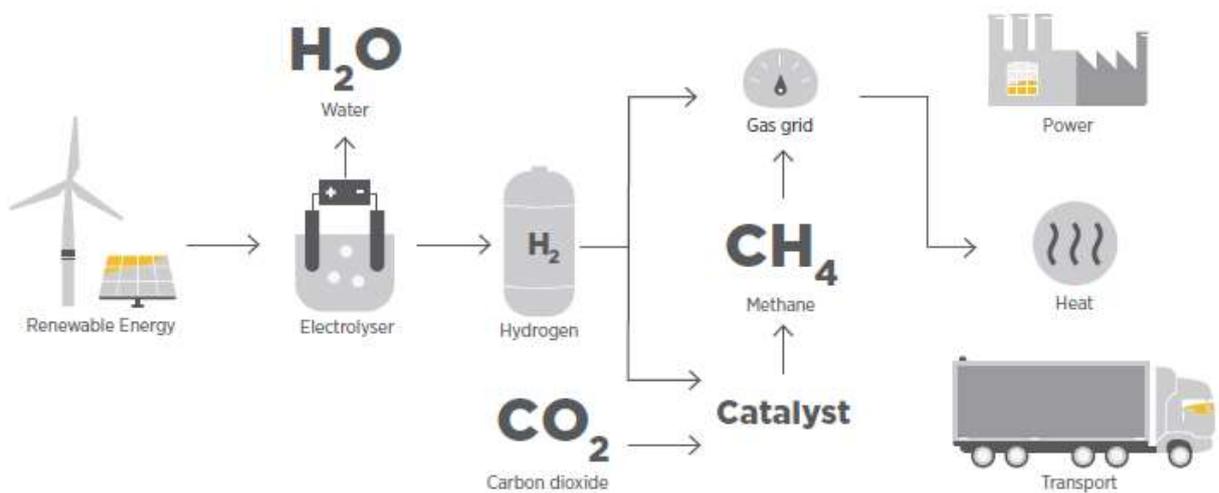
El proyecto contempla la **producción de hidrógeno a partir de energía eléctrica renovable**, tanto autoconsumida a partir de energía fotovoltaica, como de la red –con su respectivo certificado renovable– que utilizará hasta **35 MW eléctricos para producir hidrógeno** a partir de agua desmineralizada, con una **producción de hasta 680 kg/h de hidrógeno de alta pureza**, superior al 99,9%. Tras la etapa de producción, puede hacerse pasar el hidrógeno por un purificador para alcanzar mayores purezas, muy próximas al al 99,99999% si fuese necesario según los requisitos de cada usuario.

Este proyecto va en la línea de la consecución de los objetivos climáticos 2050 marcados por la Unión Europea, así como en la línea del plan nacional PNIEC y aborda varias potenciales problemáticas que puedan darse como consecuencia de la alta penetración de renovables en las redes de distribución y transporte, especialmente en determinadas zonas que concentran la generación renovable, como pueda ser solar o eólica.

Por un lado, es una instalación electrointensiva de acuerdo con la definición en el artículo 3 del real decreto ley 20/2008 –consumidor eléctrico con un elevado uso de la electricidad, un elevado consumo en horas de baja demanda eléctrica y una curva de consumo estable y predecible– pues para la producción de hidrógeno solo se utiliza como materia prima agua y energía eléctrica, obteniendo hidrógeno y oxígeno, su consumo va a ser principalmente nocturno a efectos de red, ya que se asocia a la planta un autoconsumo fotovoltaico que producirá la energía necesaria para su funcionamiento durante horas de sol y el resto lo obtendrá de la red de distribución y además tiene un consumo no solo predecible y estable, sino programable a necesidad del usuario o del gestor de red, pudiendo participar en los mecanismos de capacidad y servicios de red. Esto puede hacerlo dado su potencia de hasta 35 MW de



Esquema general Power-to-X. IRENA, 2019



Esquema general Power-to-Gas. IRENA, 2020

Este proyecto permite además avanzar y desarrollar la gestionabilidad e integración de renovables en el sector energético, acoplando la demanda y producción de hidrógeno bajo criterios técnicos, económicos y de eficiencia y dando un paso más acoplando el sistema eléctrico y gasista.

El desarrollo y consecución de objetivos del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) prevé para el año 2030 una potencia total instalada de 161 GW, de los cuales 50 GW serán de eólica y 39 GW



de fotovoltaica, siendo la penetración renovable del 74% del total de generación eléctrica, lo que implica una alta estacionalidad, incertidumbre y aleatoriedad en la generación del sistema eléctrico que ha de ser atajada para garantizar un correcto suministro eléctrico. El PNIEC habla de incrementar la flexibilidad y optimización del sistema energético, esencial para alcanzar la alta penetración renovable no gestionable, entre otras tecnologías aquí entra el almacenamiento. El almacenamiento en hidrógeno permitirá almacenar energía eléctrica en forma de energía química para su posterior uso, tanto como hidrógeno como transformado o sintetizado en otras sustancias, cuando sea requerido. Además permite reducir los potenciales vertidos de renovables que pueden llegar a producirse con el despliegue de la potencia renovable prevista en el PNIEC.

1.6.1 Régimen de funcionamiento

El modo de funcionamiento de la planta así como su implantación irán en consonancia con el desarrollo de la demanda de hidrógeno verde en la zona. Un electrolizador puede trabajar de manera continua y casi ininterrumpida y en el régimen de carga que más se desee o adapte a los requerimientos de producción, de generación renovable o de red –por ejemplo si se desarrolla normativamente la posibilidad de dar soporte y servicios de red.

El diseño de la instalación se realizará de acuerdo a un funcionamiento continuo, a plena carga del electrolizador por largos periodos ininterrumpidos, es decir, para un funcionamiento las veinticuatro horas del día durante siete días a la semana y durante meses.

Realmente la producción final se ajustará más mediante mecanismos de mercado. Funcionará con mayor continuidad durante horas con buena radiación solar (autoconsumiendo toda la energía disponible de la instalación fotovoltaica de autoconsumo asociada) y durante las horas en las que el precio de la energía sea considerablemente bajo, ya sea por contratos PPA con certificación verde o mediante el consumo de energía renovable en el POOL eléctrico, pues además coinciden periodos –por ejemplo en primavera- con abundante producción renovable –eólica, hidráulica y solar- lo que se traduce en precios por debajo de la media anual que pueden favorecer al funcionamiento 24/7.

Este régimen de funcionamiento va en consonancia con la definición del aún no publicado Estatuto del consumidor electrointensivo, que permite participar de los mecanismos de equilibrio y gestión de red.

Dicho estatuto define al consumidor electrointensivo como “consumidor eléctrico con un uso intensivo de la electricidad, un elevado consumo en horas de baja demanda eléctrica y una curva de consumo estable y predecible y que cumplan con los requisitos establecidos en el capítulo II y [...] de acuerdo con lo dispuesto en el capítulo III”.

Así pues, por un lado la actividad hace un uso intensivo de la electricidad, su consumo de red va a ser principalmente en horas de baja demanda eléctrica –ya que gran parte de la energía será autoconsumida durante el día y es durante la noche cuando hace un uso intensivo de la red y su curva e



consumo no solo es estable y predecible sino que puede programarse y coordinarse con el gestor de red de transporte o de distribución.

Por lo tanto, por definición, el proceso de electrólisis de la planta entra dentro de la definición de consumidor electrointensivo y solo necesita cumplir una serie de requisitos adicionales como pueden ser tener un consumo total (incluido autoconsumo) de 40 GWh anuales y hacer al menos la mitad de dicho consumo en periodo tarifario 6 (en periodos de baja demanda), lo que equivale a un consumo nocturno en periodo tarifario 6 de algo menos a 600 h anuales.

1.6.2 Tecnología PEM de electrólisis

En el campo de la electrólisis existen tres tecnologías principales:

- **Electrólisis alcalina**

Utiliza hidróxido de potasio (KOH) como electrolito y medio de electrólisis en un rango de temperaturas entre 60 y 90 °C. Es una tecnología madura y escalable al rango de megawatt pero presenta varias desventajas importantes como son el uso de hidróxido de potasio, un componente tóxico, que requiere de tratamiento especial y de mantenimiento elevado, la necesidad de trabajar al menos a 60°C, lo que impide el arranque en frío, y su no óptima ejecución de manera intermitente por lo mismo.

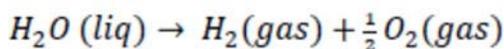
- **Electrólisis de alta temperatura**

Utiliza una membrana cerámica con vapor de agua como medio en un rango de 700 a 900 °C. Es una tecnología aún en desarrollo y solo disponible en laboratorios y proyectos de demostración que se aleja mucho de las necesidades que se plantean en el presente proyecto.

- **Electrólisis PEM**

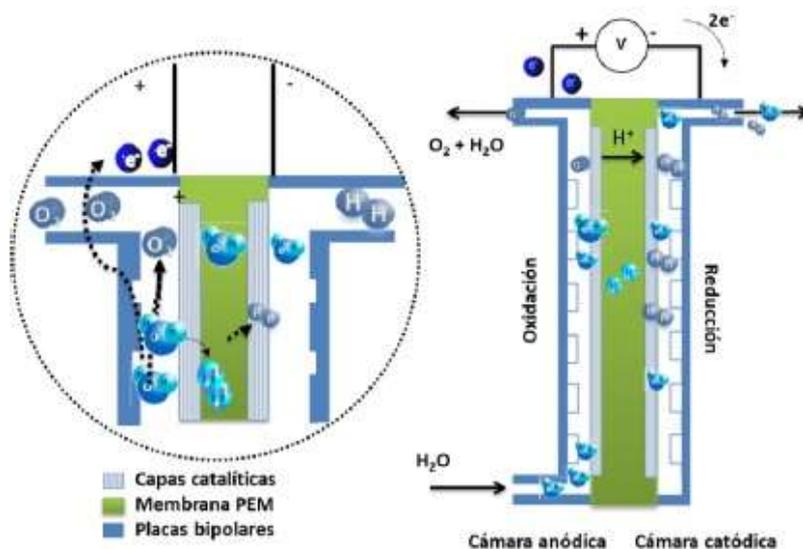
Los sistemas de electrolizadores PEM, de las siglas en inglés de Membrana de Intercambio de Protones (Proton Exchange Membrane), tienen una serie de ventajas sobre el resto de tecnologías de electrólisis. Utiliza una membrana polimérica y utiliza agua como medio electrolítico en un un rango de temperatura ambiente a 80°C. Es una tecnología madura y disponible comercialmente. Presenta gran sintonía con la generación renovable ya que es capaz de trabajar a temperatura ambiente, con un inicio en frío, y además puede trabajar de manera intermitente y a varios niveles de carga de manera óptima. Al igual que la electrólisis alcalina existe experiencia con esta tecnología y es escalable al orden de megawatt.

Un electrolizador de agua tipo PEM es un dispositivo electroquímico donde se realiza la reacción de disociación de agua en hidrógeno y oxígeno según la siguiente ecuación:



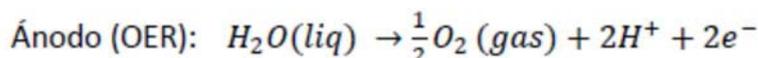
Tal y como se ha comentado con anterioridad, consiste en la descomposición de la molécula de agua en oxígeno e hidrógeno mediante la aplicación de una determinada cantidad de energía (corriente eléctrica y calor), provocando una reacción global de oxidación-reducción.

La energía requerida para este proceso es obtenida por el paso de corriente eléctrica a través de dos electrodos, los cuales están separados por medio de un electrolito sólido, que en este caso se trata de una membrana de intercambio protónico (PEM, en inglés, *proton exchange membrane*). Gracias al uso de estas membranas de intercambio protónico, la construcción de este tipo de electrolizadores es más sencilla que en los electrolizadores alcalinos y su respuesta de operación es más rápida, por lo que resultan ser más compactos y de menor volumen. La siguiente figura muestra el proceso de electrólisis de agua en un electrolizador tipo PEM.



Esquema general de la electrólisis del agua en un electrolizador tipo PEM [Fuente: CNH2]

Tal y como se muestra en la figura anterior, el agua alimentada fluye a través de los canales, oxidándose en el ánodo para liberar O₂ y H⁺. Esta reacción es conocida como reacción de evolución de oxígeno (OER), según la siguiente ecuación:

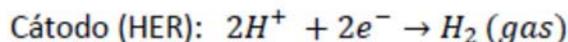


Los iones H⁺ formados fluyen entonces a través de la membrana, y los electrones por otro lado, circulan por el circuito externo hasta el cátodo, cerrando el circuito eléctrico que suministra potencial para llevar a cabo el proceso.

En el cátodo, los protones que llegan a través de la membrana de intercambio iónico, se encuentran quimiadsorbidos en el electrocatalizador. Éstos se recombinan con los electrones que llegan a través del circuito externo, formando así las moléculas de hidrógeno, las cuales son desprendidas en forma de gas.



Esta reacción es conocida como la reacción de evolución de hidrógeno (HER), según la siguiente ecuación:



La electrólisis del agua basada en tecnología PEM ofrece una serie de ventajas para la producción electrolítica de H2 y O2, entre las que destacan: posibilidad de trabajar a altas densidades de corriente, alta pureza del H2 obtenido (> 99.99%), posibilidad de producir gases a alta presión en la propia instalación sin necesidad de aporte energético adicional, respuesta más rápida frente a alimentación variable (como el caso de las renovables del presente proyecto) y uso de un electrolito sólido (PEM) que implica no tener que gestionar un electrolito líquido como en el caso de la tecnología alcalina.

Por lo dicho, los sistemas de electrolizadores con **tecnología PEM es la elección natural** para nuestro futuro sistema de energía renovable:

Con su rápida dinámica del 10% de potencia nominal por segundo de cambio de carga, su rango operativo entre 0% y 100% y su número ilimitado de arranque autónomo, PEM es la elección natural para hacer frente a la naturaleza volátil de nuestro futuro sistema energético.

La tecnología PEM es limpia por naturaleza: por cada kg de hidrógeno producido, los métodos tradicionales como Steam Methane Reforming (SMR) emiten de 8 a 10 kg de CO2. La electrólisis PEM que funciona con energía renovable no tiene emisiones de CO2 asociadas.

Los sistemas de electrólisis PEM solo utilizan agua y electricidad para producir Hidrógeno y Oxígeno. Siendo el Oxígeno el único subproducto del proceso, que puede liberarse a la atmósfera o puede almacenarse para su uso como oxígeno puro.

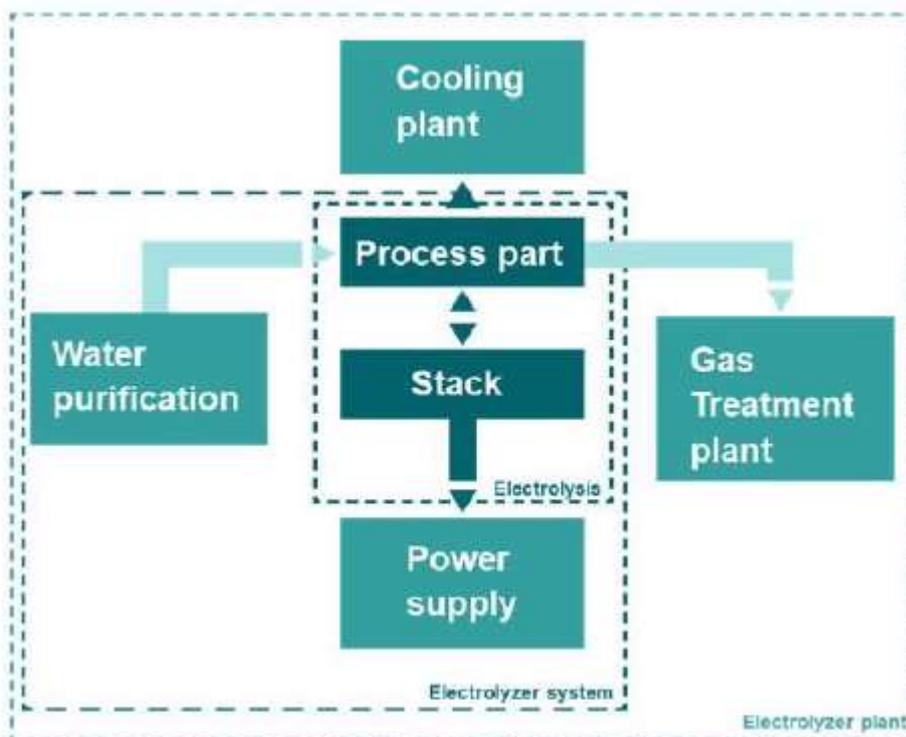
Además, no requiere de un electrolito químico agresivo, tan solo agua destilada, a diferencia de los sistemas alcalinos que funcionan con hidróxido de potasio (KOH). Esto elimina todos los peligros y riesgos para el personal y el equipo asociados con la lejía concentrada cuando se trata de mantenimiento y servicio, así como de la operación diaria. Además, no trae aparejado riesgo medioambiental por derrame de sustancia químicas.

La tecnología PEM es competitiva:

Con el aumento de los costos de los certificados de CO2 y la disminución de los precios de las energías renovables, el hidrógeno verde producido con PEM se volverá cada vez más competitivo en costos.

Se estima que a partir de la segunda parte de esta década, los costos del hidrógeno producido por PEM ya pueden estar cerca del nivel de costo de hidrógeno producido por SMR. En comparación con los sistemas alcalinos, los electrolizadores PEM pueden producir la misma cantidad de hidrógeno con un espacio significativamente menor. Con nuestro electrolizador se fabrica el hidrógeno a presión y temperatura ambiente.

1.6.2.1 Esquema de Planta



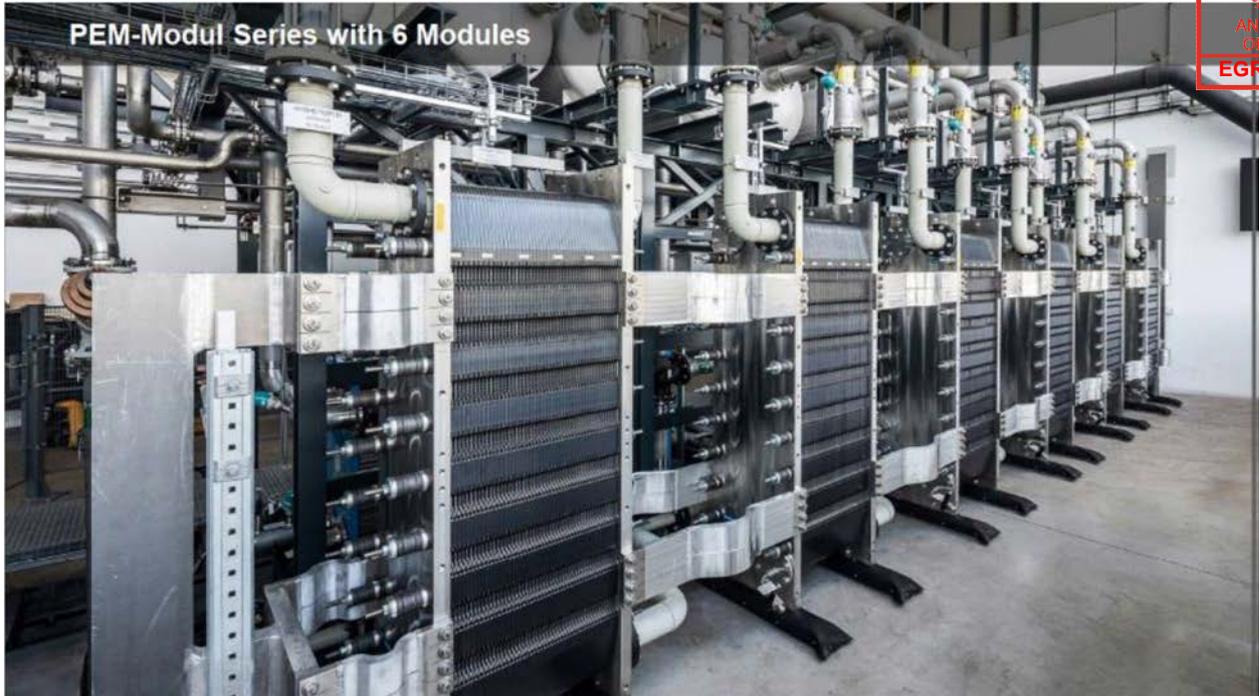
Principales componentes o sistemas de la planta de electrólisis

En el esquema podemos ver 3 partes principales:

- Electrolizador PEM, con los sub-sistemas de purificación de agua y energía.
- Sistema de Refrigeración.
- Planta de tratamiento de Gases, etapa de purificación y compresión.

1.6.2.2 Electrolizador

Esta parte comienza en los puntos de recepción de Media Tensión y Baja Tensión. Incluye transformador y rectificadores, módulos PEM ("stacks"), el sistema de enfriamiento interno del electrolizador, enfriadores de gas para hidrógeno y oxígeno, el sistema de compensación del agua desionizada, los sistemas de seguridad, el sistema de control y otros elementos del equilibrio de la planta (BoP) directamente asociados. Termina en las tuberías colectadas de gas, entradas y salidas de agua de refrigeración, conexión de agua dulce y descarga de aguas efluentes, entrada de gas de inertización, conexión al sistema de control de supervisión / cliente.



Electrificador Silyzer 300



1.6.2.3 Planta de Enfriamiento

La planta de refrigeración se basa en el principio de refrigeración en seco (aire) a una temperatura ambiente de 25°C y proporciona agua de refrigeración para los consumidores individuales, es decir, el circuito de refrigeración interno del electrolizador, los transformadores MT / BT, rectificadores, refrigeradores de gas, compresores y desox / secador (si está instalado).

Comprende los refrigeradores, las bombas de recirculación de agua de refrigeración y las tuberías individuales de suministro y retorno de agua de refrigeración.

La refrigeración por agua se realiza en torres como un sistema abierto, en el que el agua de refrigeración se introduce en la torre de refrigeración y se enfría mediante un flujo de aire forzado por evaporación. Si el suministro de agua es limitado, se pueden utilizar ciclos de refrigeración cerrados y reciclar las aguas residuales.

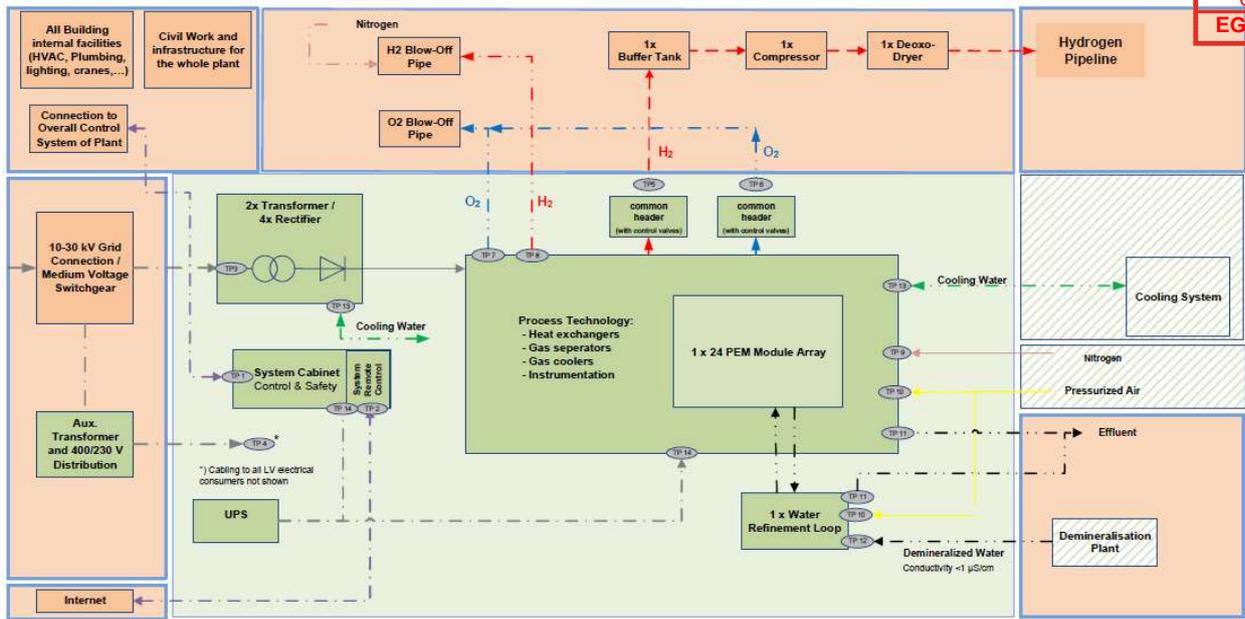
1.6.2.4 Planta de tratamiento de Gases, etapa de purificación y compresión

En el lado del hidrógeno, la planta de tratamiento de gas comienza en el colector de hidrógeno, transportando el hidrógeno combinado procedente de las matrices de módulos PEM. Incluye el tanque de compensación de baja presión, compresor de hidrógeno y todos los enfriadores de gas inter-etapa asociados.



Gas Management Plant.

1.6.2.5 Subsistemas



Esquema de sistemas de la planta de electrólisis

1. Sub-sistema de tratamiento de Agua

El electroizador necesita el agua desionizada para separarla en hidrógeno y oxígeno en las celdas de electrólisis.

Sistema de reposición para agua desionizada (DI): Produce agua desionizada con máx 1µS/cm, generalmente de agua potable. Pasa por varios pasos de procesamiento, como filtración y ablandamiento.

La osmosis inversa y la electrodesionización (EDI) se combinan para lograr el nivel de pureza requerido para alimentar el proceso de electrólisis.

Este sistema proporciona el agua desionizada para el llenado del electroizador y el relleno del circuito de agua desionizada según la cantidad de agua consumida por el proceso.

El sistema electroizador es de aproximadamente 10 kg de agua DI por kg de hidrógeno. En caso de acceso al agua de red, se puede esperar que el consumo de agua sea aproximadamente 14 kg de agua del grifo por kg de hidrógeno.

El consumo de agua a disponer aproximado para el funcionamiento durante las 24 horas del día, los 7 días de la semana los 365 días del año es:

Tipo de Agua	m ³ /año
Bruta	88.051,0
Tratada	58.114,0
Desecho	29.937,0

En el apartado 5 tratamos con más detalles el ciclo del agua.



Sistema de ósmosis inversa.

El agua de desecho se puede enviar a riego o, luego de un pretratado se puede verter a la red de agua potable. El agua se obtendrá de puntos próximos a la instalación ya sean pozos, ríos o red de agua local. Se contará con un tanque de reservorio y un tanque de agua de desecho para garantizar la producción frente a posibles interrupciones en el suministro.

La disponibilidad y uso del agua se deberá definir en el estudio de impacto ambiental correspondiente.

2. Circuito de refinamiento de agua:

El propósito de este sistema es mantener el agua de proceso en el nivel de calidad requerido. Para la consecución de este objetivo, se extrae constantemente una corriente de agua de proceso del circuito de agua (agua desionizada) y se bombea a través de los cartuchos intercambiadores de iones que eliminan las trazas de impurezas antes de que esta corriente de deslizamiento se devuelva al circuito de agua de proceso a través del separador de agua y gas de hidrógeno. Existe uno de estos sistemas por matriz de módulos.

3. Sub-sistema de compresión

Varios componentes de la planta de electrólisis y el sistema de tratamiento de agua requieren aire comprimido seco y sin aceite entre 5 y 10 bar durante el funcionamiento. Este aire comprimido estará disponible en el lado de la planta a través de una unidad generadora de aire comprimido adecuada, externa al edificio.

4. Sub-Sistema de control e instrumentación



Este sistema supervisa, controla y regula el sistema de electrólisis.

Los componentes de instrumentación y control, incluidos todos los sensores y actuadores relacionados con la seguridad, deben estar conectados a una fuente de alimentación ininterrumpida UPS. Esta garantizará una parada controlada del sistema de electrólisis y el registro continuo de los valores medidos y los eventos si se produce un corte de energía.

Este control supervisa las variables de la planta en todo momento y bajo cualquier circunstancia.

Algunas variables censadas son:

- Corriente, voltaje, potencia en la salida del rectificador
- Voltaje de celda
- Temperatura del proceso
- Monitorización de gas complementaria
- Niveles de agua en los separadores de gases
- Presión de gas H2 / O2
- Valores de proceso del circuito primario

5. Sub-sistema eléctrico

Transformador y suministro de corriente continua (CC)

El suministro de CC básicamente conecta el electrolizador a la red. Dos transformadores de MT por conjunto de módulos alimentan los rectificadores para realizar la electrólisis. Cada transformador tiene dos devanados secundarios para la alimentación del rectificador.

A través de los devanados secundarios se alimenta en baja tensión y corriente alterna a los rectificadores. Dada la gran cantidad de celdas conectadas en serie se requiere una tensión de funcionamiento típica de 500-700 Vcc.

El control de la potencia reactiva se realiza a través de un OLTC (cambiador de tomas en carga), que puede cambiar la tensión secundaria bajo carga.

Debido a esta característica, el factor de potencia es siempre mayor a 0,9. La potencia activa de cada rectificador se regula constantemente de modo que la carga de cada rectificador sea idéntica. Los transformadores y rectificadores están refrigerados por agua. Un interruptor de carga de CC separa el electrolizador de la red, incluso a plena carga (por ejemplo, en caso de parada de emergencia).

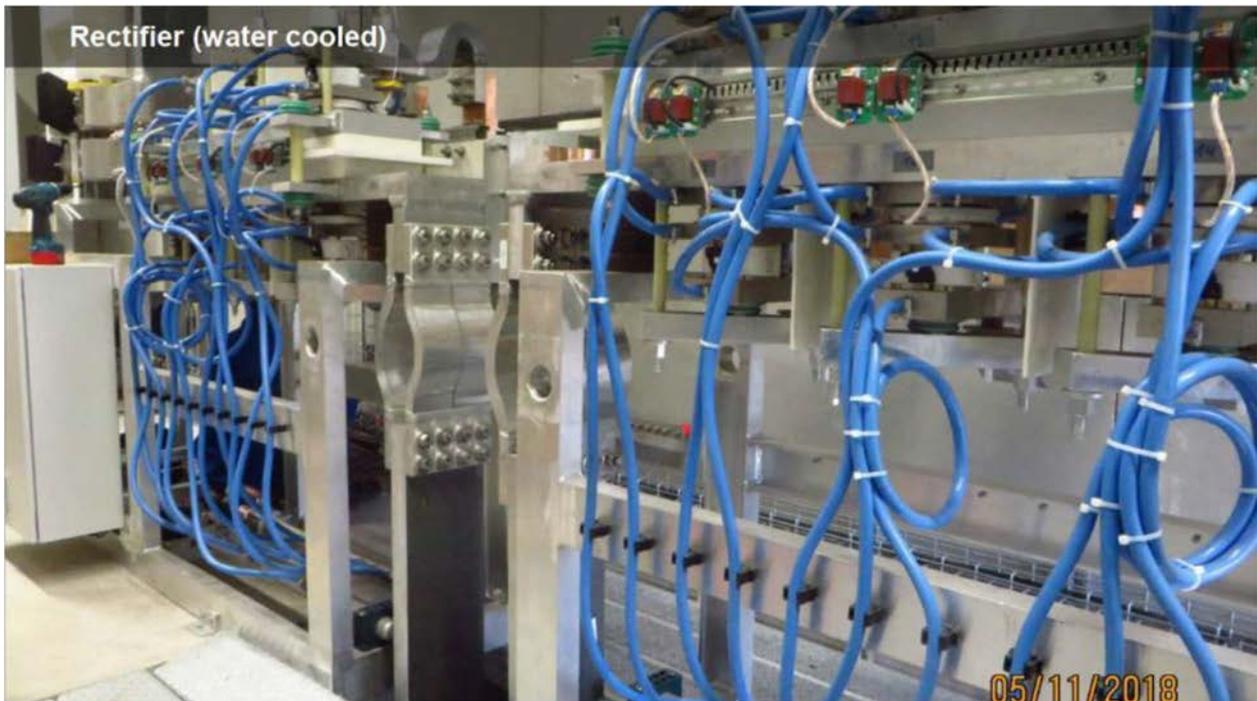
Un seccionador de CC garantiza que el electrolizador esté separado de la red, por ejemplo, para fines de mantenimiento. Antes de operar el seccionador, la planta tiene que ser parada para tener carga cero en el seccionador ("dispositivo de descarga").

La topología del rectificador de 24 pulsos se logra mediante la combinación de cuatro sistemas rectificadores de 6 pulsos que son conectado a dos transformadores con devanados de cambio de fase +/- 7,5° dentro del lado primario.

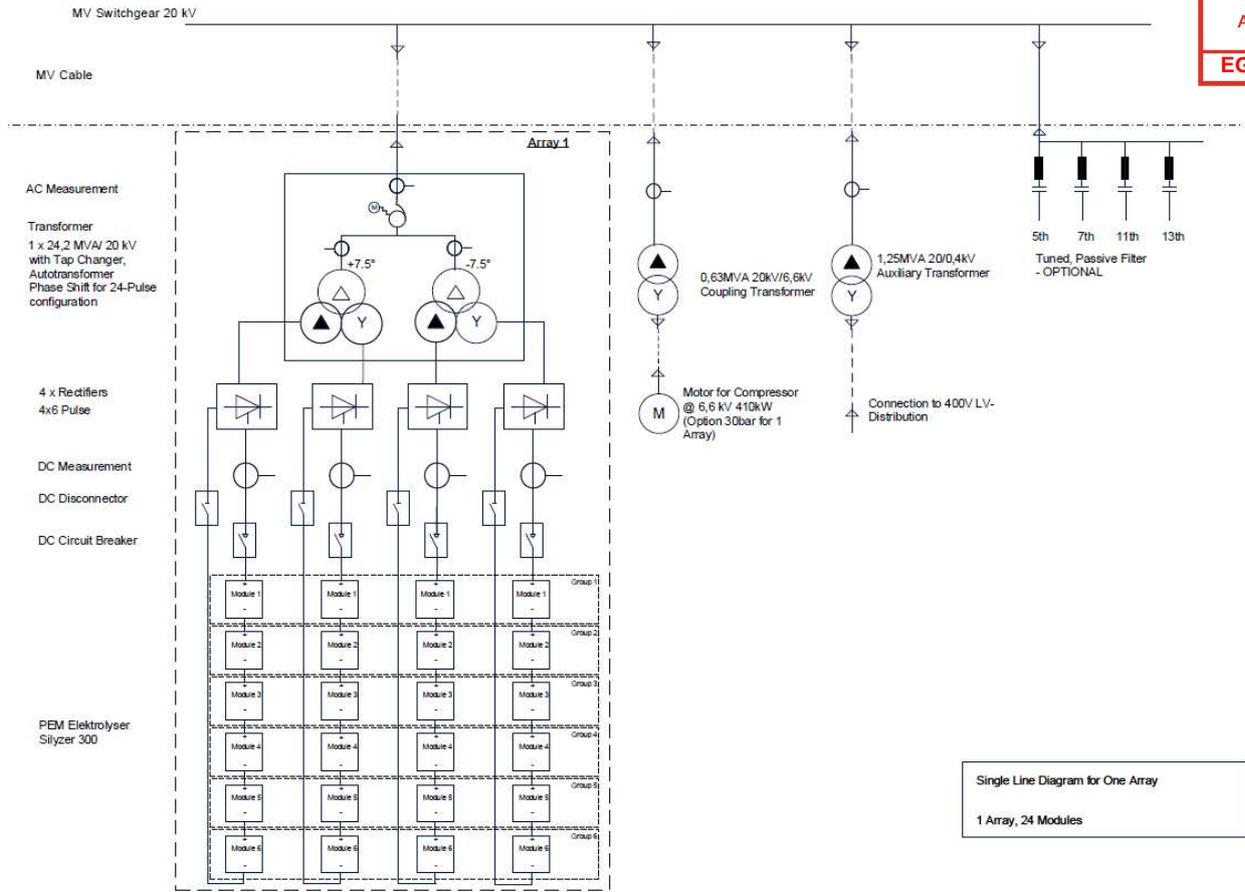
La potencia activa de cada rectificador se regula constantemente para que la carga de cada rectificador sea idéntica y los armónicos se reduzcan al mínimo.



Transformador de la Planta



Rectificadores refrigerados por agua.



Esquema unifilar del subsistema eléctrico

1.6.3 Planta de enfriamiento

La planta de refrigeración se basa en el principio de refrigeración en seco (aire) a una temperatura ambiente de entre 25 y 30 °C. Proporciona agua de refrigeración para los consumidores individuales, es decir, el circuito de refrigeración interno del electrolizador, transformadores MT / BT, rectificadores, enfriadores de gas, compresores y desox / secador (si está instalado).

Está compuesto por los enfriadores, las bombas de recirculación de agua de enfriamiento y las tuberías individuales de suministro y retorno de agua de enfriamiento. Se incluyen todos los accesorios necesarios para el funcionamiento del sistema.

El sistema de refrigeración consta de los siguientes elementos claves del equipo:

- Refrigeradores de aire, donde se disipa el calor residual recogido de la planta de proceso.
- Circuito de agua de refrigeración

Todo el sistema está diseñado de tal manera que incluso el peor de los casos puede ser abordado por el sistema de enfriamiento, sin utilizar equipo de reserva.

1.6.4 Planta de tratamiento de Gases, etapa de purificación y compresión

La planta de tratamiento de gas puede constar de los siguientes equipos:

Tanque intermedio de hidrógeno a baja presión, que actúa como acoplamiento flexible entre el sistema de electrólisis, donde se genera el hidrógeno, y la planta de gestión de gas donde se procesa el hidrógeno.

El tanque intermedio está hecho de acero (P265GH) con una membrana en su interior, que actúa como elemento flexible que permite que se produzcan cambios de volumen. La presión se mantiene con un peso de lastre respectivo sobre la membrana.

Compresor de hidrógeno, para aumentar la presión del gas hidrógeno al nivel requerido según utilización, inyección o almacenamiento.

Desoxo / Secador que incluye enfriador de gas de hidrógeno, que purifica el hidrógeno al nivel de calidad solicitado "5.0", lo que es 99,999% de hidrógeno, 5 ppmv de oxígeno, 5 ppmv de humedad.

Gracias a las propiedades de la electrólisis PEM, el hidrógeno producido solo contiene oxígeno y humedad como "contaminantes". Por lo tanto, la limpieza y el secado del hidrógeno (DeOxo / Dryer) es una unidad de proceso fácil que se puede dividir en una reacción catalítica (limpieza) y una reacción de adsorción (secado). Además, el sistema cuenta con:

- Brida de conexión para tubería de descarga de hidrógeno, incluida la tubería de purga de hidrógeno.
- Brida de conexión para tubería de descarga de oxígeno incluyendo tubería de purga de oxígeno.

1.6.5 Diagrama de procesos

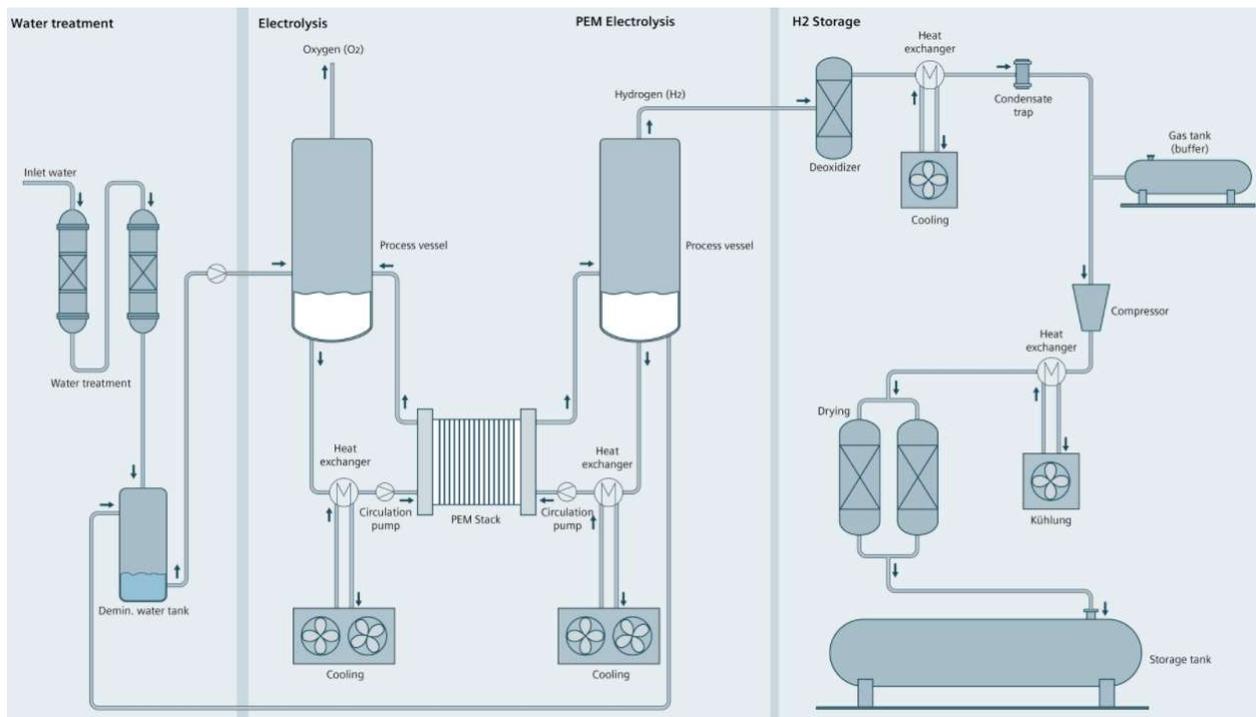
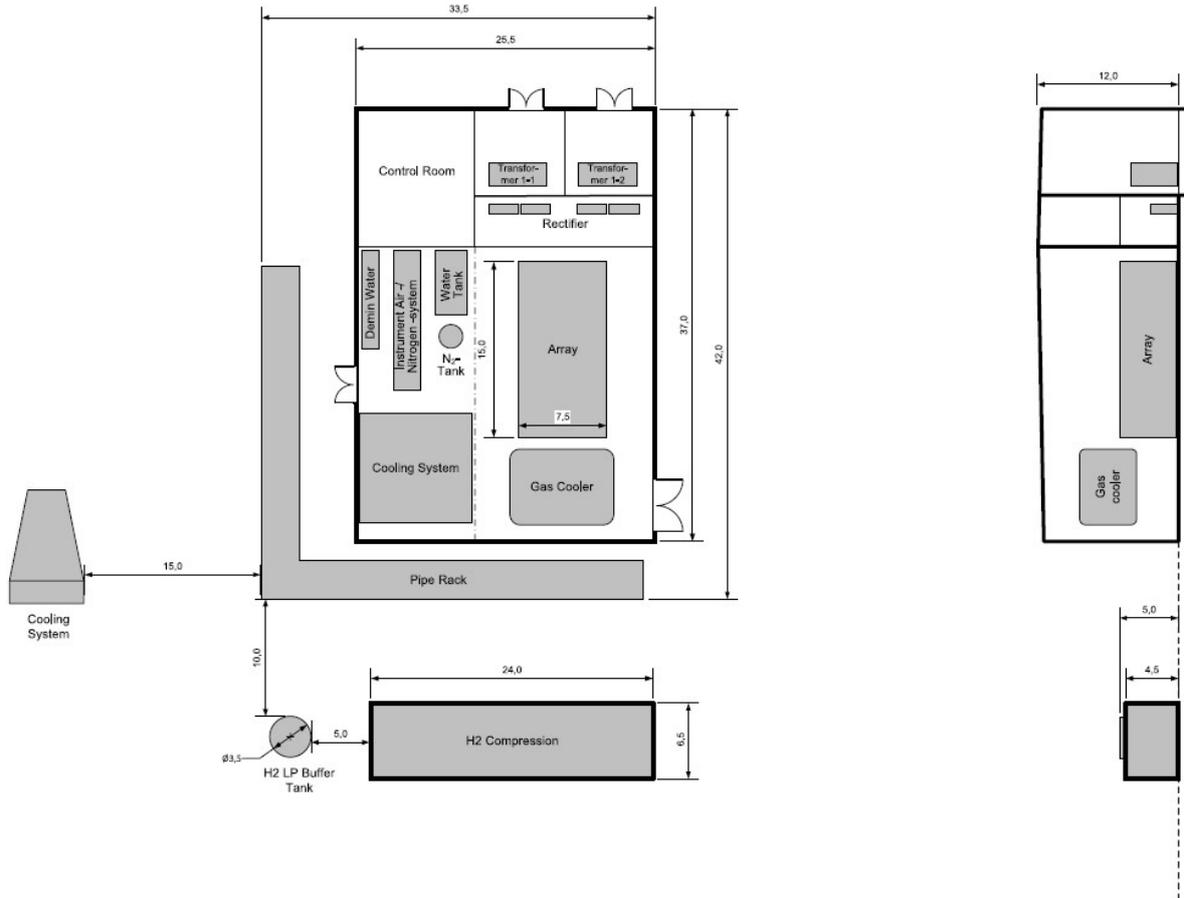


Diagrama de proceso genérico de generación de hidrógeno mediante electrólisis PEM

1.6.6 Tipo de instalación

Esta planta de electrólisis se debe instalar dentro de un edificio, tipo nave, especialmente construido y con salas separadas para alojar el electrolizador, los equipos eléctricos y la sala de control y monitoreo. Tanto el compresor como los sistemas auxiliares de la planta de refrigeración y las diferentes tuberías de los sistemas y subsistemas irán instalados del lado externo del edificio.



Representación esquemática de una distribución de la planta de electrólisis PEM

1.6.7 Almacenamiento

Aquella porción de hidrógeno que no será inyectado a la red gasista se almacenará a una presión, en principio de 35 bar, para su posterior transporte y distribución.

Como almacenamiento a baja presión de Hidrógeno, propondremos un depósito vertical u horizontal, dependiendo del espacio disponible, sobre el cual el electrolizador irá vertiendo el hidrógeno producido.

Se propone en una primera instancia el siguiente tanque de almacenamiento:

- Modelo LSP150H/ESP
- Presión de trabajo: 35 bar



- Temperatura de trabajo: ambiente
- Espesor virolas y fondos s/código CODAP y directiva 2014/68 UE
- Grado de radiografiado 100%
- Depósito distensionado térmicamente
- Capacidad (volumen de agua): 151 m³
- Diámetro: 3.000 mm
- Longitud: 22.700 mm

Con este tipo de tanques puede almacenarse hasta 400 kg de hidrógeno.

1.7 Contribución al Cambio Climático y datos técnicos:

CONTRIBUCIÓN DE LA INSTALACIÓN AL CAMBIO CLIMÁTICO

La producción de hidrógeno verde de 5.811 toneladas anuales equivale a una energía total de 193,68 TWh (16.650 ktep/año) que reemplazará parte del suministro de gas natural. Esto evitará el uso de 13,93 toneladas de gas natural con unas emisiones directas evitadas de 38,31 t CO₂ eq/año (Fuente propia).

La planta de electrólisis requerirá un aporte eléctrico anual de 345,6 GWh/año, del cual 112 GWh serán aportados inicialmente por la planta solar fotovoltaica asociada a la estación electrolizadora y el resto de la energía procederá de otras fuentes de energías renovables.

El factor de emisión del consumo de electricidad es de 0,150 kg CO₂/kWh (Fuente: Herramienta de cálculo de GEH versión 2021 del MITECO). De acuerdo a esto se dejan de emitir a la atmósfera con la instalación solar fotovoltaica asociada a la estación electrolizadora 16.800 t CO₂ eq/año.

$$\text{Kg CO}_2: 0,150 * 112.000.000$$

Además, el proceso de generación de hidrógeno a partir de la electrólisis de agua en sustitución del proceso de generación de hidrógeno a partir de combustibles fósiles, generalmente mediante la gasificación del carbón, supone una reducción de aporte a la atmósfera de aproximadamente 37,5 kg/kg H₂ producido (Fuente: "La revolución del hidrógeno verde: impacto y perspectivas de futuro", 15 de abril de 2021, Parque Científico UMH, Autora Ingeniera Maribel Rodriguez). Esto supondría una reducción total de aporte a la atmósfera de 217,9 t CO₂ eq/año.

A estas cantidades podemos añadir las emisiones reducidas por el consumo de electricidad de red con certificado de origen renovable (233,6 GWh/año) que serían, en base al factor de emisión aportado por el MITECO, de 35.040 t CO₂ eq/año.

De manera directa e indirecta nuestro proyecto aporta al cambio climático una reducción de emisiones de GEI a la atmósfera de aproximadamente 52.096,22 t CO2 eq/año.

Considerando también el factor de emisión de GEI de la planta solar fotovoltaica a lo largo de su vida útil (0,048 kg CO2 eq/kWh. Fuente: IPPC 2014) el balance total de aporte al cambio climático es de - 46.720,22 t CO2 eq/año.

Electrolizador y DoP

LOCALIZACIÓN	Rueda (Valladolid)
POTENCIA HIDRÓLISIS	2x20 MVA
POTENCIA INSTALADA (Hidrólisis+Auxiliares)	45 MVA
TIPO DE INSTALACIÓN	Interior
SUBESTACIÓN DONDE CONECTA	Pendiente de punto de conexión
TECNOLOGÍA	PEM
PRODUCCIÓN HORARIA H2	663,4 kg/h
PRODUCCIÓN HORARIA O2	5.307,2 kg/h
PRESIÓN DE PRODUCCIÓN	Presión atmosférica
CONSUMO DE AGUA BRUTA	89.000 m3/año
GRADO DE PUREZA DEL H2	99,999%
CONSUMO DE AGUA TRATADA	58.200 m3/año
CANTIDAD DE AGUA DE DESCARTE	30.800 m3/año
CONDUCTIVIDAD MÁXIMA DEL AGUA	1 µS
BOMBA EXTRACCIÓN AGUA	Por definir
TRATAMIENTO DE AGUA	Osmosis inversa
ALMACENAMIENTO	Tanques de 400 kg a 35 bar
COMPRESOR ALMACENAMIENTO	> 30 bar
COMPRESIÓN INYECCIÓN	72-80 bar
TIPO DE SUELO NECESARIO	Industrial
CLASIFICACIÓN	Industria química

El oxígeno generado por la planta es de 5,3 Toneladas a la hora con una alta pureza, calidad hospitalaria, en principio este oxígeno será liberado a la atmósfera pero también se puede tratar como un sub-producto de la planta el cual se puede almacenar y posteriormente comercializar.

1.8 Clasificación de la actividad

La actividad principal que se va a desarrollar en la instalación es la catalogada en función de la Clasificación Nacional de Actividades Económicas CNAE 2059 como Fabricación de otros productos químicos n.c.o.p por tratarse de una instalación generadora de hidrógeno a partir de agua y energía



eléctrica renovable, cuyo origen principal será la instalación fotovoltaica de autoconsumo asociada a la planta y otra parte será mediante PPA con origen renovable garantizado.

1.9 Actividad

El proceso de producción se especifica y puede verse con detenimiento en los diversos apartados, donde se utilizará un autoconsumo fotovoltaico, así como apoyo de la red eléctrica, para generar hidrógeno verde a partir de agua. Este hidrógeno se almacenará temporalmente en las proximidades de la planta de electrólisis hasta su destino final, que será su distribución mediante camiones a consumidores de hidrógeno verde –electrolineras para su uso en transporte o en industrias para procesos o calor- y para su inyección en la red de distribución y transporte de gas natural. Se trata de una actividad destinada a la transformación energética mediante una planta fotovoltaica de autoconsumo y el consumo de electricidad verde –mediante certificados de origen. Esto redonda en el concepto de economía circular y transformar la energía eléctrica en un vector energético verde, como hidrógeno.

Los principales servicios que se prestarán serán los complementarios a la actividad industrial.

- Logística de carga-descarga de vehículos adaptados para el transporte de hidrógeno verde hasta los consumos en industrias y hidrogeneras.
- Oficinas administrativas para la gestión energética de la planta, monitorizando el autoconsumo fotovoltaico y el consumo energético de los electrolizadores.
- Seguridad de la planta de generación de Hidrógeno, así como de la planta fotovoltaica.

1.10 Instalación de aguas

El abastecimiento de agua para la alimentación de los electrolizadores y los usos básicos de la planta de electrólisis y su autoconsumo asociado proveerá de pozos ubicados en la parcela de la planta de hidrógeno y deberá ser una concesión de agua de uso industrial. Dicha concesión se deberá gestionar en la Confederación hidrográfica correspondiente como una nueva concesión o cambio de uso de la existente, cada proyecto será un caso particular a analizar. También existe la posibilidad de que el suministro de agua se realice a través de las empresas distribuidoras de agua local, si el proyecto se encuentra cerca de la red de suministro o en un polígono industrial. El agua a utilizar se almacenará a fin de que el proceso de electólisis tenga un caudal constante de alimentación.

Tipo de Agua	m ³ /año
--------------	---------------------

Bruta	88.051,0
Tratada	58.114,0
Desecho	29.937,0

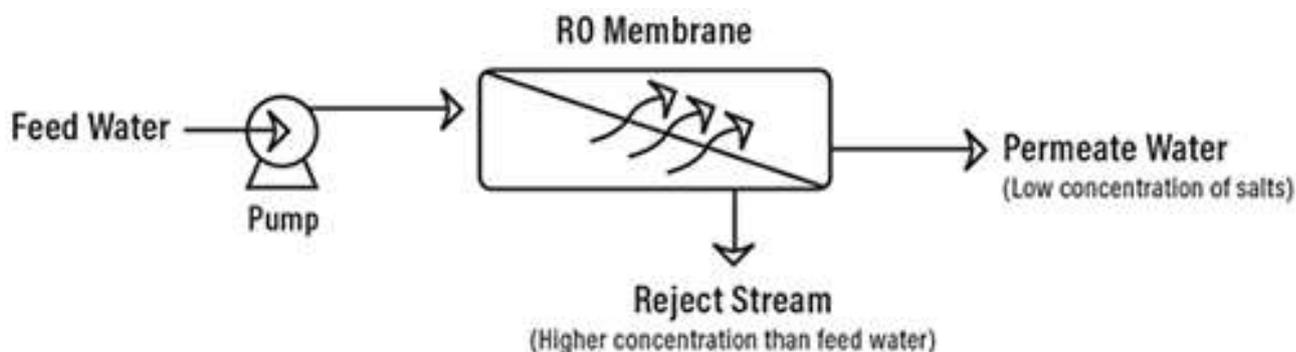
Cantidad de agua anual utilizada

El agua es una de las dos materias primas de la generación de hidrógeno, la misma sufrirá un proceso de ósmosis inversa para llevar agua desmineralizada al electrolizador. La ósmosis inversa (RO) es muy eficaz en el tratamiento de agua salobre, superficial y subterránea. Es una técnica adecuada para instalaciones de caudales grandes y pequeños. Para cada proyecto habrá un diseño particular dependiendo de la calidad de agua a utilizar.

Etapas del proceso de ósmosis inversa

La ósmosis inversa es un proceso de tratamiento de agua que elimina los contaminantes del agua mediante el uso de presión para forzar las moléculas de agua a través de una membrana semipermeable.

Durante este proceso, los contaminantes se filtran y eliminan. Esto permite dejar un agua potable, limpia y deliciosa. La ósmosis inversa es capaz de eliminar hasta el 99 por ciento de 65 contaminantes diferentes, incluidos plomo, fluoruro, cloro, y sales disueltas.



Funcionamiento del proceso de ósmosis.

En un proceso de ósmosis inversa convencional, encontramos cuatro etapas:

- Filtración de sedimentos
- Filtración de carbón
- Membrana de ósmosis inversa
- Filtración de afino

Filtración de sedimentos

Esta etapa de prefiltro está diseñada para filtrar sedimentos, limo y suciedad. Es especialmente importante porque el filtro de sedimentos evita que la suciedad llegue a las delicadas membranas de



ósmosis inversa. La suciedad puede dañar gravemente las membranas y detener el proceso de ósmosis inversa.

Filtración de carbón

El filtro de carbón está diseñado para eliminar el cloro y otros contaminantes. Este tipo de contaminantes afectan el rendimiento y la vida útil de la membrana de ósmosis inversa.

Membrana de ósmosis inversa

La membrana de ósmosis inversa semipermeable está diseñada para permitir el paso del agua, pero filtrar casi todos los contaminantes adicionales.

Es la etapa clave en el proceso de ósmosis inversa. El agua debe atravesar la membrana con la presión adecuada para no dañar las costosas membranas. El agua sin sales atraviesa la membrana, a la vez que las sales concentradas quedan retenidas y se evacuaran por el conducto diseñado para ello.

Filtración de afino

En un sistema de ósmosis inversa de cuatro etapas, un post-filtro final (filtro de carbón) dando un nivel de purificación mayor.

Este sistema funciona mediante el uso de una bomba de alta presión para aumentar la presión en el lado de la sal del sistema RO y forzar el agua a través de la membrana semipermeable, dejando casi todas (alrededor del 95% al 99%) de las sales disueltas en el agua de rechazo. La cantidad de presión requerida depende de la concentración de sal del agua de alimentación. Cuanto más concentrada es el agua de alimentación, más presión se requiere para superar la presión osmótica. El agua desalinizada que está desmineralizada o desionizada se denomina agua de permeado (agua tratada). La corriente de agua que transporta los contaminantes concentrados que no pasaron a través de la membrana del sistema de ósmosis se denomina corriente de rechazo (agua de descarte).

A medida que el agua de alimentación ingresa a la membrana de RO bajo presión (presión suficiente para superar la presión osmótica), las moléculas de agua pasan a través de la membrana semipermeable y las sales y otros contaminantes no pueden pasar y se descargan a través de la corriente de rechazo.

Para aprovechar al máximo este recurso, esta agua de desacrete será tratada en una segunda etapa de ósmosis para que, por lo menos, el 50 % de la misma sea re inyectada al primer circuito de ósmosis y el otro 50% será volcado, previo tratamiento por una planta de depuración, con la calidad requerida por la Confederación Hidrográfica, al punto de vertido gestionado y asignado por dicho organismo.

En el momento de diseño de la planta depuradora y del sistema de vertido, se tendrá en cuenta una arqueta de control para poder tomar muestras de las aguas de vertido para su análisis y control.

La ósmosis inversa es capaz de eliminar hasta el 99% de las sales (iones) disueltas, partículas, coloides, orgánicos, y bacterias. Una membrana de ósmosis inversa rechaza los contaminantes según su tamaño y carga. Cualquier contaminante que tenga un peso molecular superior a 200 probablemente sea

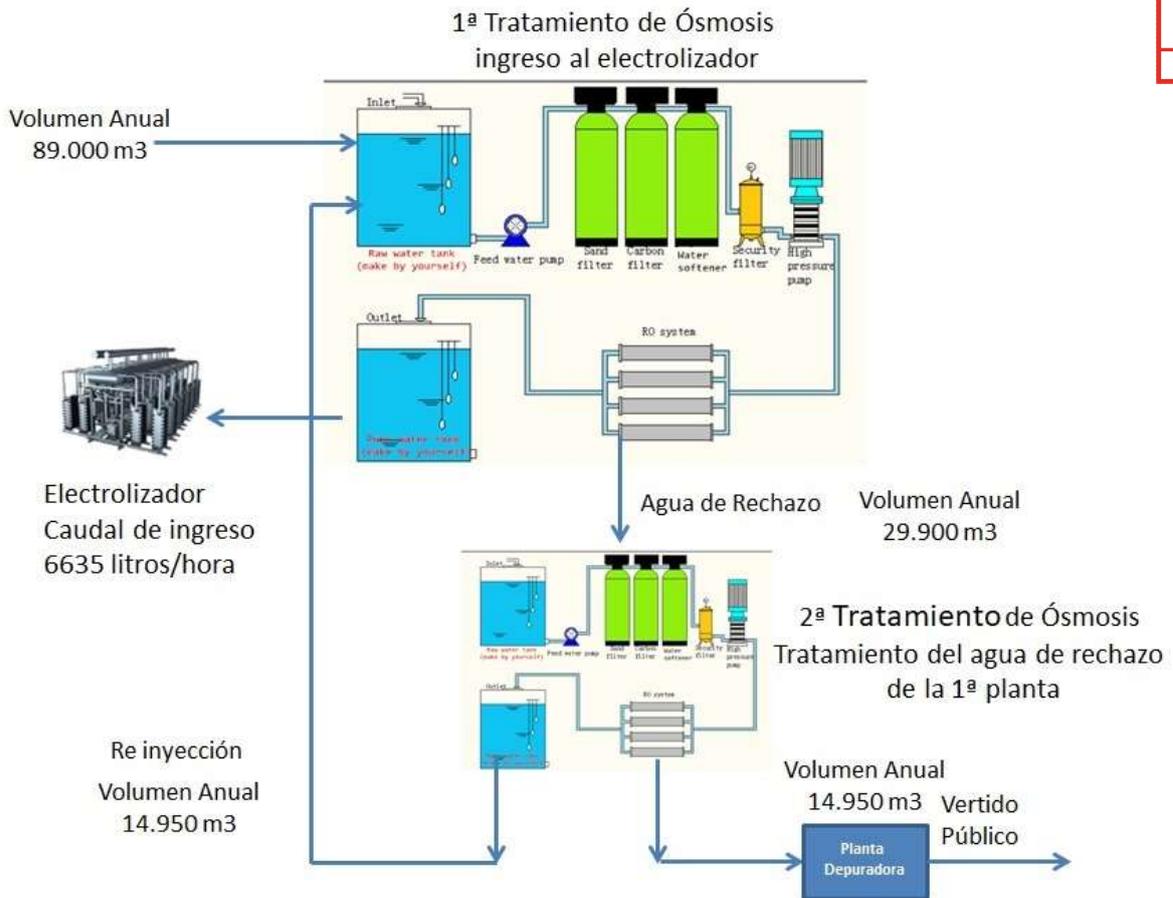
rechazado por un proceso de ósmosis inversa que funcione adecuadamente. Para establecer una referencia, una molécula de agua tiene un peso molecular de 18.

Asimismo, cuanto mayor sea la carga iónica del contaminante, es más probable que no pueda atravesar la membrana de ósmosis inversa. Por ejemplo, un ion de sodio tiene una sola carga, es decir, es monovalente. Por eso, la membrana del sistema no la retiene. Esto también pasa con el ion de calcio, que es bivalente, es decir, que tiene dos cargas.



Planta industrial de ósmosis.

El visado, revisión o registro del documento acredita la identidad y habilitación del técnico firmante, la corrección e integridad formal del trabajo de acuerdo a la normativa aplicable, así como el registro, archivo y contenido integral del documento a la fecha y hora del visado, revisión o registro. Documento VISADO electrónicamente con número: EGR2100609. Validación online coliaor.e-visado.net/validar.aspx Código: majvzmz3ar70820211492342



Sistema de tratamiento de aguas de la Planta de Hidrógeno.

1.11 Instalación de saneamiento y evacuación de aguas (HS-5)

El edificio a construir se dotará de las instalaciones necesarias para la evacuación de aguas. Se desarrollará un sistema para el aprovechamiento de las aguas de deshecho del proceso de desionización del agua de alimentación de los electrolizadores y una instalación de saneamiento de las aguas fecales y pluviales generadas en la instalación.

En base a esto se desarrollan los siguientes condicionantes:

- Evacuación de aguas fluviales y pluviales a la red de saneamiento, si existiere, o a un depósito estanco que será vaciado periódicamente.
- Evacuación de aguas de deshecho del proceso de desionización que tratará de reutilizarse para riego de los cultivos cercanos.
- Cuando al saneamiento se viertan aguas con gran contenido de fangos o grasas, se interpondrá antes de una arqueta general un separador de grasas o fangos.
- Se proveerá a la red de un equipo de bombeo si el nivel de desagüe está en una cota superior al nivel inferior de la red de saneamiento.



- Se evitarán encuentros y cambios bruscos de dirección para 25 cm y los encuentros se harán según ángulo de 45°.
- La red de desagüe será de PVC corrugado de doble capa.
- El dimensionamiento se hará de acuerdo al CTE DB-HS 5.

1.11.1 Elementos principales de la instalación y características básicas

Cierres hidráulicos

Los cierres hidráulicos serán arquetas sifónicas, situadas en los encuentros de los conductos enterrados de aguas pluviales y fecales.

Los cierres hidráulicos tendrán las siguientes características:

- A) Serán autolimpiables, de tal forma que el agua que los atraviese arrastre los sólidos en suspensión.
- B) Sus superficies interiores no retendrán materias sólidas.
- C) No dispondrán de partes móviles que impidan su correcto funcionamiento
- D) Serán registros accesibles y de fácil limpieza
- E) La altura mínima de cierre hidráulico será de 70 mm ya que se prevé un uso discontinuo. En caso de que exista una diferencia de diámetros de los desagües, el tamaño aumentará en el sentido del flujo.
- F) Los cierres hidráulicos se instalarán lo más cerca posible de las válvulas de desagüe del aparato, limitando así la longitud de tubo sucio sin protección hacia el ambiente.
- G) El desagüe de fregadero y lavamanos se realizará con un sifón individual previo a la arqueta sifónica.

Colectores enterrados

- Los tubos se dispondrán en zanjas de dimensiones adecuadas, situados por debajo de la red de distribución de agua potable.
- Tendrá una pendiente mínima de 2%
- Se dispondrán registros de tal manera que los tramos entre los contiguos no superen 15m.

Elementos de conexión entre Colectores

A la hora de unir colectores se tendrán en cuenta las siguientes consideraciones:



- En redes enterradas la unión entre las redes vertical y horizontal y en ésta, entre sus encuentros y derivaciones, se realizará con arquetas dispuestas sobre cimiento de hormigón, con tapa practicable. A cada cara de la arqueta solamente acometerá un colector.
- Los elementos de conexión tendrán las siguientes características:
- Las arquetas de paso acometerán como máximo tres colectores.
 - Las arquetas de registro dispondrán de tapa accesible y practicable
 - En caso de llegada al pozo general del edificio de más de un colector se dispondrá de una arqueta de trasdós.
 - No se prevé una cantidad excesiva de grasa, por lo que no será necesario la instalación de un separador.

Previo a cada una de las acometidas se dispondrá de un pozo general previo a la acometida al sistema de alcantarillado.

- Como la diferencia entre la cota del extremo final de la instalación y la del punto de acometida se prevé menor que 1 m, no se dispondrá de un pozo de resalto como elemento de conexión de la red interior de evacuación y de la red exterior de alcantarillado o los sistemas de depuración.
- Los registros para limpieza de colectores se situarán en cada encuentro y cambio de dirección e intercalados en tramos rectos.

Arquetas

Independientemente de la profundidad de la arqueta, las dimensiones mínimas necesarias dependerán del diámetro del colector de salida de acuerdo con la siguiente tabla:

Diámetro colector	Longitud	Anchura
mm	mm	mm
100	400	400
150	500	500
200	600	600
250	600	700
350	700	800
400	800	800
450	800	900
500	900	900

Sistema de bombeo y elevación

No procede inicialmente.



1.11.2 Red de evacuación de aguas residuales

Esta red se diseñará a partir de los caudales de desagüe de cada uno de los equipos y teniendo en cuenta las indicaciones del Código Técnico de la Edificación, documento básico HS de salubridad HS-5. Estas aguas residuales serán tratadas para su posterior reutilización en el proceso de electrólisis o para ser vertidas a la cuenca del arroyo existente cercano a la planta de generación de hidrógeno.

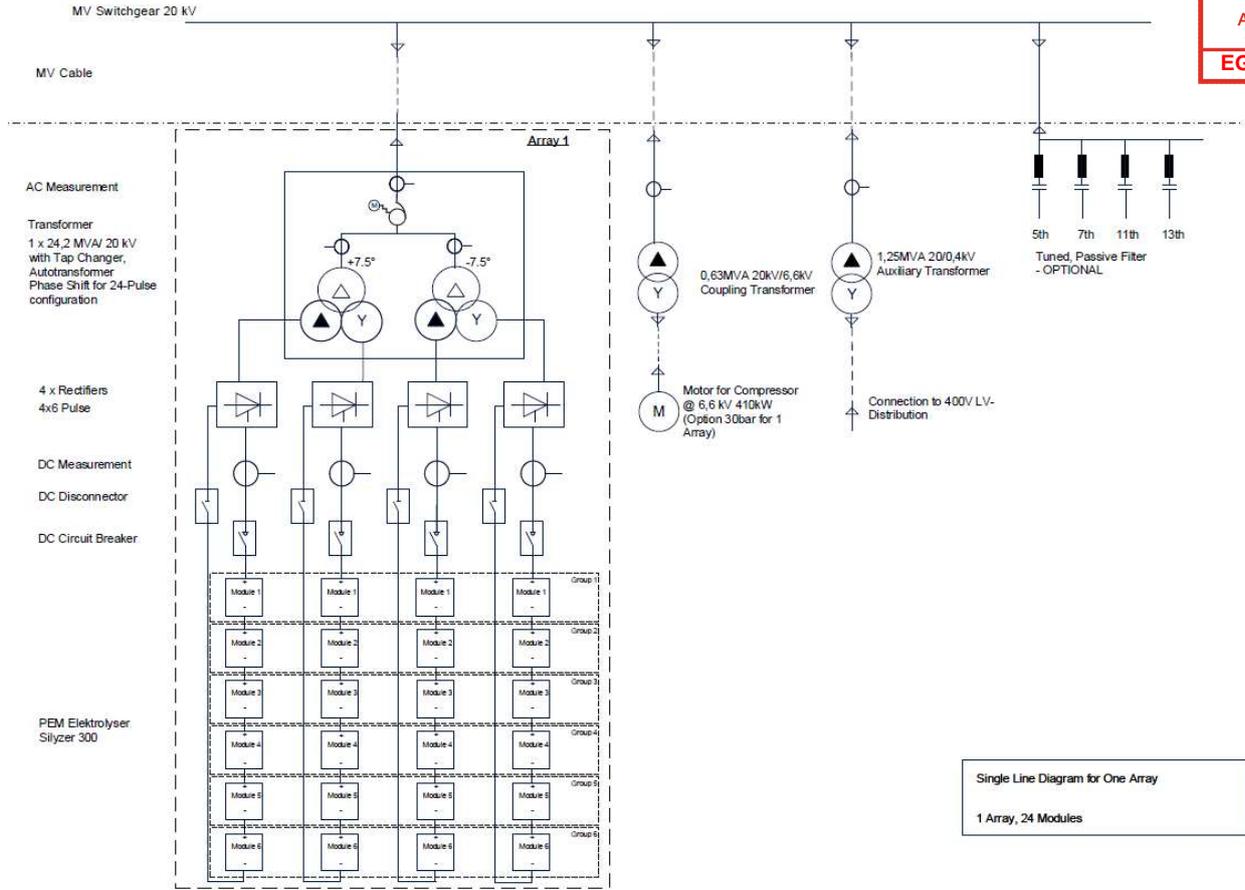
1.12 Instalación eléctrica de media tensión

El punto de conexión con la red eléctrica se producirá en la SET RUEDA 30/220 kV, en el parque de media tensión de 30 kV, de donde saldrán dos líneas de MT que abastecerán a los dos electrolizadores previstos así como los servicios auxiliares.

La potencia prevista para cada línea será de hasta 25 MVA.

La potencia prevista para cada línea y transformador se ha calculado sumando las potencias previstas de consumo, siendo la mayor carga la de los electrolizadores, y añadiendo además los consumos auxiliares y la etapa de compresión y purificación del gas de salida.

Se instalará un centro de transformación, en un edificio interior junto a la planta electrolizadora, tal y como puede verse en el apartado de planos. Se instalarán varios transformadores tal y como se ve en el esquema unifilar, existiendo un transformador de 24,2 MVA con doble devanado en alta tensión y con salidas en baja tensión preparadas para la alimentación de 4 rectificadores de pulso por cada electrolizador. Además se incorporarán un transformador para alimentar el motor del compresor e incluso un transformador de 1,25 MVA para los servicios auxiliares de la instalación.



El centro de transformación estará alimentado por dos líneas subterráneas que partirán de la SET RUEDA. Discurrirá de manera subterránea por toda la planta de autoconsumo –que conectará también en la SET.

En la siguiente tabla resumen se pueden ver las dos líneas de media tensión prevista, con una sección de hasta 630 mm² en cable RH5Z1 18/30 kV de aluminio con pantalla de aluminio, o en su defecto en cable RHZ1 18/30 kV de aluminio con pantalla de cobre

LÍNEAS		2		U (kV)		30						
CONDUCTOR		RH5Z1 18/30 Al (UNIP)		cosφ		0,9						
Icc (kA)		10,00		tcc (s)		1						
TUBO φ (mm)		200		ΔUmax %		3,00%						
Res. Term terr (K·m/W)		1,5		Ttrabajo (°C)		90						
NUDO ORIGEN	NUDO DESTINO	LONG (m)	S (kVA)	Icálculo (A)	SECCIÓN (mm ²)	Icc-adm (kA)	Iadm (A)	R (Ω/km)	X (Ω/km)	ΔU %	ΔUacum %	
SET	ELEC 1	1000	25.000	535	630	37,6	640	0,105	0,101	0,58%	0,58%	L1
SET	ELEC 2	1000	25.000	535	630	37,6	640	0,105	0,101	0,58%	0,58%	L2

1.12.1 Línea de Media Tensión

El nivel de aislamiento nominal de la red de M.T. quedará definido de la siguiente forma:

- Tensión más elevada para el material 36 kV
- Tensión soportada a los impulsos tipo rayo 170 kV cresta
- Tensión soportada nominal a frecuencia industrial 70 kV eficaces.

Tabla 1

Tensión mas elevada para el material (Um)	Tensión soportada nominal a los impulsos tipo rayo		Tensión soportada nominal de corta duración a frecuencia industrial
kV eficaces	Lista1	Lista2	kV eficaces
	kV cresta		
3.6	20	40	10
7.2	40	60	20
12	60	75	28
17.5	75	95	38
24	95	125	50
36	145	170	70

1.12.2 Materiales

Los conductores serán tipo terna de cables unipolares de aluminio homogéneo con secciones normalizadas de 150 mm², 240 mm², 300 mm², 400 mm² o 630 mm² de 18/30 kV, RH5Z1. Las pantallas de los cables serán conectadas a tierra en todos los puntos accesibles a una toma de tierra que cumpla las condiciones técnicas especificadas en los reglamentos en vigor. En ciertos casos especiales será necesario conectar a también las pantallas a tierra en los empalmes.

Los accesorios estarán constituidos por materiales premoldeados o termorretráctiles u otro sistema de eficacia equivalente. No se admitirán accesorios basados en encintados. Solamente se admitirán cintas en operaciones de relleno y de obturación, nunca en misiones de aislamiento o de cubierta.

1.12.3 Ejecución

La instalación de las líneas subterráneas de distribución se hará sobre terrenos de dominio público, o bien en terrenos privados, en zonas perfectamente delimitadas, con servidumbre garantizada sobre los que pueda fácilmente documentarse la servidumbre que adopten tanto las líneas como el personal que haya de manipularlas en su montaje y explotación, no permitiéndose líneas por patios interiores, garajes, parcelas cerradas, etc. Siempre que sea posible, discurrirán bajo las aceras. El trazado será lo más rectilíneo posible y a poder ser paralelo a referencias fijas como líneas en fachada y bordillos. Asimismo, deberán tenerse en cuenta los radios de curvatura mínimos de los cables, a respetar en los cambios de dirección.



Antes de proceder a la apertura de las zanjas se abrirán calas de reconocimiento para confirmar o rectificar el trazado previsto en el proyecto.

Los conductores irán bajo de polietileno de 200 mm de diámetro nominal. Se suministrarán en barras rígidas de 6 m de longitud incorporando un manguito de unión en uno de los extremos.

En los cruces bajo calzada se instalará un tubo adicional como reserva y se construirá sobre ellos un dado de hormigón. También se dispondrá de un tubo de reserva en las zonas en que se prevea una posible futura ampliación de la red.

La profundidad mínima de la canalización será de 0,70 m bajo acera o terreno del PSF y 0,80 m en calzada, medido desde la parte superior del tubo. Se colocará encima de los cables una protección mecánica consistente en una placa de polietileno para protección de cables, y asimismo una cinta de señalización que advierta de la existencia de cables eléctricos por debajo de ella. Solamente en el caso de canalizaciones entubadas bajo dado de hormigón se prescindirá de la instalación de la placa de protección de cables.

Será necesaria la construcción de arquetas en todos los cambios de dirección de los tubos y en alineaciones superiores a 50 m, de forma que ésta sea la máxima distancia entre arquetas; así como en empalmes de nueva ejecución. Los marcos y tapas para arquetas cumplirán con la Norma ONSE 01.01-14. En todo caso, las tapas de fundición serán de Clase D400 para su colocación en calzadas y caminos públicos y de B250 para las ubicadas en el PSF y fuera del tránsito de vehículos pesados. Se instalarán arquetas tipo A2 en los cambios de dirección e intercaladas entre las de tipo A1.

Se evitará la construcción de arquetas donde exista tráfico rodado; pero cuando no haya más remedio, se colocarán tapas de fundición. Igualmente se colocarán tapas de fundición en aquellos lugares en que las Ordenanzas Municipales así lo obliguen.

Cuando fuera estrictamente necesario, podrá admitirse una profundidad menor a la indicada anteriormente en este mismo apartado, siempre que se dispongan canalizaciones entubadas especialmente protegidas; teniendo en cuenta, además, las distancias que deben guardarse reglamentariamente a otras canalizaciones.

En los casos en que los cables no puedan ir en zanjas y puedan ser accesibles a personal no especializado, cada terna de cables se instalará bajo tubo de acero galvanizado con grado de protección IK 09 según UNE 50102, que deberá estar puesto a tierra.

Cuando discurran por las zonas solo accesibles al personal especializado, los conductores podrán instalarse sobre bandejas, o en canales construidos al efecto.

Dada la trascendencia que ello tiene para la integridad de los cables, la manipulación y el tendido de los mismos se realizará con especial cuidado para evitar daños que pueden resultar desastrosos en la explotación y calidad de servicio, debiendo seguirse cuidadosamente las "Instrucciones para el Tendido de Cables en Líneas Subterráneas de MT" (documento ENDESA DMD002).

En cruzamientos, proximidades y paralelismos de mantendrá una distancia de 0.20 m en proyección horizontal de la canalización en Baja Tensión con canalizaciones de agua, gas y telecomunicaciones. La canalización de agua quedará por debajo del nivel eléctrico.

En los cruzamientos con calles y carreteras los cables deberán ir entubados. La profundidad hasta la parte superior del tubo más próximo a la superficie en el cruzamiento no será inferior a 0,60 m. Los tubos



serán normalizados según el apartado 2.1.2 y estarán hormigonados en todo su recorrido. Siempre que sea posible, el cruce se hará perpendicular a la calzada.

1.12.4 Maniobras

A fin de poder realizar las maniobras necesarias en relación con los telemandos, automatismos e interruptores automáticos, toda salida y/o entrada de cable aislado desde un centro de transformación o de seccionamiento, debe partir/llegar de una celda de línea, que cumplirá las Normas ENDESA FND002 ó FND003, según corresponda.

1.12.5 Pruebas de las líneas subterráneas de media tensión

Antes de su incorporación a la red, las líneas subterráneas de Media Tensión, deberán ser probadas según el procedimiento vigente.

1.12.6 Centro de transformación

1.12.6.1 Características generales del centro de transformación

Los tipos generales de equipos de media tensión empleados en este proyecto son SIEMENS: Celdas modulares de aislamiento y corte en gas, extensibles "in situ" a derecha e izquierda, sin necesidad de reponer gas.

Potencia unitaria de cada transformación y potencia total en kVA.

- Potencia del transformador Electrolizador 1: 24.200 kVA.
- Potencia del transformador Electrolizador 2: 24.200 kVA.
- Potencia del transformador de servicios auxiliares: 1.250 kVA.
- Potencia del transformador de acople al motor de compresión: 630 kVA

Tipo de refrigeración: Aceite

1.12.7 Programa de necesidades y potencia instalada en kVA.

Se precisa la alimentación de energía, procedente de la SET, a una tensión de servicio de 30 kV, con una potencia máxima simultánea de 50 MVA (en el punto de consumo) con un factor de potencia variable pero estimado máximo de 0,96 para lo que se instalará una batería de condensadores en caso de ser necesario.



El centro de transformación será interior y estará formado por las celdas de media tensión y los transformadores, que dispondrán de un sistema de recogida de aceite (cuba).

1.12.8 Instalación eléctrica

1.12.8.1 Características de la red de salida de media tensión

La red de salida en media tensión que alimenta el centro de transformación es del tipo subterráneo, con una tensión de 30 kV, nivel de aislamiento según la MIE-RAT 12, una frecuencia de 50 Hz. La potencia de cortocircuito en el punto de acometida, según los datos calculados en el apartado correspondiente y los datos suministrados por la compañía suministradora es de 13,83 kA. Se tomarán como datos de cálculo 500 MVA, lo que equivale a una corriente de cortocircuito de 14,4 kVA eficaces, más desfavorable.

CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS TIPOS DE APARAMENTA EMPLEADOS EN LA INSTALACIÓN

- Celdas:

Sistema de celdas de Media Tensión modulares bajo envolvente metálica de aislamiento integral en gas SF6 de acuerdo a la normativa UNE-EN 62271-200 para instalación interior, clase -5 °C según IEC 62271-1, hasta una altitud de 2000 m sobre el nivel del mar sin mantenimiento con las siguientes características generales estándar:

- Construcción:

Cuba de acero inoxidable de sistema de presión sellado, según IEC 62271-1, conteniendo los elementos del circuito principal sin necesidad de reposición de gas durante 30 años.

3 Divisores capacitivos de 36 kV.

Bridas de sujeción de cables de Media Tensión diseñadas para sujeción de cables unipolares de hasta 630 mm² y para soportar los esfuerzos electrodinámicos en caso de cortocircuito.

Alta resistencia a la corrosión, soportando 150 h de niebla salina en el mecanismo de maniobra según norma ISO 7253.

- Seguridad:

Enclavamientos propios que no permiten acceder al compartimento de cables hasta haber conectado la puesta de tierra, ni maniobrar el equipo con la tapa del compartimento de cables retirada. Del mismo modo, el interruptor y el seccionador de puesta a tierra no pueden estar conectados simultáneamente.



Enclavamientos por candado independientes para los ejes de maniobra del interruptor y de seccionador de puesta a tierra, no pudiéndose retirar la tapa del compartimento de mecanismo de maniobras con candados colocados.

Posibilidad de instalación de enclavamientos por cerradura independientes en los ejes de interruptor y de seccionador de puesta a tierra.

Inundabilidad: equipo preparado para mantener servicio en el bucle de Media Tensión en caso de una eventual inundación de la instalación soportando ensayo de 3 m de columna de agua durante 24 h.

Grados de Protección:

- Celda / Mecanismos de Maniobra: IP 2XD según EN 60529
- Cuba: IP X7 según EN 60529
- Protección a impactos en:
 - cubiertas metálicas: IK 08 según EN 5010
 - cuba: IK 09 según EN 5010

- Conexión de cables

La conexión de cables se realiza desde la parte frontal mediante unos pasatapas estándar.

- Enclavamientos

La función de los enclavamientos incluidos en todas las celdas ABB es que:

- No se pueda conectar el seccionador de puesta a tierra con el aparato principal cerrado, y recíprocamente, no se pueda cerrar el aparato principal si el seccionador de puesta a tierra está conectado.
- No se pueda quitar la tapa frontal si el seccionador de puesta a tierra está abierto, y a la inversa, no se pueda abrir el seccionador de puesta a tierra cuando la tapa frontal ha sido extraída.

-Características eléctricas

Las características eléctricas generales de las celdas ABB son las siguientes:

Tensión nominal

Nivel de aislamiento 36 kV

Frecuencia industrial (1 min)

A tierra y entre fases 70 kV

A la distancia de seccionamiento 80 kV

Impulso tipo rayo

A tierra y entre fases 145 kV

A la distancia de seccionamiento 170 kV



1.12.8.2 Seccionamiento de líneas

Las líneas eléctricas serán seccionables desde la celda de línea que sale de la SET RUEDA. En el tramo hacia los transformadores la línea será seccionable en las celdas de entrada y salida del centro de transformación.

1.12.8.3 Protecciones contra contactos directos

Para evitar los contactos directos se realizará una línea enterrada, por medio de una zanja con protección de arena, donde los conductores van dentro de protecciones tubulares de 200 mm de diámetros y, además, estos están protegidos por un aislante y con una cobertura. En los cruzamientos con caminos o en aquellas zonas donde hayan de soportar un estrés o carga algo superior a la estimada se hormigonarán los tubos, para garantizar el buen servicio de los mismos.

1.13 Zona ATEX

Al tratarse de una zona considerada como atmósfera explosiva por la presencia de hidrógeno, que puede almacenarse y reaccionar con el aire a presión y temperaturas normales, han de considerarse algunos aspectos adicionales. El procedimiento para alcanzar un nivel de seguridad aceptable se fundamenta en el empleo de equipamiento construido y seleccionado de acuerdo a ciertas reglas así como a la adopción de medidas de seguridad especiales de instalación, inspección, mantenimiento y reparación, en relación con la acotación del riesgo de presencia de atmósfera explosiva mediante una clasificación de los emplazamientos en los que se pueden producir atmósferas explosivas.

La instalación atenderá a las zonas ATEX según la directiva 99/92/CE que exige un análisis de riesgos en todo el procedimiento industrial y allá donde se identifique un riesgo de explosión, definiendo y señalando físicamente las zonas y clasificando la instalación según los organismos gubernamentales.

Según la clasificación en que se incluye el emplazamiento, es necesario recurrir a un tipo determinado de medidas constructivas de los equipos, de instalación, supervisión o intervención, como se detalle en la presente instrucción y normas que en ella se citan.

Adicionalmente, es preciso llevar a cabo la explotación, conservación y mantenimiento de la instalación y sus componentes, dentro de los límites estrictos, para que las condiciones de seguridad no se vean comprometidas durante su vida útil.

El emplazamiento se considera como Clase I, que comprende los emplazamientos en los que hay o puede haber gases, vapores o nieblas en cantidad suficiente para producir atmósferas explosivas o inflamables. Y como subzona de tipo dos, al tratarse de una zona en la que no se espera contar, en



condiciones normales de funcionamiento, con la formación de atmósfera explosiva y en la que en caso de formarse será de manera espacial y temporal breves.

Para ello se seguirá también la norma UNE-EN 60079-10 donde se recogen reglas precisas para establecer estas zonas de emplazamiento. Esto limita y obliga a que todos los equipos eléctricos han de ser de la categoría 3 según la tabla 1 del REBT, ITC-BT-29 que regula estos establecimientos, así como normas asociadas a esta.

En cuanto al cableado se garantizará la correcta entrada de los calbes y tubos a los aparatos, cerrando aquellas entradas/salidas que no sean usadas. La intensidad admisible habrá de reducirse en un 15% respecto de al valor correspondiente a una instalación convencional y todos los cables de longitud igual o superior a 5m estarán protegidos contra sobrecargas y cortocircuitos, tendiéndose en cuenta para ello los valores de cálculos de intensidad admisible aminorada un 15 % para la sobrecarga y para el cortocircuito será el valor máximo de un defecto en el comienzo del cable y el valor mínimo correspondiente a un defecto bifásico y franco al final del cable.

En los puntos de transición de canalizaciones eléctricas de una zona a otra, o de un emplazamiento peligroso a otro no peligroso ha de impedirse el paso de gases, vapores o líquidos inflamables mediante el sellado de zanjas, tubos, bandejas, etc, así como una ventilación adecuada.

Y en cuanto a los conductos, tubos y canales protectores, cumplirán todos los requisitos numerados en el apartado 9.3 de la ITC-BT-29.

1.14 Normativa y Seguridad

1.14.1 Características del Gas

El fluido a fabricar será hidrógeno, que será posteriormente inyectado en el gasoducto de gas natural o almacenado para ser distribuido.

A continuación, y para facilitar la interpretación del documento, se incluyen diferentes tablas de características del hidrógeno, así como de equivalencia de las unidades energéticas que se manejará en el documento.

1. Densidad:	0,0899 kg/Nm ³ (gas) 0,0708 kg/l (liquido)
2.1. Poder calorífico inferior:	120 MJ/kg
2.2. Poder calorífico superior:	141,86 MJ/kg
3. Límites de explosión:	4,0 - 75,0 % (concentración de H ₂ en aire)
4. Límites de detonación:	18,3 - 59,0 % (concentración de H ₂ en aire)
5. Capacidad calorífica específica:	C _p =14,199 KJ/(kg·K) C _v =10,074 KJ/(kg·K)
6. Coeficiente de difusión:	0,61 cm ² /s

Tabla 1, principales propiedades del hidrógeno (Fuente: AeH2)

Presión (Bar)	1	50	100	150	200	250	300	350
Factor de compresión	1	1,032	1,065	1,089	1,132	1,166	1,201	1,236
Presión (Bar)	400	500	600	700	800	900	1000	
Factor de compresión	1,272	1,344	1,416	1,489	1,560	1,632	1,702	

Tabla 2, factor de compresibilidad del hidrógeno (Fuente: AeH2)

Masa H ₂ (kg)	↔	H ₂ gas (Nm ³)	↔	H ₂ líquido (litros)	↔	Energía (MJ)	↔	Energía (kW·h)
1	=	11,12	=	14,12	=	120	=	33,33
0,0899	=	1	=	1,270	=	10,8	=	3,00
0,0708	=	0,788	=	1	=	8,495	=	2,359
0,00833	=	0,0926	=	0,1177	=	1	=	0,278
0,0300	=	0,333	=	0,424	=	3,6	=	1

Tabla 3, Equivalencia hidrógeno – Energía (Fuente: AeH2)



Kg/h de H ₂	↔	Nm ³ /h de H ₂ gas	↔	litros/h de H ₂ líquido	↔	Potencia (kW)
1	=	11,12	=	14,12	=	33,33
0,0899	=	1	=	1,270	=	3,00
0,0708	=	0,788	=	1	=	2,359
0,00833	=	0,0926	=	0,1177	=	0,278
0,0300	=	0,333	=	0,424	=	1

Tabla 4, Equivalencia caudal de hidrógeno – potencia eléctrica (Fuente: AeH2)

A la hora de producir, manipular o aprovechar el hidrógeno gas, es necesario contar con unas medidas de seguridad acordes con sus propiedades y los riesgos que de ellas se derivan.

En condiciones normales encontraremos el hidrógeno en forma de gas, ya sea almacenado en tanques o botellas a presión y, excepcionalmente se emplea hidrógeno en estado líquido, a muy baja temperatura (alrededor de 253° bajo cero) o diluido en líquidos. Tanto en estado gaseoso, como líquido, el hidrógeno se caracteriza por su baja densidad, al ser la molécula más ligera. Su densidad en estado gaseoso es de 0,08987 gramos por litro y en estado líquido de 70 gramos/litro.

Estas dos propiedades implican que, en caso de verse liberado en una atmósfera, el hidrógeno gas se mezclará rápidamente con el aire presente en la misma y tomará una trayectoria ascendente, elevándose con gran velocidad y acumulándose en las zonas superiores si se trata de una estancia cerrada.

Además, es necesario hacer referencia a las características del hidrógeno en cuanto a inflamabilidad y explosividad, que suponen el principal riesgo de la manipulación de este gas.

El hidrógeno es inflamable en concentraciones que van desde el 4% al 75% de mezcla en aire. Si bien este rango es mucho más amplio que en otros combustibles típicos, es necesario indicar que el límite inferior es muy superior al que presentan, por ejemplo, la gasolina (1%) o el butano (1,6%), lo que implica que es necesario una fuga de mucho mayor entidad para que se alcance la concentración mínima de hidrógeno inflamable. Además, la gran difusividad del hidrógeno dificulta su acumulación hasta dicho límite en entornos abiertos o ventilados, efecto que, por ejemplo, con el gas butano (más pesado que el aire) no ocurre.

En cuanto a la temperatura de autoignición (aquella a la que se inflama el gas, sin necesidad de chispa o punto caliente), para el hidrógeno se alcanza a los 571° C, temperatura muy superior a la de la gasolina



y el diésel, 247 y 210 ° C, respectivamente. Esto hace que, en ausencia de fuente de ignición, sea más complicado que una fuga de lugar a un incendio en el caso del hidrógeno.

Con respecto al riesgo de explosión, el rango de concentraciones en el que el hidrógeno puede detonar, se encuentra entre el 18,3 y el 59% en volumen. En esta ocasión, también el límite inferior (el más relevante puesto que, en caso de fuga, es el primero que se alcanzaría) es muy superior al de otras sustancias como, por ejemplo, el gas natural (4,5%) o los vapores de gasolina (1,1%). Además, es necesario señalar que la baja densidad en masa del hidrógeno, también supone una menor densidad energética en el caso de explosión, siendo menor la energía liberada (y por extensión los daños causados).

Finalmente, es necesario señalar que el hidrógeno es incoloro, inodoro, insípido y no tóxico, provocando efectos en el ser humano tan solo cuando su concentración es lo suficientemente alta como para producir efectos asfixiantes.

De igual forma, su llama es de un color azul pálido, casi invisible para el ojo humano y el único producto de la combustión es agua, por lo que no produce efectos dañinos sobre las personas o el medioambiente.

En resumen, puede concluirse que, si bien el hidrógeno gas, como combustible, presenta riesgos que requerirán unas medidas de seguridad específicas y adaptadas a sus particularidades, no presenta una especial peligrosidad con respecto a otros combustibles utilizados habitualmente en la industria, la automoción o incluso los hogares.

1.14.2 Medidas básicas de seguridad, prevención y control de riesgo.

Con respecto a los riesgos de ignición y explosión del hidrógeno, dada la relativamente baja energía que necesita una mezcla de hidrógeno/aire en la proporción adecuada para alcanzar los límites de inflamabilidad, la estrategia de seguridad será siempre evitar que se alcancen concentraciones potencialmente peligrosas.

Como medida fundamental, se debe utilizar el hidrógeno en espacios que cuenten con una ventilación que pueda evacuar rápidamente cualquier fuga de gas antes de que se alcancen los niveles mínimos de explosividad e inflamabilidad.

De manera preventiva, dadas las características del hidrógeno gas, que lo hacen difícilmente perceptible para las personas, es conveniente disponer de medios de detección.



Normalmente estos sistemas consisten en una serie de detectores conectados a una central de control que activa una sirena/señal luminosa e incluso puede poner en marcha automáticamente sistemas de venteo o extracción o inducir la parada segura de equipos que pudieran estar provocando la fuga de hidrógeno.

De igual forma, deberá tenerse en cuenta la carga de fuego que puede suponer el hidrógeno almacenado a la hora de diseñar las instalaciones de protección contra incendios, así como el efecto que el flujo del aire de los venteos de hidrógeno pueda tener, avivando o trasladando focos de llama.

En todo caso, deberá contemplarse la presencia de hidrógeno en las evaluaciones de riesgos, a la hora establecer procedimientos de trabajo y en los planes de emergencia y evacuación, definiendo, para casos de emergencia, protocolos de parada segura de instalaciones que trabajen con hidrógeno.

1.14.3 Formación de atmósferas explosivas (ATEX)

A modo de resumen y como recordatorio, en relación con la seguridad, es preciso tener en cuenta que el hidrógeno es más ligero que el aire y que es extremadamente inflamable, pudiendo haber explosión si la concentración de H₂ llega al 4% v.v y hay una fuente de ignición. Las características del hidrógeno gas se muestran en la Tabla 5.

Aspecto	Incoloro
Olor	Inodoro
Punto de ebullición [°C]	-253
Temperatura de autoignición [°C]	500
Densidad [kg/Nm ³]	0,0899
Límite Inferior de Explosividad [% v/v]	4,0
Límite Superior Explosividad [%v/v]	75
Condiciones a evitar	Fuentes de ignición / Exposición al aire
<p>· <i>Límite Inferior de Explosividad (LIE).</i>- Fracción volumétrica, expresada en porcentaje, de un gas o vapor inflamable en aire por debajo de la cual no se forma una atmósfera de gas explosiva.</p> <p>· <i>Límite Superior de Explosividad (LSE).</i>- Fracción volumétrica, expresada en porcentaje, de gas o vapor inflamable en aire por encima de la cual no se forma un atmósfera explosiva.</p>	

Tabla 5, características del hidrógeno.



Como definición, una atmósfera explosiva es una mezcla con aire, en condiciones atmosféricas, de sustancias inflamables en forma de gases, vapores, nieblas o polvos, en la que después de una ignición la combustión se puede propagar hacia la mezcla no quemada (Directiva 2014/34/UE, traspuesta por el Real Decreto 144/2016). Para que se produzca una explosión deben coincidir la atmósfera explosiva y un foco de ignición. Respecto a la formación de atmósferas explosivas existe la siguiente normativa:

- Directiva 1999/92 CE, relativa a las disposiciones mínimas para la mejora de la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores expuestos a los riesgos derivados de atmósferas explosivas.
- Directiva 2014/34/UE, sobre la armonización de las legislaciones de los Estados miembros en materia de aparatos y sistemas de protección para uso en atmósferas potencialmente explosivas.

Teniendo en cuenta las propiedades del hidrógeno, es preciso tener presentes algunas consideraciones cuando se trabaja con hidrógeno:

1. Determinar y evaluar los riesgos de explosión derivados de una atmósfera explosiva. Para ello hay que valorar:
 - o La probabilidad de formación de atmósferas explosivas y su duración.
 - o La probabilidad de la presencia y activación de fuentes de ignición.
 - o Las proporciones de los efectos previsibles.
2. Determinar las medidas a adoptar para garantizar el cumplimiento de los objetivos del R.D. 681/2003, de 12 de junio, sobre la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores expuestos a los riesgos derivados de atmósferas explosivas en el lugar de trabajo.
3. Clasificar las áreas en las que pueden formarse atmósferas explosivas en zonas, de conformidad con el Anexo I del R.D 681/2003. 4. Definir las áreas en las que será de aplicación los requisitos mínimos establecidos en el Anexo II del R.D. 681/2003.

Los tres principios fundamentales de la prevención y protección contra explosiones se basan en evitar las condiciones necesarias para que se produzca una explosión (coincidencia de una atmósfera explosiva y una fuente de ignición) y evitar sus efectos previsibles. De esta forma, dichos principios se pueden englobar dentro de técnicas de prevención y de protección:

- Técnicas de prevención o Evitar las atmósferas explosivas modificando la concentración de la sustancia inflamable o la concentración de oxígeno. o Evitar cualquier posible fuente de ignición efectiva.
- Técnicas de protección o Limitar los efectos de la explosión a un nivel aceptable.



O lo que es lo mismo, es necesario prevenir la formación de una atmósfera explosiva, evitar su ignición y mitigar los efectos de una posible explosión.

Algo muy importante a la hora de trabajar en una instalación con hidrógeno es realizar el cálculo de zonas ATEX.

Para este cálculo se toman como base las siguientes normas:

- UNE EN 60079-10-1 Clasificación de emplazamientos. Atmósferas explosivas gaseosas.
- UNE 202007:2006, Guía de aplicación de la norma UNE 60079-10.

Debiendo tener en consideración también todas las normas de la serie UNE-EN 60079, así como lo indicado en la ITC BT-029 "Prescripciones particulares para las instalaciones eléctricas de los locales con riesgo de incendio o explosión" del REBT.

1.14.4 Instalaciones

Para controlar los riesgos asociados con el uso del hidrógeno, es importante:

1. Tomar medidas para evitar una fuga de hidrógeno.
2. Evitar la acumulación de una atmósfera inflamable.
3. Controlar las posibles fuentes de ignición en aquellos puntos donde se puedan acumular atmósferas inflamables.
4. Utilizar una protección adecuada contra los peligros de incendio y explosión.

En la medida en que sea posible, las instalaciones de hidrógeno deberán ubicarse en espacios abiertos pero cuando esto no sea posible, la instalación se debe diseñar, operar y mantener de acuerdo con lo establecido en la normativa para instalaciones ubicadas en zonas interiores.

En cualquier caso, las instalaciones o equipos que contengan hidrógeno deben ubicarse en un área bien ventilada, ya sea mediante ventilación natural o ventilación forzada y se debe considerar la necesidad de separar los espacios que rodean la instalación de hidrógeno de otras áreas del edificio mediante barreras contra incendios, tal y como se establece en las diferentes reglamentaciones y considerando que todas las instalaciones deben cumplir con las normas de construcción y contra incendios que le sean de aplicación.



De forma general, las instalaciones de hidrógeno deben estar adecuadamente protegidas contra el acceso no autorizado. Además, deben estar ubicadas de manera que sea fácil el acceso de bomberos y de servicios de emergencia. La sala donde se encuentre debe estar equipada con sistema de detección de incendios y alarma. Debido a las propiedades del hidrógeno, tanto las instalaciones como las conducciones de hidrógeno, deben ubicarse, siempre que esto sea posible, por encima de las instalaciones y conducciones eléctricas, y siempre de forma separada de áreas en las que exista o es probable que exista almacenamiento de materiales combustibles, inflamables o peligrosos.

De igual forma, deberá tenerse en cuenta la carga de fuego que puede suponer la producción de hidrógeno y el hidrógeno almacenado a la hora de diseñar las instalaciones de protección contra incendios, así como el efecto que el flujo del aire de los venteos de hidrógeno pueda tener, avivando o trasladando focos de llama.

En todo caso, deberá contemplarse la presencia de hidrógeno en las evaluaciones de riesgos, a la hora establecer procedimientos de trabajo y en los planes de emergencia y evacuación, definiendo, para casos de emergencia, protocolos de parada segura de instalaciones que trabajen con hidrógeno.

A la actividad que nos ocupa le es de aplicación el Reglamento de Seguridad contra incendios en los establecimientos industriales RD 2267/2004. Igualmente se considera de aplicación la Instrucción técnica complementaria MIE APQ-1 del Reglamento de almacenamiento de productos químicos, aprobado por el Real Decreto 379/2001, de 6 de abril.

Un factor muy importante en la seguridad de instalaciones donde hay presencia de hidrógeno es la instalación de detección. El hidrógeno es un gas incoloro, inodoro e insípido, por lo que no puede ser apreciado por los sentidos humanos, por lo tanto, se deben proporcionar medios para detectar la presencia de hidrógeno en lugares donde puedan producirse fugas y/o acumulaciones.

Además, cuando se utiliza hidrógeno en espacios confinados, el uso de un sistema de detección de hidrógeno para la detección temprana de fugas es esencial para facilitar la activación de alarmas, operaciones de seguridad (como activación de extracción de aire) y, cuando sea necesario, la evacuación segura de las personas.

Actualmente, existen numerosos sensores/detectores de hidrógeno disponibles comercialmente, basados en diferentes tecnologías dependiendo de la aplicación final. La selección y uso del mejor sensor de hidrógeno para cada caso particular es el factor más importante para tener una instalación segura.

1.14.5 Almacenamiento

Es preciso destacar las medidas de seguridad a adoptar en los almacenamientos de hidrógeno.



Es recomendable que los sistemas de almacenamiento de hidrógeno se ubiquen en el exterior, intentando evitar temperaturas extremas (por debajo de -20°C y por encima de 50°C), además de contar con una soportación adecuada, con protección contra impactos accidentales.

Por otro lado, en lo que a sistemas de almacenamiento de hidrógeno se refiere, las medidas para prevenir cualquier fuga son prioritarias, minimizando todo lo posible la probabilidad de que ocurra. Para ello es recomendable que:

- El depósito de almacenamiento, las tuberías y las conexiones deben cumplir con la normativa que le sea de aplicación.
- Para el suministro de gases, es recomendable usar un almacenamiento estacionario en lugar de reemplazar regularmente un gran número de botellas conectadas por separado.
- Usar la longitud y el tamaño mínimos de tubería, evitando las uniones en la medida de lo posible, puesto que son potenciales puntos de fuga de hidrógeno.
- Realizar pruebas de presión a la instalación antes de su puesta en servicio, según lo establecido en la reglamentación, comprobando de este modo la no existencia de fugas en la instalación.
- Usar válvulas de alivio de alta presión que ventilen hacia un lugar "seguro" donde el hidrógeno no pueda acumularse y pueda dispersarse libremente.
- Usar válvulas de aislamiento adecuadas, con instalaciones de bloqueo, para permitir el aislamiento de secciones de tuberías/sistemas para mantenimiento y/o emergencias. • Todos los equipos y tuberías que utilicen hidrógeno deben estar identificados y etiquetados adecuadamente.

Las tuberías deben instalarse preferiblemente en superficie. Si es inevitable que el trazado sea subterráneo, éste debe protegerse adecuadamente contra la corrosión, instalarse siempre encima de conducciones eléctricas y debe quedar registrado en la documentación técnica para facilitar el mantenimiento, la inspección o la reparación.

Los sistemas deben purgarse, de ser necesario, adecuadamente utilizando un gas inerte (generalmente nitrógeno) para evitar la existencia de una mezcla de hidrógeno/aire.

2 INVENTARIO AMBIENTAL

El proyecto está sometido a evaluación ambiental con lo que a este Proyecto básico se le anexa el Estudio de Impacto Ambiental del proyecto. A continuación se caracterizará brevemente el medio donde se ubicarán las instalaciones.



2.1 Calidad del aire

Los contaminantes atmosféricos son aquellas sustancias o compuestos que pueden causar daños o molestias a las personas y el medio ambiente dependiendo de los niveles en los que se encuentren presentes en el aire. El Real Decreto 102/2011, de 28 de enero, pretende regular la evaluación de la calidad del aire en relación en estas sustancias, con la finalidad de evitar, prevenir y reducir efectos nocivos de estas sustancias sobre la salud humana y el medio ambiente.

La contaminación atmosférica afecta sobre todo a los habitantes de grandes núcleos urbanos y áreas con fuerte industrialización y tráfico denso de vehículos. Las fuentes de contaminación son de dos tipos: móviles (vehículos automóviles, maquinaria, etc.) y fijas (focos de industrias, calefacciones, etc.).

Las fuentes contaminantes principales de la zona de estudio son la Autovía del Noreste (A6) y los núcleos urbanos cercanos.

2.2 Calidad acústica

La ley 5/2009, de 4 de junio, de Ruido de Castilla y León, establece los siguientes límites de emisión de ruido ambiental:

Área receptora exterior	L _{Aeq} 5 s dB(A)*	
	Día 8 h - 22 h	Noche 22 h - 8 h
Tipo 1. Área de silencio	50	40
Tipo 2. Área levemente ruidosa	55	45
Tipo 3. Área tolerablemente ruidosa:		
Uso de oficinas o servicios y comercial	60	50
Uso recreativo y espectáculos	63	53
Tipo 4. Área ruidosa	65	55

También establece como límite de inmisión en interiores lo siguiente: ninguna instalación, establecimiento, maquinaria, actividad o comportamiento, podrán transmitir a los locales colindantes, en función del uso de éstos, niveles sonoros superiores a los indicados en el siguiente cuadro:

Área receptora interior	L _{Aeq} 5 s dB(A)*	
	Día 8 h - 22 h	Noche 22 h - 8 h
Uso sanitario y bienestar social	30	25
Uso de viviendas:		
- Recintos protegidos	32	25
- Cocinas, baños y pasillos	40	30
Uso de hospedaje:		
- Dormitorios	35	30
Uso administrativo y oficinas:		
- Despachos profesionales	35	35
Uso docente:		
- Aulas, salas de lectura y conferencias	30	30
Uso comercial	55	55



El área receptora exterior de nuestro proyecto sería de tipo 4 (área ruidosa).

La fuente de ruido durante la fase de obras será principalmente el tránsito de maquinaria y vehículos. Durante la fase de explotación las fuentes de ruido serán los siguientes equipos:

Instalación	Emisión a 0 metros (dB)	A 100 metros (dB)
Inversores (PSFV)	70	30
Transformadores (PSFV)	70	30
Subestación (2 trafos)	80	40
Compresor (estación electrolizadora)	70	30
Torre de refrigeración (estación electrolizadora)	80	40

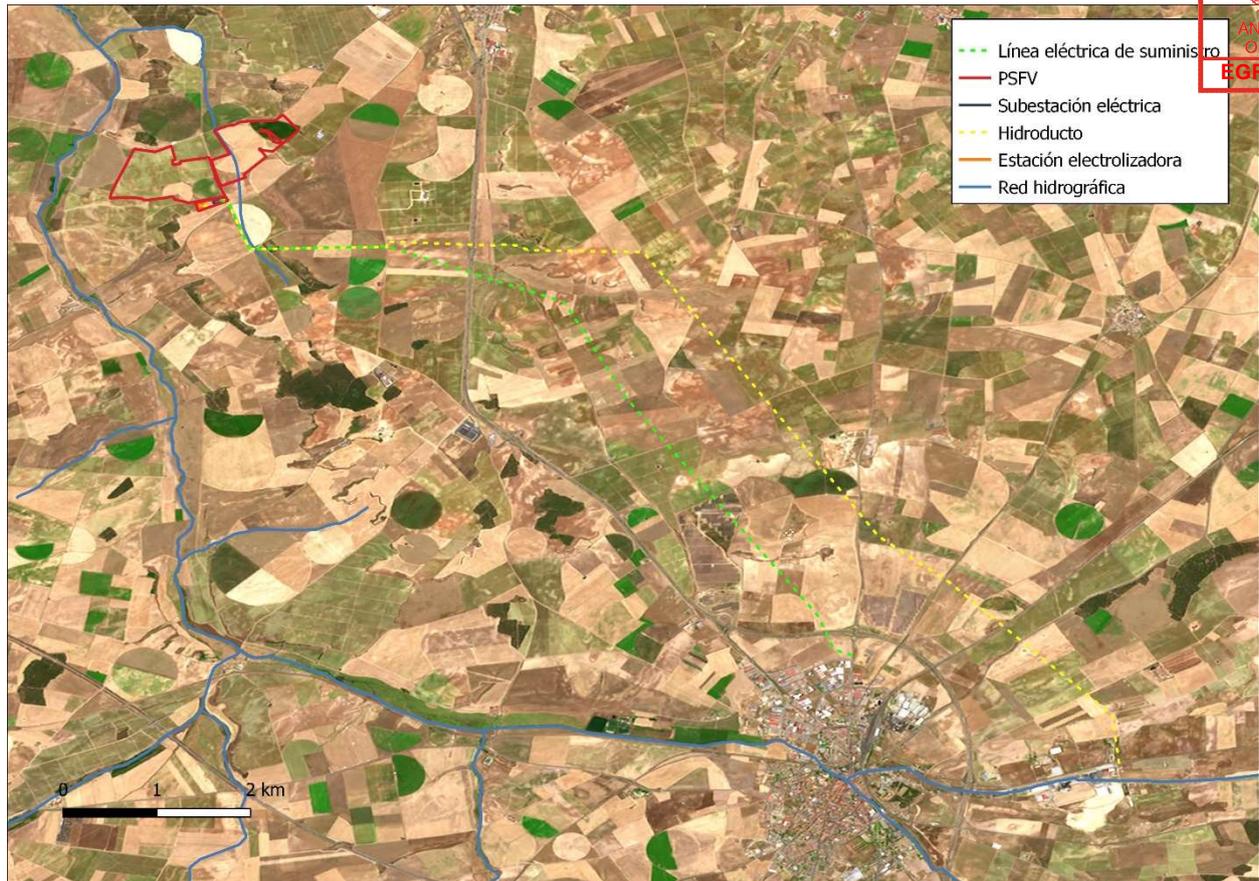
En el entorno de la instalación no hay viviendas residenciales. Las edificaciones más cercanas son bodegas.

La nave donde se instalará la estación electrolizadora y equipos asociados vendrán de fábrica con aislamiento acústico. Los equipos exteriores (compresor y torre de refrigeración) llevarán asociados sistemas de apantallamiento/aislamiento acústicos.

Los trafos cumplirán con el Reglamento de Alta Tensión con respecto a los niveles de emisión de ruidos

2.3 Hidrología e hidrogeología

El proyecto se ubica en la Cuenca Hidrográfica del Duero y en las subcuencas de Zapardiel y de Peru. La red hidrográfica principal en la zona de ubicación del proyecto la forma el río Duero y sus afluentes. El arroyo de la Cárcava atraviesa la instalación fotovoltaica. Se diseñarán los módulos de forma que no haya afección sobre el mismo. A 600 metros de la instalación fotovoltaica discurre el río Zapardiel.



Hidrología superficial. Fuente: MITECO

El proyecto se ubica sobre la masa de agua subterránea "Medina del Campo" de una superficie 3.700 km². La formación geológica es porosa y es altamente productiva.

La mayor parte del proyecto se ubica sobre una zona con una permeabilidad media.

2.4 Vegetación

De acuerdo con el catálogo de especies del proyecto Anthos, desarrollado por el proyecto de investigación Flora Ibérica y financiado por la Fundación Biodiversidad y el Real jardín botánico, el proyecto se enmarca dentro de las cuadrículas de 10 x 10 km "30TUL38", "30TUL37" y "30TUL47".

Las especies descritas en ésta son:

Alyssum alyssoides

Micropyrum tenellum

Amaranthus graecizans subsp. silvestris

Ornithopus compressus

Anthoxanthum aristatum

Ornithopus sativus subsp. isthmocarpus

Astragalus granatensis

Rumex acetosella



<i>Camphorosma monspeliaca subsp. monspeliaca</i>	<i>Rumex roseus</i>
<i>Corynephorus canescens</i>	<i>Senecio gallicus</i>
<i>Corynephorus fasciculatus</i>	<i>Sesamoides purpurascens</i>
<i>Crassula tillaea</i>	<i>Silene colorata</i>
<i>Erodium cicutarium</i>	<i>Silene conica</i>
<i>Erysimum linifolium</i>	<i>Silene scabriflora</i>
<i>Filago minima</i>	<i>Teesdalia coronopifolia</i>
<i>Hispidella hispánica</i>	<i>Trifolium arvense</i>
<i>Hypochaeris glabra</i>	<i>Tuberaria guttata</i>
<i>Jasione montana</i>	<i>Valerianella coronata</i>
<i>Lathyrus angulatus</i>	<i>Vulpia bromoides</i>
<i>Leucanthemopsis pulverulenta</i>	<i>Vulpia ciliata</i>
<i>Linaria spartea</i>	
<i>Lupinus angustifolius</i>	
<i>Lupinus hispanicus</i>	
<i>Malcolmia triloba</i>	

La mayor parte del proyecto afecta a zonas de cultivo. No hay afección significativa a vegetación arbustiva y arbórea. La masa forestal más cercana se encuentra a 82 metros al sur de la instalación fotovoltaica.



Tierras de cultivo





Campos de maíz



Viñedos



Pinares a 80 metros de la perimetral del PSFV

2.5 Hábitats

El hidroduto limita en su trazado con un hábitat de interés comunitario prioritario (COD 6220* "Zonas subestépicas de gramíneas y anuales del Thero-Brachypodietea". La línea eléctrica de suministro también sobrevuela un HIC 6220* pero no habrá afección sobre el mismo.



Hábitats de Interés Comunitario. Fuente: MITECO

2.6 Fauna

De las especies presentes en la zona de estudio cabe destacar el aguilucho cenizo (*Circus pygargus*), la ortega (*Pterocles orientalis*) y el sisón común (*Tetrax tetrax*) con categoría "Vulnerable" en el Listado de Especies Silvestres en Régimen de Protección Especial y Catálogo Español de Especies Amenazadas (LESRPE).

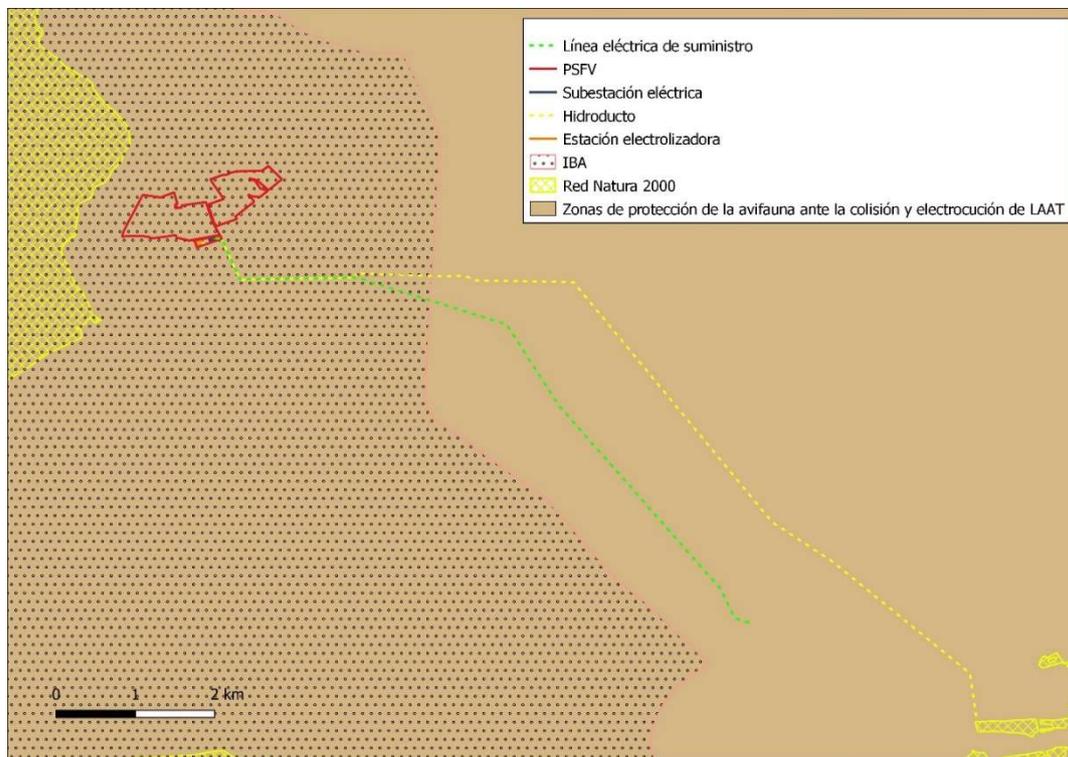
La instalación fotovoltaica se ubica en una zona de alta sensibilidad de aves esteparias. La línea atraviesa una zona de sensibilidad baja y otra de sensibilidad media.

El proyecto no se ubica en zonas críticas para especies con figuras de protección ni dentro del ámbito de aplicación de Planes de conservación y/o recuperación de las mismas.

2.7 Espacios protegidos

- El proyecto no se encuentra en Zona de Especial Protección de la Avifauna ni en Áreas prioritarias de reproducción, alimentación, dispersión y concentración de las especies de aves incluidas en el Catálogo de Especies Amenazadas.

- Las ZEPAs más cercanas son la de La Nava-Rueda (ES0000362), a 600 metros de la zona de actuación del proyecto, y Tierra de Campiñas (ES0000204) a 4,3 km de la línea de evacuación.
- La instalación fotovoltaica y la estación electrolizadora se encuentran dentro del Área Importante para las Aves "IBA Tierra de Campiñas" y todo el proyecto dentro de una zona de protección para avifauna en las que serán de aplicación las medidas para su salvaguarda contra la colisión y la electrocución en las líneas eléctricas aéreas de alta tensión.
- A escasos metros del punto de inyección de hidrógeno nos encontramos con el espacio Red Natura 200 y LIC "Humedales de los Arenales".



Espacios protegidos. Fuente: IDECyL

2.8 Paisaje

De acuerdo al Atlas de Paisajes de la Península Ibérica, la zona de actuación del proyecto se encuentra en la Unidad de Paisaje **"Campiñas vitícolas de Medina y Rueda"**.

- Tipo de paisaje: "Campiñas de la Meseta Norte".
- Subtipo: "Campiñas del sur del Duero".



La campiña sur de Valladolid representa uno de los paisajes más característicos de la provincia, sin duda alguna influido por la marcada continentalidad de su clima mediterráneo.

Bañada por los ríos Zapardiel, Trabancos, Adaja, Eresma y Cega, todos ellos afluentes por la margen izquierda del río Duero, presenta amplias zonas de pinares, pero con llanuras deforestadas, resultado de una implacable actividad humana que ha generado un paisaje profundamente transformado: campos agrícolas, principalmente de cereal, sirven de marco natural a innumerables pueblos.

Estos cambios dieron lugar a la concentración de una variada comunidad de plantas y animales propiciando que los cultivos de cereal, los pastizales y los pequeños humedales, fueran un medio favorable para numerosas especies.

La mayor parte de los campos agrícolas del sur de Valladolid estuvieron cubiertos por extensos bosques mediterráneos, principalmente encinas y quejigos, pero la intensa actividad agrícola y ganadera los redujo a pequeñas manchas que han dado hoy a amplias zonas de cultivo.

Las características hidrogeológicas de las campiñas del sur del Duero, han originado una extensa red de humedales en los campos del sur de la provincia de Valladolid. Diseminados en el paisaje, aparecen cientos de lagunas, lavajos, bodones o charcas, agrupados bajo la catalogación de lagunas esteparias. Se trata de lagunas poco profundas con caudal temporal. En nuestra zona de estudio nos encontramos con las Zonas Húmedas Catalogadas "Medina del Campo". Estas se encuentran a 6,4 km del punto de conexión de la línea eléctrica a la subestación eléctrica de Medina.



Fotografía aérea de zona de actuación. Fuente: GoogleEarth

3 MATERIAS PRIMAS Y AUXILIARES

3.1 Materias primas. Balance de agua

La única material prima empleada en el proceso de generación de hidrógeno será el agua.

Tipo de Agua	m ³ /año
Bruta	88.051,0
Tratada	58.114,0
Desecho	29.937,0

Del total del agua desechada el 50% se reutilizará en proceso y el 50% se reutilizará para riego.

3.2 Materias auxiliares

Sistema de Nitrógeno

Desde el punto de vista del producto, la inertización sólo es necesaria durante la parada del del electrolizador, ya sea para el mantenimiento regular, o debido a ciertos fallos específicos o casos de emergencia.

Los índices de consumo típicos para estos dos ejemplos son:



4 EMISIONES AL AIRE, AL SUELO, AL AGUA Y RESIDUOS GENERADOS Y MEDIDAS DE PREVENCIÓN

4.1 Atmosfera

A la atmósfera no se emitirá ninguna emisión contaminante. Únicamente se emitirá O₂ al 99,999% de pureza como consecuencia del proceso de electrólisis. Previamente a la emisión a la atmósfera el oxígeno pasará por una fase de depuración de gases. Se estima se emitirá a la atmósfera 19.000 t de O₂ /año.

4.2 Ruido

4.2.1 Focos de ruidos y medidas de prevención

La planta de electrólisis estará ubicada dentro de una nave. Los únicos focos de ruido de ésta serán un compresor y una planta de refrigeración. Se cumplirá la legislación sectorial correspondiente respecto a los niveles de ruido. Los compresores se instalarán con cerramientos acústicos.

Además de cumplir con el marcado CE se realizará un estudio acústico al inicio de la actividad y uno periódico si así lo solicita la administración competente.

En el resto de instalaciones los focos emisores y sus niveles de emisión de ruido serán los siguientes:

Instalación	Emisión a 0 metros (dB)	A 100 metros (dB)
Inversores (PSFV)	70	30
Transformadores (PSFV)	70	30
Subestación (2 trafos)	80	40

4.2.2 Estudio justificativo de acuerdo al Decreto 19/1997

4.2.2.1 Definición del tipo de actividad

La actividad planteada se trata de la generación de hidrógeno verde mediante electrólisis del agua. A la planta de generación de hidrógeno irá anexada una planta solar fotovoltaica de 55,33 MWp para autoconsumo en el proceso de generación de hidrógeno.



4.2.2.2 Horario previsto

El horario previsto de la actividad será diurno. El funcionamiento de la planta irá asociado a la presencia de luz solar. Se estima un horario de funcionamiento de 7.00h a 21.00h.

4.2.2.3 Ubicación y relación de usos en parcelas colindantes

En el entorno encontramos cultivos de secano y regadío, olivares, viñas y zona de pastoreos tipo dehesa

El recorrido de la línea eléctrica mantiene igualmente una vegetación de cultivos: secano, cereales y dehesa.

En el entorno de la planta nos encontramos varias edificaciones dispersas de uso principal agrario y no residencial permanente (bodegas). El núcleo urbano de Rueda se encuentra a más de dos kilómetros de distancia de la instalación fotovoltaica y el pequeño núcleo urbano de Torrecilla del Valle se da a un kilómetro y medio aproximadamente. La zona frecuentada por personas más próxima podemos determinarla como la del núcleo de Torrecilla del Valle.

4.2.2.4 Focos emisores de ruido

Los principales focos emisores de ruido de la actividad serían los siguientes:

Instalación	Emisión a 0 metros (dB)	A 100 metros (dB)
Inversores (PSFV)	70	30
Transformadores (PSFV)	70	30
Subestación (2 trafos)	80	40
Compresor de estación electrolizadora	85	45
Torre de refrigeración	95	55

El resto de equipos susceptibles de generar ruido ambiental se encuentran dentro de una nave con aislamiento acústico y estos son los transformadores y rectificadores de alimentación del electrolizador.

La ley 5/2009, de 4 de junio, de Ruido de Castilla y León, establece los siguientes límites de emisión de ruido ambiental:



Área receptora exterior	L _{Aeq 5 s} dB(A)*	
	Día	Noche
	8 h - 22 h	22 h - 8 h
Tipo 1. Área de silencio	50	40
Tipo 2. Área levemente ruidosa	55	45
Tipo 3. Área tolerablemente ruidosa:		
Uso de oficinas o servicios y comercial	60	50
Uso recreativo y espectáculos	63	53
Tipo 4. Área ruidosa	65	55

También establece como límite de inmisión en interiores lo siguiente: ninguna instalación, establecimiento, maquinaria, actividad o comportamiento, podrán transmitir a los locales colindantes, en función del uso de éstos, niveles sonoros superiores a los indicados en el siguiente cuadro:

Área receptora interior	L _{Aeq 5 s} dB(A)*	
	Día	Noche
	8 h - 22 h	22 h - 8 h
Uso sanitario y bienestar social	30	25
Uso de viviendas:		
– Recintos protegidos	32	25
– Cocinas, baños y pasillos	40	30
Uso de hospedaje:		
– Dormitorios	35	30
Uso administrativo y oficinas:		
– Despachos profesionales	35	35
Uso docente:		
– Aulas, salas de lectura y conferencias	30	30
Uso comercial	55	55

El área receptora exterior de nuestro proyecto sería de tipo 4 (área ruidosa).

4.2.2.5 Necesidades de aislamiento acústico

La nave donde se instalará la estación electrolizadora y equipos asociados vendrán de fábrica con aislamiento acústico. Los equipos exteriores (compresor y torre de refrigeración) llevarán asociados sistemas de apantallamiento/aislamiento acústicos.

Los trafos cumplirán con el Reglamento de Alta Tensión con respecto a los niveles de emisión de ruidos.

4.2.2.6 Vibraciones

La actividad no tiene equipos susceptibles de generar vibraciones.

4.2.2.7 Planos

Se anexa a este proyecto plano de situación de la actividad.



4.3 Agua y suelos

Habrá un único punto de vertido en el cual se verterán un 50% de aguas de rechazo del proceso de electrólisis. Estas aguas no contendrán ningún tipo de contaminante. Previo al vertido estas aguas pasarán por un proceso de depuración en una planta de osmosis inversa para disminuir su conductividad.

Previo al vertido se instalará una arqueta de control para poder tomar muestras y realizar análisis de las aguas. Además de realizarse analítica completa periódicamente a través de laboratorio acreditado, se realizará un autocontrol diario del parámetro Conductividad de estas aguas,

El mantenimiento y limpieza de las instalaciones puede originar vertidos accidentales de materiales contaminantes al suelo, combustibles, aceites, etc que pueden pasar a los acuíferos y cauces provocando su contaminación.

Como medidas preventivas se recogen las siguientes:

- Pavimentación de zonas de almacenamiento de residuos peligrosos.
- Cubetos en todos los puntos susceptibles de generar vertido accidental de aceites (ej. Trafos de la subestación).
- Se dispondrá de sepiolita u otros absorbentes industriales para en caso de vertido accidental recogerlo y gestionarlo como residuo peligroso a través de gestor autorizado.
- No se almacenarán combustibles, aceites ni bidones de residuos peligrosos sobre suelo natural y sin cubeto u otro sistema de contención con la capacidad adecuada.
- Se formará en buenas prácticas ambientales al personal que trabaje en la planta.

4.4 Residuos

4.4.1 Focos generadores de residuos

1. Planta de depuración de aguas: Como consecuencia del proceso de depuración de aguas se generará unas sales sólidas de rechazo que se intentará dar salida como subproducto para otras industrias. Aquellas a las que no se les pueda dar salida como subproducto serán gestionadas por gestor autorizado.
2. Estación electrolizadora: Como consecuencia del mantenimiento de la instalación se generarán residuos de filtros de carbon activo que serán gestionados a partir del proveedor mismo de la instalación.



3. Compresores y trafos: Como consecuencia del mantenimiento de los mismos se generarán residuos de aceite mineral.
4. Vertidos o derrames accidentales de aceites. Como consecuencia de tareas de mantenimiento. Se generarán absorbentes contaminados.
5. Tareas de limpieza: Se generarán envases de plástico contaminado.

4.4.2 Clasificación de residuos generados (según Lista Europea de Residuos), cantidades y condiciones de almacenamiento.

Código LER	Descripción	Cantidades (kg/año)	Almacenamiento	Destino final
06 03 14	Sales sólidas y soluciones distintas de las mencionadas en los códigos 06 03 11 y 06 03 13.	Aprox. 300 kg/año	En zona de almacenamiento de residuos, sobre suelo pavimentado y bajo techo. Se almacenarán en contenedores homologados.	Subproducto/Gestor autorizado para el tratamiento de este residuo.
06 13 02*	Carbón activo usado	Aprox. 100 kg/año	En zona de almacenamiento de residuos, sobre suelo pavimentado y bajo techo. Se almacenarán en contenedores homologados.	Gestión a través de proveedor de la instalación.
13 03 07*	Aceites minerales no clorados de aislamiento y transmisión de calor	Aprox. 300 kg/año	En zona de almacenamiento de residuos, sobre suelo pavimentado y bajo techo. Se almacenarán en contenedores homologados y dispondrán de sistema de retención.	Gestor autorizado para el tratamiento de este residuo.
15 02 02*	Absorbentes, materiales de filtración (incluidos los filtros de aceite no especificados en otra categoría), trapos de limpieza y ropas protectoras contaminados por sustancias peligrosas	Aprox. 50 kg/año	En zona de almacenamiento de residuos, sobre suelo pavimentado y bajo techo. Se almacenarán en contenedores homologados y dispondrán de sistema de retención.	Gestor autorizado para el tratamiento de este residuo
15 01 10*	Envases que contienen restos de sustancias peligrosas o están contaminados por ellas.	Aprox. 20 kg/año	En zona de almacenamiento de residuos, sobre suelo pavimentado y bajo techo. Se almacenarán en contenedores homologados.	Gestor autorizado para el tratamiento de este residuo
20 03 01	Mezclas de residuos municipales	Aprox. 100 kg/año	En contenedor de 1 m ³	A través de servicio municipal de recogida y tratamiento de residuos.

Se priorizará los tratamientos finales de reciclaje y valorización sobre destino final eliminación.

4.4.3 Medidas asociadas a la gestión de residuos

- Se tomarán medidas de minimización de generación de residuos y se procederá al aprovechamiento de la salmuera como subproducto para otros procesos industriales siempre que sea posible.
- Los residuos urbanos, se recogerán y se llevarán a contenedores específicos, no abandonándolos en ningún caso en los alrededores de las instalaciones.



- Todos los residuos generados por la actividad serán gestionados por Transportistas y Gestores Autorizados.
- Los documentos acreditativos de cada gestión, albaranes del gestor, ticket de pesada, autorizaciones de rellenos, etc obrarán en poder del contratista, enviándose copia al titular para su archivo durante al menos 5 años.
- Todos los residuos se segregarán según su naturaleza para priorizar su reciclaje y valorización.
- Los residuos peligrosos serán retirados por Gestores Autorizados. El promotor o en su lugar, la empresa de mantenimiento, deberá darse de alta como Productor de Residuos Peligrosos.
- Los aceites utilizados en las instalaciones serán carentes de PCB's y PCT's.
- En caso de mal funcionamiento de cualquier elemento de la instalación, se optará en primer lugar por su reparación, con objetivo de evitar la producción de residuos. En caso de no poder repararse, se sustituirá siempre la mínima parte, siempre y cuando seta técnicamente viable.
- Se vigilará el correcto mantenimiento tanto de los transformadoras como de los compresores, con el objetivo de evitar la generación de residuos o vertidos no contemplados por el mal funcionamiento de los mismos.
- Se propone como zona de almacenamiento de residuos peligrosos pavimentada y cubierta. Deberá formarse al personal encargado de la gestión de los mismos. La zona deberá contar con todas las medidas de seguridad, extintor y procedimientos de actuación ante vertidos, así como las Fichas de Seguridad de todas las sustancias empleadas.
- Se impartirán periódicamente acciones de sensibilización sobre gestión de residuos a los operarios de la actividad.

5 ALTERNATIVAS CONTEMPLADAS Y MEJORES TÉCNICAS DISPONIBLES

En el BREF (documento de referencia sobre las mejores técnicas disponibles (MTD) titulado "Industria química inorgánica de gran volumen de producción - sólidos y otros productos (LVIC-S)", no hace referencia a la fabricación de hidrógeno por electrólisis no hay "mejores técnicas disponibles (MTD) publicadas para la producción de hidrógeno a través de elctrolizadores alimentados con energías renovables.

6 IMPACTOS AMBIENTALES PRODUCIDOS POR LA ACTIVIDAD



Los impactos ambientales generados por la actividad y durante el cese o desmantelamiento se detallan en el Estudio de Impacto Ambiental. A continuación se especifican los impactos principales.

6.1 Fase de actividad

6.1.1 Aguas y suelos

En el caso de la estación electrolizadora, durante el funcionamiento de la instalación, los fluidos que podrían provocar contaminación del suelo son los derivados del almacenamiento de sustancias peligrosas (aceites de los compresores y trafos). Al encontrarse sobre suelo pavimentado y con medidas preventivas tipo cubetos de retención el riesgo de contaminación del suelo y aguas por derrame de estas sustancias es mínimo.

También podría producirse una afección a suelos y aguas por un posible vertido de aguas de proceso (con alta conductividad) a consecuencia de un accidente. Teniendo en cuenta que las aguas de proceso no contienen sustancias peligrosas y que previo a su vertido se reducirá su conductividad hasta valores aceptables, a través de un proceso de depuración, el riesgo de contaminación también se considera bajo. Además se realizarán autocontroles de estas aguas a través de laboratorios acreditados.

Durante el funcionamiento de la instalación fotovoltaica, los únicos fluidos que podrían provocar contaminación del suelo son los derivados del mantenimiento de la misma, como podrían ser herbicidas para el control de maleza, productos para la limpieza de los paneles y el aceite de los transformadores. Los herbicidas y productos limpiadores serán ecológicos, biodegradables y no producirán ningún efecto perjudicial al medio. En todo caso se primará el uso de medios mecánicos (desbrozadora o similar) para el control de la vegetación. Estas obligaciones deberán figurar tanto en pliegos como en contratos con la empresa de mantenimiento.

Los transformadores tienen un foso para la recogida del aceite, lo que impide la contaminación del suelo. Durante el cambio de aceite, que se realizará cada cierto número de años, dependiendo de las conclusiones arrojadas por los análisis periódicos realizados, deberá ser retirado por empresa especializada y gestionado como residuo peligroso. No se permitirá el almacenamiento de dichos residuos en la Instalación, debiendo la empresa de mantenimiento realizar el cambio, directamente a través del gestor autorizado (extracción y retirada). Durante la operación, se deberán observar todas las medidas necesarias para evitar cualquier derrame al suelo o pavimento.

El único fluido líquido presente en la subestación eléctrica y susceptible de contaminar el suelo será el aceite mineral dieléctrico que se utiliza por sus características refrigerantes para el confinamiento de los transformadores de potencia en un cubeto estanco. En uso normal, este aceite tendrá una vida muy larga, ya que será sometido a pruebas periódicas para corregir la presencia de sustancias no deseadas. Su confinamiento en una cuba hermética hace que, durante su funcionamiento normal, no implique riesgo alguno.



6.1.2 Calidad atmosférica y ruido.

No se prevén emisiones contaminantes a la atmósfera como consecuencia de la actividad de generación de hidrógeno verde.

La generación de ruido asociado a los equipos de la instalación cumplirán con los niveles establecidos por la legislación.

6.1.3 Vegetación y fauna

Durante el funcionamiento de las instalaciones el impacto sobre la vegetación será nulo.

Las afecciones a la fauna serán como consecuencia de la línea eléctrica aérea. Esta línea se encuentra diseñada con medidas anticolidión y anti electrocución.

6.1.4 Paisaje

El impacto paisajístico generado por la instalación será minimizado con apliaciones cromáticas sobre las edificaciones y con el mantenimiento de una pantalla vegetal durante la vida útil de la instalación.

6.2 Cese de la actividad

Los impactos asociados al cese de la actividad son los asociados a las obras de desmantelamiento. Los principales impactos serían los siguientes:

- Afecciones al suelo y geomorfología del mismo como consecuencia de los movimientos de tierra y el paso de maquinaria pesada.
- Afección a las aguas superficiales y subterráneas como consecuencia de derrames o vertidos accidentales.
- Afección a la calidad atmosférica e incremento de niveles de ruido como consecuencia de las obras y el tránsito de maquinaria. Se verán temporalmente incrementados los niveles de concentración de partículas en suspensión y gases de combustión debido a los movimientos de tierra y a la circulación de vehículos.
- Posible afección a vegetación colindante o presente en el área de actuación de las obras.
- Molestias a la fauna durante la ejecución de las obras de desmantelamiento.



- Impacto paisajístico durante el periodo que duren las obras.

6.3 Propuesta de restauración o plan de restauración

Las tareas de restauración planteadas serán las siguientes:

- Descompactación del terreno y restauración morfológica.
- Aportación de tierra fértil para la recuperación del suelo para su uso agrícola.
- Plantación de especies autóctonas en aquellas zonas con vegetación que se haya podido afectar (no se prevé afección a vegetación arbórea).

7 MEDIDAS EN CONDICIONES DE EXPLOTACIÓN ANORMALES QUE PUEDAN AFECTAR AL MEDIO AMBIENTE

La explotación como el mantenimiento de la planta de hidrógeno se realizará en el interior y aladaños de una nave pavimentada y diseñada de tal forma que todo los sub-procesos del sistema tenga sus medidas de aislación y seguridad.

La planta de producción sera monitorizada en formar constante por un sistema de monitoreo y control con alarmas que informará el estado de funcionamiento de todo el conjunto al personal de operación presente 24 hs los 7 días de la semana. Asimismo, este control sera remotizado al personal de supervision de la planta. El mantenimiento anual de planta se prevee una vez al año con una parada general de 15 días para ajuste y control de todos los sistemas involucrados a cargo de personal altamente calificado.

Con respecto a los posibles derrames o fugas de gases accidentals en la planta de las distintas sustancias presente tenemos que los transformadores se encuentran en recintos especiales para su instalación y funcionamiento que cuentan con cubetos de retención el riesgo de contaminación del suelo por derrame accidental de aceite. Lo mismo será contemplado para el compresor de aire de la planta. De existir algún derrame durante la explotación o mantenimiento de estos equipos, los mismo estarán contenidos y serán gestionados por las empresas responsables de su mantenimiento.

Con respecto al escape de gases de producción, por un lado oxígeno y por otro lado hidrógeno, la planta contará con los siguientes sistemas de seguridad para evitar una atmósfera ATEX que derive en un incendio. Como definición, una atmósfera explosiva es una mezcla con aire, en condiciones atmosféricas, de sustancias inflamables en forma de gases, vapores, nieblas o polvos, en la que después de una ignición, la combustión se puede propagar hacia la mezcla no quemada (Directiva 2014/34/UE), traspuesta por el Real Decreto 144/2016). Para que se produzca una explosión deben coincidir la atmósfera explosiva y un foco de ignición. El hidrógeno es más ligero que el aire y que es



extremadamente inflamable, si la concentración de H₂ llega al 4% v.v y hay una fuente de ignición existe riesgo de explosión.

Para controlar los riesgos asociados con la producción del hidrógeno, es importante:

1. Tomar medidas para evitar una fuga de hidrógeno.
2. Evitar la acumulación de una atmósfera inflamable.
3. Controlar las posibles fuentes de ignición en aquellos puntos donde se puedan acumular atmósferas inflamables.
4. Utilizar una protección adecuada contra los peligros de incendio y explosión.
5. Instalar sistema de detección y alarmas de cualquiera de los gases presentes en la planta:
 - a.- Hidrógeno, como gas principal
 - b.- Oxígeno, como sub producto
 - c.- Nitrogeno, como elemento utilizado durante la puesta en marcha y el mantenimiento anual.

Las instalaciones que alberguen al electrolizador serán ventiladas de forma forzada en forma constante a fin de mantener una ventilación adecuada en la sala y evitar de esta forma la posibilidad de aparición de una atmósfera explosiva. El sistema de ventilación estará conectado al sistema de monitoreo central de la planta.

Además todas las instalaciones eléctricas deberán contemplarse como antiexplosivas para evitar las fuentes de ignición. Debido a las propiedades del hidrógeno, tanto las instalaciones como las conducciones de hidrógeno, deben ubicarse, siempre que esto sea posible, por encima de las instalaciones y conducciones eléctricas, y siempre de forma separada de áreas en las que exista o es probable que exista almacenamiento de materiales combustibles, inflamables o peligrosos.

El sistema de detección de cualquiera de los tres gases. Normalmente estos sistemas consisten en una serie de detectores conectados a una central de control que activa una sirena/señal luminosa e incluso puede poner en marcha automáticamente sistemas de venteo o extracción o inducir la parada segura de equipos que pudieran estar provocando la fuga de hidrógeno. También estará conectado al sistema de monitoreo central y al sistema de alarma de fuga de gases

En todo caso, deberá contemplarse la presencia de hidrógeno en las evaluaciones de riesgos, a la hora establecer procedimientos de trabajo y en los planes de emergencia y evacuación, definiendo, para casos de emergencia, protocolos de parada segura de instalaciones que trabajen con hidrógeno.



8 PRESUPUESTO

Producción de Hidrógeno	
2 Sistemas de electrolizadores PEM	28.930.000,00 €
GAS Managment Plant	700.000,00 €
Contrucción Edif. Electrolizador y Sistemas Auxiliares	1.400.000,00 €
Sistema de Almacenamiento	600.000,00 €
Planta de tratamiento de Aguas OSMOSIS llave en mano	198.000,00 €
Pozo de Bombeo llave en mano	30.000,00 €
Sub Total H2	31.858.000,00 €
Total Proyecto 31.858.000,00 €	





9 PLANOS

Índice Planos:

- 1.1 Situación.
- 1.2 Detalles localización.
- 2. Replanteo
- 3. Silyzer 3000 Diagrama de interfaces.
- 4. Silyzer 3000 Diagrama unifilar planta.
- 5. Unidad de regulación y odorización.
- 6. Esquema de conexión e inyección a gasoducto.
- 7. Slyzer 3000 Planta de la estación electrolizadora.



SITUACIÓN ESTACIÓN ELECTROLIZADORA

T.M RUEDA

T.M MEDINA DEL CAMPO

Anteproyecto de actividad POWER-TO-GAS para planta de electrólisis de producción de hidrógeno verde con conexión a red en T.M Rueda (VALLADOLID)

ansasol
energía fotovoltaica
Paseo de Bolivia nº11, Parcela 238
URB. ELVIRIA - 29604 Marbella
Tel +34 952 76 56 66
www.ansasol.com

PLANO:
SITUACIÓN ESTACIÓN ELECTROLIZADORA

Titular:
ACENTOR SOLAR S.L.
CIF: B04959367

1.1

Autor del proyecto:
Agustín Tonda Hita

Ingeniero Industrial
Colegiado N° 2133

Fecha:
SEPTIEMBRE 2021

Escala:
1:50.000

COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE ANDALUCÍA ORIENTAL
Nº Colegiado: 2133
AGUSTÍN TONDA HITA
VISADO Nº: EGR210060
DE FECHA: 14/09/2021

VISADO

El presente documento es un pre-proyecto de actividad de producción de hidrógeno verde con conexión a red en T.M. Rueda (Valladolid) para la planta de Power-to-Gas de ANSASOL S.L. en el terreno de parcelas 238 y 239 del urbanismo ELVIRIA de Matapozuelos (Valladolid) con una superficie total de 100.000 m². Este documento es un pre-proyecto de actividad de producción de hidrógeno verde con conexión a red en T.M. Rueda (Valladolid) para la planta de Power-to-Gas de ANSASOL S.L. en el terreno de parcelas 238 y 239 del urbanismo ELVIRIA de Matapozuelos (Valladolid) con una superficie total de 100.000 m².



COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS
INDUSTRIALES DE ANDALUCÍA ORIENTAL
Nº Colegiado: 2133
AGUSTÍN TONDA HITA
VISADO Nº: EGR210060
DE FECHA: 14/09/2021
VISADO

Anteproyecto de actividad POWER-TO-GAS para planta de electrólisis de producción de hidrógeno verde con conexión a red en T.M Rueda (VALLADOLID)

ansasol
energía fotovoltaica
Paseo de Bolívar nº11, Parcela 238
URB. ELVIRIA - 29604 Marbella
Tel +34 952 76 56 66
www.ansasol.com

PLANO:
EMPLAZAMIENTO RADIO 5 KM

Titular:
ACENTOR SOLAR S.L.
CIF: B04959367 **1.2**

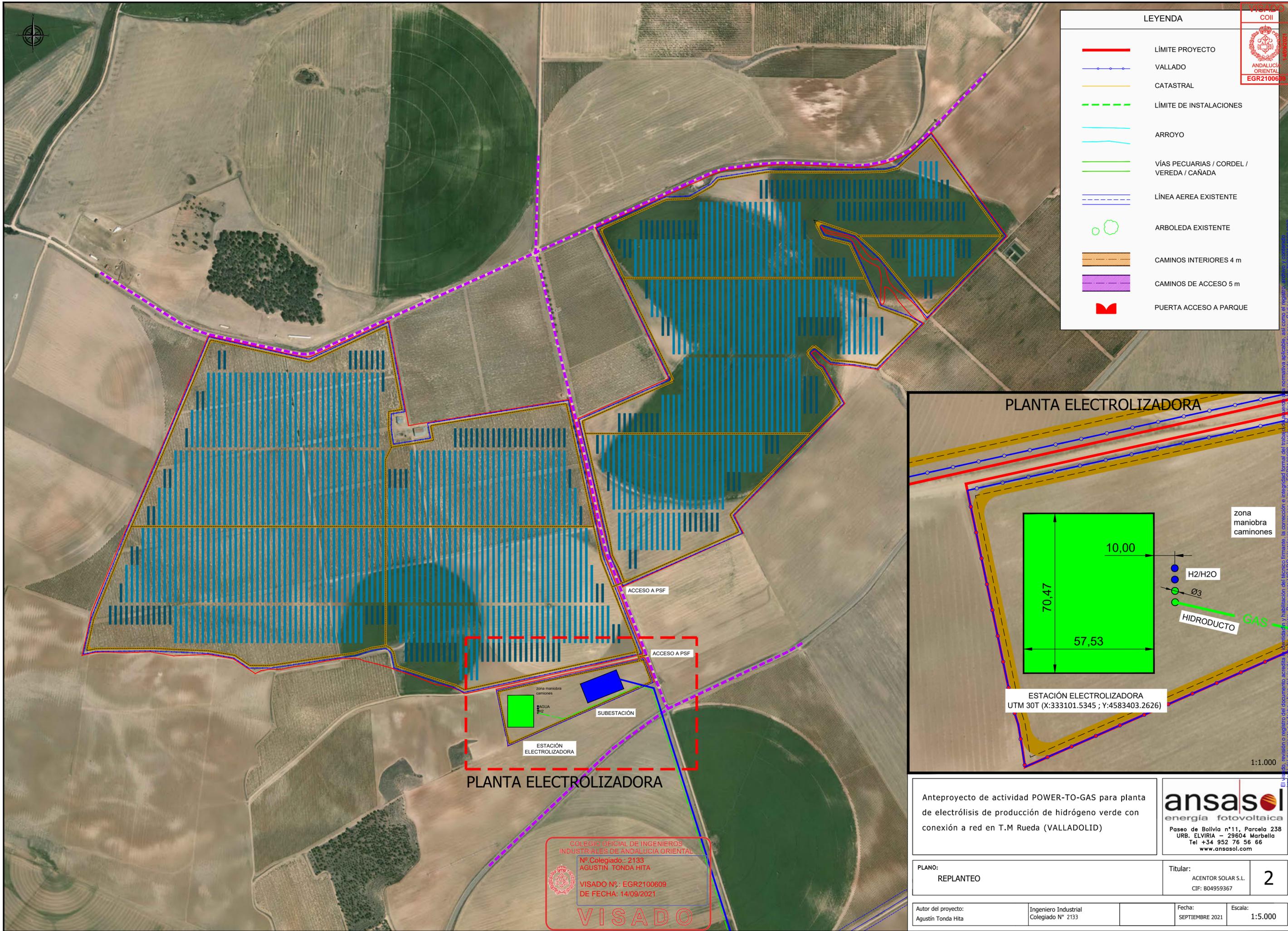
Autor del proyecto:
Agustín Tonda Hita

Ingeniero Industrial
Colegiado Nº 2133

Fecha:
SEPTIEMBRE 2021

Escala:
1:50.000

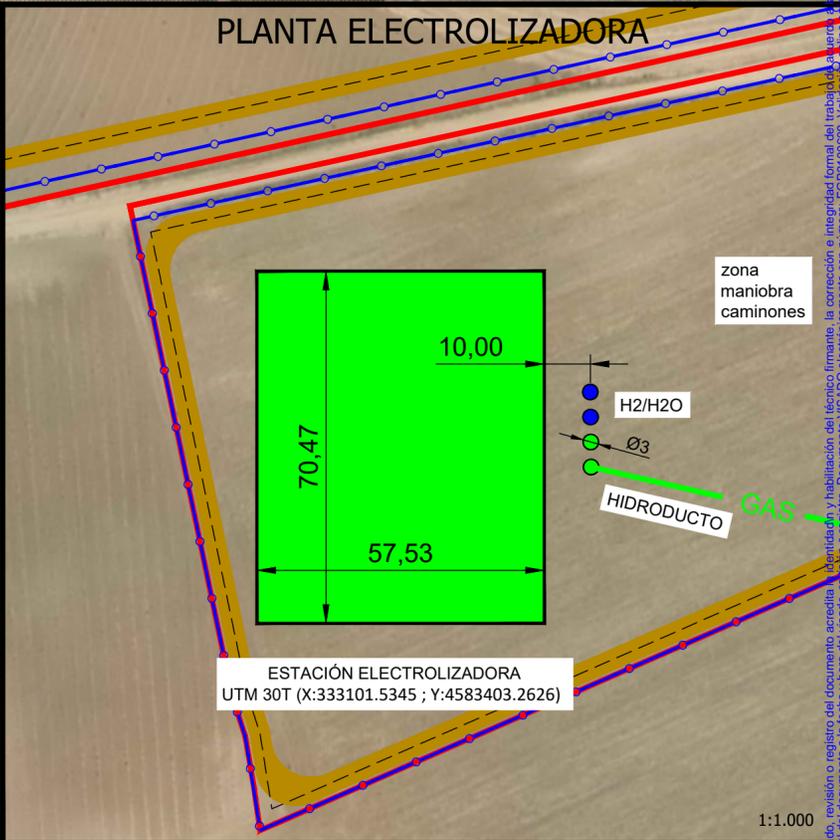
El presente proyecto ha sido elaborado por ANSASOL S.L. en el marco de un contrato de obra y servicio. El presente documento es propiedad de ANSASOL S.L. y no debe ser divulgado ni copiado sin el consentimiento expreso de ANSASOL S.L. Reservados todos los derechos. No se permite la explotación económica ni la transformación de esta obra. Queda permitida la impresión en su totalidad.



LEYENDA	
	LÍMITE PROYECTO
	VALLADO
	CATASTRAL
	LÍMITE DE INSTALACIONES
	ARROYO
	VÍAS PECUARIAS / CORDEL / VEREDA / CAÑADA
	LÍNEA AEREA EXISTENTE
	ARBOLEDA EXISTENTE
	CAMINOS INTERIORES 4 m
	CAMINOS DE ACCESO 5 m
	PUERTA ACCESO A PARQUE



El presente documento es una copia no controlada de un documento original. La copia no controlada no garantiza la integridad formal del contenido. Para más información, consulte el documento original. Documento: VISADO electrónico con número EGR2100609. Fecha de emisión: 14/09/2021.



1:1.000

COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE ANDALUCÍA ORIENTAL
 Nº Colegiado: 2133
 AGUSTÍN TONDA HITA
 VISADO Nº: EGR2100609
 DE FECHA: 14/09/2021
VISADO

Anteproyecto de actividad POWER-TO-GAS para planta de electrólisis de producción de hidrógeno verde con conexión a red en T.M Rueda (VALLADOLID)

ansasol
 energía fotovoltaica
 Paseo de Bolivia nº11, Parcela 238
 URB. ELVIRIA - 29604 Marbella
 Tel +34 952 76 56 66
 www.ansasol.com

PLANO:
 REPLANTEO

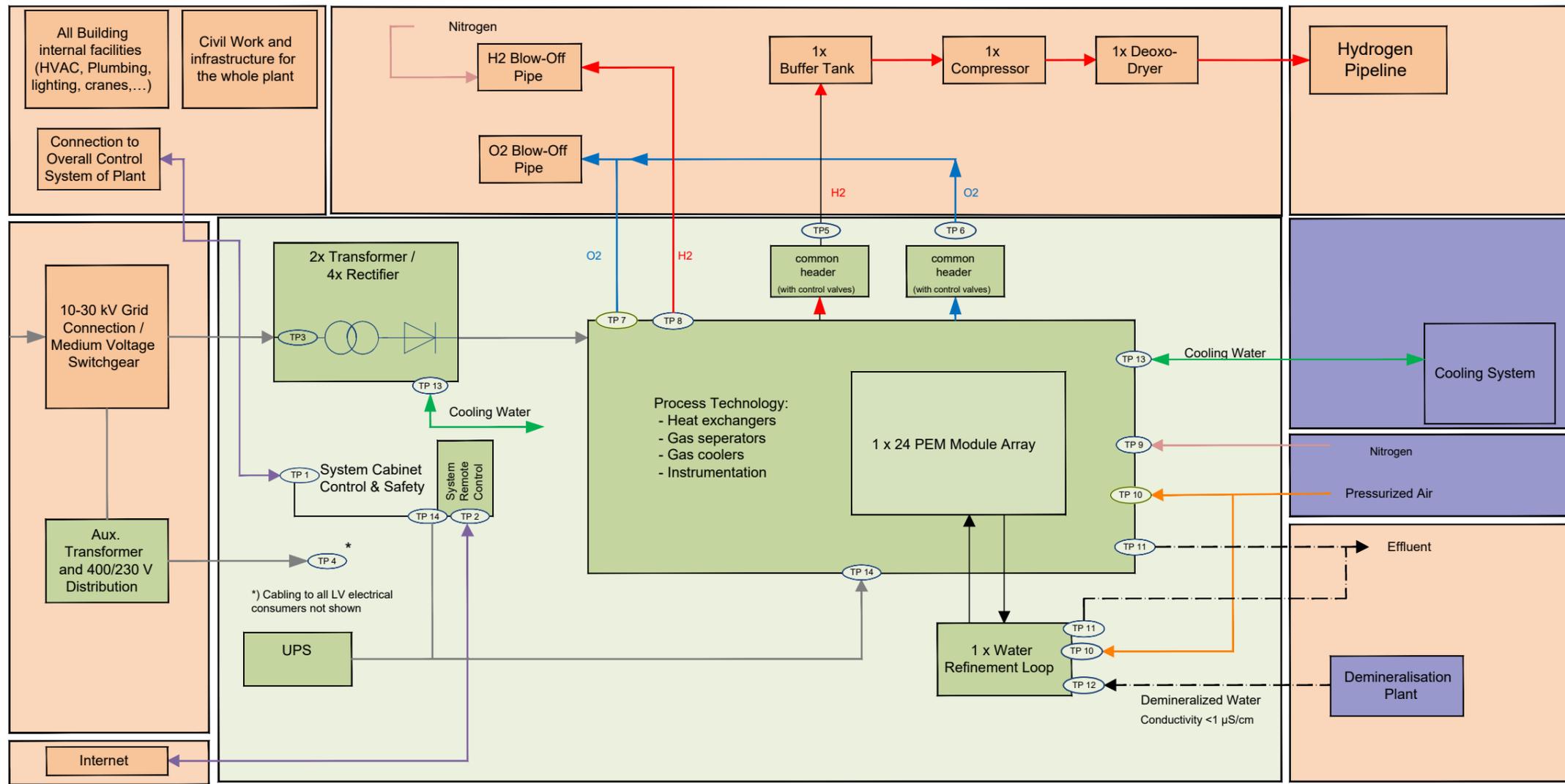
Titular:
 ACENTOR SOLAR S.L.
 CIF: B04959367

2

Autor del proyecto:
 Agustín Tonda Hita

Ingeniero Industrial
 Colegiado Nº 2133
 Fecha:
 SEPTIEMBRE 2021
 Escala:
 1:5.000

SILYZER 300 System. Interfaces



VISADO COII

14/09/2021
ANDALUCÍA ORIENTAL
EGR2100609

Air
 Nitrogen
 Power
 Water
 O2
 H2
 Cooling water
 Communication

Siemens Energy

Siemens Energy OPTION

Client

Interfaces

Power / Communication:

- TP 1 : Communication interface to overall plant control system (Ethernet interface in system cabinet)
- TP 2 : Internet for Remote Services (Ethernet interface in system cabinet)
- TP 3 : Medium Voltage Supply to Transformer/Rectifier (two connections per array)
- TP 4 : Low Voltage Supply to various el. consumers TP 14: Uninterrupted power supply (UPS)

Gas / Air:

- TP 5 : H2 production line, flange after H2 gas coolers (common header)
- TP 6 : O2 production line, flange after O2 gas coolers (common header)
- TP 7 : H2 Blow Off, flange on each Electrolyzer module array
- TP 8 : O2 Blow Off, flange on each Electrolyzer module array
- TP 9 : Nitrogen supply, flange on each Electrolyzer module array
- TP 10: Pressurized Air Supply, flange on each Silyzer array and each water refinement

Water:

- TP 11: Waste water, flange on each Silyzer array and each water refinement
- TP 12: Demineralized Water, inlet flange on each Electrolyzer module array
- TP 13: Cooling Water supply and return, inlet/outlet flanges on each Electrolyzer module array

COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE ANDALUCÍA ORIENTAL

Nº.Colegiado.: 2133
 AGUSTIN TONDA HITA

VISADO Nº.: EGR2100609
 DE FECHA: 14/09/2021

VISADO

Anteproyecto de actividad POWER-TO-GAS para planta de electrólisis de producción de hidrógeno verde con conexión a red en T.M Rueda (VALLADOLID)

ansas
 energía fotovoltaica

Paseo de Bolivia n°11, Parcela 238
 URB. ELVIRIA - 29604 Marbella
 Tel +34 952 76 56 66
 www.ansasol.com

PLANO:
SILYZER 300 System. Interfaces

Titular:
 ACENTOR SOLAR S.L.
 CIF: B04959367

3

Autor del proyecto:
 Agustín Tonda Hita

Ingeniero Industrial
 Colegiado N° 2133

Fecha:
 SEPTIEMBRE 2021

Escala:
 S/E

El visado, revisión o registro del documento no implica la identificación y habilitación del técnico firmante, la corrección e integridad formal del trabajo de acuerdo a la normativa aplicable, así como el registro, archivo y contenido del documento en el sistema de información del visado. Documento VISADO electrónicamente con número: EGR2100609. Validación online color.e-visado.net/validar.aspx Código: malizm3a7082021149234242

SILYZER 300 System. Single Line Diagram



MV Switchgear 20 kV

MV Cable

AC Measurement

Transformer
1 x 24,2 MVA/ 20 kV
with Tap Changer,
Autotransformer
Phase Shift for 24-Pulse
configuration

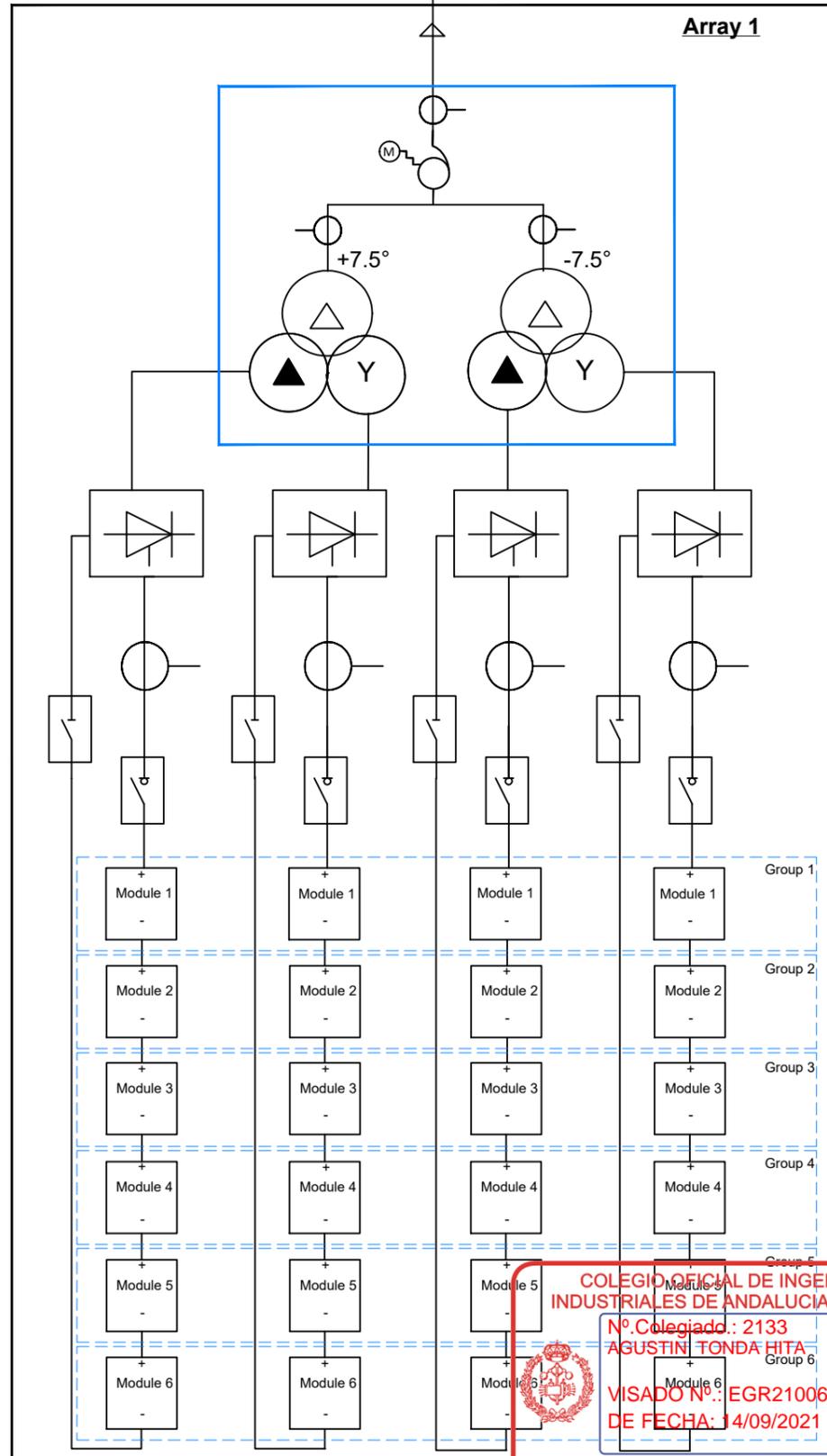
4 x Rectifiers
4x6 Pulse

DC Measurement

DC Disconnector

DC Circuit Breaker

PEM Elektrolyser
Silyzer 300



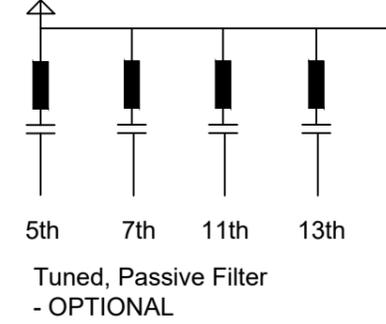
0,63MVA 20kV/6,6kV
Coupling Transformer

Motor for Compressor
@ 6,6 kV 410kW
(Option 30bar for 1
Array)



1,25MVA 20/0,4kV
Auxiliary Transformer

Connection to 400V LV-
Distribution



5th 7th 11th 13th
Tuned, Passive Filter
- OPTIONAL

COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS
INDUSTRIALES DE ANDALUCÍA ORIENTAL
Nº Colegiado.: 2133
AGUSTÍN TONDA HITA
VISADO Nº.: EGR2100609
DE FECHA: 14/09/2021
VISADO

Anteproyecto de actividad POWER-TO-GAS para planta
de electrólisis de producción de hidrógeno verde con
conexión a red en T.M Rueda (VALLADOLID)

ansas
energía fotovoltaica

Paseo de Bolivia nº11, Parcela 23B
URB. ELVIRIA - 29604 Marbella
Tel +34 952 76 56 66
www.ansasol.com

PLANO:
SILYZER 300 System. Single Line Diagram

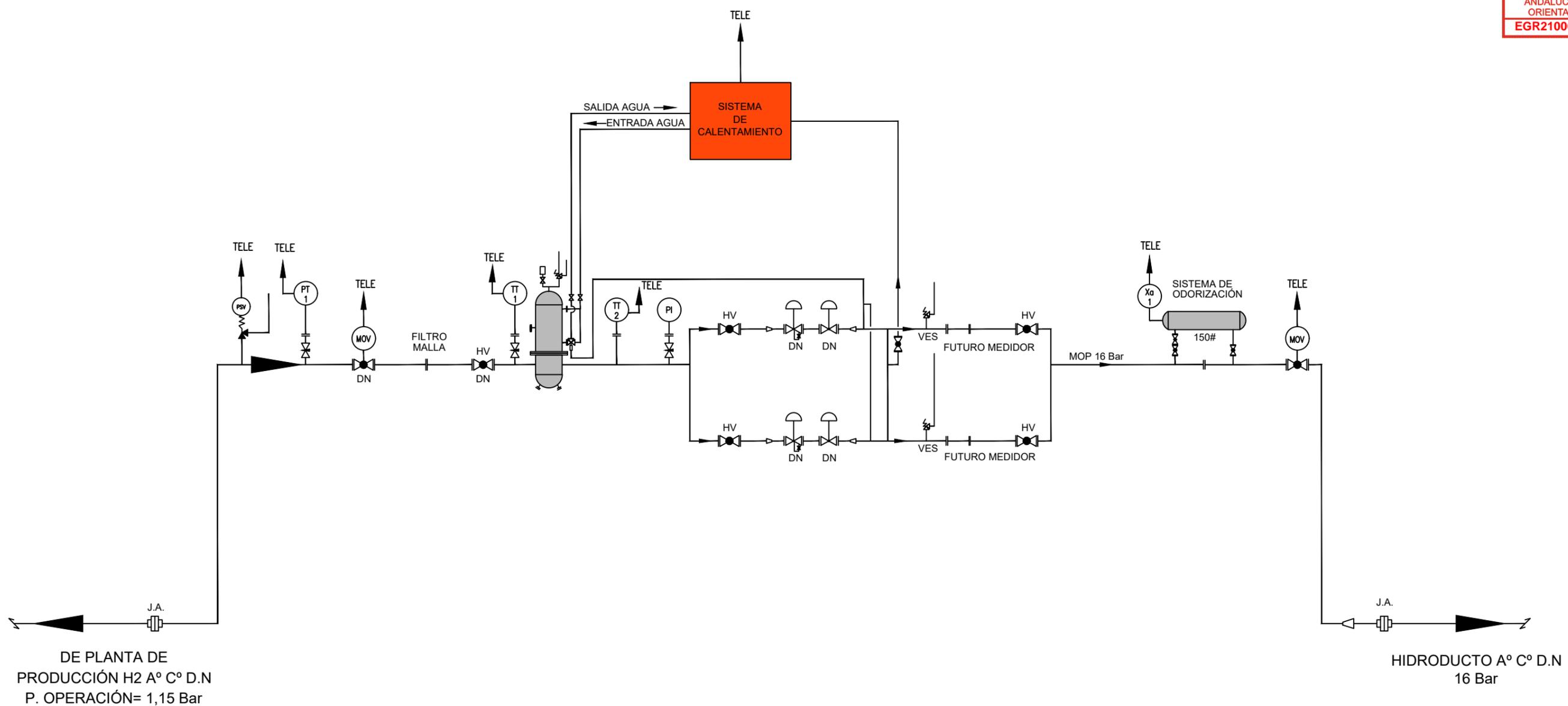
Titular:
ACENTOR SOLAR S.L.
CIF: B04959367

4

Autor del proyecto: Agustín Tonda Hita	Ingeniero Industrial Colegiado Nº 2133	Fecha: SEPTIEMBRE 2021	Escala: S/E
---	---	---------------------------	----------------

El visado, revisión o registro del documento no garantiza la veracidad, integridad o vigencia de los datos contenidos en el mismo. El visado, revisión o registro del documento no garantiza la veracidad, integridad o vigencia de los datos contenidos en el mismo. Documento VISADO electrónicamente con número: EGR2100609. Validación online coisior.e-visado.net/validar.aspx Código: malvzm3a7082021149234212

UNIDAD DE REGULACIÓN Y ODORIZACIÓN



VALORES INICIALES
 CAUDAL MAX OPERACION 7.377 m3(n)/h PRESIÓN DE OPERACIÓN ENTRADA= 1,15 BAR PRESIÓN MAXIMA DE OPERACIÓN SALIDA= 16 BAR TEMPERATURA =15°C

COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE ANDALUCIA ORIENTAL
 Nº Colegiado.: 2133
 AGUSTIN TONDA HITA
 VISADO Nº.: EGR2100609
 DE FECHA: 14/09/2021
VISADO

Anteproyecto de actividad POWER-TO-GAS para planta de electrólisis de producción de hidrógeno verde con conexión a red en T.M Rueda (VALLADOLID)

ansas
 energía fotovoltaica
 Paseo de Bolivia nº11, Parcela 23B
 URB. ELVIRIA - 29604 Marbella
 Tel +34 952 76 56 66
 www.ansasol.com

PLANO:
UNIDAD DE REGULACIÓN Y ODORIZACIÓN

Titular:
 ACENTOR SOLAR S.L.
 CIF: B04959367

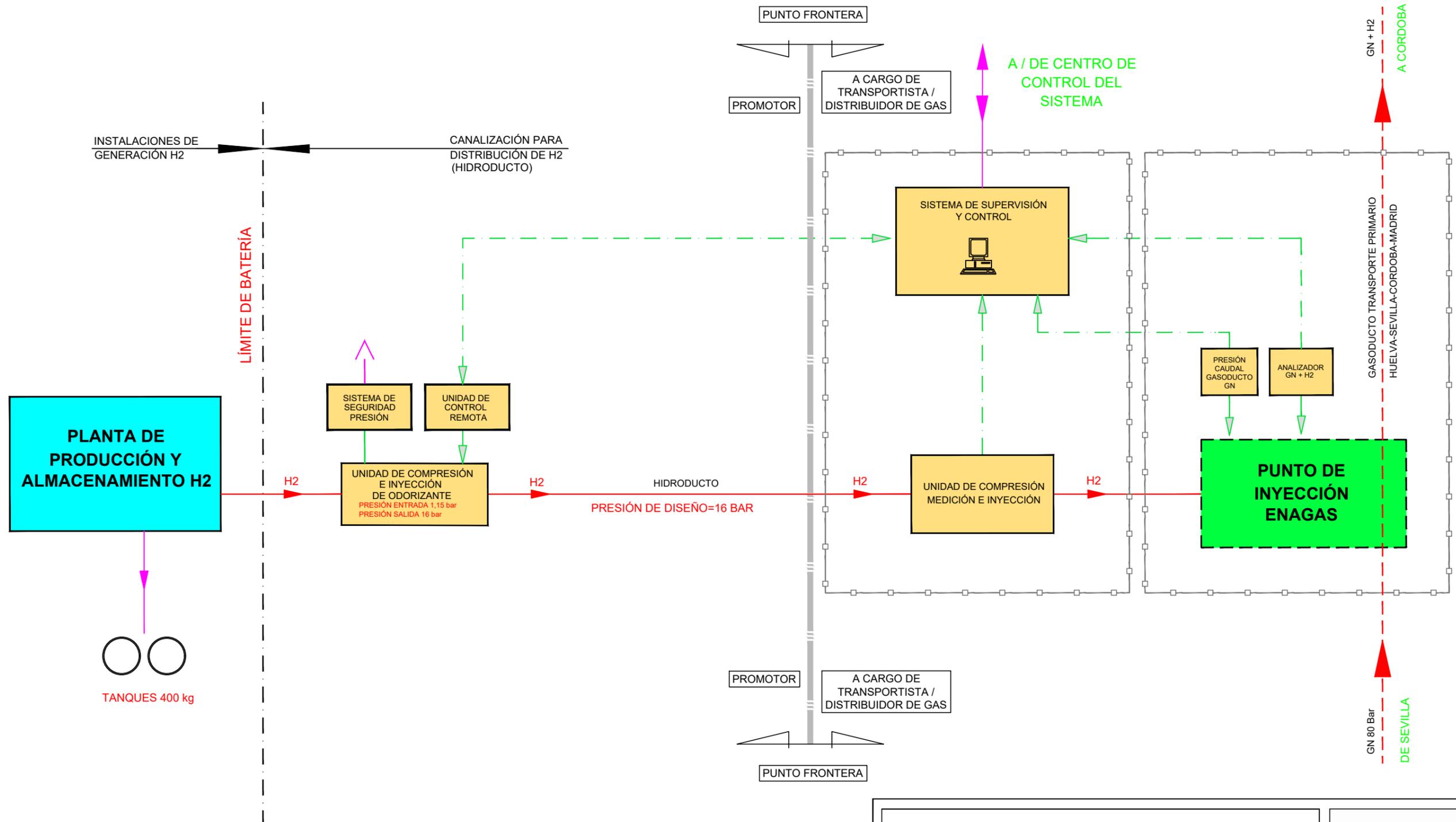
5

Autor del proyecto: Agustín Tonda Hita	Ingeniero Industrial Colegiado Nº 2133	Fecha: SEPTIEMBRE 2021	Escala: S/E
---	---	---------------------------	----------------

El visado, revisión o registro del documento se realiza en el momento de la presentación y habilitación del técnico firmante. La corrección e integridad formal del trabajo de acuerdo a la normativa aplicable, así como el registro, archivo y contenido integral del documento a la fecha y hora del visado, revisión o registro. Documento VISADO electrónicamente con número: EGR2100609. Validación online coii.or.e-visado.net/validar.aspx Código: malvzm3at7082021149234242

SISTEMA DE GENERACIÓN, DISTRIBUCIÓN E INYECCIÓN DE H2 EN GASODUCTO DE GAS NATURAL

VISADO
COII
ANDALUCÍA ORIENTAL
EGR2100609
14/09/2021



HIDRODUCTO VALORES
 CAUDAL MAX OPERACION= 7.377 m³n/h
 MAXIMA DE OPERACIÓN ENTRADA= 11.5 BAR PRESIÓN
 MAXIMA DE OPERACIÓN SALIDA= 16 BAR PRESIÓN
 TEMPERATURA =15°C

COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE ANDALUCÍA ORIENTAL
 Nº Colegiado: 2133
 VISADO Nº.: EGR2100609
 DE FECHA: 14/09/2021

VISADO

Anteproyecto de actividad POWER-TO-GAS para planta de electrólisis de producción de hidrógeno verde con conexión a red en T.M Rueda (VALLADOLID)

ansas
energía fotovoltaica

Paseo de Bolivia nº11, Parcela 238
 URB. ELVIRIA - 29604 Marbella
 Tel +34 952 76 56 66
 www.ansasol.com

PLANO:
SISTEMA DE GENERACIÓN, DISTRIBUCIÓN E INYECCIÓN DE H2 EN GASODUCTO DE GAS NATURAL

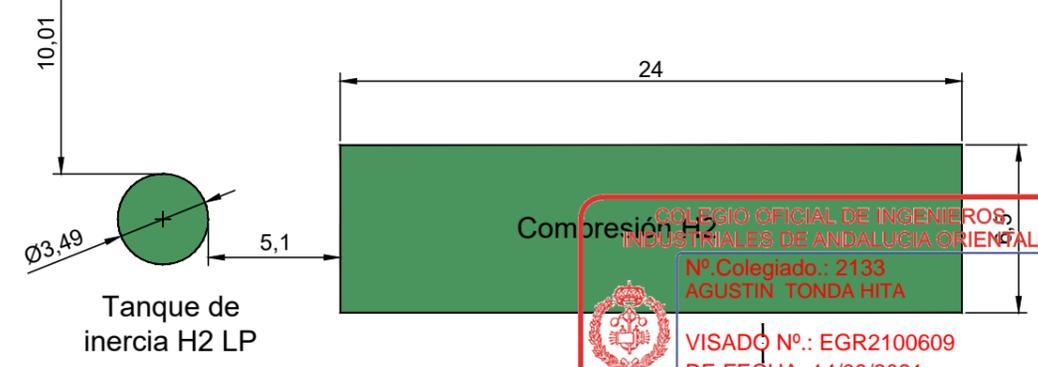
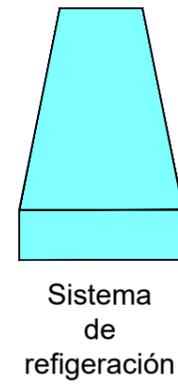
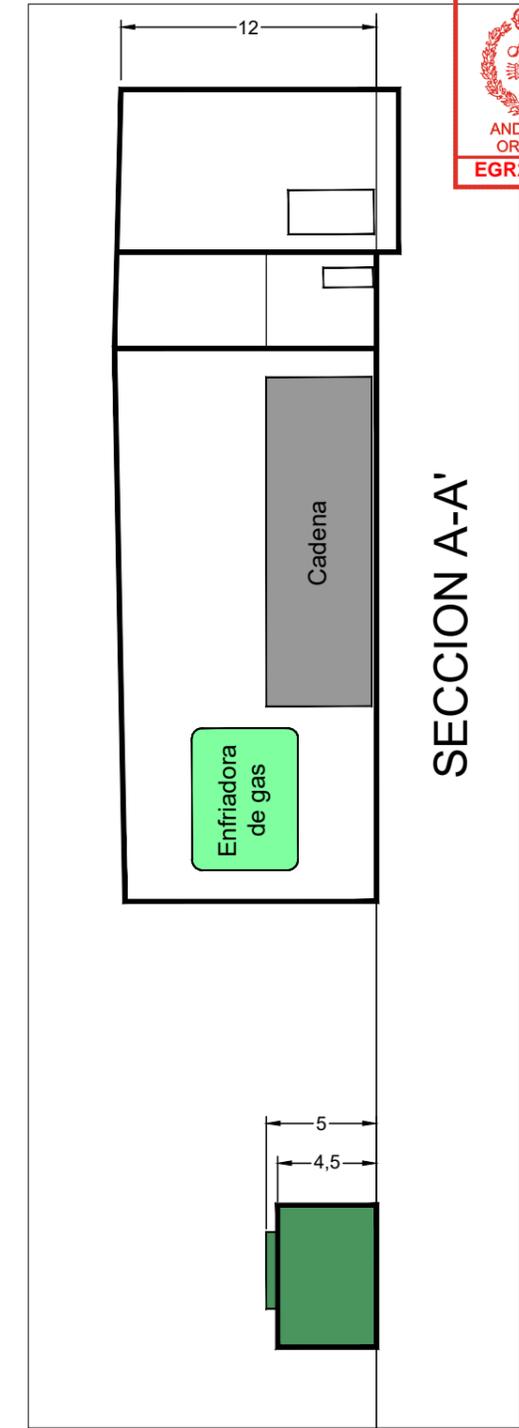
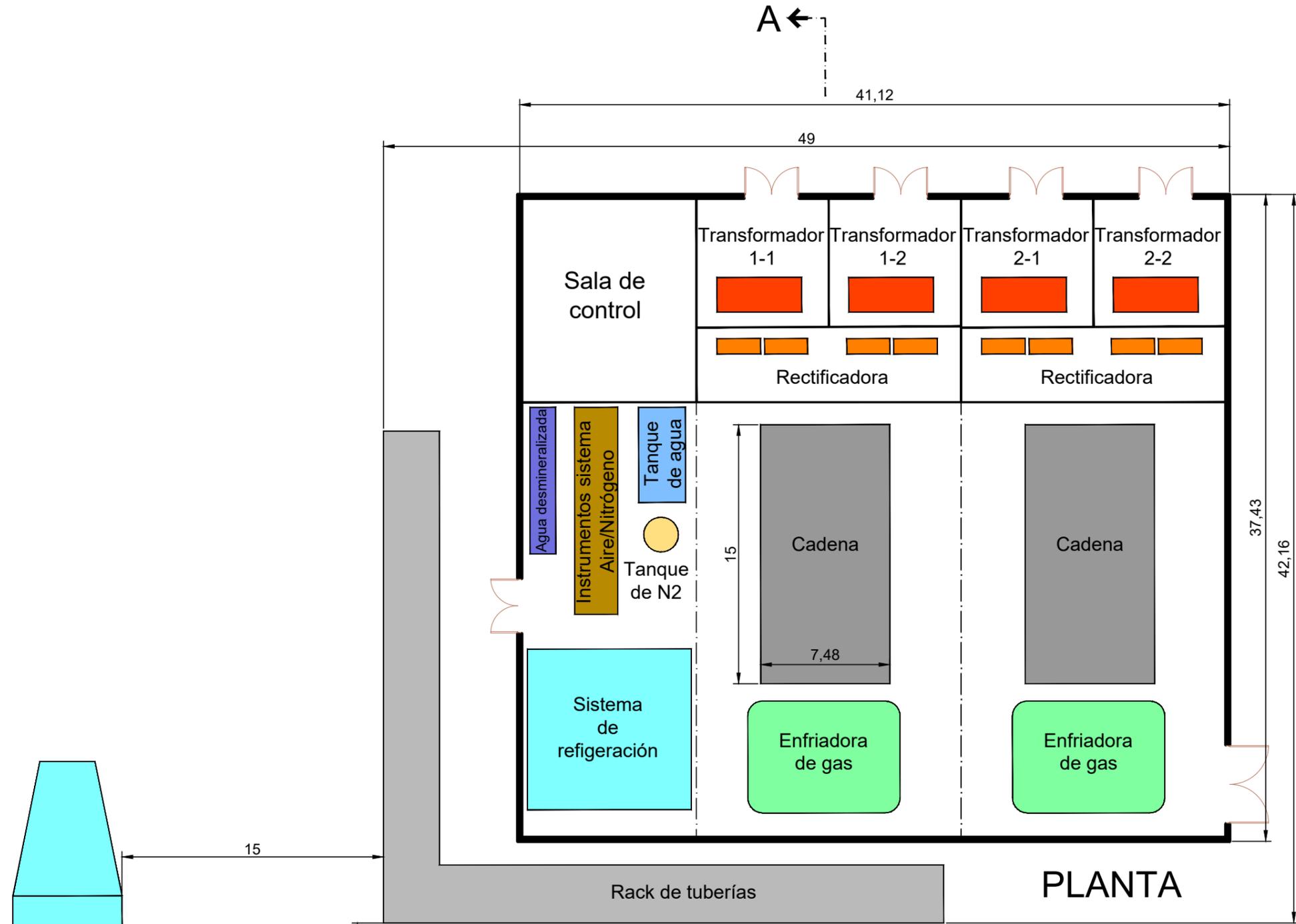
Titular:
 ACENTOR SOLAR S.L.
 CIF: B04959367

6

Autor del proyecto: Agustín Tonda Hita	Ingeniero Industrial Colegiado Nº 2133	Fecha: SEPTIEMBRE 2021	Escala: S/E
---	---	---------------------------	----------------

El visado, revisión o registro del documento se realiza en el momento de la presentación y habilitación del técnico firmante, la corrección e integridad formal del trabajo de acuerdo a la normativa aplicable, así como el registro, archivo y contenido del documento en el registro. Documento VISADO electrónicamente con número: EGR2100609. Validación online coisior.e-visado.net/validar.aspx Código: malvzm3a7082021149234212

A ←



COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE ANDALUCÍA ORIENTAL
Nº Colegiado.: 2133
AGUSTÍN TONDA HITA
VISADO Nº.: EGR2100609
DE FECHA: 14/09/2021

VISADO

Anteproyecto de actividad POWER-TO-GAS para planta de electrólisis de producción de hidrógeno verde con conexión a red en T.M Rueda (VALLADOLID)

ansas
energía fotovoltaica

Paseo de Bolivia nº11, Parcela 238
URB. ELVIRIA - 29604 Marbella
Tel +34 952 76 56 66
www.ansasol.com

PLANO:
PLANTA ESTACIÓN ELECTROLIZADORA

Titular:
ACENTOR SOLAR S.L.
CIF: B04959367

7

Autor del proyecto: Agustín Tonda Hita	Ingeniero Industrial Colegiado Nº 2133	Fecha: SEPTIEMBRE 2021	Escala: S/E
---	---	---------------------------	----------------

ALZADO



HOJA DE CONTROL DE FIRMAS ELECTRÓNICA

Instituciones:

Firma Institución:

Firma Institución:

Firma Institución:

Firma Institución:

Ingenieros:

Nombre: AGUSTIN TONDA HITA
Colegio: ANDALUCÍA ORIENTAL
Nº. Colegiado/a: 2.133
Firma Colegiado/a:

Nombre:
Colegio: ANDALUCÍA ORIENTAL
Nº. Colegiado/a:
Firma Colegiado/a:

Nombre:
Colegio: ANDALUCÍA ORIENTAL
Nº. Colegiado/a:
Firma Colegiado/a:

Nombre:
Colegio: ANDALUCÍA ORIENTAL
Nº. Colegiado/a:
Firma Colegiado/a:

En caso de que el trabajo que se adjunta no estuviera sometida a visado obligatorio, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 13 de la Ley 2/1974 de Colegios Profesionales, el Colegiado hace constar que ha obtenido el consentimiento previo de su Cliente para proceder al visado.

DOCUMENTO VISADO CON FIRMA ELECTRÓNICA DEL COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS INDUSTRIALES





**ANEXO I AL PROYECTO BÁSICO DE PLANTA DE
ELECTRÓLISIS DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO
VERDE "LA FARA" EN RUEDA (VALLADOLID)**

MARZO 2022



ANEXO I

2



1	ANTECEDENTES	6
2	OBJETO	6
3	TÉCNICO REDACTOR	6
4	TITULAR DE LA INSTALACIÓN	6
5	EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN	7
6	NORMATIVA APLICABLE	7
7	INFRAESTRUCTURA DE ALMACENAMIENTO	11
	7.1 SUSTANCIA A ALMACENAR	11
	7.2 INSTALACIÓN DE ALMACENAMIENTO	12
8	DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN DE ELECTRÓLISIS	13
	8.1.1 Esquema de la planta	14
	8.1.2 Tecnología de electrólisis	16
	8.1.3 Régimen de funcionamiento	18
	8.1.4 Distribución de la planta de electrólisis	18
	8.2 DATOS TÉCNICOS DE LA PLANTA	24
	8.3 CLASIFICACIÓN DE LA ACTIVIDAD	25
	8.4 PROVISIÓN Y TRATAMIENTO DE AGUAS	26
	8.4.1 Descripción del sistema de osmosis inversa	27
	8.4.2 Descripción del sistema de electrodesionización EDI	28
	8.5 TRATAMIENTO DE EFLUENTES Y EVACUACIÓN DE AGUAS	29
	8.5.1 Descripción de la planta de tratamiento	30
	8.5.2 Afecciones del tratamiento de efluentes	31
9	INSTALACIÓN DE ILUMINACIÓN	32
	9.1 USO AL QUE SE DESTINA	32
	9.2 RELACIÓN DE LUMINARIAS, LÁMPARAS Y EQUIPOS AUXILIARES	32
	9.2.1 Descripción general de la instalación	32
	9.2.2 Características luminotécnicas y de implantación	33
	9.2.3 Nivel de iluminación	33
	9.2.4 Distancia entre puntos de luz. Factor de uniformidad	33
	9.2.5 Altura de la instalación	33
	9.2.6 Descripción de los elementos de la instalación	33
	9.2.7 Luminarias	33
	9.2.8 Equipos de encendido	33
	9.2.9 Lámparas	34
	9.2.10 Columnas	34
	9.2.11 Conductores	34
	9.2.12 Cajas de conexión y derivación	35
	9.2.13 Sistema de puesta a tierra de la instalación de iluminación	35
	9.2.14 Centros de mando. Descripción	35



9.2.15	Acometida	36
9.2.16	Circuitos	36
9.3	PRINCIPALES PARÁMETROS DE LA INSTALACIÓN:.....	36
9.3.1	Factor de utilización (<i>f_u</i>)	36
9.3.2	Factor de mantenimiento (<i>f_m</i>)	36
9.3.3	Eficiencia de las lámparas y equipos auxiliares <i>ε_L</i>	36
9.3.4	Rendimiento de las luminarias (<i>η</i>)	37
9.3.5	Flujo hemisférico superior instalado (<i>FH_{Sinst}</i>)	37
9.3.6	Disposición espacial adoptada.....	37
9.3.7	Relación luminancia/iluminancia (<i>L/E</i>).....	37
9.4	RÉGIMEN DE FUNCIONAMIENTO	37
9.5	MEDIDAS ADOPTADAS PARA LA MEJORA DE LA EFICIENCIA Y AHORRO ENERGÉTICO EN LA INSTALACIÓN DE ILUMINACIÓN.....	38
10	EMISIONES PREVISIBLES: TIPO Y CANTIDAD.....	38
10.1	AGUAS Y SUELOS.....	38
10.2	ATMÓSFERA.....	39
10.3	RESIDUOS.....	40
11	APLICACIÓN DE LAS MEJORES TÉCNICAS DISPONIBLES (MTD) A LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO POR ELECTRÓLISIS.....	41
11.1	SOBRE LOS SISTEMAS DE GESTIÓN AMBIENTAL	42
11.2	CONTROL.....	42
11.3	EMISIONES AL AGUA.....	43
11.3.1	Consumo de agua y generación de aguas residuales.....	44
11.3.2	Recogida y separación de aguas residuales	45
11.3.3	Tratamiento de aguas residuales.....	45
11.3.4	Niveles de emisiones asociados a las MTD para las emisiones al agua	47
11.4	RESIDUOS.....	47
11.5	EMISIONES AL AIRE	48
11.5.1	Recogida de gases residuales.....	48
11.5.2	Tratamiento de gases residuales.....	49
11.5.3	Combustión en antorcha	49
11.5.4	Emisiones difusas de COV	50
11.5.5	Emisiones de olores.....	50
11.5.6	Emisiones de ruidos.....	50
11.6	MEJORES TÉCNICAS DISPONIBLES PARA LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO.....	51
11.6.1	Alternativas de generación de hidrógeno.	52
	Alternativa 1: Electrólisis del agua a partir de fuentes de energía renovables (H2 verde)	52
	Alternativa 2. Reformado con vapor y Gasificación	52
11.6.2	Justificación de la alternativa seleccionada.....	53



12	PRESUPUESTO	53
13	ANEJO: ACTUALIZACIÓN CÁLCULOS LUMÍNICOS.....	56
14	ANEJO EFICIENCIA DE LA INSTALACIÓN DE ILUMINACIÓN EXTERIOR	85
15	ANEJO: ACTUALIZACIÓN ESTUDIO DE RUIDOS	103
16	PLANOS.....	121
	16.1 SITUACIÓN.....	122
	16.2 DISTANCIAS 5 KM.....	123
	16.3 EMPLAZAMIENTO.....	124
	16.4 DISTRIBUCIÓN DE SISTEMAS DE LA INSTALACIÓN	125
	16.5 VISTAS Y COTAS DE LA INSTALACIÓN.....	126
	16.6 INSTALACIÓN DE ILUMINACIÓN EXTERIOR.....	127
	16.7 ESQUEMA DE PROCESO	128



1 Antecedentes

El proyecto básico de actividad Power to Gas para planta de Electrólisis de producción de H2 Verde "LA FARA" en Rueda (Valladolid) elaborado por el Ingeniero Industrial Agustín Tonda Hita es visado con fecha 14/09/2021 con número de visado EGR2100609 por el Colegio Oficial de Ingenieros Industriales de Andalucía Oriental.

El presente anteproyecto tiene por objeto describir las características generales de la instalación y servir de base para la preparación del Proyecto de Ejecución de las instalaciones que se describen, siendo insuficiente para proceder al inicio de las obras de construcción.

2 Objeto

El objeto del presente anexo es actualizar la planta y equipos utilizados, reestructurando la distribución de los mismos y la definición de los elementos de almacenamiento de hidrógeno, de acuerdo con la normativa de almacenamiento de productos químicos y de equipos a presión.

- Se pasa de una solución basada en dos electrolizadores de 17,5 MW a presión atmosférica a una solución de 4 electrolizadores de 10 MW, más compactos, y que trabajan a 40 bares.
- Se incorpora una descripción más detallada del sistema de aguas de la planta y vertido.
- Se incorpora descripción sobre el almacenamiento de hidrógeno de la planta.
- Se incorporan apartados específicos indicados en el artículo 12 del Real Decreto Legislativo 1/2016, completando información que se encontraba dispersa en el proyecto básico y en el estudio de impacto ambiental.

Esto lleva consigo también la actualización de estudios ya realizados de la planta, como es el de ruidos y de iluminación exterior.

3 Técnico redactor

La presente separata al anteproyecto es redactada por Agustín Tonda Hita, Ingeniero Industrial, colegiado número 2133 en el Colegio Oficial de Ingenieros Industriales de Andalucía Oriental.

4 Titular de la instalación

El titular de la instalación es "ACENTOR SOLAR, S.L." con NIF B-04959367.



5 Emplazamiento de la instalación

La instalación de electrólisis objeto de este proyecto se instalará sobre terrenos en Rueda (Valladolid). Los terrenos están ubicados en:

- **Polígono 9, Parcela 10005** en el T.M. de *Rueda (Valladolid)* con referencia catastral **47140A009100050000XI**.

6 Normativa Aplicable.

Los sistemas fotovoltaicos, la planta de electrólisis, y la zona de almacenamiento, así como sus componentes asociados estarán diseñados de acuerdo con las siguientes leyes, decretos, reglamentos, normas y especificaciones nacionales e internacionales:

- **Reglamento EU 2016/631** de la Comisión, de 14 de abril de 2016, que establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red y su adaptación al sistema eléctrico español.
- **2014/35/UE** Sobre la armonización de las legislaciones de los estados miembros en materia de comercialización de material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión y que modifica la Directiva Europea 2006/95/CE de cumplimiento con los requerimientos técnicos y de seguridad para la interconexión a la red de Baja Tensión.
- **Directiva Europea 2009/28/CE** del parlamento europeo y del consejo de 23 de abril de 2009 relativa al fomento de uso de energía procedente de fuentes renovables.
- **2004/108/CE** Directiva Europea de Compatibilidad Electromagnética (EMC).
- **R.D. Ley 23/2020**, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.
- **R.D. Ley 7/2006**, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético.
- **R.D. 647/2020** de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión a determinadas instalaciones eléctrica.
- **R.D. 15/2018** de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- **R.D. 513/2017** Reglamento de Instalaciones de Protección Contra Incendios
- **R.D. 186/2016**, de 6 de mayo, por el que se regula la compatibilidad electromagnética de los equipos eléctricos y electrónicos.
- **R.D. 187/2016**, de 6 de mayo, por el que se regulan las exigencias de seguridad del material eléctrico destinado a ser utilizado en determinados límites de tensión.
- **R.D. 413/2015** de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.



- **R.D. 840/2015**, de 21 de septiembre, por el que se aprueban las medidas de control de los riesgos inherentes a los accidentes graves en los que intervengan sustancias peligrosas.
- **R.D. 337/2014** de 9 de mayo, por el que se aprueban 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. 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. 198/2010**, de 26 de febrero, por el que se adaptan determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico a lo dispuesto en la Ley 25/2009, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio.
- **R.D. 223/2008**, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.
- **R.D. 2060/2008**, de 12 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de equipos a presión y sus instrucciones técnicas complementarias.
- **R.D. 661/2007** de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de energía eléctrica en régimen especial.
- **R.D. 436/2004** por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- **R.D. 2267/2004** Reglamento de Seguridad contra incendios en los establecimientos industriales
- **R.D. 842/2002** Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias
- **R.D. 379/2001** Reglamento de almacenamiento de productos químicos.
- **R.D. 1098/2001** Real Decreto sobre Reglamentación General de Contratación.
- **R.D. 1955/2000** Actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimiento de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- **R.D. 809/2021** Reglamento de equipos a presión y sus instrucciones técnicas complementarias.
- **R.D. 656/2017** Reglamento de Almacenamiento de Productos Químicos y sus instrucciones técnicas complementarias MIE APQ 0 a 10
- **R.D. 840/2015** Medidas de control de los riesgos inherentes a los accidentes graves en el que intervengan sustancias peligrosas.
- **Directiva 2012/18/UE** del parlamento europeo relativa al control de los riesgos inherentes a los accidentes graves en los que intervengan sustancias peligrosas.
- **Norma UNE-ISO 22734-1:2008** y **Norma ISO 22734-2:2011** Requisitos de construcción, funcionamiento y seguridad de los equipos generadores de hidrógeno



- **Ley 10/2019**, de 22 de febrero, de cambio climático y transición energética.
- **Ley 24/2013** Sector eléctrico.
- **Orden TED/749/2020**, de 16 de julio, por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión.
- Norma Técnica de Supervisión de la Conformidad de los Módulos de Generación de Electricidad según el Reglamento NTS 2016/631, de 18 de julio de 2019.
- **UNE-EN 61215:2017** Módulos fotovoltaicos (FV) para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.
- **UNE 20.439** Control de aceptación de los contadores de corriente alterna clase II.
- **UNE 21.310** Contadores de energía eléctrica de corriente alterna.
- **IEC 364** Instalaciones eléctricas de edificios.
- **CEC 503** Los módulos solares están aprobados y homologados para cumplir los requerimientos de la Comisión Europea de la U.E. (Acuerdo N° 503) en el Centro de Investigación Comunitaria de Ispra, Italia.
- **NTE-IEP/1973**, "Instalaciones de electricidad-puesta a tierra"
- Recomendaciones UNESA, guías de aplicación y Normalización Nacional. Normas UNE.

Otra normativa aplicable:

- **R.D. 2267/2004**, de 3 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de Seguridad contra incendios en los establecimientos industriales.
- **R.D. 105/2008**, de 1 de febrero, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición.
- **R.D. 614/2001**, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.
- **R.D. 1627/1997**, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
- **R.D. 1215/1997**, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- **R.D. 485/1997** de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- **Ley 314/2006** Código Técnico de Edificación y Documentos Básicos para su cumplimiento.



- **Ley 38/1999**, de 5 de noviembre, de Ordenación de la Edificación.
- **Ley 31/1995**, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- **Ley 11/2018**, de 21 de diciembre, de ordenación territorial y urbanística sostenible de Extremadura.
- Reglamento de Verificaciones Eléctricas y Regularidad en el Suministro de Energía Eléctrica
- Directivas Europeas de seguridad y compatibilidad electromagnética.
- Ley número 88/67 de 8 de noviembre Sistema Internacional de Unidades de Medida SI, así como la Ley 3/1985 de metrología.
- Ordenanzas de Seguridad e Higiene en el Trabajo (OSHT) y Reglamento de Prevención de Riesgos Laborales, así como toda normativa que la complemente.
- Normas particulares y de normalización de la compañía suministradora de energía eléctrica
- Normas particulares y de normalización de la compañía suministradora de gas



7 Infraestructura de almacenamiento

La instalación de electrólisis que se define en el proyecto, tendrá una capacidad de hasta 640 kg de Hidrógeno a la hora. Como ya se ha mencionado previamente, este hidrógeno dispondrá de varias vías de evacuación para su distribución y venta. Las principales vías serán a través de ducto a consumidores cercanos y a la red nacional de gasoductos de ENAGAS. También se distribuirá a través de la carga y transporte de camiones que llevarán el hidrógeno a alta presión hasta puntos de consumo como hidrogeneras u otros consumidores industriales.

Como puede verse, son varias las posibilidades de salida del hidrógeno, por lo que la demanda y forma de consumo es compleja de predecir. Además, la producción, si bien es totalmente gestionable, en general responderá a patrones económicos (principalmente a horas de producción solar fotovoltaica y horas de bajos precios energéticos). Esto genera un evidente salto entre producción y consumo que ha de valorarse y que se abordará con el almacenamiento del hidrógeno en la planta, actuando como elemento de acumulación y acople de la producción del hidrógeno y la demanda final de los consumidores.

7.1 Sustancia a almacenar

De acuerdo con el Reglamento (CE) nº 1272/2008 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 16 de diciembre de 2008, y sus correspondientes clasificaciones derivadas de la aplicación de las normas de clasificación del citado Reglamento, el producto a almacenar será el **Hidrógeno gaseoso**. Este irá almacenado a presión y se distribuirá también a alta presión, en función del uso final.

En las instalaciones se almacenará, única y exclusivamente, hidrógeno gaseoso. No existirá ninguna otra sustancia química o mezcla dentro del perímetro de la instalación de almacenamiento de Hidrógeno. Si podrá existir un pequeño almacenamiento de sustancias destinadas al mantenimiento de las instalaciones de manera temporal y siempre en lugar diferenciado del destinado al almacenamiento de hidrógeno, **no existiendo en ningún caso un Almacenamiento Conjunto de varias sustancias.**

Todo ello de acuerdo con la normativa aplicable: Real Decreto 840/2015 que aprueba las medidas de control de los riesgos inherentes a los accidentes graves en los que intervengan sustancias peligrosas; Real Decreto 656/2017, que establece el Reglamento de Almacenamiento de Productos Químicos y sus Instrucciones Técnicas Complementarias MIE APQ 0 a 10; y el Real Decreto 809/2021, que aprueba el Reglamento de equipos a presión y sus instrucciones técnicas complementarias. En el caso de los Reglamentos de Almacenamiento de Productos químicos así como el de Equipos a Presión, no existe ITC concreta para el almacenamiento fijo de hidrógeno, por ello entendemos que es de aplicación la normativa general siendo concededores que podrá legislarse en el corto plazo al respecto y/o podrán exigirse Instrucciones Técnicas Complementarias que inicialmente puedan entenderse como que no aplican pero que por criterios técnicos y de seguridad el regulador decida que son de aplicación, como puede ser el caso de la ITC MIE APQ-5 de



Almacenamiento de gases en recipientes a presión móviles si el regulador lo estimase necesario de satisfacer por razones de seguridad y/u otros.

7.2 Instalación de Almacenamiento

La instalación de almacenamiento estará formada por hasta 60 depósitos cilíndricos de 200.000 L de capacidad. El objetivo es almacenar la cantidad de hidrógeno necesario para garantizar una producción continua y dar fiabilidad de suministro a los consumidores de hidrógeno asociados a la planta por HPAs (Hydrogen Purchase Agreement). El volumen total de almacenamiento será, por tanto, de 12.000.000 litros. La presión de almacenamiento será de 40 bares de presión, teniendo cada depósito una capacidad en masa de hidrógeno de 720 kg, para un máximo de 43,2 toneladas de Hidrógeno.

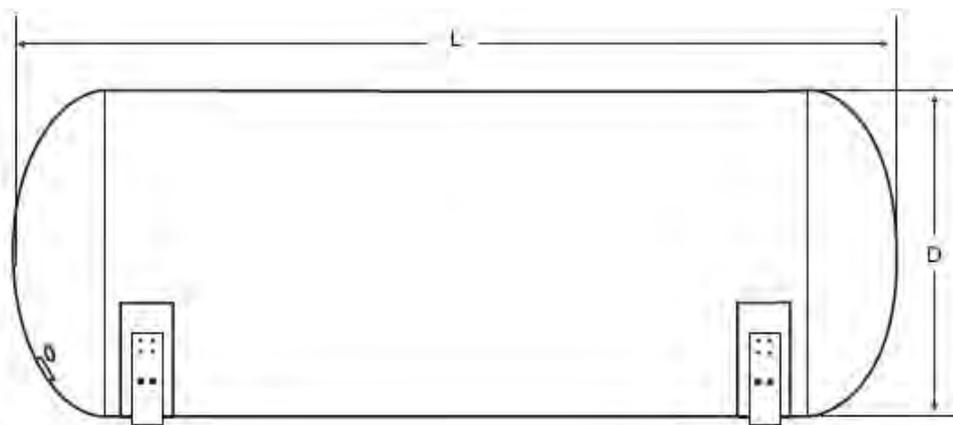
Estos tanques serán de cilíndricos de dimensiones 3.500 mm · 22.300 mm (D·L)

Como características de los tanques de almacenamiento:

	1 Tanque	Playa de Almacenamiento
Capacidad	200 m ³	120.00 m ³
Dimensiones	D3.500 mm · 22.300 mm	60 uds · D3.500 mm · 22.300 mm
Presiones	40 bar (máx 45 bar)	40 bar (máx 45 bar)
Temperatura de servicio	-20°C – T ambiente	-20°C – T ambiente
Capacidad (40 bar 0°C)	720 kg H ₂	43.200 kg H ₂
Norma	Directiva 2014/68/UE, de aparatos a presión.	

- Depósito para almacenamiento a presión de hidrógeno comprimido en estado gas, a temperatura ambiente.
- Cilíndrico, instalación horizontal, sin aislamiento térmico.
- Presión máxima admisible (PS) de 40 bar, con presión máxima de diseño de 45 bar.
- Temperatura de trabajo entre -20°C y temperatura ambiente.
- Homologado de acuerdo con la Directiva 2014/68/UE (Directiva Europea de Equipos a Presión) y normativa traspuesta.
- Fabricado en acero al carbono, con los controles e inspecciones necesarios para un adecuado almacenamiento de hidrógeno gaseoso.
- Procesos de soldadura controlados para el uso de hidrógeno.
- Con tratamiento térmico específico para H₂.
- Con control de defectos internos del acero para su utilización con hidrógeno a presión, Radiografiado el 100% del cuerpo del depósito, con prueba de resistencia a la presión y resto de controles de acuerdo con legislación, Declaración de Conformidad y código aplicable.
- Superficie exterior decapada por granallado y protegida por pintura de imprimación de alto poder anticorrosión y poliuretano reflectante.





Esquema de un tanque de almacenamiento de hidrógeno.

La playa de almacenamiento irá sustentada sobre zapatas de hormigón. Cada conexión de los tanques al sistema de llenado y vaciado de los mismos irá con caudalímetro y sensores de presión y temperatura con el fin de controlar la carga/descarga de los tanques, conocer el estado en cada momento e identificar potenciales fugas y desperfectos durante la operación de la instalación.

La instalación irá totalmente vallada y dispondrá de un sistema de alarma anti intrusismo y anti incendios. Dispondrá además de una instalación contraincendios de acuerdo con la normativa de establecimientos industriales, desplegándose una red de hidrantes que permitan la extinción y limitación de un incendio en caso de producirse. No se prevén otro tipo de sistemas de contención de fugas, derrames y/u otros dada la naturaleza del hidrógeno, que al ser un gas muy ligero enseguida sube de cota y se dispersa. Sí que existirán cubetas para la recogida de aceite relacionada con los sistemas de compresión para el llenado/vaciado de la instalación de almacenamiento, en caso de que existiese una fuga de aceite lubricante, para evitar que afecte al medio y que suponga un potencial riesgo ambiental o de incendio, aunque estos serán de pequeño tamaño y escasa incidencia o relevancia en la instalación.

En la instalación no existirá trasiego de maquinaria o personas salvo para la realización de las propias labores de mantenimiento y operación de la instalación: revisión y reparación de las válvulas, sustitución, o cambio de depósitos mediante grúa pluma, purgados parciales de instalaciones y otros.

8 Descripción de la instalación de electrólisis

La instalación objeto, se ubicará en las parcelas mencionadas en el apartado de emplazamiento. Dicha instalación consiste en una planta generadora de hidrógeno mediante electrólisis del agua alimentada con energía de origen renovable proveniente de una instalación fotovoltaica de 50 MW en el mismo emplazamiento.

La potencia de diseño de la planta será de **40 MW eléctricos para producir hidrógeno** a partir de agua

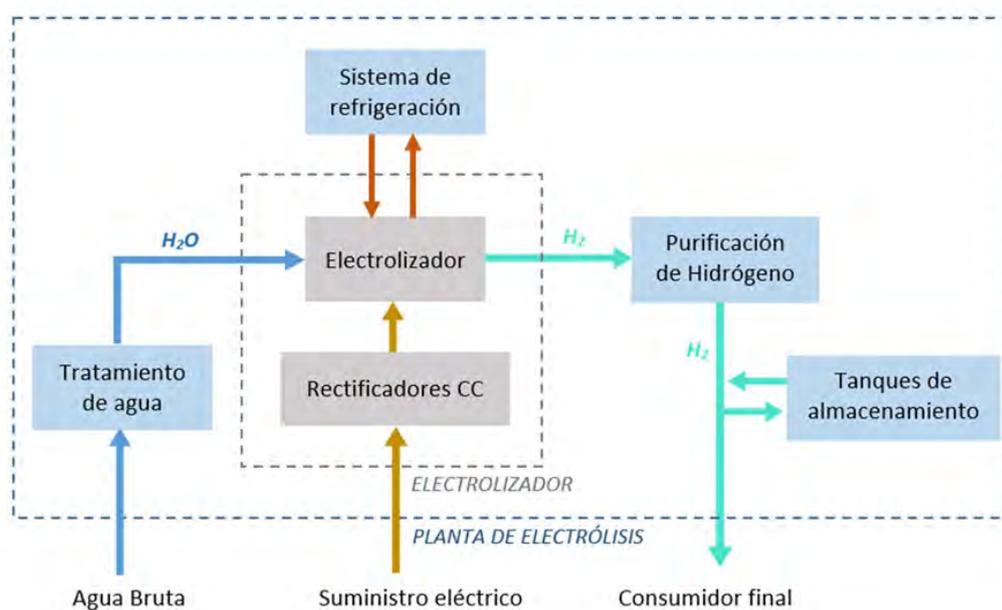


desmineralizada, con una producción de hasta **720 kg/h de hidrógeno de alta pureza**, tras pasar por una planta de purificación, llegando a valores de pureza por encima del 99,999%, que es el requerimiento necesario para su utilización en células de combustible.

El electrolizador PEM genera dicho hidrógeno a 40 bar de presión, y tras pasar por el proceso de purificación, se conducirá a una zona de tanques de almacenamiento con una capacidad total estimada en **40.000 kg de hidrógeno**.

8.1.1 Esquema de la planta

A continuación, se describen de forma esquemática los distintos componentes de la planta, así como su interconexión a través de los flujos del proceso.



Esquema de la planta.

Dentro del esquema se distinguen los componentes que son parte del electrolizador, es decir, las membranas, y los rectificadores de corriente continua. Por otra parte, se describen de la misma forma el resto de componentes auxiliares que son parte de la planta y están fuera del proceso de electrólisis.



- **Tratamiento de aguas**

Planta de osmosis inversa para la purificación de agua bruta, que además incluye un equipo de electro-deionización (EDI), para cumplir con los requerimientos de agua de electrólisis.

- **Rectificadores CC**

Transforman y convierten el suministro eléctrico de corriente AC a media tensión a CC para alimentar al electrolizador. Están refrigerados por agua, y situados anexos al área del electrolizador.

- **Electrolizador**

El electrolizador recibe una corriente de agua desionizada y la separa a su vez en dos corrientes de hidrógeno H₂ y oxígeno O₂, mediante el suministro de corriente continua de los rectificadores. La corriente de hidrógeno pasa al sistema de purificación y tratamiento de gases, mientras que la de oxígeno se ventea al ambiente de manera controlada.

Este componente, así como la planta de tratamiento de aguas, se instalarán en naves industriales con todos los sistemas de seguridad, zona de mantenimiento y sala de control para el correcto funcionamiento de los sistemas.

- **Sistema de refrigeración**

La electrolización es un proceso que genera un calentamiento considerable por la elevada corriente del proceso, de modo que tanto los rectificadores, como las membranas, deben mantener una temperatura de trabajo y evacuar el calor mediante un circuito cerrado de agua de refrigeración. El sistema de refrigeración se localizará fuera de la nave de electrolizadores, en contacto con el aire ambiente.

- **Purificación de hidrógeno**

La corriente de gases de salida del electrolizador contiene partes de oxígeno, así como de vapor de agua saturado. Estos elementos deben eliminarse para obtener hidrógeno de la calidad necesaria. El oxígeno se retirará en una estación de separación mientras que la humedad será evacuada en un sistema de secado.

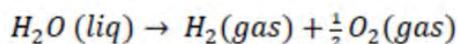
- **Tanques del almacenamiento**

El último paso antes de la utilización de hidrógeno para el consumidor final, será el almacenamiento en una zona de tanques horizontales a presión. Esto es necesario para adaptar las distintas curvas de producción y demanda variables, dar flexibilidad al suministro, y actuar como un sistema integrado de almacenamiento a gran escala. Estos tanques estarán localizados en una gran área anexa a las edificaciones de electrólisis, al aire libre, ocupando un área estimada de una hectárea.



8.1.2 Tecnología de electrólisis

El electrolizador es el núcleo del proceso de generación de hidrógeno verde, consiste en un dispositivo electroquímico donde se realiza la reacción de disociación de agua en hidrógeno y oxígeno según la siguiente ecuación:



Al descomponer la molécula de agua en oxígeno e hidrógeno mediante la aplicación de una determinada cantidad de energía (corriente eléctrica y calor), se produce una reacción global de oxidación-reducción.

La energía requerida para este proceso es obtenida por el paso de corriente eléctrica a través de dos electrodos, los cuales están separados por medio de un diafragma, en la electrólisis alcalina, o una membrana en el caso de la electrólisis *PEM*.

De cara a explicar de forma detallada su funcionamiento, existen tres tecnologías principales:

- **Electrólisis alcalina.**

Es el sistema más maduro y de mayor recorrido en la industria actual, también es fácilmente escalable. Utiliza hidróxido de potasio (KOH) como electrolito y medio de electrólisis en un rango de temperaturas entre 60 y 90 °C. Es una tecnología madura y escalable al rango de megavatios, una de sus mayores ventajas es una eficiencia mayor en el proceso, (menor cantidad de energía eléctrica por hidrógeno producido, en kWh/Nm³). Por otro lado, presenta varias desventajas importantes como son el uso del mencionado hidróxido de potasio, un componente tóxico, que requiere un manejo delicado, y la necesidad de trabajar a una temperatura mínima de al menos 60°C, lo que la hace menos flexible a la hora de trabajar de forma intermitente.

- **Electrólisis de alta temperatura**

Utiliza una membrana cerámica con vapor de agua como medio en un rango de 700 a 900 °C. Es una tecnología aún en desarrollo y solo disponible en laboratorios y proyectos de demostración que se aleja mucho de las necesidades que se plantean en el presente proyecto

- **Electrólisis PEM**

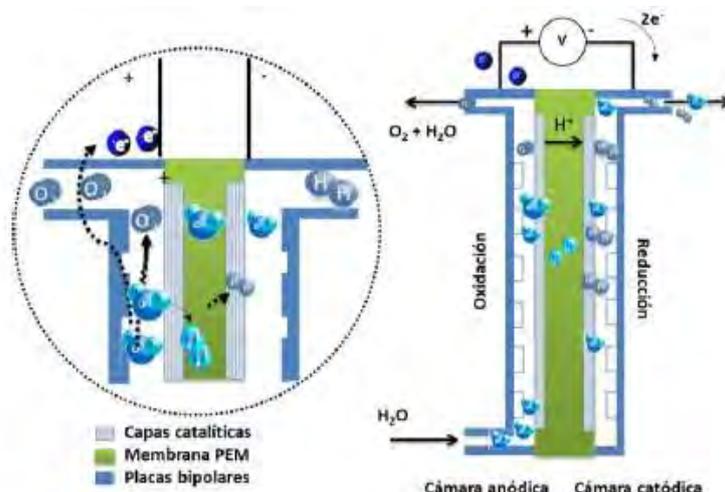
Los sistemas de electrolizadores *PEM*, de las siglas en inglés de Membrana de Intercambio de Protones (*Proton Exchange Membrane*), utilizan una membrana polimérica y agua como medio electrolítico en un rango de temperatura ambiente a 80°C.

Es una tecnología madura y disponible comercialmente. tienen una serie de ventajas sobre el resto de tecnologías de electrólisis. Presenta gran sintonía con la generación renovable ya que es capaz de trabajar a temperatura ambiente, con un inicio en frío, y además puede trabajar de manera intermitente y a varios niveles de carga de manera óptima. Al igual que la electrólisis alcalina existe experiencia con esta tecnología



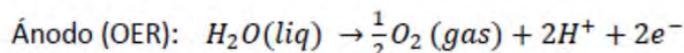
y es escalable al orden de megavatios.

Gracias al uso de estas membranas de intercambio protónico su respuesta de operación es más rápida, por lo que resultan ser más compactos y de menor volumen que un electrolizador alcalino. La siguiente ilustración muestra el proceso de electrólisis de agua en un electrolizador tipo *PEM*.



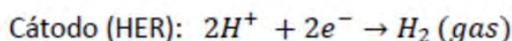
Esquema general de la reacción de electrólisis en la tecnología *PEM*.

Tal y como se muestra en la figura anterior, el agua alimentada fluye a través de los canales, oxidándose en el ánodo para liberar O₂ y H⁺. Esta reacción es conocida como reacción de evolución de oxígeno (OER), según la siguiente ecuación:



Los iones H⁺ formados fluyen entonces a través de la membrana, y los electrones por otro lado, circulan por el circuito externo hasta el cátodo, cerrando el circuito eléctrico que suministra potencial para llevar a cabo el proceso.

En el cátodo, los protones que llegan a través de la membrana de intercambio iónico, se encuentran químicamente adsorbidos en el electro-catalizador. Éstos se recombinan con los electrones que llegan a través del circuito externo, formando así las moléculas de hidrógeno, las cuales son desprendidas en forma de gas. Esta reacción es conocida como la reacción de evolución de hidrógeno (HER), según la siguiente ecuación:



La electrólisis del agua basada en tecnología *PEM* ofrece una serie de ventajas para la producción de hidrógeno respecto a otras tecnologías, entre las que destacan:

- Electrolizador compacto, y fácilmente escalable en potencias desde la escala de 1 KW hasta +100 MW.



- No es necesario el uso de productos químicos como en el caso de los electrolizadores alcalinos. Lo cual no trae aparejado riesgo medioambiental por derrame de sustancia químicas.
- Posibilidad de producir gases a alta presión en la propia instalación sin necesidad de aporte energético adicional, ya que la reacción puede generar presión interna en las membranas.
- Mayor flexibilidad, con respuesta más rápida frente a alimentación variable (como el caso de las renovables del presente proyecto)

Por todo ello, el sistema de electrolización *PEM* es la elección natural para nuestro sistema de producción de hidrógeno verde.

8.1.3 Régimen de funcionamiento

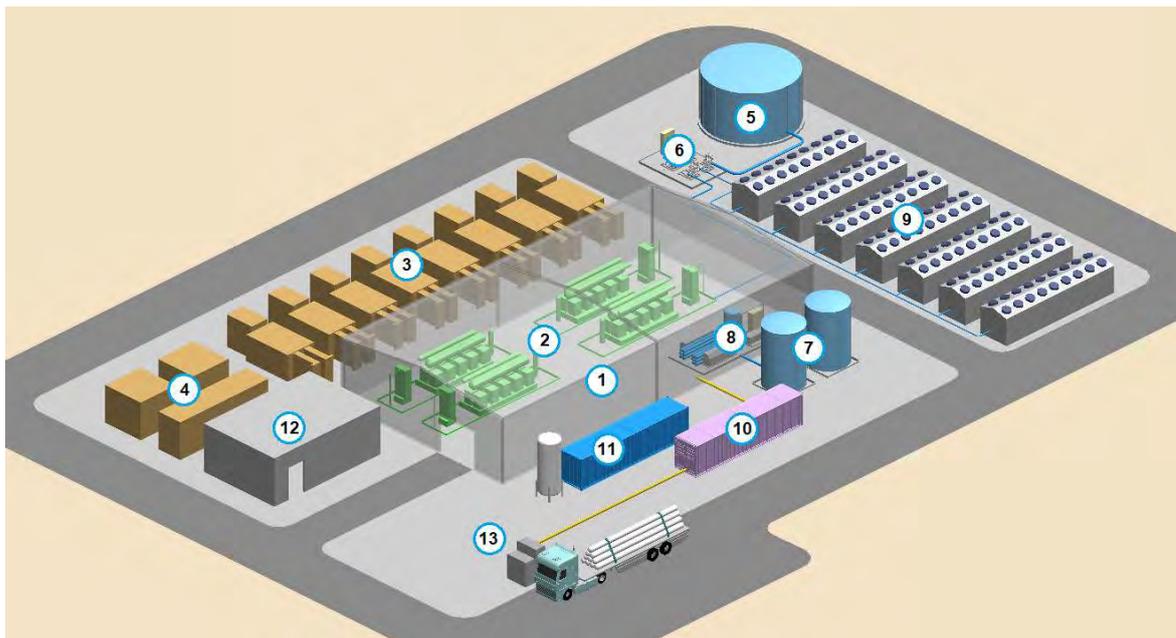
El modo de funcionamiento de la planta, irá en paralelo con la curva de producción solar fotovoltaica de la instalación de autoconsumo asociada a la instalación industrial. Un electrolizador puede trabajar de manera continua y casi ininterrumpida y en el régimen de carga que más desee o adaptarse a los requisitos de producción de generación renovable. El dimensionamiento de la instalación se realiza para un funcionamiento continuo, a plena carga de electrólisis, pero el funcionamiento real será exclusivamente bajo alimentación renovable, de la planta fotovoltaica de autoconsumo asociada. Dados los datos de irradiación de la zona, se esperan unas 2000 h equivalentes de producción, un factor de planta en torno al 22 %.

8.1.4 Distribución de la planta de electrólisis

Dentro del recinto del proyecto, se emplazarán las edificaciones y equipos asociados a la planta de electrólisis. El emplazamiento de esta planta estará dentro de los límites de los terrenos del campo fotovoltaico, en la esquina NW de la finca objeto. La superficie estimada para la planta de electrólisis ocupa unos 5.000 m².

La ilustración 4 muestra un ejemplo de la distribución propuesta para los equipos principales de la planta, y se describen a continuación en los epígrafes.





Distribución de equipos de la planta

① Nave de electrolizadores.

Aloja los equipos de electrólisis, a la vez que está aislada de otros sistemas, incluye todos los elementos de seguridad necesarios para la operación de una planta industrial de hidrógeno, acceso para maquinaria, zona de mantenimiento, sistema anti incendios y puente grúa. Esta nave no sobrepasará la altura de 7m, y tendrá una superficie aproximada de 700 m².

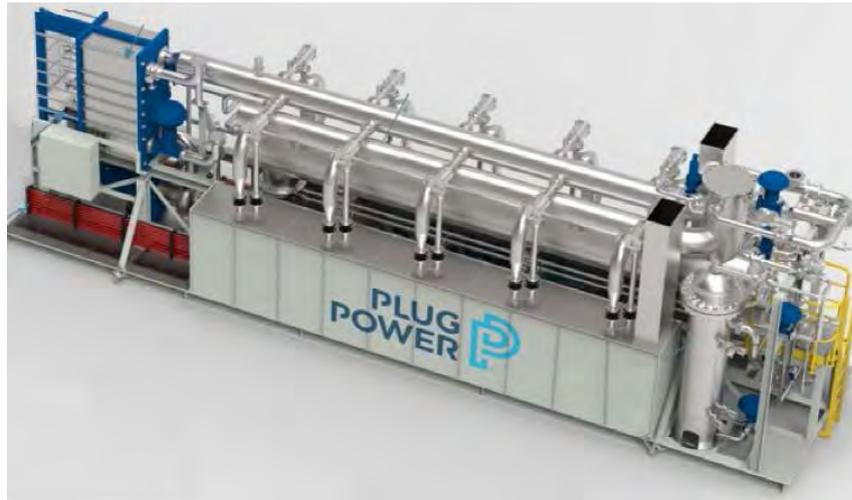
De estas instalaciones, parte una línea de hidrógeno, aún en estado saturado y con partículas de oxígeno disueltas, hacia el sistema de purificación.

② Electrolizadores 4 x 10 MW.

El núcleo del sistema de electrólisis son los módulos PEM, en este caso, 4 sistemas agrupados en baterías de 10 módulos, llamadas "arrays". Cada "array" es un subsistema independiente y produce un caudal de hidrógeno, mediante el bombeo de agua desionizada a través de las membranas, y con el aporte de la corriente continua.

Los cuatro "arrays" de electrolizadores funcionan en paralelo a diferentes regímenes de carga para cubrir la demanda necesaria en cada momento.





"Array" de electrolizadores, 10 MW.

③ Equipos transformadores-rectificadores.

Asociado a cada "array" de electrolizadores, se sitúan ocho unidades de transformadores de 6,6 MVA cada uno, a 30 kV de alimentación. Estos a su vez están conectados a rectificadores de corriente continua de 5 MW para alimentar los electrolizadores. Estos equipos están situados a la intemperie, anexos a la nave de electrolizadores.



Grupo de transformadores-rectificadores para un sistema de 10 MW

④ Transformadores auxiliares.

Esta batería de transformadores alimentará los componentes auxiliares de la planta, como bombas de refrigeración, compresores, y todos los consumidores eléctricos no asociados al proceso de electrólisis.

⑤ Tanque de agua bruta.

Para el acopio de agua bruta de los pozos, previa al tratamiento de purificación, se dispondrá de un tanque vertical de 250 m³. Podrá dar suministro a la planta durante varios días en caso de ocurrir interrupciones en



el recurso hídrico de la parcela. También aporta agua de reemplazo al sistema de refrigeración de los electrolizadores.

La altura total del tanque no superará la de la nave de electrólisis.



Ejemplo de tanques de agua para plantas industriales.

⑥ Bombas de refrigeración.

Estación de bombeo del circuito cerrado de agua de refrigeración necesaria para todos los sistemas de la planta que necesitan evacuar calor, principalmente los módulos de electrólisis, transformadores y compresores de hidrógeno.

⑦ Tanques de agua de proceso.

Situados cerca de la planta de electrólisis, se alimentan del agua purificada de la planta de tratamiento, y actúan como reservorio pulmón de agua desionizada y pura para alimentar los electrolizadores de forma interrumpida en función de su demanda.

Se han previsto dos tanques verticales de 60 m³ cada uno para esta finalidad. La altura será siempre inferior a la de la nave de electrólisis, para disminuir en lo posible el impacto ambiental.

⑧ Planta de tratamiento de aguas.

Situado en la misma nave de electrolizadores, se dispondrá de una planta de tratamiento por osmosis, para purificarla antes de entrar en el proceso de electrólisis, el agua de entrada al electrolizador debe tener una conductividad muy baja, menor a <1 $\mu\text{S}\cdot\text{cm}$.

Para lograr estas condiciones, el sistema incluye dos pasos de osmosis inversa enlazados con recirculación, para mejorar la eficiencia global, así como una estación de electro-deionización (EDI).





Planta industrial de Osmosis.

⑨ Planta de refrigeración.

Consiste en una batería de enfriadores adiabáticos de alta eficiencia. El flujo de agua de refrigeración, propulsado por las bombas de refrigeración, circula en ciclo cerrado entre los equipos a que necesitan evacuar calor y los enfriadores. La demanda El sistema completo ocupa un área de 470 m².



Batería de enfriadores adiabáticos.

⑩ Sistema de purificación de hidrógeno.

Etapa final de la planta de electrólisis, que incrementa la pureza del hidrógeno hasta un 99,999% (5 ppmv de oxígeno, 5 ppmv de humedad). En esta planta, localizada en exterior, dentro de un contenedor marítimo y perimetrada como zona ATEX, el hidrógeno comprimido se separa del oxígeno existente en la corriente de gases, mediante un sistema DE-OXO. Es una unidad de tratamiento de gases de probada eficacia, y sencilla,



que se puede dividir en una reacción catalítica (limpieza) en el DE-OXO y una reacción de adsorción (secado), dónde la humedad presente en el gas se separa finalmente.



Sistema DE-OXO y secado de hidrógeno.

Durante el proceso se eleva la temperatura del hidrógeno y por ese motivo además se necesita de un enfriador. Además, la planta incluye los compresores de trasiego de hidrógeno, o "boosters", encargados de llevar el hidrógeno purificado a la playa de almacenamiento.

11) Sistema de inertización y equipo de aire comprimido.

Separada de las naves principales, y dentro de un contenedor marítimo, este sistema consiste en un skid de válvulas automáticas para la inertización mediante nitrógeno de los electrolizadores en las paradas.

La inertización con nitrógeno consiste en hacer pasar una corriente de este gas inerte a través de todos los componentes del electrolizador en contacto con oxígeno e hidrógeno, para evacuar los restos de estos gases que pudieran quedar en el proceso de parada, y eliminar los riesgos de explosión e incendios asociados a la acumulación de estos gases inflamables.

El equipo está conectado a un tanque de nitrógeno líquido que alimenta la inertización bajo demanda. De fácil acceso el suministro mediante un camión cisterna de forma periódica.





Ejemplo de tanque de nitrógeno líquido.

Además, dentro del mismo contenedor se encuentra el compresor de aire de servicio, para hacer funcionar toda la valvulería y sensores de la planta industrial, mediante una red de aire comprimido seco a 5-7 Bar.

12 Sala de control.

Edificio anexo a la nave de electrolizadores que contiene todos los equipos necesarios para el control de la planta. Armarios eléctricos, sistemas de control, autómatas, sistemas de adquisición de datos... Además de una sala de control para los operarios y el jefe de planta, lugar de trabajo del personal de operación.

13 Zona de carga de camiones.

Además de la zona de almacenamiento de hidrógeno, se aprovisionará de un área suficiente, cerca de la zona de la planta de tratamiento de hidrógeno, para la carga de camiones con hidrógeno a alta presión para su distribución a consumidores locales. Esta estación de carga incluye un compresor para subir la presión hasta 1000 bar.

8.2 Datos técnicos de la planta

LOCALIZACIÓN	La Fara (T.M. Rueda)
Coordenadas	38°50'08.0"N 6°48'25.9"W
Potencia electrólisis	40 MW
Potencia instalada (electrólisis + auxiliares)	54,76 MVA
Tipo de instalación	Nave industrial + Equipos aislados
Superficie ocupada por la planta	5000 m ²



Altura máxima de las edificaciones	7,5 m
Conexión a subestación	Pendiente de punto de conexión
Tecnología electrólisis	Membrana de Intercambio de Protones "PEM"
Producción nominal de H2	720 kg/h
Producción nominal de O2 *	5.760 kg/h
Presión de salida del H2	40 Bar
Consumo de agua bruta	78.300 m3/año
Grado de pureza de H2	>99,999%
Consumo de agua de proceso	58.700 m3/año
Volumen de agua de rechazo	19.600 m3/año
Conductividad máxima del agua de proceso	<1 µS·cm
Sistema de tratamiento de agua	Osmosis Inversa + Electro-Desionización
Capacidad de almacenamiento	60 tanques de 660 kg a 40 bar = 39,6 Ton de H2
Compresor almacenamiento	> 40 bar
Compresor distribución a camiones	> 220 Bar
Tipo de suelo necesario	Industrial
Clasificación	Industria química

* El oxígeno generado por la planta puede llegar a las 130 Ton diarias. Esta corriente será circulada a un ramal de venteo, y liberada a la atmósfera. Sin embargo, este recurso se puede tratar como un sub-producto de la planta, de forma que, existiendo una viabilidad económica, pudiera almacenarse y comercializarse en el futuro.

8.3 Clasificación de la actividad

La actividad principal que se va a desarrollar en la instalación es la catalogada en función de la Clasificación Nacional de Actividades Económicas CNAE 2059 como Fabricación de otros productos químicos n.c.o.p por tratarse de una instalación generadora de hidrógeno a partir de agua y energía eléctrica renovable, cuyo origen principal será la instalación fotovoltaica de autoconsumo asociada a la planta y otra parte será mediante PPA con origen renovable garantizado.

El proceso de producción se especifica y puede verse con detenimiento en los diversos apartados, donde se utilizará un autoconsumo fotovoltaico, así como apoyo de la red eléctrica, para generar hidrógeno verde a partir de agua. Este hidrógeno se almacenará temporalmente en las proximidades de la planta de electrólisis hasta su destino final, que será su distribución mediante camiones a consumidores de hidrógeno verde – electrolineras para su uso en transporte o en industrias para procesos o calor- y para su inyección en la red de distribución y transporte de gas natural.



Se trata de una actividad destinada a la transformación energética mediante una planta fotovoltaica de autoconsumo y el consumo de electricidad verde –mediante certificados de origen. Esto redundará en el concepto de economía circular y transformar la energía eléctrica en un vector energético verde, como hidrógeno.

Los principales servicios que se prestarán serán los complementarios a la actividad industrial.

- Logística de carga-descarga de vehículos adaptados para el transporte de hidrógeno verde hasta los consumos en industrias y hidrogeneras.
- Oficinas administrativas para la gestión energética de la planta, monitorizando el autoconsumo fotovoltaico y el consumo energético de los electrolizadores.
- Seguridad de la planta de generación de Hidrógeno, así como de la planta fotovoltaica.

8.4 Provisión y tratamiento de aguas

El abastecimiento de agua para la alimentación de los electrolizadores y los usos básicos de la planta de electrólisis y su autoconsumo asociado proveerá de pozos ubicados en la parcela de la planta de hidrógeno y deberá partir de una concesión de agua de uso industrial. Dicha concesión se deberá gestionar en la Confederación hidrográfica correspondiente como una nueva concesión o cambio de uso de la existente, siendo cada proyecto un caso particular a analizar.

En el caso de Alvarado, existen varios pozos y prospecciones para pozos nuevos de forma que el abastecimiento de agua estará asegurado. El agua obtenida de la finca se almacenará en los depósitos descritos en el apartado 1.6. a fin de que el proceso de electrólisis tenga un caudal constante de alimentación ante fluctuaciones en el abastecimiento.

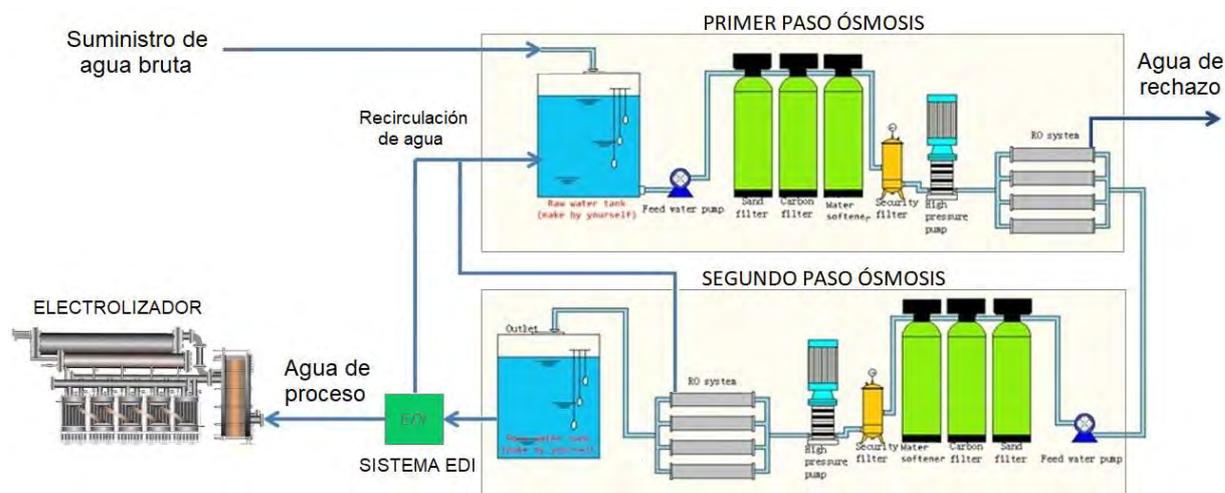
Se estiman, de forma anual, para la capacidad de producción de hidrógeno de la planta, los siguientes consumos de agua bruta.

Corrientes	m ³ /año
Agua bruta	78300
Agua de proceso	58700
Rechazo	19600

El agua es la principal materia prima para la generación de hidrógeno mediante electrólisis, la misma sufrirá un proceso de ósmosis inversa para llevar agua desmineralizada al electrolizador. La ósmosis inversa es muy eficaz en el tratamiento de agua salobre, superficial y subterránea, y adecuada para instalaciones de



gran caudal, pero para conseguir un agua con los requerimientos del electrolizador, es decir, una conductividad muy baja, es necesario además un tratamiento de Electrodesionización "EDI".



Esquema de tratamiento de agua a la electrólisis.

En términos generales, el proceso de tratamiento del agua bruta para hacerla apta al proceso de electrólisis comprende de las siguientes partes, dos etapas de osmosis inversa, en serie, y una etapa de electrodesionización, como se muestra en la *Esquema de tratamiento de agua a la*. Además de esto, hay bombas de trasiego de agua, cabinas de control, y depósitos intermedios.

Los rechazos asociados a la segunda etapa de osmosis, así como el rechazo del EDI, se reciclan a la corriente de entrada del primer paso, para incrementar la eficiencia final del proceso. El rechazo de la primera etapa de osmosis, va concentrando progresivamente las sales disueltas en el agua bruta, y se considera un vertido de la planta, que será tratado en consecuencia.

La corriente de rechazo, será acorde con la calidad requerida para el vertido según la Confederación Hidrográfica, y será conducida hacia el punto habilitado de vertido gestionado y asignado por dicho organismo. En el momento de diseño del sistema de vertido, se prevé la instalación de una arqueta de control para poder tomar muestras de las aguas de vertido para su análisis y control.

8.4.1 Descripción del sistema de osmosis inversa

La ósmosis inversa es un proceso de tratamiento de agua que elimina los contaminantes del agua mediante el uso de presión para forzar las moléculas de agua a través de una membrana semipermeable. Durante este proceso, las partículas de sales retenidas por las membranas pasan a una corriente de agua de rechazo. La ósmosis inversa es capaz de eliminar hasta el 99 por ciento de 65 contaminantes diferentes, incluidos plomo, fluoruro, cloro, y sales disueltas.



En un proceso de ósmosis inversa convencional, encontramos cuatro pasos:

1. **Filtración de sedimentos:** Esta etapa de pre-filtro está diseñada para filtrar sedimentos, limo y suciedad. Es especialmente importante porque el filtro de sedimentos evita que la suciedad llegue a las membranas de ósmosis inversa.
2. **Filtración de carbón:** El filtro de carbón está diseñado para eliminar el cloro y otros contaminantes. Este tipo de contaminantes afectan el rendimiento y la vida útil de la membrana de ósmosis inversa.
3. **Membrana de ósmosis inversa:** Diseñada para permitir el paso del agua, pero filtrar casi todos los contaminantes adicionales. Es la etapa clave en el proceso de ósmosis inversa. El agua sin sales atraviesa la membrana, a la vez que las sales concentradas quedan retenidas y se evacuaran por la conducción de agua de rechazo.
4. **Filtración de afino:** Consiste en un post-filtro final (filtro de carbón) para un nivel de purificación mayor.

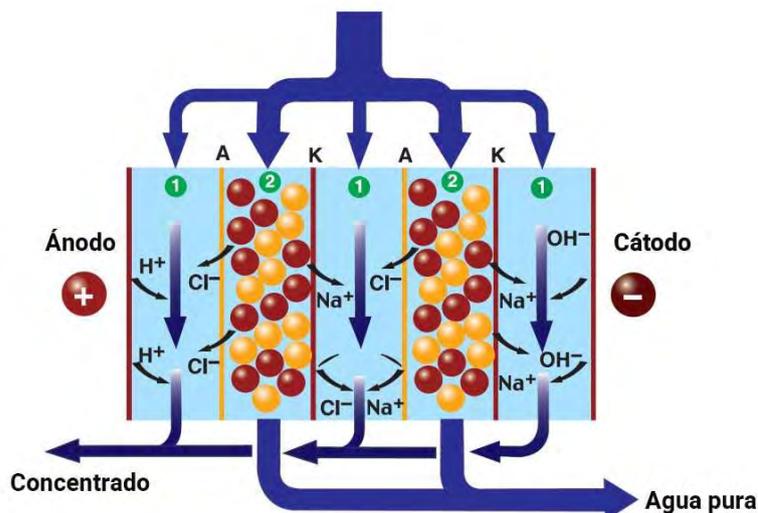
El sistema de osmosis inversa funciona mediante el uso de una bomba de alta presión para aumentar la presión en el lado salino del sistema y forzar el agua a través de la membrana semipermeable, dejando casi todas (alrededor del 95% al 99%) de las sales disueltas en el agua de rechazo. La cantidad de presión requerida depende de la concentración de sal del agua de alimentación. Cuanto más concentrada es el agua de alimentación, más presión se requiere para superar la presión osmótica. El agua desalinizada se denomina agua de permeado (agua tratada). La corriente de agua que transporta los contaminantes concentrados que no pasaron a través de la membrana del sistema de ósmosis se denomina corriente de rechazo (agua de rechazo).

8.4.2 Descripción del sistema de electrodesionización EDI

La electrodesionización (*EDI*) es una tecnología de tratamiento de agua que utiliza electricidad, intercambio iónico y resina para eliminar las especies ionizadas del agua. Combina resinas y membranas de intercambio iónico que se utilizan para transferir las impurezas iónicas hacia un flujo de agua residual o concentrada dejando agua purificada como resultado.

Como las impurezas se extraen a través del sistema de agua concentrada, su acumulación no supone el agotamiento de la resina y, por lo tanto, prolonga su vida útil. Una unidad EDI puede funcionar durante muchos años antes de que sea necesario sustituirla. Normalmente se logra una conductividad inferior a 0,1 $\mu\text{S}\cdot\text{cm}$, utilizando este proceso.





Esquema del sistema de Electrodesionización.

8.5 Tratamiento de efluentes y evacuación de aguas.

Una vez definidos los consumos de agua que tiene la planta y los tratamientos a los que se somete cada flujo de aporte, en función de su uso. Procederemos a la identificación de los flujos de aguas brutas residuales generadas, caracterizándolas en cuanto a su caudal y a la calidad de sus parámetros analíticos para decidir y dimensionar los sistemas de depuración adecuados, que aseguren el cumplimiento de los niveles de calidad exigidos en el vertido final.

Podemos diferenciar dos tipos de efluentes generados en la actividad industrial de esta planta:

- **Aguas de limpieza y contenido aceitoso:** Está formada por las aguas pluviales que caen sobre zonas con alto riesgo de derrames de productos aceitosos, como la zona de trasiego de camiones, y por las aguas de limpieza generadas por el mantenimiento de equipos en la zona de la nave industrial.
- **Aguas de rechazo del proceso de osmosis inversa:** Consiste en la corriente de rechazo del primer paso de osmosis, con una concentración salina superior a la del agua bruta. Constituye un caudal constante mientras la planta esté operativa, y el principal efluente del vertido.

Además de estos dos efluentes, los edificios asociados al uso humano, generan aguas residuales sanitarias, procedentes de las instalaciones del edificio de la planta de electrólisis. Estas aguas se verterán en una fosa séptica debido al bajo volumen esperado durante la operación de la planta, y no participan en el vertido.

Por otro lado, las corrientes principales si deben ser tratadas, mediante una la Planta de Tratamiento de Efluentes (PTE). Las características de la planta se describen a continuación.



8.5.1 Descripción de la planta de tratamiento.

La corriente asociada a las aguas de rechazo del proceso de osmosis parte de un agua limpia de pozo, de modo que como contaminantes asociados sólo se produce un aumento de la salinidad. Se prevé por tanto una arqueta de control para la medida de la conductividad de este rechazo, y garantizar así que los valores estén dentro de los límites marcados por la Confederación Hidrográfica.

Respecto a la corriente de aguas de limpieza y aguas pluviales que pudieran estar contaminadas por el trasiego de vehículos, se prevé el tratamiento siguiente:

- Un tanque subterráneo de primeras lluvias para la recogida y regulación del caudal de aguas pluviales. La capacidad de dicho tanque es de 120 m³.
- El desbaste de los sólidos mediante reja con limpieza manual.
- Eliminación de aceites, grasas e hidrocarburos mediante un separador específico para estos productos, basado en el efecto coalescente lamelar.
- Tanque de homogenización de efluentes, de 60m³ de capacidad.

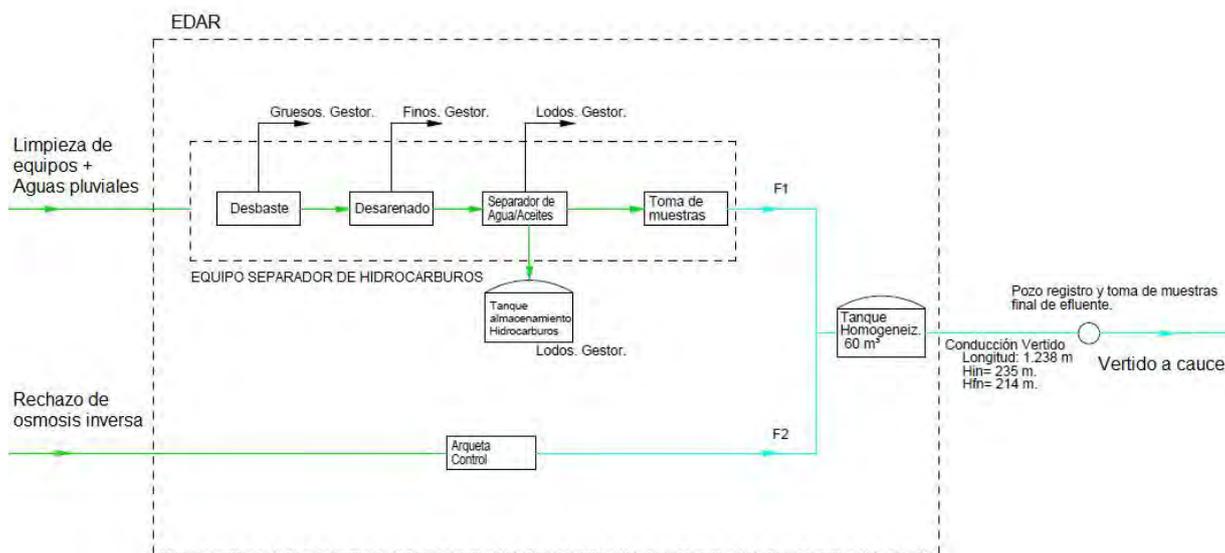


Ilustración 1. Diagrama de procesos de la Planta de Tratamiento de Efluentes.

La ilustración anterior muestra los procesos de tratamiento de cada corriente, hasta el punto de vertido final.

Se ha optado por la recogida de las aguas en un depósito (tanque de tormentas) y la alimentación por gravedad, para evitar emulsiones, hacia un equipo separador de hidrocarburos. Se trata de un separador con



efecto coalescente lamelar caracterizado por una gran capacidad de retención, asociado a una superficie activa muy elevada. La cámara de separación está equipada por una célula lamelar en polipropileno.

El funcionamiento del separador de hidrocarburos con célula coalescente está basado en la separación gravitatoria de las materias pesadas no solubles en el agua y por la separación de los hidrocarburos por diferencia de densidades.

Las aguas cargadas de barro y de hidrocarburos entran en la zona de decantación, donde las partículas más pesadas decantan y son retenidas. Los hidrocarburos, cuya densidad es inferior a la del agua, suben a la superficie.

La célula coalescente, formada por material plástico alveolar, acelera el proceso de aglutinación de pequeñas partículas de hidrocarburos. Éstas aumentan de volumen y se favorece la separación del agua. Una pared estanca impide a los hidrocarburos que salgan del separador y el agua desprovista de sus hidrocarburos sale del aparato.

El separador incorpora un dispositivo de obturación automática, formado por una válvula y un flotador que tapa la salida antes de que se alcance la capacidad máxima de retención de hidrocarburos, previniendo así la salida de los mismos. El separador de hidrocarburos debe instalarse en el exterior, perfectamente nivelado y preferentemente enterrado, llegando la tapa al nivel del suelo.

8.5.2 Afecciones del tratamiento de efluentes.

El vertido de los efluentes se realizará por medio de una tubería enterrada que comunicará el depósito de homogenización con el punto de vertido. Las afecciones causadas por el vertido se pueden clasificar según se produzcan durante la construcción o la explotación del sistema.

- **Fase de construcción**

Las obras de ejecución durarán un periodo similar a las de la construcción de la propia planta, la afección al dominio público hidráulico se limitará a la disposición de estructura necesarias para la boca de salida de la tubería de vertido, respetando los límites de servidumbre marcados por la legislación vigente y tramitando la preceptiva autorización necesaria para obras en zona de afección.

- **Fase de explotación**

Los efectos que el agua vertida pueda causar en el punto de vertido dispuesto, pueden ser debidos principalmente a la velocidad de vertido, su composición y temperatura.

Por un lado, se obligará a que el agua se vierta a velocidades lo suficientemente reducidas para que no se produzca erosión en la zona de descarga, a tales efectos, se prevé la construcción de una estructura de descarga, que será definida en la fase de proyecto de ingeniería de construcción de la planta en su totalidad. De acuerdo a los caudales previstos y la sección de la tubería a disponer, para el caudal previsto la velocidad



de descarga es de 0.12 m/s

En cuanto a su composición, se cuidará que ésta esté siempre bajo los límites que se permiten en la legislación correspondiente.

9 Instalación de Iluminación

Con el cambio de proveedor de electrolizadora, la instalación se ve modificada, por lo que la instalación e iluminación también. Al tratarse de equipos más compactos y con instalaciones auxiliares más simples los requisitos de iluminación exterior se ven reducidos enormemente.

9.1 *Uso al que se destina*

ALUMBRADO

La instalación se destina para el alumbrado exterior de las dos principales edificaciones del recinto de producción de hidrógeno por electrólisis: la nave que alberga la planta de electrolisis, la nave que alberga el equipo compresor, así como la iluminación de las principales zonas de tránsito del recinto.

9.2 *Relación de luminarias, lámparas y equipos auxiliares*

Se proyecta la instalación de unidades de iluminación compuestas por luminarias herméticas para lámparas led (por línea de mando).

Se colocarán luminarias sobre columna y báculos de modo que toda la instalación lumínica se encuentra situada en una cota de 6 metros de altura.

Se procurará en la medida de lo posible, el mantener siempre constante la altura de la instalación.

Los cables utilizados serán multipolares en subterráneo, con conductores de cobre y tensión asignada 0,6/1 kV.

Se prestará cuidada atención a la puesta a tierra de las columnas metálicas con objeto de evitar posibles contactos indirectos.

Para gobierno y protección de las instalaciones de alumbrado exterior se conectará a un cuadro de alumbrado.

Potencia de la instalación proyectada:

10 Uds Philips VGP703 T25 1xLED40-4S/830 DM10 de 28,5 W

Potencia instalada total: 360,0 W

9.2.1 Descripción general de la instalación.



Se trata de una instalación industrial donde destacan un edificio principal, así como otras instalaciones auxiliares. Se iluminará la zona alrededor del edificio principal, permitiendo el paso de personas y maquinaria de manera segura para acceder a la misma. El resto de instalaciones no requieren de una presencia permanente de personas y no se estima necesario su iluminación.

9.2.2 Características luminotécnicas y de implantación.

El objetivo de la instalación de alumbrado exterior que se proyecta es iluminar, de acuerdo con la normativa aplicable, la zona perimetral de la nave principal donde puede existir tránsito de trabajadores de manera esporádica considerando los siguientes parámetros:

9.2.3 Nivel de iluminación.

De acuerdo con el RD 1890/2008, de 14 de noviembre, en el que se aprueba el reglamento de eficiencia energética en instalaciones de alumbrado exterior y sus ITC EA-01 a EA-07, se ha tenido en cuenta los parámetros marcados.

9.2.4 Distancia entre puntos de luz. Factor de uniformidad.

La separación entre los puntos de luz suele ser una de los principales parámetros de una instalación exterior. Se han realizado cálculos y simulaciones con el programa de cálculo Dialux EVO teniendo en cuenta la posición de cada una de las luminarias y el flujo luminoso de cada lámpara. Dada la luminaria seleccionada, se ha diseñado de manera que una sola luminaria afecte en torno a 12 m lineales de fachada.

9.2.5 Altura de la instalación.

Se colocarán luminarias sobre columna y báculos de modo que toda la instalación lumínica se encuentra situada en una cota de 6 metros de altura.

9.2.6 Descripción de los elementos de la instalación

9.2.7 Luminarias

Las luminarias utilizadas en el alumbrado exterior serán conforme a la norma UNE-EN 60.598-2-3. Las luminarias serán de montaje sobre poste con una distribución simétrica levemente rotadas para la iluminación de accesos y zonas de tráfico de vehículos de mantenimiento (solo autorizados).

9.2.8 Equipos de encendido

Será interior para cada punto de luz y deberá ser compensado individualmente el factor de potencia de cada punto de luz, de modo que sea lo más próximo posible a la unidad y siempre igual o superior a 0,9.



9.2.9 Lámparas.

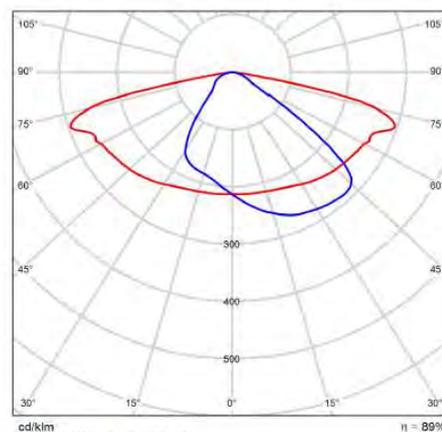
En la instalación se instalarán las siguientes lámparas:

- 10 x LED Philips – VGP703 T25 1 xLED40-4S/830 DM 10

Philips - VGP703 T25 1 xLED40-4S/830 DM10



P	28.5 W
Φ _{Lámpara}	4100 lm
Φ _{Luminaria}	3663 lm
η	89.33 %
Rendimiento lumínico	128.5 lm/W
CCT	3000 K
CRI	80



CDL polar

El resto de parámetros de la lámpara y luminaria pueden verse en la ficha técnica del fabricante.

9.2.10 Columnas

Postes troncocónicos de un 12,5% de conicidad y sección circular de acero al carbono S 235 JR de acuerdo con UNE EN 10025 y fabricación conforme norma UNE EN 40-5. Galvanizado por inmersión en caliente de acuerdo con UNE EN ISO 1461:2009, acabado RAL 7038 y puerta enrasada doble cerradura IP-44. Tendrán una altura de 5 m y un espesor de chapa de 3mm.

9.2.11 Conductores

Instalación de alumbrado

Todos los conductores a instalar serán de marcas de reconocido prestigio multipolar en instalación subterránea. Serán de aislamiento 0,6/1 kV, según norma UNE 21123/2 especificación RVFV-0,6/1 kV.

Los conductores enterrados serán de las siguientes características:

CONDUCTOR:

Cobre electrolítico o aluminio de clase 1 ó 5 hasta 4 mm², clase 2 desde 6 mm²; según UNE 21022 y temperatura máxima de 90°C en servicio continuo, 250 °C en cortocircuito según UNE 21123-2.

AISLAMIENTO:



Aislado con polietileno reticulado XLPE tipo DIX3 s/HD 603-1 o similar, cubierta interior PVC tipo DMV-18 s/HD 603-1 o similar, Armadura de Fleje de acero o aluminio y cubierta exterior de PVC tipo DMV-18 s/HD 603-1 color negro con características de resistencia a los hidrocarburos según UIC 895 OR en el tipo con armadura (M).

Se exigirá protocolo de ensayo por cada bobina.

Las secciones de los conductores serán determinadas de forma que la máxima caída de tensión sea un 3% en el puto más desfavorable, ello de acuerdo con lo establecido en el reglamento electrotécnico de baja tensión (REBT); asimismo la sección mínima a instalar será de 6 mm² en subterráneo y de 4 mm² en aéreo, según lo establecido en ITC-BT-09.

9.2.12 Cajas de conexión y derivación.

Para la conexión y protección de luminarias, acometidas aéreo subterráneas y cambios de sección se emplearán en el presente Proyecto cajas de conexionado para alumbrado exterior y derivación.

Sus características técnicas serán las siguientes: envolvente fabricada de poliéster con fibra de vidrio de color gris RAL 7035, material aislante de clase térmica A, según UNE 21305, autoextinguible según UNVE 53315 y resistente a los álcalis, según UNE 21095. Admite cartuchos fusibles de cápsula cilíndrica tamaño 10 x 38, según UNE 21103.

9.2.13 Sistema de puesta a tierra de la instalación de iluminación.

Las puestas a tierra de las columnas se realizarán por conexión a la red de tierra común para todas las líneas que partan de cada centro de mando.

En las redes de tierra se instalará como mínimo un electrodo de puesta a tierra cada 5 columnas de luminarias y siempre en la primera y en la última de cada línea.

El conductor de la red de tierra que une los electrodos será aislado, mediante cable de tensión asignada 450/750 V, con recubrimiento de color verde –amarillo, con conductores de cobre, de sección mínima 16 mm² para redes subterráneas, y de igual sección que los conductores de fase para las redes posadas, en cuyo caso irán por el interior de las canalizaciones de los cables de alimentación.

El conductor de protección que una cada columna con el electrodo o con la red de tierra será de cable unipolar aislado, de tensión asignada 750 V, con recubrimiento de color verde amarillo y sección mínima de 16 mm² de Cobre.

Todas las conexiones de los circuitos de tierra se realizarán mediante terminales, grapas, soldaduras o elementos apropiados que garanticen un buen contacto permanente y protegido contra corrosión.

9.2.14 Centros de mando. Descripción

Para gobierno y protección de las instalaciones de alumbrado exterior existe un cuadro de alumbrado.

Está previsto para el funcionamiento totalmente automático y manual de la instalación, con posibilidad de accionamiento en caso de prueba o avería del citado automatismo. Se prevé también su incorporación al



sistema de control general de la planta, de manera que desde el sistema centralizado pueda accionarse el automatismo.

9.2.15 Acometida

La acometida hasta el cuadro de iluminación procederá del cuadro general de servicios auxiliares de la planta, alimentado desde el transformador de servicios auxiliares.

9.2.16 Circuitos

Cada uno de los circuitos serán trifásicos 400 V de tensión compuesta. Los puntos de luz se repartirán por igual o de la forma más equilibrada posible entre las tres fases, conectándose alternativamente a cada una de ellas.

9.3 Principales parámetros de la instalación:

9.3.1 Factor de utilización (f_u)

Es la relación entre el flujo útil procedente de las luminarias que llega a la superficie a iluminar y el flujo emitido por las lámparas instaladas en las luminarias. Reglamentariamente este ha de ser mayor o igual a 0,3. Cada luminaria o disposición de luminarias tiene, por tanto, su propio factor de utilización. Se ha obtenido una media para la instalación como media de las distintas luminarias y superficies a iluminar

$$(f_u) = 0,303$$

9.3.2 Factor de mantenimiento (f_m)

Es la relación entre los valores de iluminancia que se pretenden mantener a lo largo de la vida de la instalación de alumbrado y los valores iniciales. Por diseño este valor será de 0,76 y se elaborará un plan de mantenimiento que garantice este valor. Este valor está calculado en base a los factores de depreciación del flujo luminoso de las lámparas, al factor de supervivencia de las lámparas y al factor de depreciación de las luminarias

$$f_m = 0,76$$

9.3.3 Eficiencia de las lámparas y equipos auxiliares (ϵ_L)

Es la relación entre el flujo luminoso emitido por la lámpara y la potencia total consumida por la lámpara más su equipo auxiliar. Viene determinada por el fabricante en ficha técnica.

$$\epsilon_L = 128,5 \text{ lm/W}$$



9.3.4 Rendimiento de las luminarias (η)

Es la relación entre el flujo luminoso total procedente de la luminaria y el flujo luminoso emitido por la lámpara o lámparas instaladas en la luminaria.

$$\eta_{luminaria} = 0,8933$$

9.3.5 Flujo hemisférico superior instalado (FHS_{inst})

Es la proporción en % del flujo de una luminaria que se emite sobre el plano horizontal que pasa por el centro óptico de la luminaria respecto al flujo total saliente de la luminaria, cuando la misma está montada en su posición de instalación. Cada luminaria dispone de un Flujo hemisférico superior instalado, dato proporcionado por el fabricante en ficha técnica. En el caso presente, el fabricante garantiza que en instalación horizontal este parámetro es 0, de modo que como la instalación se está realizando de manera horizontal, el flujo total es 0.

$$(FHS_{inst}) = 0$$

Datos técnicos de la luz	
Ratio de flujo luminoso ascendente	0
Post-top en ángulo de inclinación estándar	-
Entrada lateral en ángulo de inclinación estándar	0°

9.3.6 Disposición espacial adoptada

Es la distribución espacial donde se instalan las luminarias. Es visible en el apartado de cálculos y en los planos.

9.3.7 Relación luminancia/iluminancia (L/E)

Es la relación entre el flujo reflejado en las superficies y que alcanza el ojo humano y el flujo luminoso total que alcanza una determinada superficie. En este caso se garantiza que la relación L/E es siempre menor a 0,55 (GR en la hoja de cálculo).

9.4 Régimen de funcionamiento

La instalación de iluminación planteada en el presente proyecto tiene como objeto iluminar las zonas detalladas cuando vayan a ser utilizadas. La planta tiene un funcionamiento 24/7 por lo que es necesario prever de la presente instalación. En cualquier caso, el cuadro de mando y gobierno de la instalación



permite un control automático y manual de la instalación de modo que solo será utilizada cuando por mantenimiento/reparación o por la presencia de algún trabajador en la zona sea requerido. En general la planta es lo suficientemente autónoma como para tener la iluminación establecida al mínimo técnico. Las luminarias y el diseño permiten un control automático y regulación a gusto y necesidades ajustables en todo momento.

Así pues, a modo resumen, el horario de activación de la instalación será únicamente nocturno, controlado por un sistema remoto de control y regulación, similar al control astrológico, e intencionadamente se mantendrá en stand by o en un estado de regulación mínimo todo el tiempo posible, hasta que por presencia o necesidades de seguridad o de algún trabajador, tarea de mantenimiento y/o similares, sea necesario el encendido o mayoración de la regulación lumínica. Una vez finalizada la incidencia o trabajo, la instalación volverá al standby o mínimo técnico.

9.5 Medidas adoptadas para la mejora de la eficiencia y ahorro energético en la instalación de iluminación.

Como principales medidas para la mejora de la eficiencia y el ahorro energético están:

- Uso racional de la instalación, solo se utilizará cuando es estrictamente necesaria por tareas de seguridad diarias o por actuaciones de mantenimiento puntuales, pues se primará este tipo de tareas en horas diurnas.
- Mantenimiento de la instalación, de modo que el factor de mantenimiento sea siempre superior al indicado por diseño en base a los parámetros de supervivencia y envejecimiento de las lámparas y luminarias.
- Uso de tecnología LED que permite ahorros considerables, así como unos rendimientos excelentes en comparación con otras tecnologías.
- Se iluminará exclusivamente la zona donde es requerida la iluminación, sectorizando e individualizando cada zona.

10 Emisiones previsibles: Tipo y cantidad

10.1 Aguas y suelos

Las principales emisiones contaminantes sobre el agua y los suelos son las aguas de vertido a cauce público. Estas aguas tienen como origen, principalmente, el rechazo de la planta de osmosis inversa. También serán vertidas las aguas pluviales recogidas en la zona de la planta de hidrógeno y la carga de camiones.



Las aguas de desecho no entran en contacto con sustancias contaminantes, siendo el principal parámetro a controlar la conductividad. El agua, antes de su vertido, deberá ser tratada:

- Aguas de desecho: pasará nuevamente por una planta de osmosis inversa y posteriormente irán a parar a un tanque de homogeneización.
- Aguas pluviales: serán recogidas por la red de drenaje y dirigidas a un separador de hidrocarburos. Tras este tratamiento irán a parar al tanque de homogeneización.

Las medidas de control a llevar a cabo sobre el vertido serán:

- Instalación de una arqueta de control para la toma de muestras.
- Análisis diario de conductividad y pH.
- Análisis químico mensual por laboratorio acreditado.
- Cualquier otra medida establecida en la autorización de vertido por la Confederación Hidrográfica del Duero.

La principal afección sobre el medio que puede ocasionar este vertido es la asociada a la alta salinidad. Esta afección está especialmente ligada a los suelos y la vegetación. Los efectos de una excesiva alta salinidad son los siguientes:

- Se producen problemas en la absorción de los elementos nutritivos por las plantas, ya que la elevada presencia de un elemento hace que no se pueda absorber otro. Este problema, recibe el nombre de antagonismo iónico.
- Una alta concentración de sales en la solución del suelo reduce la capacidad de absorción en agua de las raíces y con ella de nutrientes. Se produce un aumento del potencial osmótico debido a que la planta necesita realizar un mayor consumo de energía para absorber el agua del suelo y, en consecuencia, se limita su desarrollo, su germinación y la brotación se hace más débil.
- En algunos casos, el suelo extrae el agua de la planta y ésta termina secándose.

Se estima un vertido anual de 19.000 metros cúbicos.

En el Estudio de Impacto Ambiental se establecen el resto de medidas asociadas a evitar derrames accidentales de cualquier tipo de sustancia contaminante.

10.2 Atmósfera

Una vez ejecutadas las obras, el funcionamiento de la PSF no supondrá emisiones de gases ni contaminación atmosférica de ningún tipo ya que no se prevén instalaciones de combustión.

Asimismo, puede existir cierta incidencia en esta fase de funcionamiento por la utilización de maquinaria y el desplazamiento de vehículos.



La única emisión de gases que se puede producir desde los transformadores, y en todo caso de manera fortuita, sería la debida a una eventual pérdida de hexafluoruro de azufre (SF6) desde las celdas de los sistemas eléctricos.

Se trata de un gas sintético e inerte que, en estado puro, tal como se contiene en los equipos, no presenta riesgos para la salud y que se utiliza como dieléctrico en las celdas.

Pese a la poca probabilidad de existencia de estos productos, las escasas maniobras a que son sometidos estos equipos a lo largo de su vida útil y el mínimo riesgo que en todo caso su presencia representa, se prevé que en caso de requerirse operaciones de mantenimiento que pudieran conllevar algún tipo de manipulación del gas, éstas serán realizadas siempre por personal cualificado y con la adopción de las pertinentes medidas preventivas habituales para este tipo de trabajos. En el supuesto de que estos trabajos obligasen a la evacuación del gas de los compartimentos, éste sería recogido por el equipo de vaciado y llenado de que dispone el personal de mantenimiento para estas operaciones, evitando así la descarga libre a la atmósfera. La planta de Hidrógeno Verde no generará contaminación por gases a la atmósfera, al ser las principales materias primas de dicha instalación el agua y la electricidad (proveniente de energías renovables). El único gas que puede generar la planta es oxígeno con una alta pureza, que será vertido a la atmósfera directamente.

10.3 Residuos

Código LER	Descripción	Cantidades (kg/año)	Almacenamiento	Destino final
190906	Soluciones y lodos de la regeneración de intercambiadores de iones.	En función de producción	En tanque estanco homologado	Subproducto/Gestor autorizado para el tratamiento de este residuo.
190904	Carbón activo usado	Aprox. 100 kg/año	En zona de almacenamiento de residuos, sobre suelo pavimentado y bajo techo. Se almacenarán en contenedores homologados.	Gestión a través de proveedor de la instalación.
190905	Resinas intercambiadoras de iones saturadas o usadas	Aprox. 100 kg/año	En zona de almacenamiento de residuos, sobre suelo pavimentado y bajo techo. Se almacenarán en contenedores homologados.	Gestión a través de proveedor de la instalación.
13 03 07*	Aceites minerales no clorados de aislamiento y transmisión de calor	Aprox. 300 kg/año	En zona de almacenamiento de residuos, sobre suelo pavimentado y bajo techo. Se almacenarán en contenedores homologados y dispondrán de sistema de retención.	Gestor autorizado para el tratamiento de este residuo.
15 02 02*	Absorbentes, materiales de filtración (incluidos los filtros de aceite no especificados en otra categoría), trapos de limpieza y ropas protectoras contaminados por sustancias peligrosas	Aprox. 50 kg/año	En zona de almacenamiento de residuos, sobre suelo pavimentado y bajo techo. Se almacenarán en contenedores homologados y dispondrán de sistema de retención.	Gestor autorizado para el tratamiento de este residuo
15 01 10*	Envases que contienen restos de sustancias peligrosas o están contaminados por ellas.	Aprox. 20 kg/año	En zona de almacenamiento de residuos, sobre suelo pavimentado y bajo techo. Se almacenarán en contenedores homologados.	Gestor autorizado para el tratamiento de este residuo
19 08 10*	Mezclas de grasas y aceites procedentes de la separación de agua/sustancias aceitosas	Aprox. 100 kg/año	Separador de hidrocarburos	Gestor autorizado para el tratamiento de este residuo



20 03 01	Mezclas de residuos municipales	Aprox. 100 kg/año	En contenedor de 1 m3	A través de servicio municipal de recogida y tratamiento de residuos.
08 03 12* 08 03 17*	Residuos de cartuchos de tinta peligrosos y tóners	Aprox. 10 kg/año	Contenedor homologado de 60 l	Gestor autorizado para el tratamiento de este residuo
20 01 21*	Residuos de tubos fluorescentes	Aprox. 10 kg/año	Contenedor homologado de 60 l	Gestor autorizado para el tratamiento de este residuo / Proveedor
16 02 14 16 02 16	Residuos de aparatos eléctricos o electrónicos	Aprox. 100 kg/año	Contenedor homologado de 120 l	Gestor autorizado para el tratamiento de este residuo/ Proveedor

11 Aplicación de las mejores técnicas disponibles (MTD) a la producción de hidrógeno por electrólisis.

El presente apartado pretende describir y justificar la aplicación de las mejores técnicas disponibles (MTD) de acuerdo con lo descrito en la Decisión de ejecución (UE) 2016/902 de la comisión de 30 de mayo de 2016 por la que se establecen las conclusiones sobre las mejores técnicas disponibles (MTD) para los sistema comunes de tratamiento y gestión de aguas y gases residuales en el sector químico conforme a la Directiva 2010/75/UE del parlamento Europeo y del Consejo y que son de aplicación a la planta de generación de hidrógeno verde por electrólisis "LA FARA" situada en el término municipal de Rueda (Valladolid).

Las MTD mencionadas en la Decisión de ejecución (UE) 2016/902 se agrupan de la siguiente forma:

1. Sistemas de gestión ambiental
2. Control
3. Emisiones al agua
4. Residuos
5. Emisiones al aire

Para la redacción del presente documento se han tenido también en cuenta referencias a los documentos BREF de Mejores Técnicas Disponibles de referencia europea para el sector de la Química inorgánica de gran volumen de producción – sólidos y otros productos, así como el documento BREF de Mejores Técnicas Disponibles de referencia europea respecto a las emisiones generadas por el almacenamiento aunque todas las referencias a la producción de hidrógeno se hacen en relación a su producción a partir de combustibles fósiles y no mediante el proceso de electrólisis que se plantea o como MTD para la reducción de emisiones en otros procesos, visto el hidrógeno como parte de un subproceso, por lo que son documentos de escasa aplicación práctica para el objeto que ocupa el proyecto analizado.

El documento enumera y describe mejores técnicas disponibles, más no son técnicas prescriptivas ni exhaustivas, pudiendo utilizarse técnicas equivalentes que permitan, al menos, un nivel de protección ambiental equivalente.



11.1 Sobre los Sistemas de gestión ambiental

Las primeras MTD a las que hace referencia la documentación es al desarrollo de un sistema de gestión ambiental (SGA) que integre, homogenice y de consistencia y coherencia a todas las medidas tomadas bajo el prisma ambiental. El sistema que se diseñe y aplique tendrá como elemento crítico el análisis y control de la toma de agua para el proceso de electrólisis y el vertido asociado al mismo. Se controlarán todos los parámetros indicados en las MTD y se realizarán de acuerdo con las normas UNE, EN, ISO o similares.

MTD 1. Para mejorar el desempeño ambiental general, la MTD consiste en implantar y cumplir un sistema de gestión ambiental (SGA) que incorpore una serie de características mínimas, establecidas en el documento. Para garantizar tanto la implantación como su cumplimiento se recurrirá al desarrollo de un **SGA de acuerdo con la norma ISO 14.001** – Sistemas de gestión ambiental – Requisitos con orientación para su uso – así como normas ISO de ampliación.

MTD 2. Para facilitar la reducción de las emisiones al agua y a la atmósfera y la reducción del uso del agua, la MTD consiste en establecer y mantener un **inventario de flujos de aguas y gases residuales** como arte del sistema de gestión ambiental, incluyendo toda la información establecidas en el documento. Para ello se establecerá un control y monitoreo de los flujos de agua y gases, esto es principalmente los siguientes flujos (aunque no limitado solo a estos):

- Flujo de agua de captación
- Flujo de agua de proceso
- Flujo de agua de refrigeración
- Flujo de agua de descarte
- Flujo de hidrógeno de producción
- Flujo de oxígeno de producción
- Flujos de hidrógeno y oxígeno de venteo

No se espera que existan otros flujos de aguas o gases reseñables, pero podrán incorporarse en caso de ser necesario a través del proceso de mejora continua del SGA.

11.2 Control

Las MTD del apartado de control establecen y definen las variables clave a monitorizar y las normas de referencia para ello. Por el proceso productivo que se desarrolla, en el que se utilizan exclusivamente agua y electricidad como productos obteniendo como resultado la disociación de parte del agua en hidrógeno y oxígeno, los flujos y procesos críticos a monitorizar serán esos: agua, hidrógeno y oxígeno.

El proceso principal en el uso del agua será la toma de agua de pozo, tratamiento de osmosis inversa para la reducción de la conductividad del agua de proceso y vertido del agua de rechazo. Al no existir tratamiento biológico o químico, sino solo físico, no se esperan cambios en parámetros como las emisiones de COV u olores, considerando que el proceso que afecta a las aguas es únicamente el de osmosis inversa que



incrementa la conductividad del agua de rechazo. En cualquier caso, se estima el control establecido en la norma, con la periodicidad establecida para cada tipo de sustancia o parámetro

MTD 3. Respecto a las emisiones al agua relevantes, identificadas en el inventario de flujos de aguas residuales, la MTD consiste en **controlar los principales parámetros del proceso** (incluido el control continuo del caudal de aguas residuales, el pH y la temperatura) en lugares clave. Estos lugares clave serán al menos los siguientes: Punto de captación, en cada una de las etapas de tratamientos de agua de proceso –pretratamientos, primer proceso de osmosis inversa, segundo proceso de osmosis inversa, salida del agua de rechazo de la osmosis-, a la entrada de agua de proceso al electrolizador, a la salida de agua de proceso de electrólisis y en los puntos de colección de las aguas pluviales y de limpieza.

MTD 4. La MTD consiste en **controlar las emisiones al agua** de conformidad con las normas EN, al menos con la frecuencia mínima que se indica en el documento. Si no se dispone de normas EN, la MTD consiste en aplicar las normas ISO u otras normas nacionales o internacionales que garanticen la obtención de datos de calidad científica equivalente. **Se monitorizarán todos los parámetros establecidos con la frecuencia mínima indicada en el documento.**

MTD 5. La MTD consiste en **controlar periódicamente las emisiones difusas de COV** (Compuestos orgánicos volátiles) a la atmósfera procedentes de fuentes pertinentes mediante una combinación adecuada de las técnicas I a III o, cuando se trate de grandes cantidades de COV, todas las técnicas I a III. En este caso, no se utilizan compuestos orgánicos volátiles en el proceso productivo ni se estima uso alguno para labores de mantenimiento. Al no existir este tipo de compuestos la MTD **no aplica**.

MTD 6. La MTD consiste en controlar periódicamente las **emisiones de olores** procedentes de las fuentes pertinentes de conformidad con las normas EN. No se espera generación ni emisión de olores dado el proceso de la planta, aunque como parte del proceso de mejora continua del SGA se podrá incorporar si se detectan potenciales emisiones de olores. **No aplica.**

11.3 Emisiones al agua

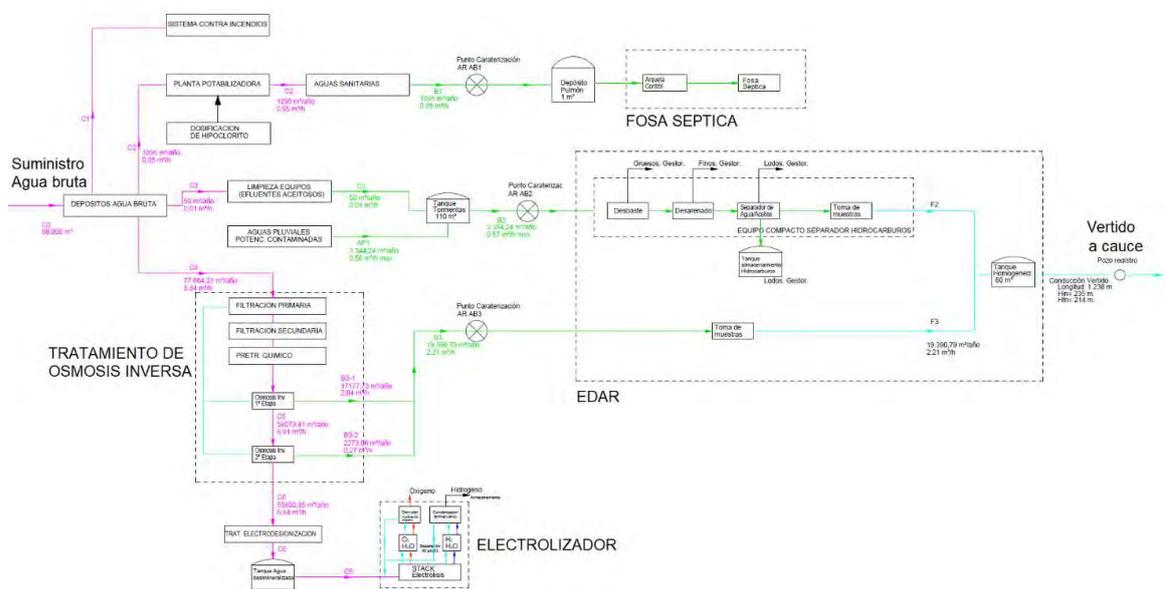
Las distintas mejores técnicas disponibles en el campo de las emisiones al agua van en la línea de optimizar su consumo, evitar que se mezclen aguas contaminadas y no contaminadas, así como el control y tratamiento de las aguas residuales o contaminadas. En el proceso de electrólisis por tecnología PEM no se utiliza ningún tipo de compuesto más allá del agua desmineralizada y desionizada que se obtiene por osmosis inversa, utilizando dos pasos de osmosis inversa lo que permite reducir en gran medida el rechazo de la planta a un 25% aproximadamente del agua que se toma de la fuente. Esto es una MTD al utilizar razonablemente y de manera racional los recursos hídricos. Por otro lado, el agua no está sometida a otros tratamientos o usos que puedan hacerla transportar contaminantes o sustancias no deseadas.



En cuanto a las aguas que no están afectadas por el proceso, como pueden ser las pluviales que afecten a zonas con tránsito de camiones o maquinaria pesada, dicho agua será canalizada hasta un depósito de tormenta que finalmente verterá tras un paso quitagrasas, para evitar que cualquier escape accidental de hidrocarburos o combustibles aceitosos puedan afectar al medio.

La producción de hidrógeno es una actividad especificada en el anexo I, sección 4, de la Directiva 2010/75/UE, por lo tanto, le es de aplicación los niveles de emisión asociados a las MT (NEA-MTD) para las emisiones al agua presentados en los cuadros 1,2 y 3 de la Decisión de ejecución (UE) 2016/902 de la Comisión, aplicando los valores indicados en el punto en el que las emisiones salen de la instalación. Sin embargo, se espera que los parámetros estén siempre en los límites inferiores o en su defecto que la NEA-MTD no sea de aplicación por no superar el umbral de emisión anual acumulado de cada una de las sustancias.

Para mayor comprensión, se incorpora el circuito de aguas completo, incluyendo captación, tratamientos y aguas de vertido y su tratamiento:



Sistema de aguas de la planta

11.3.1 Consumo de agua y generación de aguas residuales

MTD 7. Para reducir el consumo de agua y la generación de aguas residuales, la MTD consiste en reducir el volumen y/o la carga contaminante de los flujos de aguas residuales, fomentar la reutilización de aguas residuales en el proceso de producción y recuperar y reutilizar las materias primas. El único parámetro crítico que afecta a las aguas del proyecto es la conductividad del agua de descarte del proceso de osmosis. El vertido dependerá principalmente de la autorización de la Confederación Hidrográfica de la zona que establece las condiciones límite de vertido. A partir de dicho requisito se dimensionará todo el proceso de



aguas, ajustando la conductividad al requisito establecido y tratando de darle un segundo uso, si fuese posible, como agua de riego. No se espera que dicho agua tenga carga de ningún otro tipo de contaminante reseñable.

11.3.2 Recogida y separación de aguas residuales

MTD 8. Para evitar la contaminación de aguas no contaminadas y reducir las emisiones al agua, la MTD consiste en separar los flujos de aguas residuales no contaminadas de los flujos de aguas residuales que requieran tratamiento. Por ello **se diferenciarán claramente el agua del proceso productivo**, que no requerirá de tratamientos adicionales ni llevará contaminantes en ella, y el agua que se utilice para otros usos (limpieza, mantenimiento y otros usos secundarios en la planta). Las aguas de limpieza y pluviales se recogerán y se harán pasar por un separador de grasas e hidrocarburos. Y las aguas sanitarias que se generen en la planta irán a fosa séptica vaciada periódicamente por un gestor autorizado, de modo que en el vertido tan solo se ve afectado por el flujo de rechazo de la osmosis y el flujo de limpieza de equipos y pluviales.

MTD 9. Para evitar las emisiones incontroladas al agua, la MTD consiste en prever una **capacidad de almacenamiento tampón** adecuada para las aguas residuales generadas en condiciones distintas de las condiciones normales de funcionamiento, sobre una base de una evaluación del riesgo y adoptar otras medidas adecuadas. Por ello se instalará un **depósito pulmón con capacidad de retener el agua de vertido equivalente a dos días completos de producción nominal**. Esto garantiza tanto la retención de agua de vertido en caso de funcionamiento anormal como en caso de limitaciones temporales por otro tipo de cuestiones en el punto de vertido. Además, se plantearán medidas adicionales como la reutilización de dicha agua, previa autorización de Confederación Hidrográfica, para riego. Este almacenamiento pulmón recogerá también las aguas pluviales tras su paso por un separador de grasas e hidrocarburos

11.3.3 Tratamiento de aguas residuales

MTD 10. Para reducir las emisiones al agua, la MTD consiste en utilizar una **estrategia integrada de gestión y tratamiento de aguas residuales** que incluya una combinación adecuada de las técnicas descritas en el documento, en el orden de prioridad que establece. Esto es priorizando técnicas para evitar o reducir la generación de contaminantes del agua, técnicas para recuperar contaminantes antes de su descarga al sistema de recogida de aguas residuales, técnicas para reducir contaminantes antes del tratamiento final de aguas residuales y el tratamiento final de las aguas residuales. Esto ha sido tenido en cuenta en diseño de modo que:

- Para el agua de proceso no se espera necesario ningún tipo de actuación y simplemente se tendrá una arqueta de control para la toma y medición de parámetros con la frecuencia que se estime necesaria.

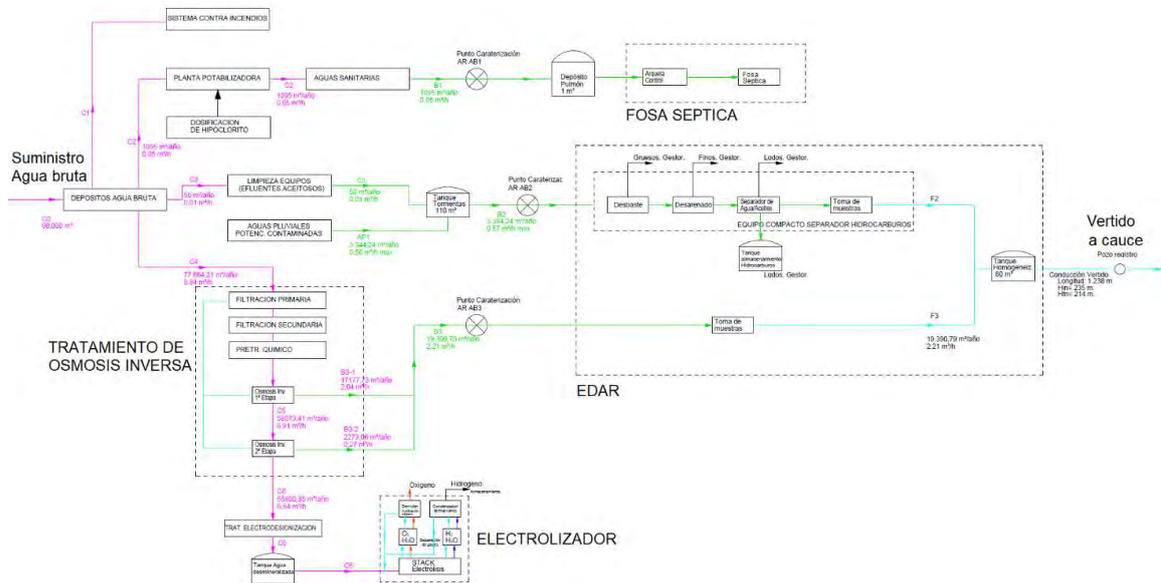


- Para las aguas pluviales en zonas frecuentadas con vehículos y las aguas de efluentes aceitosos se instalará un separador de grasas e hidrocarburos para eliminar posibles derrames accidentales de combustibles como consecuencia del tráfico rodado antes de su llegada al punto de vertido. Este proceso incluye un desbaste, desarenado y separación de agua y aceites.
- Para aguas de consumo auxiliar, limpieza, mantenimiento y sanitarias, estas se dirigirán a una fosa séptica enterrada, donde serán almacenadas para su posterior recogida y tratamiento por gestor autorizado.

Todos los residuos generados a raíz del tratamiento de aguas se tratarán a través de gestor autorizado, como son los lodos o residuos de los filtros de la planta de osmosis inversa y separador de hidrocarburos.

MTD 11. Para reducir las emisiones al agua, la MTD consiste en **pretratar las aguas residuales** que contienen contaminantes que no pueden eliminarse adecuadamente durante el tratamiento final de las aguas residuales por medio de técnicas apropiadas. Respecto a esta MTD, **las aguas son tratadas en función de su origen**, adaptando la técnica de acuerdo con los potenciales contaminantes. Así el agua de descarte de la osmosis al no contener productos ni contaminantes adicionales no es tratada, las aguas de efluentes aceitosos o pluviales potencialmente contaminadas pasa a través de un equipo separador de aceites e hidrocarburos y las aguas sanitarias, que requieren un proceso más complejo, irán a fosa séptica y periódicamente vaciada y enviada para su tratamiento por gestor autorizado. Estos equipos son compactos e incluyen pretratamientos como el desbaste o desarenado.

MTD 12. Para reducir las emisiones al agua, la MTD consiste en utilizar una combinación adecuada de las técnicas de tratamiento final de aguas residuales. Los tratamientos empleados son los siguientes:



Tratamiento del sistema de aguas de la planta

Como se ha mencionado, cada flujo de aguas es tratado de manera personalizada, y de las técnicas señaladas en la MTD 12 aplican las siguientes:



Tratamiento preliminar y primario:

- **Homogeneización:** No aplica. Al tratarse de flujos bastante característicos, se realizan los tratamientos y se homogeneiza el vertido final. Las aguas provenientes de pluviales y limpieza e equipos pueden considerarse homogeneizadas al pasar antes por un tanque de tormentas.
- **Neutralización:** No aplica, pues se espera que el pH de ambos flujos esté comprendido entre 6 y 8.
- **Separación física:** Se produce en el separador de hidrocarburos, como pretratamientos antes de sus respectivos tratamientos, usando el desbaste y el desarenado.

Tratamiento biológico:

No aplica, ya que los dos flujos tratados en la planta no presentan compuestos orgánicos que se traten con microorganismos. Las aguas sanitarias se depositan en fosa séptica y son retiradas por gestor autorizado para su tratamiento.

Eliminación de nitrógeno:

No aplica, ya que los dos flujos tratados en la planta no presentan compuestos nitrogenados que deban tratarse. Las aguas sanitarias se depositan en fosa séptica y son retiradas por gestor autorizado para su tratamiento.

Eliminación de fósforo:

No aplica al no utilizarse ningún tipo de compuesto fosfórico.

Eliminación final de los sólidos:

Tan solo se esperan posibles lodos en el proceso de separación de grasas e hidrocarburos, que se obtendrán por sedimentación o decantación, retirados y tratados por gestor autorizado.

11.3.4 Niveles de emisiones asociados a las MTD para las emisiones al agua

Los niveles de emisión asociados a las MTD (NEA-MTD) para las emisiones al agua previstas a las emisiones directas que van a una masa de agua receptora procedentes de instalaciones de producción de hidrógeno y de depuradoras que funcionan de forma independiente, como es el caso, les corresponden los niveles de emisión reflejados en los cuadros 1, 2 y 3 del documento y se aplican en el punto en que las emisiones salen de la instalación. No se espera cumplir en ninguno de los parámetros establecidos una media anual superior a la indicada y tampoco se espera que la NEA-MTD sea de aplicación al no estimarse emisión superior a los umbrales señalados en dichos cuadros. Estos parámetros serán controlados de acuerdo con la MTD 4 y el SGA.

11.4 Residuos

Existe un plan de gestión de residuos en el estudio de impacto ambiental y se desarrollará también dentro del marco del sistema de gestión ambiental de la planta de acuerdo con las primeras MTD. Los volúmenes de residuos generados en la planta se estiman muy reducidos, pues una vez la planta se encuentre en



funcionamiento el proceso productivo no consume ni genera nada distinto de agua, electricidad, hidrógeno y oxígeno. Cualquier residuo que se genere será en pequeña cantidad y como consecuencia de una acción de mantenimiento de los equipos instalados.

MTD 13. Para evitar la generación, o cuando esto no sea posible, reducir la cantidad de residuos que van a enviarse para su eliminación, la MTD consiste en **establecer y aplicar, en el marco del sistema de gestión ambiental, un plan de gestión de residuos** que, por orden de prioridad, garantice que los residuos se eviten, se preparen para su reutilización, se reciclen o se recuperen por otros medios. Tal y como se ha mencionado, en el estudio de impacto ambiental, así como en el SGA desarrollado figurarán el plan de gestión de residuos que reducirá en la medida de lo posible, se revalorizará, reciclará y recuperarán los residuos. En última instancia se gestionarán dichos residuos mediante gestor autorizado.

MTD 14. Para **reducir el volumen de lodos de aguas residuales** que exigen un tratamiento ulterior o la eliminación y para reducir su posible impacto ambiental, la MTD consiste en **utilizar una o varias de las técnicas descritas de acondicionamiento, espesamiento y deshidratación, estabilización y secado**. La generación de lodos se estima reducida, al ser exclusivamente consecuencia de la separación de aguas y aceites por lo que su volumen es lo suficientemente reducido como para ser almacenado y gestionado a través de gestor autorizado. Se estudiará como parte del proceso del SGA el uso del calor residual de la planta para un proceso de secado de los mismos antes de ser encargado a gestor autorizado.

11.5 Emisiones al aire

Las emisiones al aire que se realizarán en la planta se limitarán al oxígeno generado en el proceso de electrólisis que se venteará directamente a la atmósfera al no tratarse de una sustancia dañina o contaminante. Este flujo de oxígeno irá acompañado de algo de vapor de agua, así como pequeñas emisiones parásitas de hidrógeno. La emisión de oxígeno a la atmósfera puede parecer considerable, al tratarse de 16 veces la cantidad estequiometría de hidrógeno, pero es un gas inocuo una vez venteadado y disuelto.

Por otro lado, y de manera accidental o por razones de mantenimiento o seguridad se liberará hidrógeno a la atmósfera. El hidrógeno es un gas muy ligero y que asciende con velocidad hasta prácticamente salir del planeta. No es necesaria la quema del gas en antorcha ni es necesario tratar este gas al ser inocuo para la salud y la seguridad de las personas y el medioambiente. No se espera la aplicación de otras MTD al no existir otro tipo de emisiones molestas. Si se dará especial atención a la emisión de ruidos molestos al ambiente, siendo este un punto importante en el sistema de gestión ambiental para garantizar que los ruidos que se estiman se mantengan dentro de los parámetros esperados y estos no se vean incrementados por fallos o faltas de mantenimiento o malfuncionamientos.

11.5.1 Recogida de gases residuales



MTD 15. Con el fin de facilitar la recuperación de los compuestos y la reducción de emisiones a la atmósfera, la MTD consiste en **confinar las fuentes de emisión y en tratar las emisiones** en la medida de lo posible. Como compuestos gaseosos del proceso productivo y/o que puedan generarse en la planta tan solo encontramos el hidrógeno y el oxígeno. El oxígeno es liberado directamente a la atmósfera al tratarse de un gas inocuo a efectos de impacto en el medioambiente. El hidrógeno es recogido para su venta, como objeto del proyecto y por seguridad, en caso de fugas, purgas controladas o liberaciones de hidrógeno por mantenimientos, reparaciones, paradas o cualquier otra circunstancia, este hidrógeno será liberado directamente a la atmósfera. Al tratarse el hidrógeno de un gas muy ligero asciende rápidamente y se pierde en las capas altas de la atmósfera sin perjuicio para la salud o el medio. Se estima mucho más dificultoso y peligroso, a efectos de seguridad y riesgo de explosión y/o incendio, tratar de recoger dicho hidrógeno, por lo que la presente MTD **no aplicaría**.

11.5.2 Tratamiento de gases residuales

MTD 16. Para reducir las emisiones al aire, la MTD consiste en **utilizar una estrategia integrada de gestión y tratamiento de gases residuales** que incluya técnicas de tratamiento de gases residuales integradas en el proceso. Se incorporará en el SGA y en el propio plan de operación de la planta el control de gases, y reiterando lo comentado en el punto de la MTD 15 y por motivos de seguridad, atmósferas ATEX y riesgos de incendio/explosión, los gases residuales, oxígeno e hidrógeno, no serán sometidos a tratamientos, por lo que **no aplicaría**.

11.5.3 Combustión en antorcha

MTD 17. Para evitar las emisiones al aire de las antorchas, la MTD consiste en **utilizar la combustión en antorcha, solo por motivos de seguridad o en condiciones operativas no rutinarias**. En el caso que aplica y por motivos de seguridad no se estima oportuno la canalización y recolección de hidrógeno que tenga que liberarse en condiciones operativas no rutinarias, prefiriéndose su liberación directa a la atmósfera sin quema en antorcha. El hidrógeno es muy ligero, asciende rápidamente una vez liberado y escapa de la atmósfera, sin tener impacto en el medioambiente, por lo que **no aplica**.

MTD 18. Para **reducir las emisiones atmosféricas de las antorchas cuando su uso sea inevitable**, la MTD consiste en utilizar técnicas de diseño correcto de los dispositivos de combustión en antorcha y control y registro de datos en el marco de la gestión de las antorchas. Por la misma razón planteada previamente, **no aplica**, al no ser factible la quema del hidrógeno en antorcha por motivos de seguridad.



11.5.4 Emisiones difusas de COV

MTD 19. Para evitar o, cuando no sea posible, reducir las **emisiones difusas de COV** a la atmósfera, la MTD consiste en utilizar técnicas planteadas en el documento. Al no existir emisiones difusas de COV al no tratar con hidrocarburos u otros compuestos orgánicos volátiles, **no aplica**.

11.5.5 Emisiones de olores

MTD 20. Para evitar o, cuando ello no sea posible, **reducir las emisiones de olores**, la MTD consiste en establecer, aplicar y revisar periódicamente un plan de gestión de olores, como parte del sistema de gestión ambiental. Se incluirán los controles y protocolos establecidos en el documento en el SGA de acuerdo con lo indicado en la MTD, localizando estas actuaciones en los procesos de depuración de aguas residuales que producen lodos. **Estos lodos se almacenarán en recipientes cerrados para evitar la emisión de olores y su tratamiento será mediante gestor autorizado.**

MTD 21. Para evitar, o cuando ello no sea posible, **reducir las emisiones de olores derivada de la recogida y tratamiento de aguas residuales y del tratamiento de lodos**, la MTD consiste en utilizar alguna de las técnicas descritas en el documento. En el caso que aplica, por un lado a la planta de depuración de aguas sanitarias se le aplica un tratamiento biológico, pues los compuestos que puedan encontrarse en dichas aguas son fácilmente solubles en agua y fácilmente bioeliminables, y por otro lado para las aguas y lodos del separador de hidrocarburos los lodos se almacenarán y se establecerán unos tiempos de permanencia de esos lodos hasta su recogida y se regulará un mantenimiento frecuente del sistema de aireación, con opción a utilizar el excedente de oxígeno puro generado en la planta para optimizar el tratamiento aeróbico de dichos lodos.

11.5.6 Emisiones de ruidos

MTD 22. Para evitar, o cuando ello no sea posible, **reducir las emisiones de ruido**, la MTD consiste en establecer y aplicar un plan de gestión de ruidos, como parte del sistema de gestión ambiental que incluya protocolos de actuaciones y plazos, protocolos de control de ruidos, protocolos de respuesta a incidentes concretos de ruidos y un programa de prevención y reducción de ruidos. Las emisiones de ruido están siendo consideradas desde la fase de diseño, con el fin de garantizar el cumplimiento de la normativa aplicable y se incorporarán los protocolos y programas indicados en el documento en el SGA. En cualquier caso, dada la ubicación de la planta y los requisitos de diseño, no cabe esperar molestias por ruidos.

MTD 23. Para evitar o, cuando sea posible, **reducir las emisiones de ruidos**, la MTD consiste en utilizar una o varias de las técnicas descritas en el documento. Al tratarse de una planta en desarrollo, las técnicas descritas en el documento han sido tenidas en cuenta, localizando de manera adecuada los equipos y



edificios y considerando los ruidos de cada equipo para cumplir la normativa aplicable y reducir las emisiones de ruido de acuerdo con dicha normativa. Si se detectasen anomalías, el SGA contempla la revisión de equipos y se plantearán alternativas de reducción y control de ruidos.

11.6 Mejores técnicas disponibles para la producción de hidrógeno

En el BREF (documento de referencia sobre las mejores técnicas disponibles (MTD) titulado "Industria química inorgánica de gran volumen de producción - sólidos y otros productos (LVIC-S)", no hace referencia a la fabricación de hidrógeno por electrólisis no hay "mejores técnicas disponibles (MTD) publicadas para la producción de hidrógeno a través de electrolizadores alimentados con energías renovables.

Sin embargo, aunque la producción de hidrógeno verde abre la vía a nuevos usos como vector energético clave, cabe destacar que la producción de hidrógeno es por sí misma una actividad de gran volumen, dónde casi el 90% de la producción se produce a partir de combustibles fósiles sin ningún tipo de control de emisiones de gases de efecto invernadero. Sólo un 0,6% se produce a través de electrólisis.

Según datos del IEA "International Energy Agency" se espera un incremento del 240% en la producción de hidrógeno a nivel mundial entre 2020 y 2030, de 88,4 a 212 Mt (megatoneladas de H₂), y que dicho incremento esté vinculado a hidrógeno libre de emisiones, ya sea a través de la captura de CO₂ (CCS) en el reformado con vapor, pero sobre todo, a través de electrólisis asociada a fuentes de energía renovables.

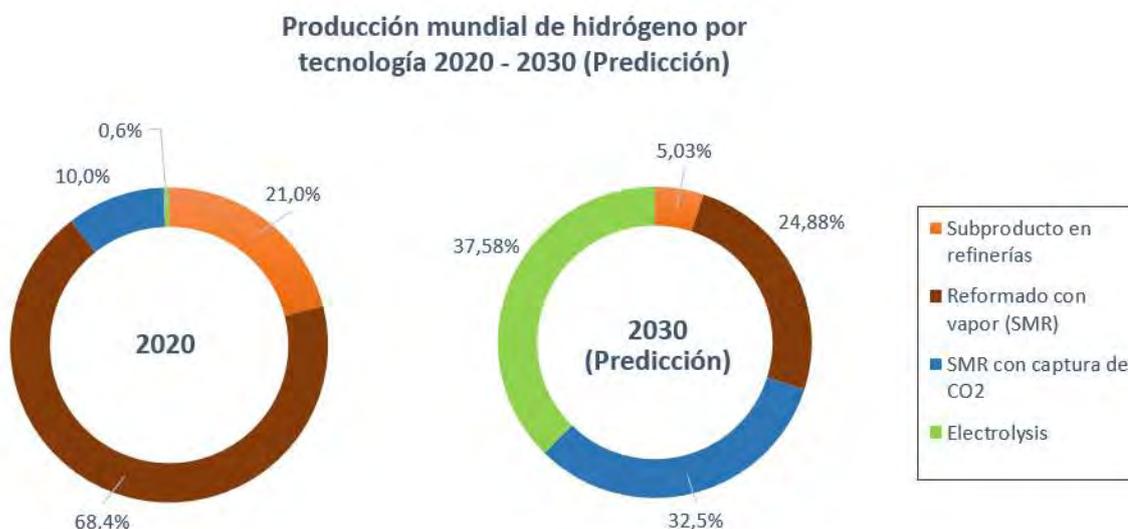


Ilustración 2. Generación de hidrógeno por tecnologías 2020 – 2030 (Predicción) Fuente: IEA.



11.6.1 Alternativas de generación de hidrógeno.

Alternativa 1: Electrólisis del agua a partir de fuentes de energía renovables (H2 verde)

La electrólisis es un proceso electroquímico en el cual se obtiene hidrógeno y oxígeno a través de la descomposición de la molécula de agua. Se trata de un método que permite la producción de hidrógeno de manera limpia, siempre y cuando la energía que se utilice para el proceso provenga de fuentes no contaminantes. De hecho, la electrólisis del agua es la principal vía que existe actualmente para producir hidrógeno mediante el uso de energías renovables.

Este proceso conlleva una forma de generación de hidrógeno sin emisiones de gases de efecto invernadero, pero conlleva los impactos asociados a la instalación de una planta solar fotovoltaica anexa para suministrar la energía eléctrica necesaria para la electrólisis del agua. Los impactos principales asociados a este proceso son la ocupación del suelo y el impacto visual.

Alternativa 2. Reformado con vapor y Gasificación

Consiste en la generación de hidrógeno a partir de hidrocarburos. El proceso consiste en la exposición del hidrocarburo a vapor de agua a alta temperatura y a una presión moderada. Como resultado de la reacción química se obtiene fundamentalmente hidrógeno, monóxido y dióxido de carbono y otros compuestos.

Este proceso de generación de hidrógeno lleva asociado importantes emisiones de gases de efecto invernadero procedentes tanto de las reacciones químicas durante el proceso como del consumo de combustibles fósiles para generar la energía necesaria para llevarlo a cabo.

Una planta de reformado tiene mayor impacto visual que una de hidrógeno verde pero no es necesario que lleve asociado una planta solar fotovoltaica para el aporte de energía eléctrica.

Además del impacto sobre la calidad del aire y el cambio climático, es una actividad potencialmente contaminadora del suelo.





Ilustración 3. Planta de producción de hidrógeno por reformado con vapor.

11.6.2 Justificación de la alternativa seleccionada.

La alternativa seleccionada siguiendo criterios ambientales, socioeconómicos y técnicos es la planta de generación de hidrógeno por electrólisis del agua con aporte de energía eléctrica de fuente renovable, en este caso un parque solar fotovoltaico, por su beneficio a la calidad del aire y al clima, al no generar emisiones de gases de efecto invernadero, y su aporte al cumplimiento del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima de España y el Pacto Verde Europeo.

12 Presupuesto

A continuación, se actualiza el presupuesto para la planta de electrólisis y la zona de almacenamiento prevista.

El proveedor del electrolizador incluye en el alcance algunos equipos auxiliares dentro del precio final, y por este motivo no aparecen importes desglosados.

1. Presupuesto planta de electrólisis	29.244.000,00 €
2. Presupuesto almacenamiento y carga de hidrógeno	14.606.000,00 €
PRESUPUESTO TOTAL	43.850.000,00 €

Cuarenta y tres millones ochocientos cincuenta mil euros.



1. Planta de electrólisis

1.1. Electrolizador y alcances adicionales	Cant.	Precio unitario	Precio
Electrolizador 10 MW, @ 40 Bar	4		27.600.000,00 €
Transformador principal 6,6 MVA 30 kV	8	<i>incluido alcance</i>	- €
Rectificador CC 4,81 MW	8	<i>incluido alcance</i>	- €
Sistema de refrigeración	1	<i>incluido alcance</i>	- €
Sistema de purificación y secado de hidrógeno	1	<i>incluido alcance</i>	- €
Interconexión de sistemas	1	<i>incluido alcance</i>	- €
Pruebas de funcionamiento y puesta en marcha	1	170.000,00 €	170.000,00 €
Obra civil, nave industrial de electrolizadores	1	400.000,00 €	400.000,00 €
Transformadores auxiliares	2	50.000,00 €	100.000,00 €
Montaje en obra, ingeniería EPC de los equipos principales	1	600.000,00 €	600.000,00 €
SUBTOTAL 1.1. Electrolizador y alcances adicionales			28.870.000,00 €

1.2. Suministro de agua bruta y planta de tratamiento

Sistema de Osmosis Inversa de dos pasos	1	<i>incluido alcance</i>	- €
Sistema de Electrodesionización	1	<i>incluido alcance</i>	- €
Tanque de agua bruta 250 m ³	1	22.000,00 €	22.000,00 €
Tanque de agua de proceso 60 m ³	2	20.000,00 €	40.000,00 €
Bombas de extracción agua de pozo	2	8.000,00 €	16.000,00 €
Interconexión de sistemas e instrumentación	1	50.000,00 €	50.000,00 €
SUBTOTAL 1.2. Suministro de agua bruta y planta de tratamiento			128.000,00 €

1.3. Sistema de inertización y aire de instrumentos

Tanque de nitrógeno líquido y auxiliares	1	32.000,00 €	32.000,00 €
Skid de control para inertización	1	40.000,00 €	40.000,00 €
Set compresores para aire instrumentos	2	15.000,00 €	30.000,00 €
Interconexión de sistemas e instrumentación	2	7.000,00 €	14.000,00 €
Contenedor 40 pies	1	10.000,00 €	10.000,00 €
SUBTOTAL 1.3. Sistema de inertización y aire de instrumentos			126.000,00 €

1.4. Sistema contra incendios

Bombas, tanques y valvulería de sistema anti incendios.	1	120.000,00 €	120.000,00 €
SUBTOTAL 1.4. Sistema contra incendios			120.000,00 €



2. Almacenamiento y carga de hidrógeno

2.1. Almacenamiento 40 toneladas

Tanque horizontal 200 m ³ para H2 @40 Bar (660 kg)	60	225.000,00 €	13.500.000,00 €
Valvulería e interconexión, (x10 tanques)	6	30.000,00 €	180.000,00 €
Instalación de equipos y puesta en marcha	1	100.000,00 €	100.000,00 €
SUBTOTAL 2.1. Almacenamiento 40 ton H2			13.780.000,00 €

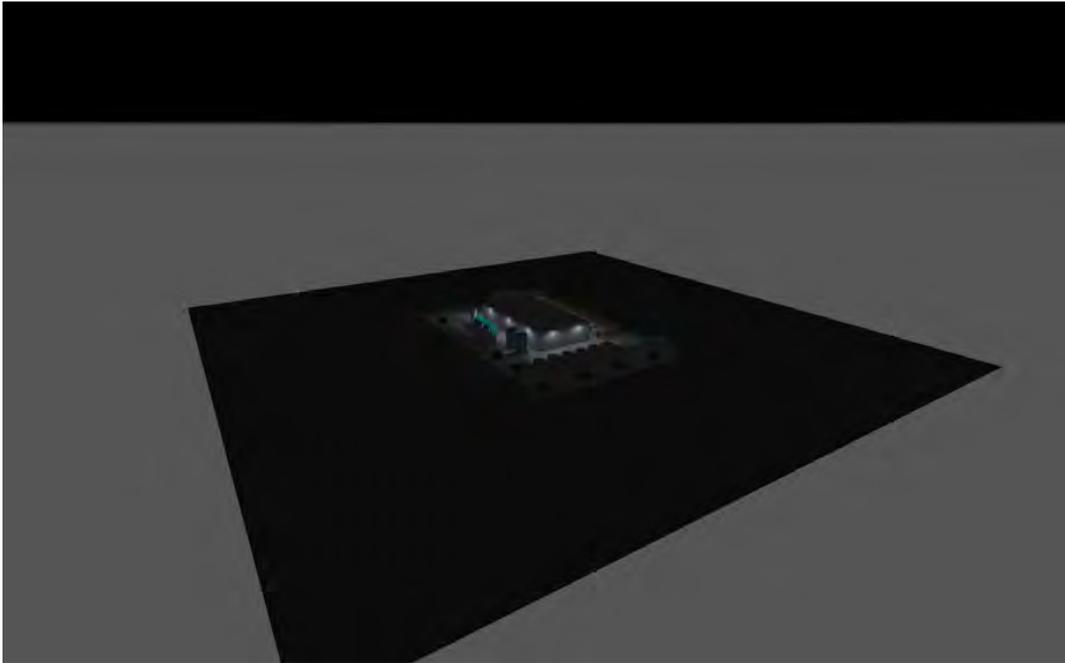
2.2. Estación de carga de camiones

Compresores	4	165.000,00 €	660.000,00 €
Panel eléctrico de control (2x)	2	25.000,00 €	50.000,00 €
Sistema de refrigeración de 75 KW	4	14.700,00 €	58.800,00 €
Válvula de control proporcional	4	3.800,00 €	15.200,00 €
Contenedor 30 pies	2	6.000,00 €	12.000,00 €
Integración eléctrica e interconexión del contenedor	2	15.000,00 €	30.000,00 €
SUBTOTAL 2.2. Estación de carga de camiones			826.000,00 €



13 Anejo: Actualización cálculos lumínicos





Instalación de alumbrado exterior para planta de Electrólisis "La Fara"

Instalación de alumbrado exterior de la instalación industrial de Electrólisis "La Fara" en el término municipal de Rueda (Valladolid)



Observaciones preliminares

Indicaciones para planificación:

Las magnitudes de consumo de energía no tienen en cuenta escenas de luz ni sus estados de atenuación.



Contenido

Portada	1
Observaciones preliminares	2
Contenido	3
Contactos	4
Descripción	5
Lista de luminarias	6

Fichas de producto

Philips - VGP703 T25 1 xLED40-4S/830 DM10 (1x LED40-4S/830)	7
---	---

Terreno 1

Plano de situación de luminarias	8
Lista de luminarias	11
Objetos de cálculo / Escena de luz 1	12
Pasillo Refrigeracion / Escena de luz 1 / Iluminancia perpendicular	20
Pasillo OyM / Escena de luz 1 / Iluminancia perpendicular	21
Pasillo Potencia / Escena de luz 1 / Iluminancia perpendicular	22
Glosario	23



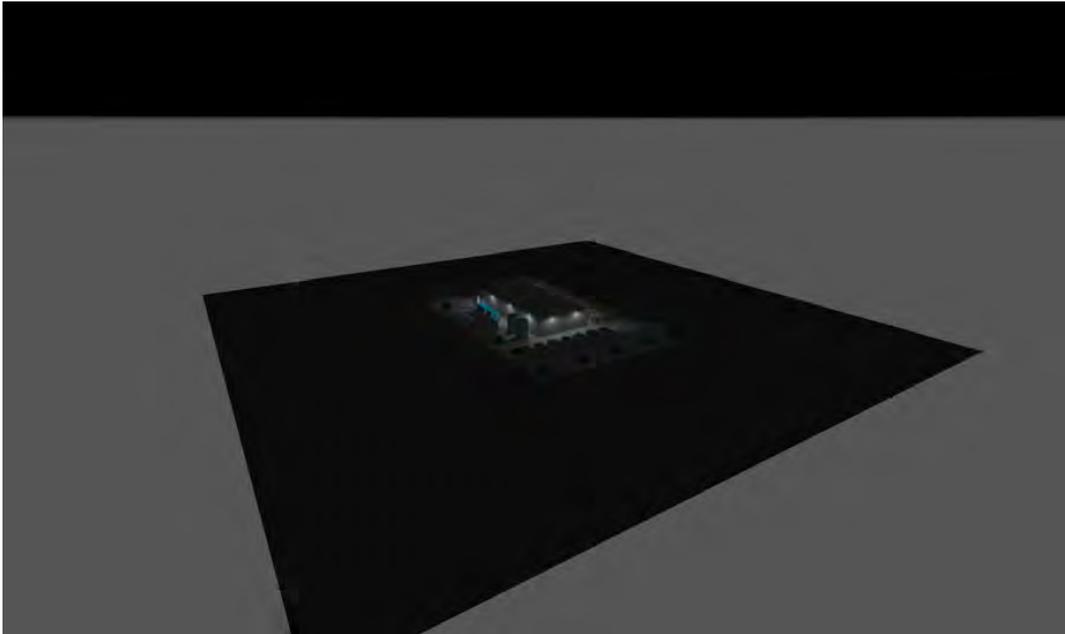
Contactos



Ansasol, S.L
Paseo de Bolivia, 11
Urb. Elviria
29604 - Marbella

T 95276566
F 952765627
info@ansasol.com





Descripción

Desarrollo de las instalaciones de alumbrado exterior de acuerdo con el Real Decreto 1890/2008, de 14 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento de eficiencia energética en instalaciones de alumbrado exterior y sus Instrucciones Técnicas Complementarias EA-01 a EA-07 así como toda la normativa derivada de esta.

Ansasol, S.L
Paseo de Bolivia, 11
Urb. Elviria
29604 - Marbella

T 95276566
F 952765627
info@ansasol.com



Lista de luminarias

Φ_{total} 36630 lm	P_{total} 285.0 W	Rendimiento lumínico 128.5 lm/W
----------------------------	------------------------	------------------------------------

Uni.	Fabricante	Nº de artículo	Nombre del artículo	P	Φ	Rendimiento lumínico
10	Philips		VGP703 T25 1 xLED40-4S/830 DM10	28.5 W	3663 lm	128.5 lm/W

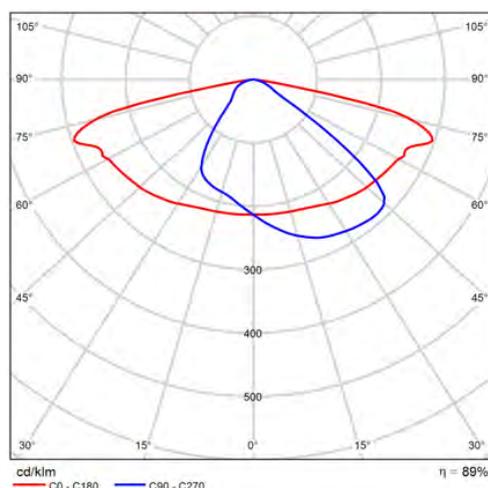


Ficha de producto

Philips - VGP703 T25 1 xLED40-4S/830 DM10



P	28.5 W
$\Phi_{\text{Lámpara}}$	4100 lm
$\Phi_{\text{Luminaria}}$	3663 lm
η	89.33 %
Rendimiento lumínico	128.5 lm/W
CCT	3000 K
CRI	80



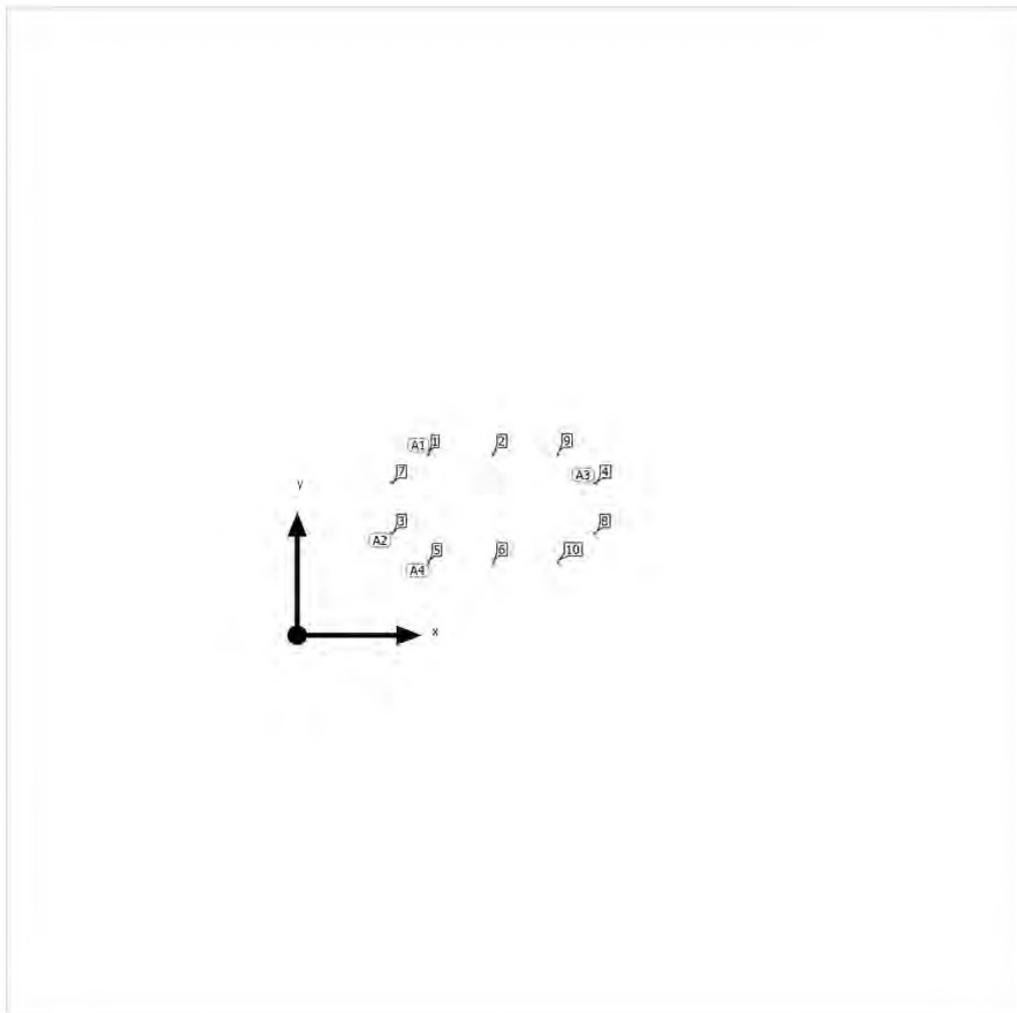
CDL polar

Luma gen2 Solar – Using Solar power to light up your streets Meet your sustainability targets in an easy and fast way. we upgraded your most preferred luminaire Luma gen2 to be powered by Solar energy. Finless design, future-proof architecture, hustle-free maintenance and best in class lighting performance are some of the reasons we are proud of Luma gen2 Solar. Let's take a deep dive in all the characteristics we worked on to meet your lighting needs.



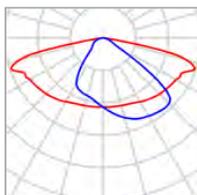
Terreno 1

Plano de situación de luminarias



Terreno 1

Plano de situación de luminarias



Fabricante	Philips	P	28.5 W
Nombre del artículo	VGP703 T25 1 xLED40-4S/830 DM10	$\Phi_{Luminaria}$	3663 lm
Lámpara	1x LED40-4S/830		

3 x Philips VGP703 T25 1 xLED40-4S/830 DM10

Tipo	Disposición en línea	X	Y	Altura de montaje	Luminaria
1era Luminaria (X/Y/Z)	23.892 m / 33.000 m / 6.000 m	23.892 m	33.000 m	6.000 m	1
Dirección X	3 Uni., Centro - centro, 11.783 m	35.675 m	33.000 m	6.000 m	2
Organización	A1	47.458 m	33.000 m	6.000 m	9

2 x Philips VGP703 T25 1 xLED40-4S/830 DM10

Tipo	Disposición en línea	X	Y	Altura de montaje	Luminaria
1era Luminaria (X/Y/Z)	17.500 m / 18.712 m / 6.000 m	17.500 m	18.712 m	6.000 m	3
Dirección X	2 Uni., Centro - centro, 9.225 m	17.500 m	27.937 m	6.000 m	7
Organización	A2				

2 x Philips VGP703 T25 1 xLED40-4S/830 DM10



Terreno 1

Plano de situación de luminarias

Tipo	Disposición en línea	X	Y	Altura de montaje	Luminaria
1era Luminaria (X/Y/Z)	53.900 m / 27.900 m / 6.000 m	53.900 m	27.900 m	6.000 m	4
Dirección X	2 Uni., Centro - centro, 9.200 m	53.900 m	18.700 m	6.000 m	8
Organización	A3				

3 x Philips VGP703 T25 1 xLED40-4S/830 DM10

Tipo	Disposición en línea	X	Y	Altura de montaje	Luminaria
1era Luminaria (X/Y/Z)	23.900 m / 13.600 m / 6.000 m	23.900 m	13.600 m	6.000 m	5
Dirección X	3 Uni., Centro - centro, 11.800 m	35.700 m	13.600 m	6.000 m	6
Organización	A4	47.500 m	13.600 m	6.000 m	10



Terreno 1

Lista de luminarias

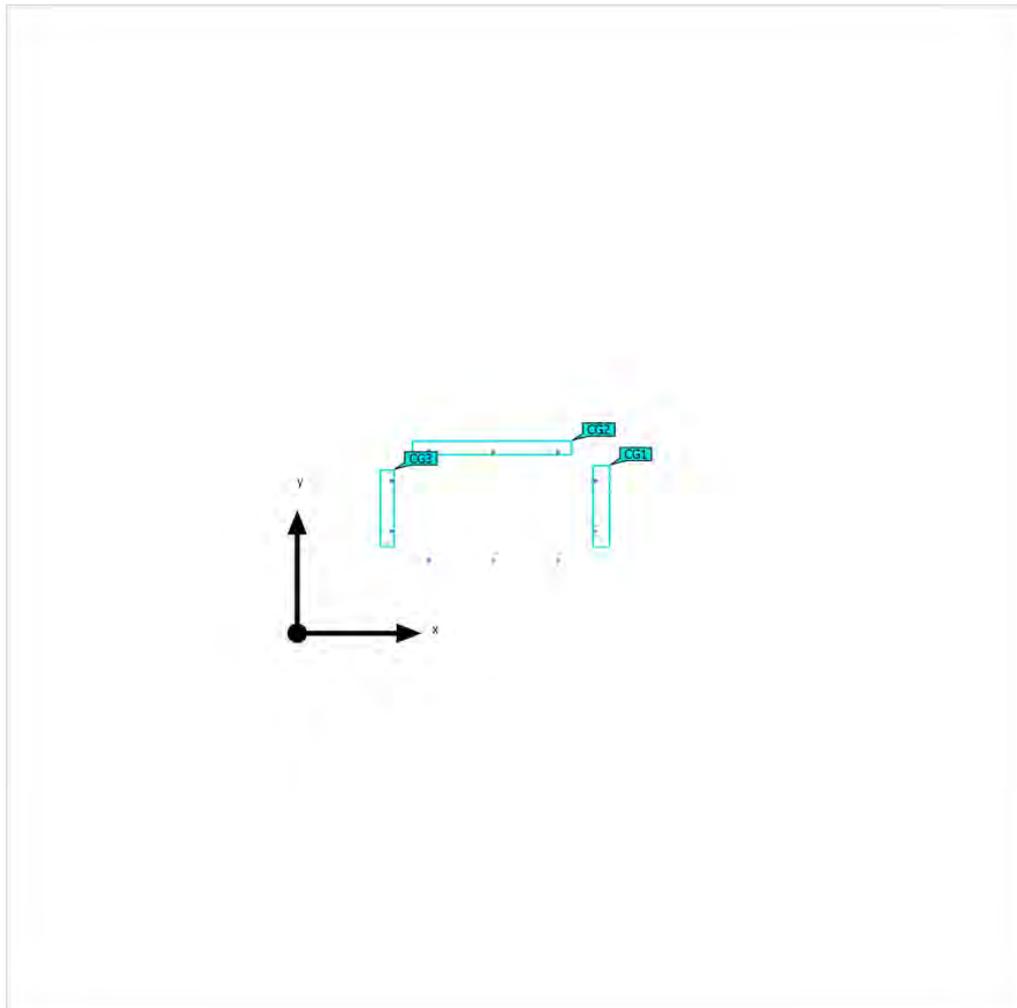
Φ_{total} 36630 lm	P_{total} 285.0 W	Rendimiento lumínico 128.5 lm/W
----------------------------	------------------------	------------------------------------

Uni.	Fabricante	Nº de artículo	Nombre del artículo	P	Φ	Rendimiento lumínico
10	Philips		VGP703 T25 1 xLED40-4S/830 DM10	28.5 W	3663 lm	128.5 lm/W



Terreno 1 (Escena de luz 1)

Objetos de cálculo



Terreno 1 (Escena de luz 1)

Objetos de cálculo

Superficie de cálculo

Propiedades	\bar{E}	E_{\min}	E_{\max}	g_1	g_2	Índice
Pasillo Refrigeracion Iluminancia perpendicular Altura: 1.200 m	31.7 lx	23.3 lx	38.2 lx	0.74	0.61	CG1
Pasillo Potencia Iluminancia perpendicular Altura: 1.200 m	27.2 lx	17.3 lx	37.5 lx	0.64	0.46	CG2
Pasillo OyM Iluminancia perpendicular Altura: 1.200 m	32.9 lx	23.8 lx	38.9 lx	0.72	0.61	CG3

Pasillo Refrigeracion (GR)

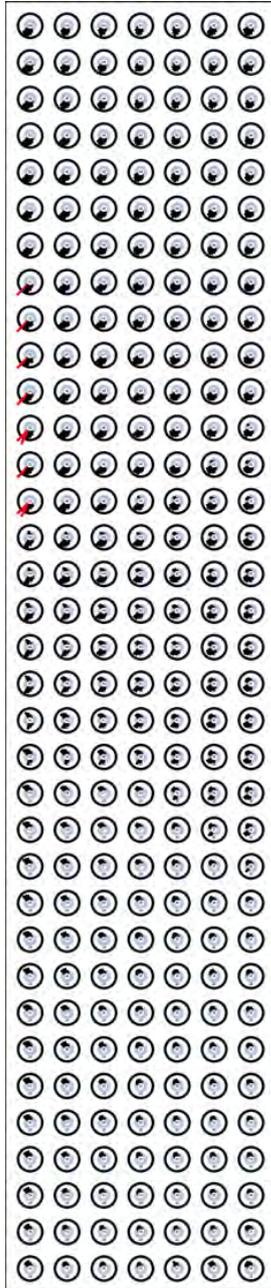
Máx. deslumbramiento a	225°
máx	53
Nominal	≤50
Área del ángulo visual	0° - 360°
Amplitud de paso	15°
Ángulo de inclinación	-2°
Altura	1.200 m
Índice	CG1
Método	cálculo exacto



Terreno 1 (Escena de luz 1)

Objetos de cálculo

Pasillo Refrigeracion (GR)



Terreno 1 (Escena de luz 1)

Objetos de cálculo

Pasillo Potencia (GR)

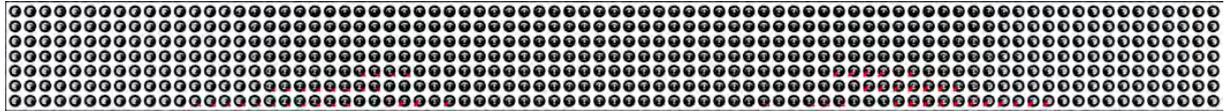
Máx. deslumbramiento a	225°
máx	54
Nominal	≤50
Área del ángulo visual	0° - 360°
Amplitud de paso	15°
Ángulo de inclinación	-2°
Altura	1.200 m
Índice	CG2
Método	cálculo exacto



Terreno 1 (Escena de luz 1)

Objetos de cálculo

Pasillo Potencia (GR)



Terreno 1 (Escena de luz 1)

Objetos de cálculo

Pasillo OyM (GR)

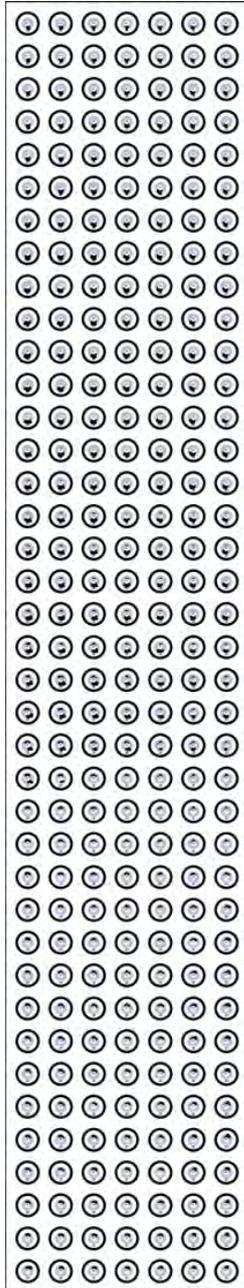
Máx. deslumbramiento a	270°
máx	37
Nominal	≤50
Área del ángulo visual	0° - 360°
Amplitud de paso	15°
Ángulo de inclinación	-2°
Altura	1.200 m
Índice	CG3
Método	cálculo exacto



Terreno 1 (Escena de luz 1)

Objetos de cálculo

Pasillo OyM (GR)



Terreno 1 (Escena de luz 1)

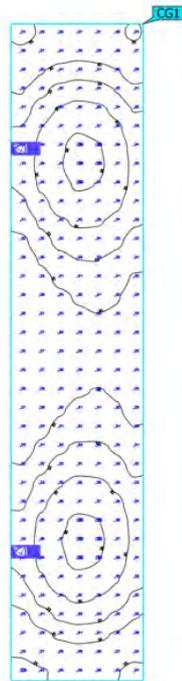
Objetos de cálculo

Perfil de uso: Configuración DIALux predeterminada, Estándar (área de tránsito al aire libre)



Terreno 1 (Escena de luz 1)

Pasillo Refrigeracion



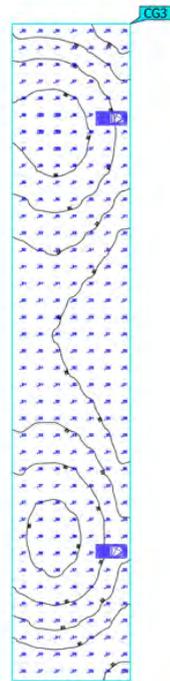
Propiedades	\bar{E}	E_{min}	$E_{máx}$	g_1	g_2	Índice
Pasillo Refrigeracion Iluminancia perpendicular Altura: 1.200 m	31.7 lx	23.3 lx	38.2 lx	0.74	0.61	CG1

Perfil de uso: Configuración DIALux predeterminada, Estándar (área de tránsito al aire libre)



Terreno 1 (Escena de luz 1)

Pasillo OyM



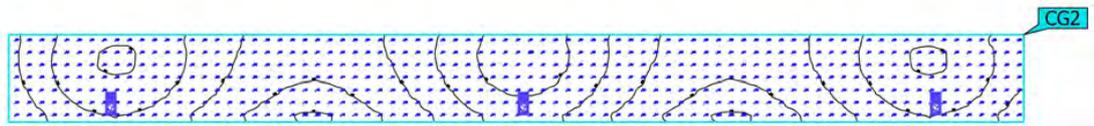
Propiedades	\bar{E}	E_{min}	$E_{máx}$	g_1	g_2	Índice
Pasillo OyM Iluminancia perpendicular Altura: 1.200 m	32.9 lx	23.8 lx	38.9 lx	0.72	0.61	CG3

Perfil de uso: Configuración DIALux predeterminada, Estándar (área de tránsito al aire libre)



Terreno 1 (Escena de luz 1)

Pasillo Potencia



Propiedades	\bar{E}	E_{min}	$E_{máx}$	g_1	g_2	Índice
Pasillo Potencia Iluminancia perpendicular Altura: 1.200 m	27.2 lx	17.3 lx	37.5 lx	0.64	0.46	CG2

Perfil de uso: Configuración DIALux predeterminada, Estándar (área de tránsito al aire libre)



Glosario

A

A	Símbolo para una superficie en la geometría
Altura interior del local	Designación para la distancia entre el borde superior del suelo y el borde inferior del techo (para un local en su estado terminado).

Á

Área circundante	El área circundante limita directamente con el área de la tarea visual y debe contar con una anchura de al menos 0,5 m, según DIN EN 12464-1. Se encuentra a la misma altura que el área de la tarea visual.
Área de fondo	El área de fondo limita, según DIN EN 12464-1, con el área inmediatamente circundante y alcanza los límites del local. En el caso de locales grandes, el área de fondo tiene al menos 3 m de anchura. Es horizontal y se encuentra a la altura del suelo.
Área de la tarea visual	El área requerida para llevar a cabo una tarea visual según DIN EN 12464-1. La altura corresponde a la altura a la que se lleva a cabo la tarea visual.

C

CCT	<p>(ingl. correlated colour temperature)</p> <p>Temperatura del cuerpo de un proyector térmico, que se utiliza para la descripción de su color de luz. Unidad: Kelvin [K]. Entre menor sea el valor numérico, más rojo, a mayor valor numérico, más azul será el color de luz. La temperatura de color de lámparas de descarga gaseosa y semiconductores se denomina, al contrario de la temperatura de color de los proyectores térmicos, como "temperatura de color correlacionada".</p> <p>Correspondencia entre colores de luz y rangos de temperatura de color según EN 12464-1:</p> <p>Color de luz - temperatura de color [K] blanco cálido (ww) < 3.300 K blanco neutro (nw) ≥ 3.300 – 5.300 K blanco luz diurna (tw) > 5.300 K</p>
Cociente de luz diurna	<p>Relación entre la iluminancia que se alcanza en un punto en el espacio interior, debida únicamente a la incidencia de luz diurna, y la iluminancia horizontal en el espacio exterior bajo cielo abierto.</p> <p>Símbolo: D (ingl. daylight factor) Unidad: %</p>



Glosario

CRI

(ingl. colour rendering index)

Denominación para el índice de reproducción cromática de una luminaria o de una fuente de luz según DIN 6169: 1976 o. CIE 13.3: 1995.

El índice general de reproducción cromática Ra (o CRI) es un coeficiente adimensional que describe la calidad de una fuente de luz blanca en lo que respecta a su semejanza a una fuente de luz de referencia, en los espectros de emisión de 8 colores de prueba definidos (ver DIN 6169 o CIE 1974).

D

Densidad lumínica

Medida de la "impresión de claridad" que el ojo humano percibe de una superficie. Es posible que la superficie misma ilumine o que refleje la luz que incide sobre ella (valor de emisor). Es la única dimensión fotométrica que el ojo humano puede percibir.

Unidad: Candela por metro cuadrado

Abreviatura: cd/m²

Símbolo: L

E

Eta (η)

(ingl. light output ratio)

El grado de eficacia de funcionamiento de luminaria describe qué porcentaje del flujo luminoso de una fuente de luz de radiación libre (o módulo LED) abandona la luminaria instalada.

Unidad: %

F

Factor de degradación

Véase MF

Flujo luminoso

Medida para la potencia luminosa total emitida por una fuente de luz en todas direcciones. Es con ello un "valor de emisor" que especifica la potencia de emisión total. El flujo luminoso de una fuente de luz solo puede determinarse en el laboratorio. Se diferencia entre el flujo luminoso de lámpara o de módulo LED y el flujo luminoso de luminaria.

Unidad: Lumen

Abreviatura: lm

Símbolo: Φ



Glosario

G

g_1	Con frecuencia también U_o (ingl. overall uniformity) Denomina la uniformidad total de la iluminancia sobre una superficie. Es el cociente de E_{min} y $E_{\bar{y}}$ y se utiliza, entre otras, en normas para la especificación de iluminación en
g_2	Denomina en realidad la "desigualdad" de la iluminancia sobre una superficie. Es el cociente entre E_{min} y E_{max} y por lo general es relevante solo como evidencia de iluminación de emergencia según EN 1838.
Grado de reflexión	El grado de reflexión de una superficie describe qué cantidad de la luz incidente es reflejada. El grado de reflexión se define mediante la coloración de la superficie.

I

Iluminancia, adaptativa	Para la determinación de la iluminancia media adaptativa sobre una superficie, ésta se rasteriza en forma "adaptativa". En el área en que hay las mayores diferencias en iluminancia dentro de la superficie, la rasterización se hace más fina, en el área de menores diferencias, se realiza una rasterización más gruesa.
Iluminancia, horizontal	Iluminancia, calculada o medida sobre un plano horizontal (éste puede ser p.ej. una superficie de una mesa o el suelo). La iluminancia horizontal se identifica por lo general con las letras E_h .
Iluminancia, perpendicular	Iluminancia perpendicular a una superficie, medida o calculada. Este se debe considerar en superficies inclinadas. Si la superficie es horizontal o vertical, no existe diferencia entre la iluminancia perpendicular y la vertical u horizontal.
Iluminancia, vertical	Iluminancia, calculada o medida sobre un plano vertical (este puede ser p.ej. la parte frontal de una estantería). La iluminancia vertical se identifica por lo general con las letras E_v .
Intensidad lumínica	Describe la intensidad de luz en una dirección determinada (valor de emisor). La intensidad lumínica es el flujo luminoso Φ , entregado en un ángulo determinado Ω del espacio. La característica de emisión de una fuente de luz se representa gráficamente en una curva de distribución de intensidad luminosa (CDL). La intensidad lumínica es una unidad básica SI. Unidad: Candela Abreviatura: cd Símbolo: I



Glosario

Intensidad lumínica	Describe la relación del flujo luminoso que cae sobre una superficie determinada y el tamaño de esta superficie ($\text{lm}/\text{m}^2 = \text{lx}$). La iluminancia no está vinculada a una superficie de un objeto. Puede determinarse en cualquier punto del espacio (interior o exterior). La iluminancia no es una propiedad de un producto, ya que se trata de un valor del receptor. Para su medición se utilizan aparatos de medición de iluminancia.
	Unidad: Lux Abreviatura: lx Símbolo: E
<hr/>	
L	
LENI	(ingl. lighting energy numeric indicator) Indicador numérico de energía de iluminación según EN 15193
	Unidad: kWh/m ² año
<hr/>	
LLMF	(ingl. lamp lumen maintenance factor)/según CIE 97: 2005 Factor de mantenimiento de flujo luminoso de lámparas, tiene en cuenta la disminución del flujo luminoso de una lámpara o de un módulo LED en el curso de su tiempo de funcionamiento. El factor de mantenimiento de flujo luminoso de lámparas se especifica como número decimal y puede tomar un valor máximo de 1 (sin disminución de flujo luminoso).
<hr/>	
LMF	(ingl. luminaire maintenance factor)/según CIE 97: 2005 Factor de mantenimiento de luminaria, tiene en cuenta el ensuciamiento de la luminaria en el curso de su tiempo de funcionamiento. El factor de mantenimiento de luminaria se especifica como número decimal y puede tomar un valor máximo de 1 (sin suciedad).
<hr/>	
LSF	(ingl. lamp survival factor)/según CIE 97: 2005 Factor de supervivencia de la lámpara, tiene en cuenta el fallo total de una luminaria en el curso de su tiempo de funcionamiento. El factor de supervivencia de la lámpara se expresa como número decimal y puede tomar un valor máximo de 1 (dentro del tiempo considerado, no hay fallo, o sustitución inmediata tras un fallo).
<hr/>	
M	
MF	(ingl. maintenance factor)/según CIE 97: 2005 Factor de mantenimiento, número decimal entre 0 y 1, describe la relación entre el valor nuevo de una dimensión de planificación fotométrica (p.ej. iluminancia) y el valor de mantenimiento tras un tiempo determinado. El factor de mantenimiento tiene en cuenta el ensuciamiento de lámparas y locales, así como la disminución de flujo luminoso y el fallo de fuentes de luz. El factor de mantenimiento se considera en forma general aproximada o se calcula en forma detallada según CIE 97: 2005, por medio de la fórmula $\text{RMF} \times \text{LMF} \times \text{LLMF} \times \text{LSF}$.
<hr/>	



Glosario

O

Observador UGR	Punto de cálculo en el espacio, para el cual el DIALux determina el valor UGR. La posición y altura del punto de cálculo deben corresponder a la posición del observador típico (posición y altura de los ojos del usuario).
----------------	--

P

P	(ingl. power) Consumo de potencia eléctrica
	Unidad: Vatio Abreviatura: W

Plano útil	Superficie virtual de medición o de cálculo a la altura de la tarea visual, por lo general sigue la geometría del local. El plano útil puede también dotarse de una zona marginal.
------------	--

R

Rendimiento lumínico	Relación entre la potencia luminosa emitida Φ [lm] y la potencia eléctrica consumida P [W] Unidad: lm/W.
	Esta relación puede formarse para la lámpara o el módulo LED (rendimiento lumínico de lámpara o del módulo), para la lámpara o módulo junto con su dispositivo de control (rendimiento lumínico del sistema) y para la luminaria completa (rendimiento lumínico de luminaria).

RMF	(ingl. room maintenance factor)/según CIE 97: 2005 Factor de mantenimiento del local, tiene en cuenta el ensuciamiento de las superficies que rodean el local en el curso de su tiempo de funcionamiento. El factor de mantenimiento del local se especifica como número decimal y puede tomar un valor máximo de 1 (sin suciedad).
-----	--

S

Superficie útil - Cociente de luz diurna	Una superficie de cálculo, dentro de la cual se calcula el cociente de luz diurna.
--	--



Glosario

U

UGR (max)

(ingl. unified glare rating)

Medida para el efecto psicológico de deslumbramiento de un espacio interior. Además de la luminancia de la luminaria, el valor UGR depende también de la posición del observador, la dirección de observación y la luminancia del entorno. Entre otras, en la norma EN 12464-1 se especifican valores UGR máximos permitidos para diversos lugares de trabajo en espacios interiores.

Z

Zona marginal

Zona circundante entre el plano útil y las paredes, que no se considera en el cálculo.



14 Anejo Eficiencia de la Instalación de Iluminación Exterior



ANEXO EFICIENCIA ENERGÉTICA



Cumplimiento del RD 1890/2008, de 14 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento de eficiencia energética en instalaciones de alumbrado exterior y sus Instrucciones técnicas complementarias EA-01 a EA-07

0 Objeto

El presente anexo pretende justificar el cumplimiento del Reglamento de eficiencia energética en instalaciones de alumbrado exterior que establece las condiciones técnicas de diseño, ejecución y mantenimiento que deben reunir las instalaciones de alumbrado exterior con el fin último de:

- a) Mejorar la eficiencia y ahorro energético, así como la disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero.
- b) Limitar el resplandor luminoso nocturno o contaminación luminosa y reducir la luz intrusa o molesta.

El reglamento no establece valores mínimos para los niveles de iluminación en los distintos tipos de espacios a iluminar, que se rigen por la normativa de aplicación específica.

1 Ámbito de aplicación

Este reglamento aplica como consecuencia de tratarse de una instalación de más de 1 kW de potencia instalada y consideramos a efectos reglamentario el tipo de alumbrado como de vigilancia y seguridad nocturna.

2 ITC EA – 01 Eficiencia energética

2.1 Eficiencia energética de la instalación.

La eficiencia energética de la instalación de alumbrado exterior se define como la relación entre el producto de la superficie iluminada por la iluminancia media en servicio de la instalación entre la potencia activa total instalada.

$$\varepsilon = \frac{S \cdot E_m}{P} \left(\frac{m^2 \cdot lux}{W} \right)$$

La eficiencia energética se puede determinar mediante la utilización de los siguientes factores:

ε_L =eficiencia de las lámparas y equipos auxiliares (lum/W) siendo la relación entre el flujo luminoso emitido por una lámpara y la potencia total consumida por la lámpara y su equipo auxiliar.



f_m = factor de mantenimiento de la instalación (en por unidad) siendo la relación entre los valores de iluminancia que se pretenden mantener a lo largo de la vida de la instalación de alumbrado y los valores iniciales.

f_u = factor de utilización de la instalación (en por unidad) siendo la relación entre el flujo útil procedente de las luminarias que llega a la calzada o superficie a iluminar y el flujo emitido por las lámparas instaladas en las luminarias.

$$\varepsilon = \varepsilon_L \cdot f_m \cdot f_u = \left(\frac{m^2 \cdot lux}{W} \right)$$

El factor de utilización de la instalación es función del tipo de lámpara, de la distribución de la intensidad luminosa y rendimiento de las luminarias, así como de la geometría de la instalación, tanto en lo referente a las características dimensionales de la superficie a iluminar (longitud y anchura), como a la disposición de las luminarias en la instalación de alumbrado exterior (tipo de implantación, altura de las luminarias y separación entre los puntos de luz).

Para la mejora de la eficiencia energética de una instalación de alumbrado se podrá actuar incrementando el valor de cualquiera de los tres factores anteriores, de forma que la instalación más eficiente será aquella en la que el producto de los tres factores –eficiencia de las lámparas y equipos auxiliares y factores de mantenimiento y utilización de la instalación– sea máximo.

En este caso, para la presente instalación, el valor de la eficiencia sería:

$$\varepsilon = \frac{\sum S \cdot E_m}{P} \left(\frac{m^2 \cdot lux}{W} \right) = 21,84 \frac{m^2 \cdot lux}{W}$$

2.2 Requisitos mínimos de eficiencia energética.

Para otras instalaciones de alumbrado, distintas de alumbrado vial funcional o ambiental, como son el alumbrado específico, el ornamental, el de vigilancia y seguridad nocturna y el de señales y anuncios luminosos, se tienen en cuenta los siguientes aspectos:

- Se iluminará únicamente la superficie que se quiere dotar de alumbrado.
- Se instalarán lámparas de elevada eficacia luminosa compatibles con los requisitos cromáticos de la instalación y con valores no inferiores a los establecidos en el capítulo 1 de la ITC-EA-04.
- Se utilizarán luminarias y proyectores de rendimiento luminoso elevado según la ITC-EA-04.
- El equipo auxiliar será de pérdidas mínimas, dándose cumplimiento a los valores de potencia máxima del conjunto lámpara y equipo auxiliar, fijados en la ITC-EA-04.
- El factor de utilización de la instalación será el más elevado posible, según la ITC-EA-04.



- El factor de mantenimiento de la instalación será el mayor alcanzable, según la ITC-EA-06.

2.3 Calificación energética de las instalaciones de alumbrado

Las instalaciones de alumbrado exterior, excepto las de alumbrados de señales y anuncios luminosos y festivo y navideño, se calificarán en función de su índice de eficiencia energética.

El índice de eficiencia energética (I_E) se define como el cociente entre la eficiencia energética de la instalación (ϵ) y el valor de eficiencia energética de referencia ϵ_R en función del nivel de iluminancia media en servicio proyectada, que se indica en la tabla:

$$I_E = \frac{\epsilon}{\epsilon_R}$$

Alumbrado vial funcional		Alumbrado vial ambiental y otras instalaciones de alumbrado	
Iluminancia media en servicio proyectada E_m (lux)	Eficiencia energética de referencia ϵ_R $\left(\frac{m^2 \cdot lux}{W}\right)$	Iluminancia media en servicio proyectada E_m (lux)	Eficiencia energética de referencia ϵ_R $\left(\frac{m^2 \cdot lux}{W}\right)$
≥ 30	32	--	--
25	29	--	--
20	26	≥ 20	13
15	23	15	11
10	18	10	9
$\leq 7,5$	14	7,5	7
--	--	≤ 5	5

Nota: Para valores de iluminancia media proyectada comprendidos entre los valores indicados en la tabla, la eficiencia energética de referencia se obtendrán por interpolación lineal.

De cara a facilitar la interpretación de la calificación energética de la instalación de alumbrado y en consonancia con lo establecido en otras reglamentaciones, se define una etiqueta que caracteriza el consumo de energía de la instalación mediante una escala de siete letras que va desde la A (instalación más eficiente y con menos consumo de energía) a la letra G (instalación menos eficiente y con más consumo de energía). El índice utilizado para la escala de letras será el índice de consumo energético (ICE) que es igual al inverso del índice de eficiencia energética:

$$ICE = \frac{1}{I_E}$$

La siguiente tabla determina los valores definidos por las respectivas letras de consumo energético, en función de los índices de eficiencia energética declarados.



Calificación Energética	Índice de consumo energético	Índice de Eficiencia Energética
A	$ICE < 0,91$	$I_E > 1,1$
B	$0,91 \leq ICE < 1,09$	$1,1 \geq I_E > 0,92$
C	$1,09 \leq ICE < 1,35$	$0,92 \geq I_E > 0,74$
D	$1,35 \leq ICE < 1,79$	$0,74 \geq I_E > 0,56$
E	$1,79 \leq ICE < 2,63$	$0,56 \geq I_E > 0,38$
F	$2,63 \leq ICE < 5,00$	$0,38 \geq I_E > 0,20$
G	$ICE \geq 5,00$	$I_E \leq 0,20$

ÍNDICE DE CONSUMO ENERGÉTICO DE LA INSTALACIÓN

$$ICE = \frac{1}{I_E} = \frac{\varepsilon_R}{\varepsilon} = \frac{13}{23,75} = 0,59 \text{ (CLASIFICACIÓN ENERGÉTICA A)}$$

3 ITC EA-02 Niveles de iluminación

3.1 Generalidades

Se entiende por nivel de iluminación el conjunto de requisitos luminotécnicos o fotométricos (luminancia, iluminancia, uniformidad, deslumbramiento, relación de entorno, etc) cubiertos por la presente instrucción.

Los niveles máximos de luminancia o de iluminancia media de las instalaciones de alumbrado descritas a continuación no podrán superar en más de un 20% los niveles medios de referencia establecidos en la presente ITC. Estos niveles medios de referencia están basados en las normas de la serie UNE-EN 13201 "Iluminación de carreteras", y no tendrán la consideración de valores mínimos obligatorios, pues quedan fuera de los objetivos del reglamento.

Deberá garantizarse asimismo el valor de la uniformidad mínima, mientras que el resto de requisitos fotométricos, por ejemplo, valor mínimo de iluminancia en un punto, deslumbramiento e iluminación de alrededores, descritos para cada clase de alumbrado, son valores de referencia, pero no exigidos, que deberán considerarse para los distintos tipos de instalaciones.

3.2 Alumbrado de áreas de trabajo exteriores.

Se considerarán como valores de referencia, los niveles de iluminación especificados en la norma EN 12464-2:2007.

3.3 Alumbrado para vigilancia y seguridad nocturna.

Es el correspondiente a la iluminación de fachadas y áreas destinadas a actividades industriales, comerciales, de servicios, deportivas, recreativas, etc. con fines de vigilancia y seguridad durante la noche.



La siguiente tabla incluye los valores de referencia de los niveles de iluminancia media vertical en fachada del edificio y horizontal en las inmediaciones del mismo, en función de la reflectancia o factor de reflexión ρ de la fachada.

Factor de reflexión Fachada Edificio		Iluminancia Media Em (lux) ⁽¹⁾	
		Vertical en Fachada ⁽²⁾	Horizontal en Inmediaciones
Muy clara	$\rho=0,60$	1	1
Normal	$\rho =0,30$	2	2
Oscura	$\rho =0,15$	4	2
Muy oscura	$\rho =0,075$	8	4

⁽¹⁾ Los niveles de la tabla son valores mínimos en servicio con mantenimiento de la instalación de alumbrado.
⁽²⁾ La iluminancia media vertical solo se considerará hasta una altura de 4 m desde el suelo.

En áreas destinadas a actividades industriales, comerciales, de servicios, deportivas, recreativas, etc. los niveles de referencia medios de iluminancia serán los siguientes:

- Áreas de riesgo normal: 5 lux
- Áreas de riesgo elevado: 20 lux
- Áreas de alto riesgo 50 lux

Para la obtención de los niveles anteriores se admitirá la instalación de un sistema de alumbrado de seguridad temporizado, activado por detectores de presencia.

En este caso se garantiza una iluminación medio de 20 luxes en las áreas más próximas a la instalación industrial y de 10 luxes en el resto.



Superficie de cálculo

Propiedades	E	E_{min}	E_{max}	g_1	g_z	Índice
Edif. Compresor, cara S Iluminancia perpendicular Altura: 0,100 m	29.6 lx	18.3 lx	40.0 lx	0.62	0.46	CG1
Edif. Compresor, cara N Iluminancia perpendicular Altura: 0,100 m	30.6 lx	19.7 lx	41.2 lx	0.64	0.48	CG2
Edif. Compresor, cara E. Iluminancia perpendicular Altura: 0,100 m	36.3 lx	23.1 lx	45.5 lx	0.64	0.51	CG3
Edif. Syltizer, cara E. Iluminancia perpendicular Altura: 0,100 m	27.1 lx	18.1 lx	34.6 lx	0.67	0.52	CG4
Edif. Syltizer, cara N Iluminancia perpendicular Altura: 0,100 m	35.6 lx	22.9 lx	45.5 lx	0.64	0.50	CG5
Camino mantenimiento S Iluminancia perpendicular Altura: 0,000 m	15,0 lx	10,7 lx	25,4 lx	0,71	0,42	CG6
Camino mantienimiento N Iluminancia perpendicular Altura: 0,000 m	11,4 lx	7,64 lx	22,1 lx	0,67	0,35	CG7
Camino mantenimiento O Iluminancia perpendicular Altura: 0,000 m	8,64 lx	6,03 lx	15,4 lx	0,70	0,39	CG8
Emisión Emisfeica 6 m Intensidad lumínica hemisférica Altura: 6,000 m	0,18 lx	0,000 lx	2,78 lx	0,00	0,00	CG9
Emision Hemisferica 10 m Intensidad lumínica hemisférica Altura: 10,000 m	0,12 lx	0,00 lx	3,00 lx	0,00	0,00	CG10
Camino mantenimiento O Iluminancia perpendicular Altura: 0,000 m	10,6 lx	7,22 lx	16,1 lx	0,68	0,45	CG11

3.4 Deslumbramientos

Para evaluar el deslumbramiento en la iluminación –de recintos abiertos- superficies, instalaciones deportivas y áreas de trabajo exteriores, aparcamientos y, en general, en la iluminación a gran altura se utiliza el índice de deslumbramiento GR cuya escala de 0 a 100, en orden creciente de deslumbramiento es la indicada como:



Deslumbramiento	Índice GR
Insignificante	10
Ligero	30
Límite admisible	50
Molesto	70
Insoportable	90

Los límites de deslumbramiento para este tipo de instalaciones de alumbrado son los siguientes:

Destino del alumbrado	Tipo de Actividad	GR _{máx}
A la salvaguarda y seguridad	Riesgos bajos	55
	Riesgos medios	50
	Riesgos altos	45
Al movimiento y seguridad	Solamente peatones	55
	Tráfico lento	50
	Tráfico normal	45
Al trabajo	Basto	55
	Basto y medio	50
	Fino	45
Instalaciones deportivas	Entrenamiento	55
	Competición	50

Para tareas decisivas de visión en áreas de trabajo los valores de GR máx serán 5 unidades por debajo de las establecidas.

Para una instalación de salvaguarda y seguridad de riesgo bajo o medio, se garantiza un GR máximo de 50 correspondiente con un deslumbramiento en el límite de lo admisible.

3.5 Niveles de iluminación reducidos

Con la finalidad de ahorrar energía, disminuir el resplandor luminoso nocturno y limitar la luz molesta, a ciertas horas de la noche, se reducirá el nivel de iluminación en las instalaciones de alumbrado específico hasta que sea realmente necesario, siempre manteniéndose los niveles y criterios de luminancia/iluminancia y deslumbramiento establecidos.

4 ITC EA-03 Resplandor luminoso nocturno y luz intrusa o molesta.

4.1 Resplandor luminoso nocturno

El resplandor luminoso nocturno o contaminación lumínica es la luminosidad producida en el cielo nocturno por la difusión y reflexión de la luz en los gases, aerosoles y partículas en suspensión en la atmósfera, procedente, entre otros orígenes, de las instalaciones de alumbrado exterior, bien por emisión directa hacia el cielo o reflejada por las superficies iluminadas.



Las diferentes zonas en función de su protección contra la contaminación luminosa y el tipo de actividad a desarrollar en cada zona son las siguientes:

CLASIFICACIÓN DE ZONAS	DESCRIPCIÓN
E1	ÁREAS CON ENTORNOS O PAISAJES OSCUROS: Observatorios astronómicos de categoría internacional, parques nacionales, espacios de interés natural, áreas de protección especial (red natura, zonas de protección de aves, etc.), donde las carreteras están sin iluminar.
E2	ÁREAS DE BRILLO O LUMINOSIDAD BAJA: Zonas periurbanas o extrarradios de las ciudades, suelos no urbanizables, áreas rurales y sectores generalmente situados fuera de las áreas residenciales urbanas o industriales, donde las carreteras están iluminadas.
E3	ÁREAS DE BRILLO O LUMINOSIDAD MEDIA: Zonas urbanas residenciales, donde las calzadas (vías de tráfico rodado y aceras) están iluminadas.
E4	ÁREAS DE BRILLO O LUMINOSIDAD ALTA: Centros urbanos, zonas residenciales, sectores comerciales y de ocio, con elevada actividad durante la franja horaria nocturna.

En este caso se clasifica como un área tipo E2, de brillo o luminosidad baja correspondiente a suelos no urbanizables y áreas rurales fuera de áreas residenciales urbanas y/o industriales.

4.1.1 Limitaciones de las emisiones luminosas.

Se limitarán las emisiones luminosas hacia el cielo en las instalaciones de alumbrado exterior, con excepción de las de alumbrado festivo y navideño.

La luminosidad del cielo producida por las instalaciones de alumbrado exterior depende del flujo hemisférico superior instalado y es directamente proporcional a la superficie iluminada y a su nivel de iluminancia, e inversamente proporcional a los factores de utilización y mantenimiento de la instalación.

El flujo hemisférico superior instalado FHS_{INST} o emisión directa de las luminarias a implantar en cada zona E1, E2, E3 y E3, no superarán los siguientes límites:

CLASIFICACIÓN DE ZONAS	FLUJO HEMISFÉRICO SUPERIOR INSTALADO FHS _{INST}
E1	≤ 1%
E2	≤ 5%
E3	≤ 15%
E4	≤ 25%

Se garantiza en la presente instalación clasificada como E2 que no supera los valores reglamentarios, siendo el flujo hemisférico superior instalado de la instalación inferior al 5%.

Además de ajustarse a estos valores, para reducir las emisiones hacia el cielo tanto directas, como las reflejadas por las superficies iluminadas, la instalación de las luminarias deberá cumplir con lo siguiente:

- Se iluminará solamente la superficie que se quiere dotar de alumbrado.
- Los niveles de iluminación no deberán superar los valores máximos establecidos en la ITC-EA-02.
- El factor de utilización y el factor de mantenimiento de la instalación satisfarán los valores mínimos establecidos en la ITC-EA-04.



4.2 Limitación de la luz intrusa o molesta

Con objeto de minimizar los efectos de la luz intrusa o molesta procedente de instalaciones de alumbrado exterior, sobre residentes y sobre los ciudadanos en general, las instalaciones de alumbrado exterior, con excepción del alumbrado festivo y navideño, se diseñarán para que cumplan los valores máximos establecidos en la siguiente tabla:

Parámetros luminotécnicos	Valores máximos			
	Observatorios astronómicos y parques naturales E1	Zonas periurbanas y áreas rurales E2	Zonas urbanas residenciales E3	Centros urbanos comerciales E4
Illuminancia vertical (E_v)	2 lux	5 lux	10 lux	25 lux
Intensidad luminosa emitida por las luminarias (I)	2.500 cd	7.500 cd	10.000 cd	25.000 cd
Luminancia media de las fachadas (L_m)	5 cd/m ²	5 cd/m ²	10 cd/m ²	25 cd/m ²
Luminancia máxima de las fachadas (L_{max})	10 cd/m ²	10 cd/m ²	60 cd/m ²	150 cd/m ²
Luminancia máxima de señales y anuncios luminosos ($L_{máx}$)	50 cd/m ²	400 cd/m ²	800 cd/m ²	1.000 cd/m ²
Incremento de umbral de contraste (TI)	Clase de Alumbrado			
	Sin iluminación	ME 5	ME3 / ME4	ME1 / ME2
	TI = 15% para adaptación a L = 0,1 cd/m ²	TI = 15% para adaptación a L = 1 cd/m ²	TI = 15% para adaptación a L = 2 cd/m ²	TI = 15% para adaptación a L = 5 cd/m ²

Donde:

- E_v = Iluminancia vertical en ventanas;
- L = Luminancia de las luminarias medida como Intensidad luminosa (I) emitida por cada luminaria en la dirección potencial de la molestia;
- L_m = Luminancia media de las superficies de los parámetros de los edificios que como consecuencia de una iluminación excesiva pueda producir molestias.
- L_{max} = Luminancia máxima de señales y anuncios luminosos.
- TI = Incremento umbral de contraste que expresa la limitación del deslumbramiento perturbador o incapacitivo en las vías de tráfico rodado producido por instalaciones de alumbrado distintas de las de viales. Dicho incremento constituye la medida por la que se cuantifica la pérdida de visión causada por dicho deslumbramiento. El TI producido por el alumbrado vial está limitado por la ITC-EA-02.

Se satisfacen estos parámetros de la tabla con las luminarias seleccionadas para áreas tipo E2.

4.3 ITC EA-04 Componentes de las instalaciones

4.3.1 Generalidades

En lo referente a los métodos de medida y presentación de las características fotométricas de lámparas y luminarias, se seguirá lo establecido en las normas relevantes de la serie UNE-EN 13032 "Luz y alumbrado". Medición y presentación de datos fotométricos de lámparas y luminarias".



El flujo hemisférico superior instalado (FHS_{INST}), rendimiento de la luminaria (η), factor de utilización (f_U), grado de protección IP, eficacia de la lámpara y demás características relevantes para cada tipo de luminaria, lámpara o equipos auxiliares, deberán ser garantizados por el fabricante, mediante una declaración expresa o certificación de un laboratorio acreditado.

A fin de garantizar que los parámetros de diseño de las instalaciones se ajustan a los valores nominales previstos, los equipos auxiliares que se incorporen en las instalaciones de alumbrado, deberán cumplir las condiciones de funcionamiento establecidas en las normas UNE-EN de prescripciones de funcionamiento siguientes:

- A) UNE-EN 60921 – Balastros para lámparas fluorescentes.
- B) UNE-EN 60923 – Balastros para lámparas de descarga, excluidas las fluorescentes.
- C) UNE-EN 60929 – Balastros electrónicos alimentados en c.a. para lámparas fluorescentes.

4.3.2 Lámparas

Con excepción de las iluminaciones navideñas y festivas, las lámparas utilizadas en instalaciones de alumbrado exterior tendrán una eficacia luminosa superior a:

- a) 40 lum/W, para alumbrados de vigilancia y seguridad nocturna y señales y anuncios luminosos.
- b) 65 lum/W, para alumbrados vial, específico y ornamental.

4.3.3 Luminarias

Las luminarias incluyendo los proyectores, que se instalen en las instalaciones de alumbrado excepto las de alumbrado festivo y navideño, deberán cumplir con los requisitos de la tabla respecto a los valores de rendimiento de la luminaria (η) y factor de utilización (f_U).

En lo referente al factor de mantenimiento (f_m) y al flujo hemisférico superior instalado (FHS_{INST}), cumplirán con lo dispuesto en las ITC-EA-06 y la ITC-EA-03 respectivamente.

Además, las luminarias deberán elegirse de forma que se cumplan los valores de eficiencia energética mínima, para instalaciones de alumbrado vial y el resto de requisitos para otras instalaciones de alumbrado, según lo establecido en la ITC-EA-01.

PARÁMETROS	ALUMBRADO VIAL		RESTO ALUMBRADOS (1)	
	Funcional	Ambiental	Proyectores	Luminarias
Rendimiento	≥ 65%	≥ 55%	≥ 55%	≥ 60%
Factor de utilización	(2)	(2)	≥ 0,25	≥ 0,30

(1) A excepción de alumbrado festivo y navideño.
 (2) Alcanzarán los valores que permitan cumplir los requisitos mínimos de eficiencia energética establecidos en las tablas 1 y 2 de la ITC-EA-01.



4.3.3.1 Prescripciones específicas de los proyectores

Los proyectores son luminarias cuya distribución fotométrica, conseguida mediante un sistema óptico especialmente diseñado, permite la iluminación a cierta distancia de la ubicación del proyector.

Al fin de conseguir una elevada eficiencia energética, cuando se utilicen proyectores para la iluminación de superficies horizontales, deberán cumplirse los siguientes aspectos:

- a) Se emplearán preferentemente proyectores del tipo asimétrico con objeto de controlar la luz emitida hacia el hemisferio superior.
- b) El ángulo de inclinación en el desplazamiento corresponde al valor de $I_{m\acute{a}x}/2$ por encima de la intensidad máxima emitida por el proyector, que será inferior a 70° respecto a la vertical. Es decir, que la inclinación de la intensidad máxima debe ser inferior a:
 - a. 60° para un proyector cuyo semiángulo de apertura por encima de la $I_{m\acute{a}x}$ sea de 10° .
 - b. 65° para un proyector cuyo semiángulo de apertura por encima de la $I_{m\acute{a}x}$ sea de 5° .

No obstante, en todo caso, el ángulo de inclinación correspondiente a la intensidad máxima ($I_{m\acute{a}x}$) será inferior a 70° respecto a la vertical.

- c) La intensidad en ángulos superiores a 85° emitida por el proyector, se limitará a 50 cd/klm como máximo.

4.3.4 Equipos auxiliares.

La potencia eléctrica máxima consumida por el conjunto del equipo auxiliar y la lámpara de descarga, no superará los siguientes valores:

POTENCIA NOMINAL DE LÁMPARA (W)	POTENCIA TOTAL DEL CONJUNTO (W)			
	SAP	HM	SBP	VM
18	--	--	23	--
35	--	--	42	--
50	62	--	--	60
55	--	--	65	--
70	84	84	--	--
80	--	--	--	92
90	--	--	112	--
100	116	116	--	--
125	--	--	--	139
135	--	--	163	--
150	171	171	--	--
180	--	--	215	--
250	277	270 (2,15A) 277 (3A)	--	270
400	435	425 (3,5A) 435 (4,6A)	--	425



La potencia eléctrica máxima consumida del conjunto equipo auxiliar y lámpara fluorescente se ajustarán a los valores admitidos por el Real Decreto 838/2002, de 2 de agosto, por el que se establecen los requisitos de eficiencia energética de los balastos de lámparas fluorescentes.

Al usarse tecnología de iluminación tipo LED se cumple sobradamente con todos los parámetros indicados.

4.3.5 Sistema de accionamiento.

Los sistemas de accionamiento deberán garantizar que las instalaciones de alumbrado exterior se enciendan y apaguen con precisión a las horas previstas cuando la luminosidad ambiente lo requiera, a objeto de ahorrar energía.

El accionamiento de las instalaciones de alumbrado exterior podrá llevarse a cabo mediante diversos dispositivos, como por ejemplo, fotocélulas, relojes astronómicos y sistemas de encendido centralizado.

Toda instalación de alumbrado exterior con una potencia de lámparas y equipos auxiliares superiores a 5 kW, deberá incorporar un sistema de accionamiento por reloj astronómico o sistema de encendido centralizado, mientras que en aquellas con una potencia en lámparas y equipos auxiliares inferior o igual a 5 kW también podrá incorporarse un sistema de accionamiento mediante fotocélula.

4.3.6 Sistema de regulación del nivel luminoso

Con la finalidad de ahorrar energía, las instalaciones de alumbrado recogidas en el capítulo 9 de la ITC-EA-02, se proyectarán con dispositivos o sistemas para regular el nivel luminoso mediante alguno de los sistemas siguientes:

- a) Balastos serie de tipo inductivo para doble nivel de potencia;
- b) Reguladores – estabilizadores en cabecera de línea;
- c) Balastos electrónicos de potencia regulable.

Los sistemas de regulación del nivel luminoso deberán permitir la disminución del flujo emitido hasta un 50% del valor en servicio normal, manteniendo la uniformidad de los niveles de iluminación, durante las horas con funcionamiento reducido.

4.4 ITC EA-06 Mantenimiento de la eficiencia energética de las instalaciones

4.4.1 Generalidades

Las características y las prestaciones de una instalación de alumbrado exterior se modifican y degradan a lo largo del tiempo. Una explotación correcta y un buen mantenimiento permitirán



conservar la calidad de la instalación, asegurar el mejor funcionamiento posible y lograr una idónea eficiencia energética.

Las características fotométricas y mecánicas de una instalación de alumbrado exterior se degradarán a lo largo del tiempo debido a numerosas causas, siendo las más importantes:

- La baja progresiva del flujo emitido por las lámparas.
- El ensuciamiento de las lámparas y del sistema óptico de la luminaria.
- El envejecimiento de los diferentes componentes del sistema óptico de las luminarias (reflector, refractor, cierre, etc.).
- El prematuro cese de funcionamiento de las lámparas.
- Los desperfectos mecánicos debidos a accidentes de tráfico, actos de vandalismo, etc.

La peculiar implantación de las instalaciones de alumbrado exterior a la intemperie, sometidas a los agentes atmosféricos, el riesgo que supone que parte de sus elementos sean fácilmente accesibles, así como la primordial función de dichas instalaciones desempeñan en materia de seguridad vial, así como de las personas y los bienes, obligan a establecer un correcto mantenimiento de las mismas.

4.4.2 Factor de mantenimiento

El factor de mantenimiento (f_m) es la relación entre la iluminancia media en la zona iluminada después de un determinado periodo de funcionamiento de la instalación de alumbrado exterior (Iluminancia media en servicio - $E_{servicio}$), y la iluminancia media obtenida al inicio de su funcionamiento como instalación nueva (Iluminación media inicial - $E_{inicial}$).

$$f_m = \frac{E_{servicio}}{E_{inicial}} = \frac{E}{E_i}$$

El factor de mantenimiento será siempre menor que la unidad ($f_m < 1$), e interesará que resulte lo más elevado posible para una frecuencia de mantenimiento lo más baja que pueda llevarse a cabo.

El factor de mantenimiento será función fundamental de:

- a) El tipo de lámpara, depreciación del flujo luminoso y su supervivencia en el transcurso del tiempo;
- b) La estanqueidad del sistema óptico de la luminaria mantenida a lo largo de su funcionamiento;
- c) La naturaleza y modalidad de cierre de la luminaria;
- d) La calidad y frecuencia de las operaciones de mantenimiento;
- e) El grado de contaminación de la zona donde se instale la luminaria.

El factor de mantenimiento será el producto de los factores de depreciación del flujo luminoso de las lámparas, de su supervivencia y de depreciación de la luminaria, de forma que se verificará:



$$f_m = FDFL \cdot FSL \cdot FDLU$$

Siendo:

FDFL: Factor de depreciación del flujo luminoso de la lámpara.

FSL: Factor de supervivencia de la lámpara.

FDLU: Factor de depreciación de la luminaria.

Y estos factores son los siguientes:

Factores de depreciación del flujo luminoso de las lámparas (FDFL)

Tipo de lámpara	Período de funcionamiento en horas				
	4.000 h	6.000 h	8.000 h	10.000 h	12.000 h
Sodio alta presión	0,98	0,97	0,94	0,91	0,90
Sodio baja presión	0,98	0,96	0,93	0,90	0,87
Halogenuros metálicos	0,82	0,78	0,76	0,76	0,73
Vapor de mercurio	0,87	0,83	0,80	0,78	0,76
Fluorescente tubular Trifósforo	0,95	0,94	0,93	0,92	0,91
Fluorescente tubular Halofosfato	0,82	0,78	0,74	0,72	0,71
Fluorescente compacta	0,91	0,88	0,86	0,85	0,84

Factores de supervivencia de las lámparas (FSL)

Tipo de lámpara	Período de funcionamiento en horas				
	4.000 h	6.000 h	8.000 h	10.000 h	12.000 h
Sodio alta presión	0,98	0,96	0,94	0,92	0,89
Sodio baja presión	0,92	0,86	0,80	0,74	0,62
Halogenuros metálicos	0,98	0,97	0,94	0,92	0,88
Vapor de mercurio	0,93	0,91	0,87	0,82	0,76
Fluorescente tubular Trifósforo	0,99	0,99	0,99	0,98	0,96
Fluorescente tubular Halofosfato	0,99	0,98	0,93	0,86	0,70
Fluorescente compacta	0,98	0,94	0,90	0,78	0,50

Factores de depreciación de las luminarias (FDLU)

Grado protección sistema óptico	Grado de contaminación	Intervalo de limpieza en años				
		1 año	1,5 años	2 años	2,5 años	3 años
IP 2X	Alto	0,53	0,48	0,45	0,43	0,42
	Medio	0,62	0,58	0,56	0,54	0,53
	Bajo	0,82	0,80	0,79	0,78	0,78
IP 5X	Alto	0,89	0,87	0,84	0,80	0,76
	Medio	0,90	0,88	0,86	0,84	0,82
	Bajo	0,92	0,91	0,90	0,89	0,88
IP 6X	Alto	0,91	0,90	0,88	0,85	0,83
	Medio	0,92	0,91	0,89	0,88	0,87
	Bajo	0,93	0,92	0,91	0,90	0,90

A los efectos del cálculo del factor de mantenimiento, 1 año equivale a 4.000 h de funcionamiento.

El grado de contaminación atmosférica referido corresponderá a las siguientes especificaciones:

- 1) Grado de contaminación alto.



Existe en las proximidades actividades generadores de humo y polvo con niveles elevados. Con frecuencia las luminarias se encuentran envueltas en penachos de humo y nubes de polvo, que comportará un ensuciamiento importante de la luminaria en un medio corrosivo y corresponderá, entre otras, a:

- a) Vías de tráfico rodado de muy alta densidad de tráfico.
 - b) Zonas expuestas al polvo, contaminación atmosférica elevada y, eventualmente, a compuestos corrosivos generados por la industria de producción o transformación.
 - c) Sectores sometidos a la influencia marítima.
- 2) Grado de contaminación medio.

Hay en el entorno actividades generadoras de humo y polvo con niveles moderados con intensidad de tráfico media, compuesto de vehículos ligeros y pesados, y un nivel de partículas en el ambiente igual o inferior a $600 \mu\text{g}/\text{m}^3$, que supondrá un ensuciamiento intermedio o mediano de la luminaria y corresponderá, entre otras, a:

- a) Vías urbanas o periurbanas sometidas a una intensidad de tráfico medio.
 - b) Zonas residenciales, de actividad u ocio, con las mismas condiciones de tráfico de vehículos.
 - c) Aparcamientos al aire libre de vehículos.
- 3) Grado de contaminación bajo.

Ausencia en las zonas circundantes de actividades generadoras de humo o polvo, con poca intensidad de tráfico casi exclusivamente ligero. El nivel de partículas en el ambiente es igual o inferior a $150 \mu\text{g}/\text{m}^3$, que corresponderá, entre otras, a:

- a) Vías residenciales no sometidas a un tráfico intenso de vehículos.
- b) Grandes espacios no sometidos a contaminación.
- c) Medio rural.

En el proyecto de alumbrado exterior, de acuerdo con los valores de las tablas, se efectúa el cálculo del factor de mantenimiento (f_m), que servirá para determinar la iluminancia media inicial (E_i) en función de los valores de iluminancia media (E) en servicio con mantenimiento de la instalación establecidos en la ITC-EA-02 ($E_i = E/f_m$).

Como no se disponen de valores para luminarias LED, los valores de referencia de la tabla serán los correspondientes a una lámpara de vapor de sodio de alta presión, con un funcionamiento de 10.000 h, con un grado de protección IP6X en una zona de baja contaminación y con un intervalo de limpieza de 2 años.

$$f_m = FDFL \cdot FSL \cdot FDLU = 0,91 \cdot 0,92 \cdot 0,91 = 0,76$$



4.4.3 Operaciones de mantenimiento y su registro

Para garantizar en el transcurso del tiempo el valor del factor de mantenimiento de la instalación, se realizarán las operaciones de reposición de lámparas y limpieza de luminarias con la periodicidad determinada por el cálculo del factor.

El titular de la instalación será el responsable de garantizar la ejecución del plan de mantenimiento de la instalación descrito en el proyecto.

Las operaciones de mantenimiento relativas a la limpieza de las luminarias y a la sustitución de lámparas averiadas podrán ser realizadas directamente por el titular de la instalación o mediante subcontratación.

Las mediciones eléctricas y luminotécnicas incluidas en el plan de mantenimiento serán realizadas por un instalador autorizado en baja tensión, que deberá llevar un registro de operaciones de mantenimiento, en el que se reflejen los resultados de las tareas realizadas.

El registro podrá realizarse en un libro u hojas de trabajo o un sistema informatizado. En cualquiera de los casos, se numerarán correlativamente las operaciones de mantenimiento de la instalación de alumbrado exterior, debiendo figurar, como mínimo, la siguiente información:

- a) El titular de la instalación y la ubicación de esta.
- b) El titular del mantenimiento.
- c) El número de orden de la operación de mantenimiento preventivo en la instalación.
- d) El número de orden de la operación de mantenimiento correctivo.
- e) La fecha de ejecución.
- f) Las operaciones realizadas y el personal que las realizó.

Además, con objeto de facilitar la adopción de medidas de ahorro energético, se registrará:

- g) Consumo energético anual.
- h) Tiempos de encendido y apagado de los puntos de luz.
- i) Medida y valoración de la energía activa y reactiva consumida, con discriminación horaria y factor de potencia.
- j) Niveles de iluminación mantenidos.

El registro de las operaciones de mantenimiento de cada instalación se hará por duplicado y se entregará una copia al titular de la instalación. Tales documentos deberán guardarse al menos durante cinco años, contados a partir de la fecha de ejecución de la correspondiente operación de mantenimiento.



15 Anejo: Actualización Estudio de Ruidos



**ESTUDIO ACUSTICO DE LA INSTALACIÓN
ELECTROLIZADORA “LA FARA”, SUBESTACIÓN E
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO
EN RUEDA (VALLADOLID)**

MARZO 2022



1	OBJETO:.....	106
2	JUSTIFICACIÓN DEL ARTÍCULO 30 DE LA LEY 5/2009:.....	106
3	TITULAR DE LA ACTIVIDAD.....	107
4	TIPO DE ACTIVIDAD Y HORARIO PREVISTO:.....	107
5	NOMENCLATURA, PARÁMETROS Y DEFINICIONES:.....	107
6	NORMATIVA DE REFERENCIA:.....	108
7	DESCRIPCIÓN DE LA ZONA DE ESTUDIO.....	111
8	ESTIMACIÓN DE NIVELES SONOROS EN LA FASE POST-OPERACIONAL.....	113
9	CÁLCULOS DE EMISIÓN DE RUIDOS.....	115
10	AISLAMIENTO ACÚSTICO.....	116
11	CONCLUSIONES.....	116
12	JUSTIFICACIÓN CÁLCULOS.....	118



1 Objeto:

El presente documento se redacta de acuerdo con las exigencias establecidas en la Ley 5/2009, de 4 de junio, del ruido de Castilla y León para la futura instalación de electrólisis para la producción de hidrógeno verde "La Fara" compuesta por la instalación industrial de electrólisis, línea eléctrica de consumo, subestación eléctrica, hidroducto y planta fotovoltaica de autoconsumo.

2 Justificación del Artículo 30 de la Ley 5/2009:

Artículo 30. Actividades y proyectos sujetos a autorización ambiental, licencia ambiental, comunicación ambiental o evaluación de impacto ambiental.

Cuando se trate de actividades sometidas al régimen de autorización ambiental o de licencia ambiental que puedan causar molestias por ruidos y vibraciones, se presentará junto a la correspondiente solicitud de autorización o licencia ambiental, un proyecto acústico redactado por técnico titulado competente, en el que se contemplen todos los extremos indicados en el anexo VII.

Y este anexo articula:

De acuerdo con el artículo 30 de la ley, los proyectos acústicos relativos a actividades sujetas al régimen de autorización ambiental, de licencia ambiental, de comunicación ambiental o de evaluación de impacto ambiental, deberán tener el siguiente contenido:

Memoria:

- a) Titular de la actividad
- b) Tipo de actividad
- c) Horario de funcionamiento de la actividad
- d) Área acústica donde se ubicará la actividad.
- e) Emisión sonora a 1 m de distancia, en tercios de octava, de los focos sonoros que existirán en la actividad.
- f) Aislamiento acústico, en tercios de octava, de los cerramientos acústicos que delimitarán la actividad, indicando los materiales y la forma de instalación y/o sujeción de los mismos para evitar puentes acústicos.
- g) Sistemas para atenuar la inmisión sonora en el exterior producida por las salidas de ventilación forzada.
- h) Descripción de los tratamientos antivibratorios que se emplearán en el suelo y en las fijaciones de las máquinas susceptibles de producir vibraciones.
- i) Cálculo justificativo del cumplimiento de los valores límite establecidos.



Planos:

- a) Plano de situación de la actividad respecto a los recintos colindantes.
- b) Plano en planta de la actividad en el cual se ubiquen los distintos focos sonoros que existirán en ella.
- c) Detalle de los sistemas de aislamiento acústico de los cerramientos que delimitan el recinto que alberga la actividad.

3 Titular de la actividad

El titular de la instalación será ACENTOR SOLAR, S.L. con NIF B-04959367.

4 Tipo de actividad y horario previsto:

La actividad que se va a desarrollar en esta planta fotovoltaica es la generación de hidrógeno verde a partir de energía eléctrica. Esta energía eléctrica vendrá principalmente de la instalación solar fotovoltaica de autoconsumo y además se complementará la producción fotovoltaica mediante conexión a red eléctrica. Esto supondrá una producción industrial estimada máxima 24/7 durante unos 350 días al año.

La producción fotovoltaica, y los ruidos asociados a la misma se limitarán a las horas con irradiación solar, correspondiendo en su totalidad al periodo denominado como día y tarde entre las 7 horas y las 22 horas del día.

5 Nomenclatura, parámetros y definiciones:

En el presente apartado se incluye una breve explicación de la terminología relacionada con el estudio acústico.

- Leq.- Nivel continuo equivalente.
- Lday.- Nivel continuo equivalente en período comprendido entre las 7h y 19h-
- Levening.- Nivel continuo equivalente en período comprendido entre las 19h y 23h.
- Lnight.- Nivel continuo equivalente en período comprendido entre las 23h y las 7h.
- Lden.- Nivel continuo equivalente día-tarde-noche (24h).
- Lmax.- Nivel máximo alcanzado durante un período de medición.
- Lmin.- Nivel mínimo alcanzado durante un período de medición.
- Ln (percentil).- Nivel alcanzado o sobrepasado el "n" % del tiempo de medición.

Todos los niveles sonoros presentados en este documento son ponderados de acuerdo a la red de ponderación A, por tanto, se expresan en dBA.



6 Normativa de referencia:

Directiva 2002/49/CE, de 25 de junio, sobre la evaluación y gestión del ruido ambiental

La pertenencia de España a la Unión Europea conlleva el obligado cumplimiento del ordenamiento jurídico correspondiente al Derecho Comunitario. La Unión Europea ha abordado la lucha contra el ruido en el marco de su política medioambiental a través de directivas comunitarias cuya finalidad es reducir la contaminación acústica producida por distintos tipos de emisiones.

Con la entrada en vigor de la directiva 2002/49/CE de 25 de junio, sobre la evaluación y gestión del ruido ambiental, se establecen una serie de objetivos entre los que destaca la creación de un marco común para la evaluación y gestión de la exposición al ruido ambiental.

Con el objetivo de complementar el anexo II de la Directiva 2002/49/CE, la Comisión emitió una "Recomendación de 6 de agosto de 2003 relativa a las Orientaciones sobre los métodos de cálculo provisionales revisados para el ruido industrial, precedentes de aeronaves, del tráfico rodado ferroviario y los datos de emisiones correspondientes".

En ella, por modo de transporte, se analiza la aplicabilidad y descripción de los modelos recomendados, así como de las adaptaciones necesarias de los mismos para verificar el cumplimiento de la Directiva 2002/49/CE.

LEGISLACIÓN NACIONAL

Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del Ruido.

La directiva fue traspuesta al ordenamiento estatal mediante la Ley 37/2003, de 17 de noviembre del Ruido que regula la realización de los mapas de ruido (concretamente los mapas estratégicos) y la forma y competencias para la gestión del ruido ambiental.

Sin embargo, la Ley 37/2003 no se limita únicamente al contenido de la Directiva que traspone, sino que desarrolla con mayor profundidad la regulación de la materia que hasta ese momento se encontraba dispersa en diferentes textos legales y reglamentarios, tanto estatales como autonómicos, así como en ordenanzas municipales ambientales y sanitarias de algunos ayuntamientos.

El objeto de la Ley del Ruido es prevenir, vigilar y reducir la contaminación acústica, para evitar riesgos y reducir los daños que de ésta pueden derivarse para la salud humana, los bienes o el medio ambiente, así como proteger el derecho a la intimidad de las personas y el disfrute de un entorno adecuado para su desarrollo y el de las actividades, con el fin de garantizar el bienestar y la calidad de vida de los ciudadanos.



El ámbito de aplicación delimita por referencia a todos los emisores que, a los efectos de la Ley se refiere a cualquier actividad, infraestructura, equipo, maquinaria o comportamiento que genere contaminación acústica.

Un aspecto relevante de la Ley del Ruido es el de "calidad acústica", definida como el grado de adecuación de las características acústicas de un espacio a las actividades que se realizan en su ámbito, evaluado, entre otros factores, de acuerdo a los niveles de inmisión y emisión.

De acuerdo a la ley, corresponde al gobierno fijar, a través del correspondiente reglamento, los objetivos de calidad acústica aplicables a los distintos tipos de área acústica en que se zonifica el territorio, atendiendo a los distintos usos del suelo, de manera que garantice, en todo el territorio, un nivel mínimo de protección frente a la contaminación acústica.

Real decreto 1513/2005, de 16 de diciembre, en lo referente a la evaluación y gestión del ruido ambiental.

La Ley del Ruido fue parcialmente desarrollada por el Real Decreto 1513/2005, de 16 de diciembre en lo referente a la evaluación y gestión del ruido ambiental. En esta norma se precisan los conceptos de ruido ambiental y sus efectos sobre la población, junto a una serie de medidas necesarias para la consecución de los objetivos previstos, tales como la elaboración de los mapas estratégicos de ruido y los planes de acción o las obligaciones de suministro de información.

En él se define un marco básico destinado a evitar, prevenir o reducir con carácter prioritario los efectos nocivos, incluyendo las molestias, de la exposición al ruido ambiental y completar la incorporación a nuestro ordenamiento jurídico de la Directiva 2002/49/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de junio de 2002, sobre evaluación y gestión del ruido ambiental. El Real Decreto hace una mención especial sobre la descripción de los requisitos y metodología de cálculo que deberán cumplir los mapas estratégicos de ruido que fuese necesario presentar en el año 2007 de acuerdo a la Directiva 2002/49/CE.

Real decreto 1367/2007, de 19 de octubre, en lo referente a zonificación acústica, objetivos de calidad y emisiones acústicas.

El Real Decreto 1513/2005, de 16 de diciembre, en lo referente a la evaluación y gestión de ruido ambiental supuso un desarrollo parcial de la ley de Ruido, que comprende la contaminación acústica derivada del ruido ambiental y la prevención y corrección en su caso, de sus efectos en la población.

El desarrollo completo de esta ley se da con el Real Decreto 1367/2007, de 19 de octubre, en lo referente a zonificación acústica, objetivos de calidad y emisiones acústicas, donde se definen índices de



ruido y de vibraciones, sus aplicaciones, efectos y molestias sobre la población y su repercusión en el medio ambiente. Se delimitan, además, los distintos tipos de servidumbres y áreas acústicas definidas en la ley del Ruido y se establecen los objetivos de calidad acústica para cada área, incluyéndose el espacio interior de determinadas edificaciones. Por último, se regulan los emisores acústicos, fijándose valores límite de emisión o de inmisión, así como los procedimientos y los métodos de evaluación de ruido y vibraciones.

En dicho texto jurídico se incluyen los índices de ruido L_d , L_e y L_n para la verificación del cumplimiento de los objetivos de calidad acústica aplicables, entre otros emisores y situaciones, a la evaluación de los niveles sonoros producidos por las infraestructuras. Estos indicadores se definen, en el RD1513/2005, de 16 de diciembre, en lo referente a la evaluación y gestión del ruido ambiental.

En el caso que nos ocupa, una planta solar FV, se trata de una instalación industrial por lo que los valores límites de inmisión vendrán regulados únicamente por el artículo 24 Real Decreto 1326/2007 ya que los efectos indirectos de tráfico generado por la actividad serán prácticamente nulos. De acuerdo con dicho artículo los valores límite vendrán dados por la tabla B1 de anexo III del RD 1367/2007:

Tabla B1. Valores límite de inmisión de ruido aplicables a infraestructuras portuarias y a actividades.

Tipo de área acústica		Índices de ruido		
		$L_{K,d}$	$L_{K,e}$	$L_{K,n}$
e	Sectores del territorio con predominio de suelo de uso sanitario, docente y cultural que requiera una especial protección contra la contaminación acústica	50	50	40
a	Sectores del territorio con predominio de suelo de uso residencial.	55	55	45
d	Sectores del territorio con predominio de suelo de uso terciario distinto del contemplado en c.	60	60	50
c	Sectores del territorio con predominio de suelo de uso recreativo y de espectáculos.	63	63	53
b	Sectores del territorio con predominio de suelo de uso industrial	65	65	55

LEGISLACIÓN AUTONOMICA

Decreto 5/2009, de 4 de junio, del ruido de Castilla y León

Se establecen las condiciones a cumplir por los niveles sonoros en actividades clasificadas.



Se establece un límite de inmisión en exteriores de modo que ninguna instalación, establecimiento, maquinaria, actividad o comportamiento podrán transmitir al medio ambiente exterior niveles sonoros superiores a los siguientes:

AREA RECEPTORA EXTERIOR	L _{Aeq 5s} dB(A)*	
	DIA 8 h - 22 h	NOCHE 22 h - 8 h
Tipo 1. Área de silencio	50	40
Tipo 2. Área levemente ruidosa	55	45
Tipo 3. Área tolerablemente ruidosa		
- Uso de oficinas o servicios y comercial.	60	50
- Uso recreativo y espectáculos	63	53
Tipo 4. Área ruidosa	65	55

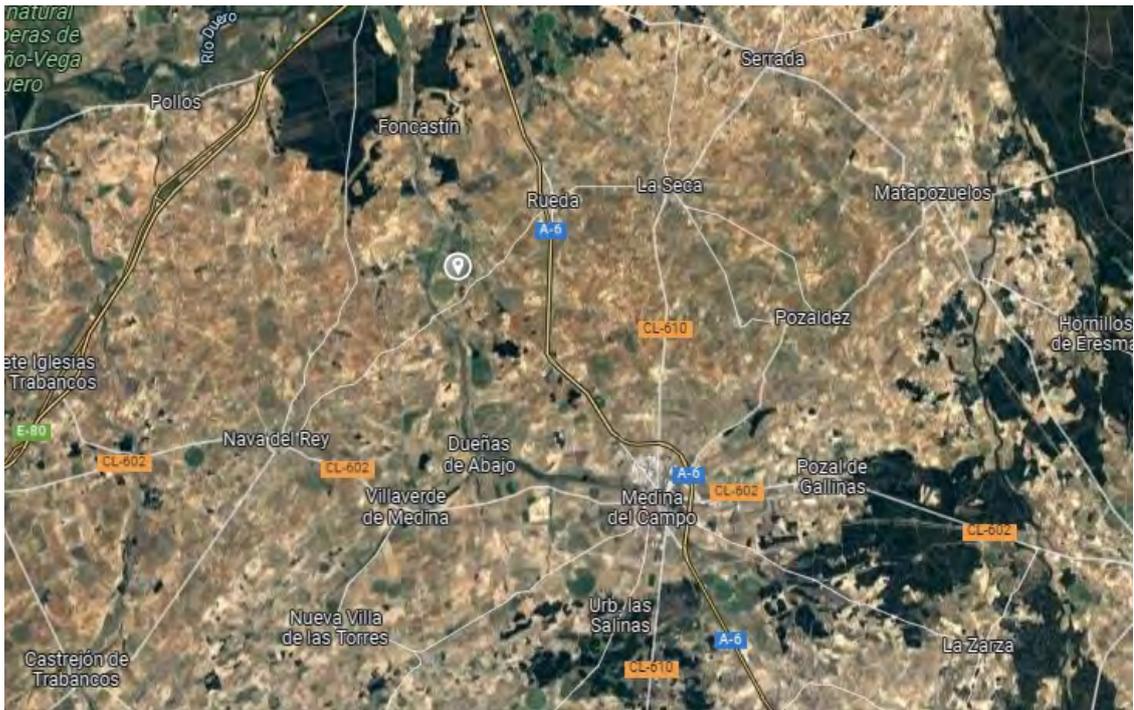
Y además se busca que no se superen los siguientes valores:

AREA RECEPTORA Situación nueva	Índices de ruido dB(A)			
	L _d 7 h - 19 h	L _e 19 h - 23 h	L _n 23 h - 7 h	L _{den}
Tipo 1. Área de silencio	55	55	45	56
Tipo 2. Área levemente ruidosa	60	60	50	61
Tipo 3. Área tolerablemente ruidosa	65	65	55	66
Tipo 4. Área ruidosa	70	70	60	71
Tipo 5. Área especialmente ruidosa	sin determinar			

7 Descripción de la zona de estudio.

La instalación se ubicará en el término municipal de La Fara en la provincia de Valladolid. El proyecto toca otros términos municipales con la línea eléctrica e hidroduto pero estas instalaciones no producirán ruidos en su fase de operación.





Localización



Emplazamiento



El emplazamiento del proyecto se da en una zona rural con escasas edificaciones. Las zonas edificadas más próximas son algunas bodegas que se encuentran a más de 500 m de la zona afectada por el proyecto. Las infraestructuras más próximas al emplazamiento son la autovía del Noreste A-6 y la carretera regional VA-VP-8902. No hay zonas habitadas próximas a excepción de la aldea de Torrecilla del Valle y el pueblo de Rueda, aunque a una distancia más que considerable.

Por todo ello, y dado que la zona en que se implantará la instalación es rústica, consideraremos la implantación como:

**SECTORES DEL TERRITORIO CON PREDOMINIO DE SUELO DE USO INDUSTRIAL o
TIPO 4. ÁREA RUIDOSA.**

Por este motivo y de acuerdo con la tabla VII del artículo 30 Decreto 5/2009, y los correspondientes anexos a los que se refiere, la inmisión de ruido en los límites de la instalación deberá cumplir:

$$L_{kd} < 65 \text{ dBA} \quad L_{ke} < 65 \text{ dBA} \quad L_{kn} < 55 \text{ dBA}$$

Siendo L_{kd} , L_{ke} y L_{kn} los índices de ruido corregidos por presencia de tonos puros, baja frecuencia y tonos impulsivos para los periodos de día, tarde y noche, respectivamente.

8 Estimación de niveles sonoros en la fase post-operacional.

El área receptora exterior de nuestro proyecto sería de tipo 4 (área ruidosa).

La fuente de ruido durante la fase de obras será principalmente el tránsito de maquinaria y vehículos. Durante la fase de explotación las fuentes de ruido serán los siguientes equipos:

Instalación	Emisión a 0 metros (dB)	A 100 metros (dB)
Inversores (PSFV)	65	30
Transformadores (PSFV)	70	37<
Subestación (2 trafos)	80	40
Compresor (estación electrolizadora)	70	30
Refrigerador por aire (estación electrolizadora)	75	37



En el entorno de la instalación no hay viviendas residenciales. Las edificaciones más cercanas son bodegas.

La nave donde se instalará la estación electrolizadora y equipos asociados vendrán de fábrica con aislamiento acústico. Los equipos exteriores (compresor y torre de refrigeración) llevarán asociados sistemas de apantallamiento/aislamiento acústicos.

Los trafos cumplirán con el Reglamento de Alta Tensión con respecto a los niveles de emisión de ruidos

Respecto a las vibraciones, éstas se producirán exclusivamente durante la fase de inca de los postes que aguantarán los módulos fotovoltaicos. El método elegido, mediante hinca, tiene un gran beneficio ambiental, ya que no serán necesarias excavaciones y construcción de zapatas, lo que evita gran cantidad de impactos ambientales: evita emisión de partículas en suspensión por movimiento de tierras, emisión de gases de combustión por utilización de maquinaria de excavación, consumo de agua y recursos (cemento, arena, etc) que serían necesarios para la construcción de las zapatas, etc. Vistos los beneficios que genera la elección de la hinca como método de instalación de los paneles fotovoltaicos, y dado el despoblamiento general de la zona, se estima conveniente la opción elegida.

INVERSORES

Se instalarán 270 inversores ABB PVS-175TL de 175 kW de potencia nominal con salida trifásica de 800 V. Según el fabricante estos dispositivos generan un nivel sonoro inferior a 65 dBA a 1 metros de distancia por lo que tomaremos este valor de 65 dBA como el valor de emisión de los inversores.

TRANSFORMADORES CTs

Se instalarán 15 Centros de Transformación de carácter prefabricado de interior y privado. Los Centros de Transformación llevarán transformadores de 3.330 kVA. Estos equipos generan un nivel de potencia sonora de 65 dBA por transformador según documentación técnica del transformador. Se considerará un nivel de presión sonora de hasta 70 dBA

SILYTZER Y EQUIPOS DE COMPRESIÓN

Se instalarán equipos de electrólisis (Silytzer) y de compresión de hidrógeno y otros equipos auxiliares de aire comprimido o nitrógeno comprimido para mantenimiento. Estos irán en naves, de las cuales se garantizará que no hay una emisión de ruidos hacia el exterior de la nave mayor a 65 dBA.

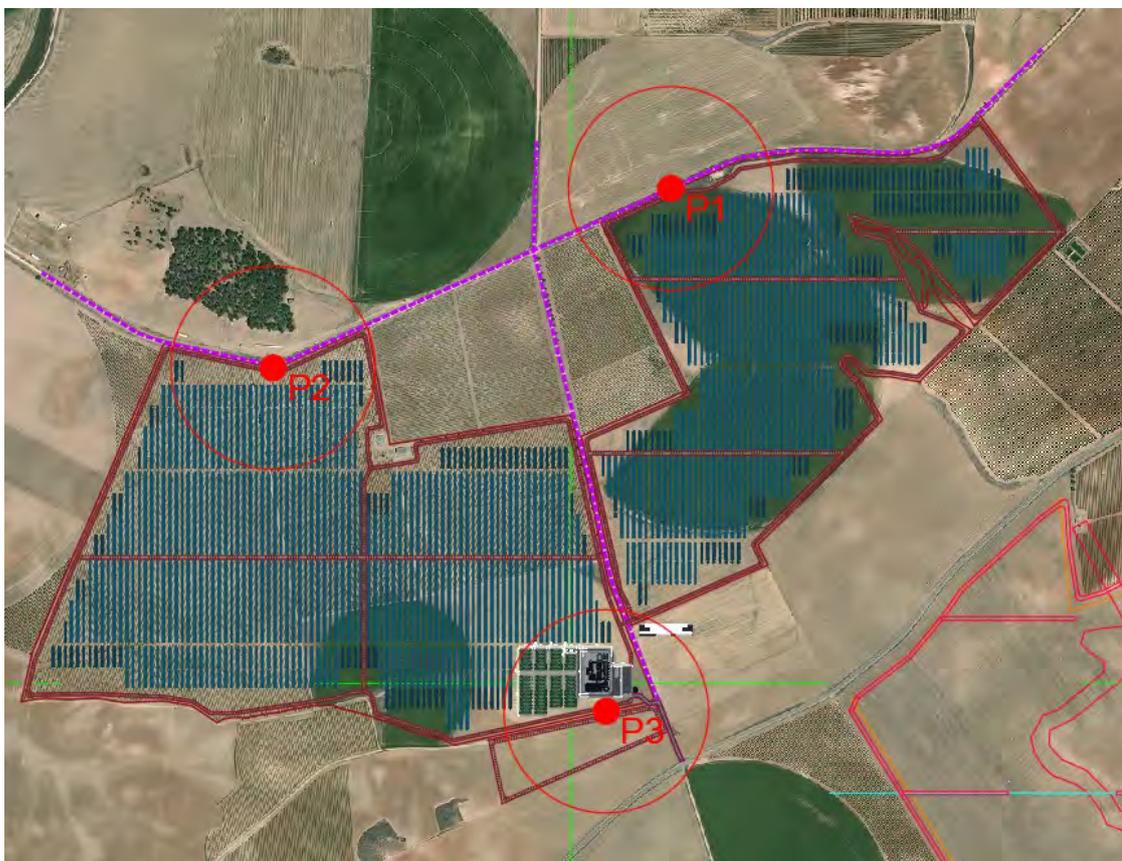
REFRIGERADOR POR AIRE



El sistema de refrigerador será por aire (fin fan cooler). Este refrigerador hace circular agua a través de tubos aleateados a través de los que se impulsa aire con unos ventiladores. De acuerdo con ficha técnica estos emiten un máximo de 75 dBA si se instalan como flujo de aire forzado.

9 Cálculos de emisión de Ruidos.

Para el cálculo del nivel acústico se han estimado 3 ubicaciones rodeando la instalación. Se ha calculado la distancia desde ese punto hasta cada uno de los inversores y cada uno de los focos de ruido. Aquellos focos que se encuentran a 200 metros de distancia o más se desecharan por ser el ruido provocado por los compontes por encima de esta distancia inapreciables o indistinguibles del ruido de fondo habitual.



Ubicación P1, P2 y P3

Se han situado los puntos en las zonas de mayor potencial afección. P1 y P2 se sitúan junto a caminos con potencial de ser frecuentados por personas, en las lindes de la instalación fotovoltaica, P3 en uno de los principales accesos al parque solar y la planta de electrólisis y junto a la planta de electrólisis. Este último punto se presupone el de mayor afección acústica, al ser el punto exterior a la instalación más desfavorable por encontrarse las mayores fuentes de ruido en esa zona.



La fórmula aplicada para calcular el ruido a una distancia de un solo componente será:

$$N_t = \text{Ruidodelcomponente} - 20x \log((\text{distancia}/1) = db$$

Para calcular la suma de todos los componentes hasta el lugar de muestra se utiliza la expresión:

$$N_t = 10x \log(\sum (10^{d/10}) = db$$

10 Aislamiento acústico

La maquinaria planteada, así como la medición conforme a fabricante de los niveles de emisión de ruidos, corresponde principalmente a unidades exteriores, como pueden ser los transformadores de subestación y servicios auxiliares, el sistema de refrigeración de aire, etc. Estos equipos se encuentran lo suficientemente lejos del exterior de la instalación objeto del proyecto como para que la incidencia del ruido sea mínima hacia el exterior por su reducción de presión de ruido con la distancia. En cualquier caso, y como consecuencia de aplicación de otros criterios se prevé la instalación de sistemas de apantallamiento locales como consecuencia de aplicación de normativa respecto a la seguridad de los trabajadores, como puede ser en los trafos auxiliares. Adicionalmente en las zonas visibles se prevé la instalación de una pantalla vegetal. Esto es principalmente por impacto visual, pero también permite atenuar y apantallar parte del ruido.

La inmisión sonora de los sistemas de ventilación forzada de las instalaciones se considera inapreciable en el exterior, al situarse estas fuentes sonoras junto a equipos de un nivel de ruido similar, aplicando la misma atenuación con la distancia que el resto de fuentes sonoras. En cualquier caso, se instalarán salidas de aire forzado con silenciadores si su emisión es directa hacia el exterior sin ningún tipo de apantallamiento u obstáculo en su direccionalidad hacia el exterior.

En general, siempre se va a actuar en primer lugar sobre la fuente emisora de ruidos, verificando su correcta instalación, así como sistema de amortiguación, de modo que la emisión de ruidos no se acentúe por una mala instalación o un mal mantenimiento de los sistemas.

Las construcciones que contienen en su envoltorio fuentes de ruido irán adecuadamente aisladas contra la transmisión de vibraciones, amortiguadas principalmente en las máquinas, y contra la emisión de ruidos al exterior de la envoltorio con su correspondiente aislamiento.

11 Conclusiones.

La instalación de generación de hidrógeno verde, así como la subestación y la planta fotovoltaica de autoconsumo, tanto de manera individual como considerada como un todo, satisfacen los niveles

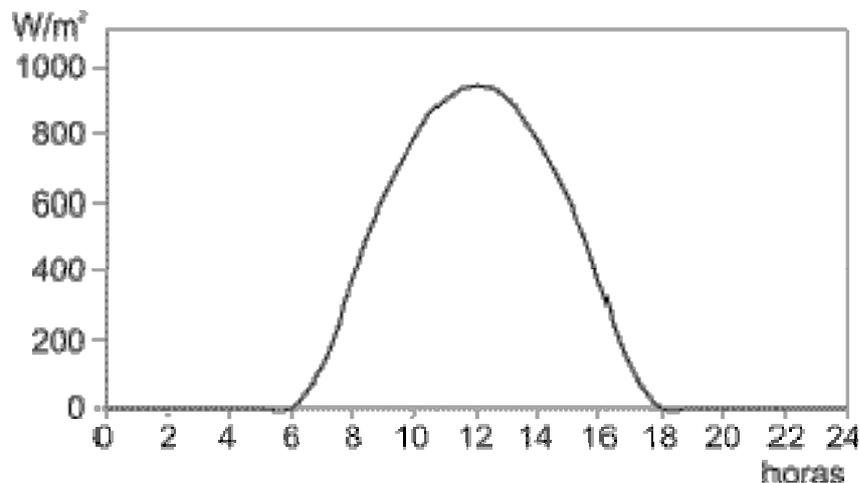


admisibles de ruido para la zona estudiada. Estos niveles han sido estudiados para el funcionamiento a pleno rendimiento de la planta e instalación fotovoltaica, de modo que satisfechos los requisitos de presión de ruido durante el día, cuando la fotovoltaica está funcionando, estos niveles serán ligeramente menores durante las horas nocturnas o sin producción solar, e igualmente se encuentra dentro de los límites exigidos para la zona.

PUNTO DE MEDIDA	Lactividad	LIMITE LEY 5/2009 diurno y vespertino	LIMITE LEY 5/2009 nocturno	EVALUACION DEL IMPACTO ACUSTICO
P1	43,10	65	55	FAVORABLE
P2	42,75	65	55	FAVORABLE
P3	50,98	65	55	FAVORABLE

El ruido máximo estimado en los puntos donde se ha realizado el estudio será de 50,98 dBA, muy por debajo del nivel permitido de 65 dBA y que quedará totalmente asumido dentro de los niveles de ruido habituales. Este valor nos es perfectamente válido además para el funcionamiento 24/7 de la planta, pues es válido incluso para el tiempo nocturno indicado en la Ley 5/2009.

Este valor estimado es para un funcionamiento 100% de la planta, siendo realmente este valor, muy por debajo en la mayoría de horas. Una instalación FV empieza a funcionar a los primeros rayos de sol, siendo el valor máximo generado en las horas en las que está el sol más alto, decreciendo conforme el Sol se va poniendo.



Los ruidos de los componentes serán proporcionales a las horas de radiación solar, siendo el ruido más intenso en las horas intermedias del día. Los correspondientes a la planta industrial se esperan constantes a lo largo del tiempo, por su funcionamiento 24/7.



12 Justificación cálculos.

CÁLCULOS EN P1

$$N_t = \text{Ruidodelco mponente} - 20 \times \log((\text{dis tan cia} / 1)) = db$$

Fuente	Distancia a P1	Ruido asociado (dBA)	Nivel sonoro apreciado en P1
Inversor	111	65	24,09354042
Inversor	51	65	30,84859648
Inversor	72	65	27,85335007
Inversor	99	65	25,08729611
Inversor	106	65	24,49388269
Inversor	145	65	21,77263996
Inversor	190	65	19,42492798
Inversor	189	65	19,47076392
Inversor	176	65	20,08974664
Inversor	175	65	20,13923903
Inversor	180	65	19,8945499
Inversor	182	65	19,79857224
T1	45	75	41,93574972
T2	152	75	31,36312824

Nivel sonoro total, aplicando la fórmula:

$$N_t = 10 \times \log(\sum (10^{d/10})) = db$$

NIVEL SONORO ACUMULATIVO APRECIADO EN P1
43,09553387

CÁLCULOS EN P2

$$N_t = \text{Ruidodelco mponente} - 20 \times \log((\text{dis tan cia} / 1)) = db$$

Fuente	Distancia a P2	Ruido asociado (dBA)	Nivel sonoro apreciado en P2
Inversor	189	65	19,47076392
Inversor	170	65	20,39102157
Inversor	135	65	22,39332463
Inversor	100	65	25
Inversor	68	65	28,34982175
Inversor	41	65	32,74432287
Inversor	37	65	33,63596552
Inversor	70	65	28,0980392
Inversor	103	65	24,74325551
Inversor	138	65	22,20241827
Inversor	161	65	20,86348248
Inversor	198	65	19,06669619
Inversor	195	65	19,19930777
CT	165	70	25,65032112
CT	30	70	40,45757491



CT	155	70	26,19336604
----	-----	----	-------------

Nivel sonoro total, aplicando la fórmula:

$$N_t = 10 \times \log\left(\sum (10^{d/10})\right) = db$$

NIVEL SONORO ACUMULATIVO APRECIADO EN P2
42,75372264

CÁLCULOS EN P3

$$N_t = \text{Ruidodelcomponente} - 20 \times \log((\text{distancia} / 1)) = db$$

Fuente	Distancia a P3	Ruido asociado (dBA)	Nivel sonoro apreciado en P3
Refrigerador	41	75	42,74432287
Refrigerador	42	75	42,53501419
Refrigerador	43	75	42,33063089
Refrigerador	45	75	41,93574972
Refrigerador	48	75	41,37517525
Refrigerador	51	75	40,84859648
Refrigerador	54	75	40,3521248
Bombeo	52	65	30,67993313
Trafo E	61	70	34,2934033
Trafo E	65	70	33,74173287
Trafo E	70	70	33,0980392
Trafo E	75	70	32,49877473
Trafo E	79	70	32,04745817
Trafo E	84	70	31,51441428
Trafo E	89	70	31,01219987
Trafo E	94	70	30,53744293
Trafo SSAA	102	70	29,82799656
Edif. Electrolisis	61	65	29,2934033
Equipo Nitrógeno	95	65	25,44552789
De-Oxo	80	65	26,93820026
Edificio de control	100	65	25
Inversor	136	65	22,32922183
Inversor	145	65	21,77263996
Inversor	162	65	20,80969971
Inversor	185	65	19,65656543
Inversor	187	65	19,56316787

Nivel sonoro total, aplicando la fórmula:

$$N_t = 10 \times \log\left(\sum (10^{d/10})\right) = db$$



NIVEL SONORO ACUMULATIVO APRECIADO EN P3

50,97735042

En Málaga, marzo 2022

Fdo: Agustín Tonda Hita
Ingeniero Industrial
Colegiado número 2133



16 PLANOS

16.1 Situación

16.2 Distancias 5 km

16.3 Emplazamiento

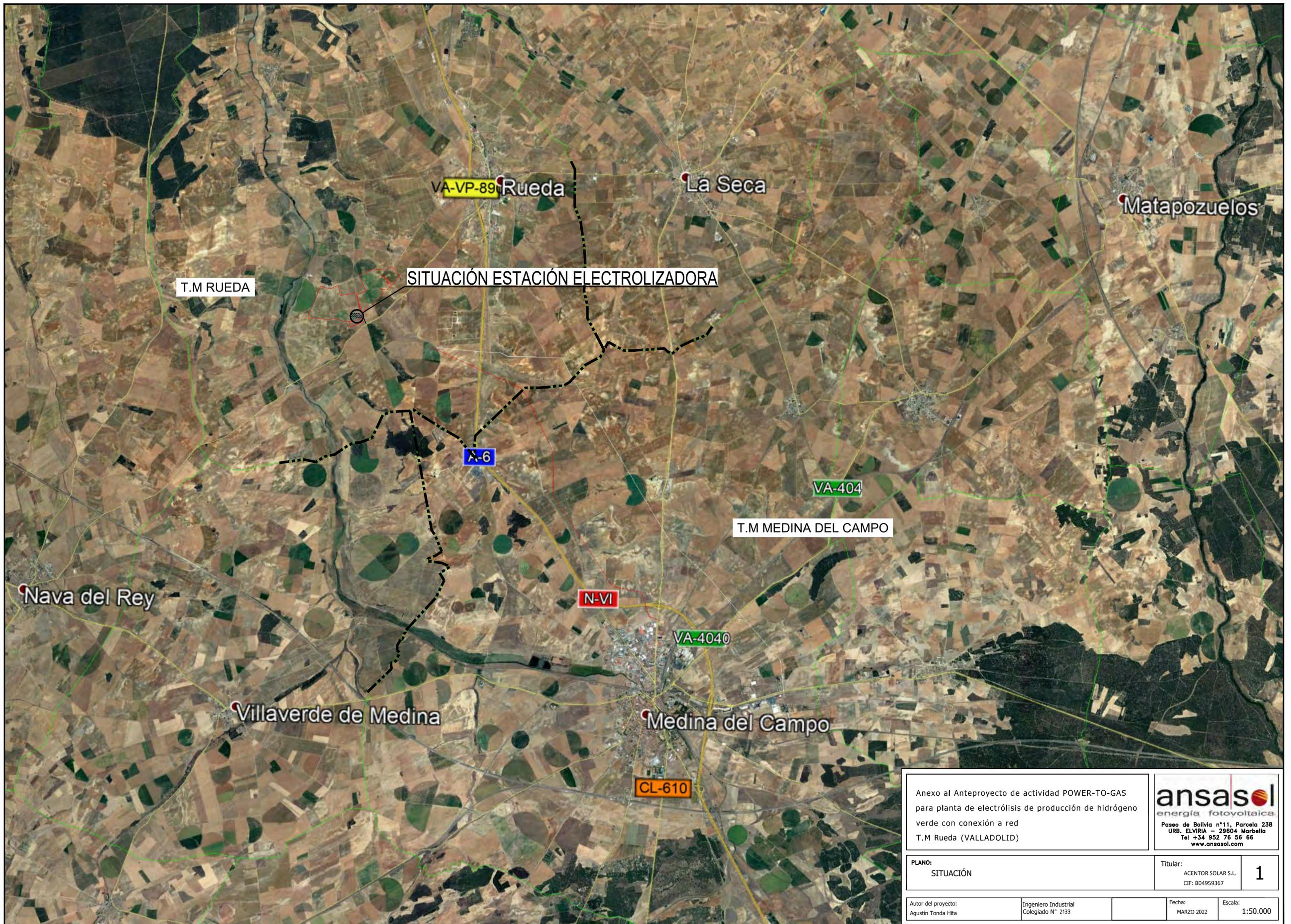
16.4 Distribución de sistemas de la instalación

16.5 Vistas y cotas de la instalación

16.6 Instalación de iluminación exterior

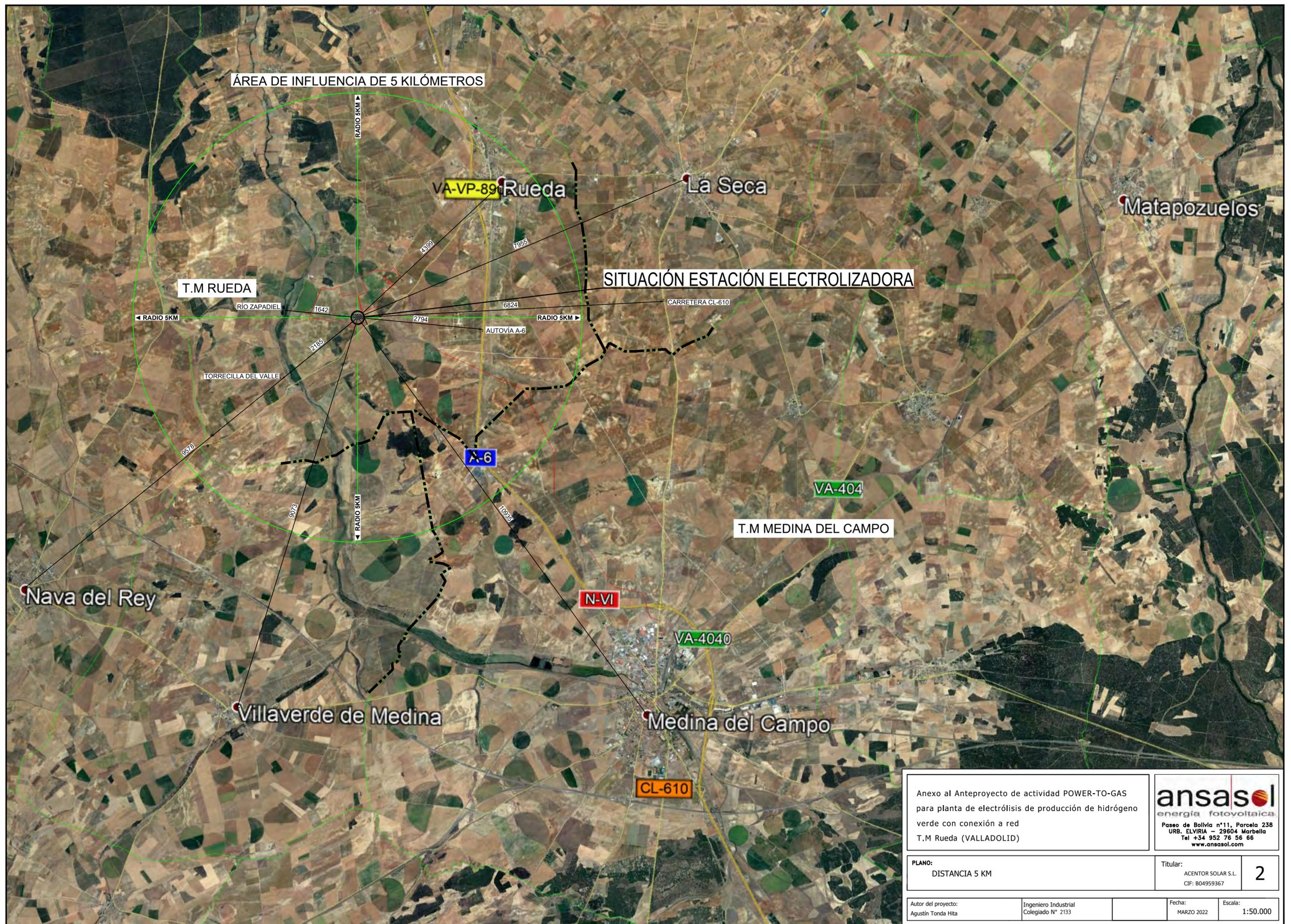
16.7 Esquema de proceso





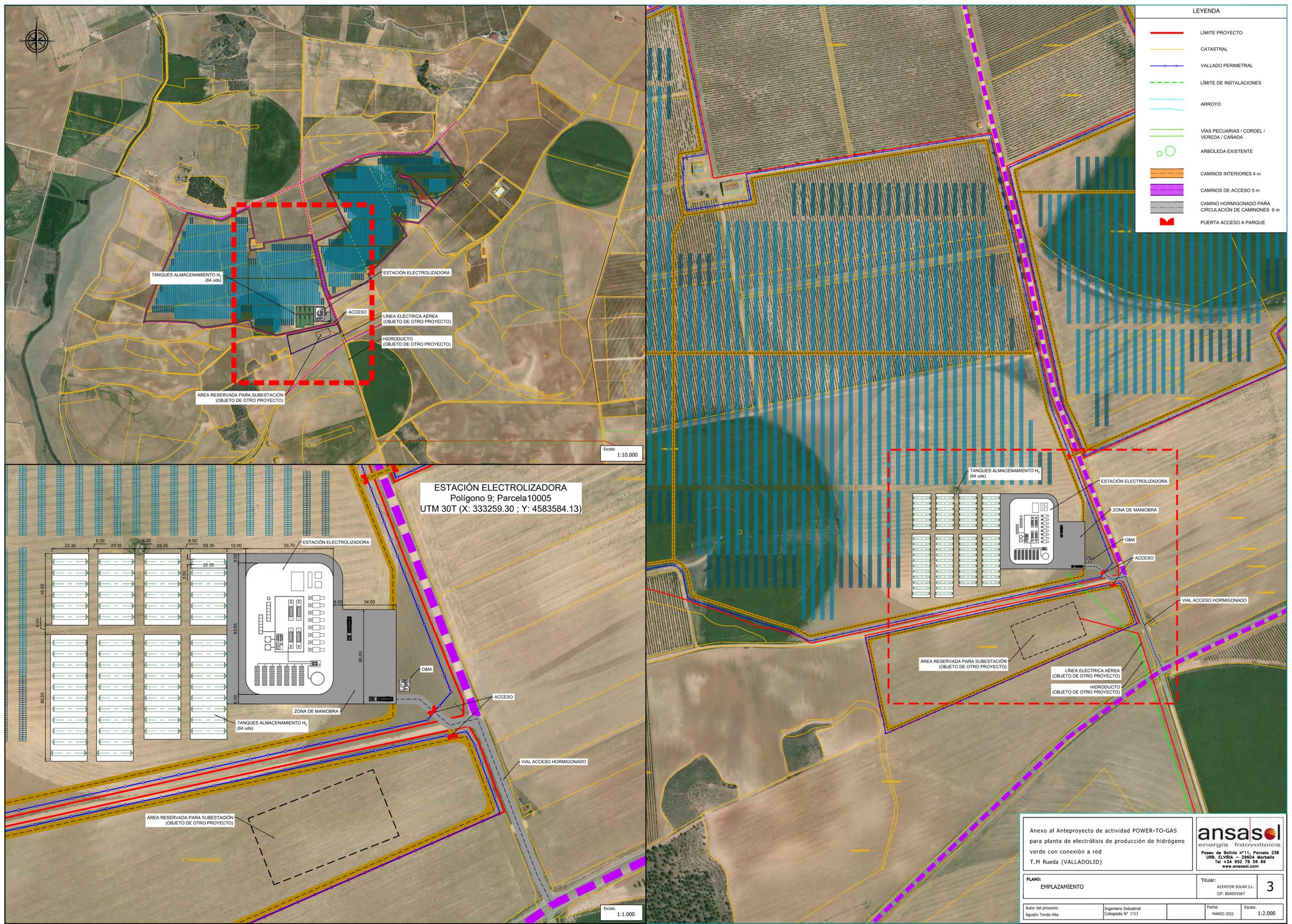
Anexo al Anteproyecto de actividad POWER-TO-GAS para planta de electrólisis de producción de hidrógeno verde con conexión a red T.M Rueda (VALLADOLID)		ansasol energía fotovoltaica Paseo de Bolivia nº11, Parcela 238 URB. ELVIRA - 29604 Marbella Tel +34 952 76 56 66 www.ansasol.com	
PLANO: SITUACIÓN		Titular: ACENTOR SOLAR S.L. CIF: B04959367	1
Autor del proyecto: Agustín Tonda Hita	Ingeniero Industrial Colegiado Nº 2133	Fecha: MARZO 2022	Escala: 1:50.000





Anexo al Anteproyecto de actividad POWER-TO-GAS para planta de electrólisis de producción de hidrógeno verde con conexión a red T.M Rueda (VALLADOLID)		ansasol energía fotovoltaica Paseo de Bolivia nº11, Parcela 238 URB. ELVIRA - 29604 Marbella Tel +34 952 76 56 66 www.ansasol.com	
PLANO: DISTANCIA 5 KM		Titular: ACENTOR SOLAR S.L. CIF: B04959367	2
Autor del proyecto: Agustín Tonda Hita	Ingeniero Industrial Colegiado Nº 2133	Fecha: MARZO 2022	Escala: 1:50.000





LEYENDA

- LIMITE PROYECTO
- CATASTRAL
- VALLADO PERIMETRAL
- - - LIMITE DE INSTALACIONES
- ARROYO
- VÍAS PECUARIAS / CORDEL / VEREDA / CAÑADA
- ARBOLEDA EXISTENTE
- CAMINOS INTERIORES 4 m
- CAMINOS DE ACCESO 5 m
- CAMINO HORMIGONADO PARA CIRCULACIÓN DE CAMIONES 6 m
- PUERTA ACCESO A PARQUE

ESTACIÓN ELECTROLIZADORA
 Polígono 9; Parcela10005
 UTM 30T (X: 333259.30 ; Y: 4583584.13)

Anexo al Anteproyecto de actividad POWER-TO-GAS para planta de electrólisis de producción de hidrógeno verde con conexión a red

ansasol
 energía fotovoltaica
 Paseo de Bolivia nº11, Parcela 238
 URB. ELVIRA - 28604 Marbella
 T.M Rueda (VALLADOLID)
 Tel +34 952 76 58 66
 www.ansasol.com

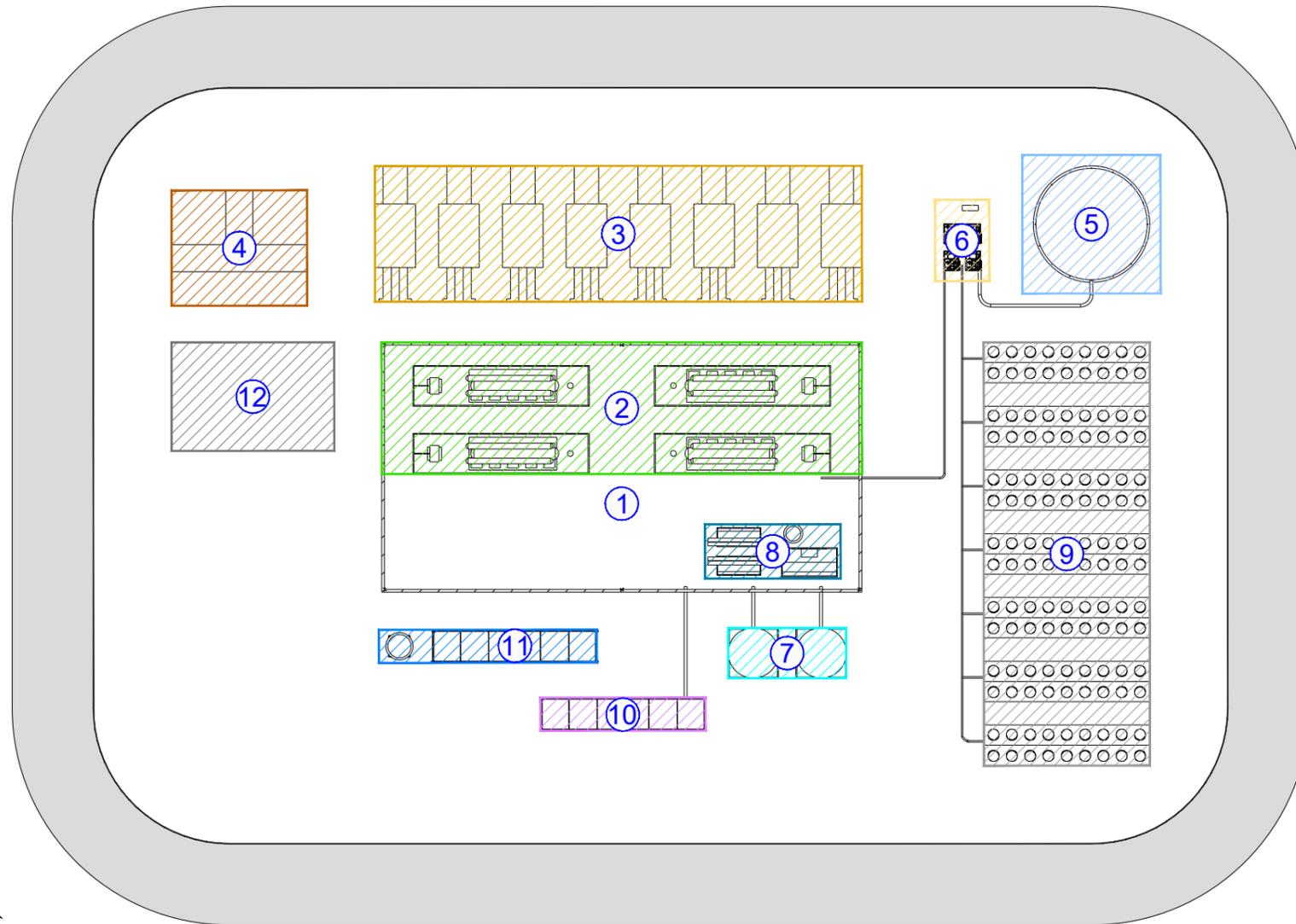
PLANO: EMPLAZAMIENTO	Titular: ACENTOR SOLAR S.L. CIF: B04959367	3
Autor del proyecto: Agustín Tonda Hita	Ingeniero Industrial Colegiado Nº: 2133	Fecha: MARZO 2022
		Escala: 1:2.000



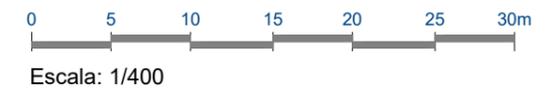
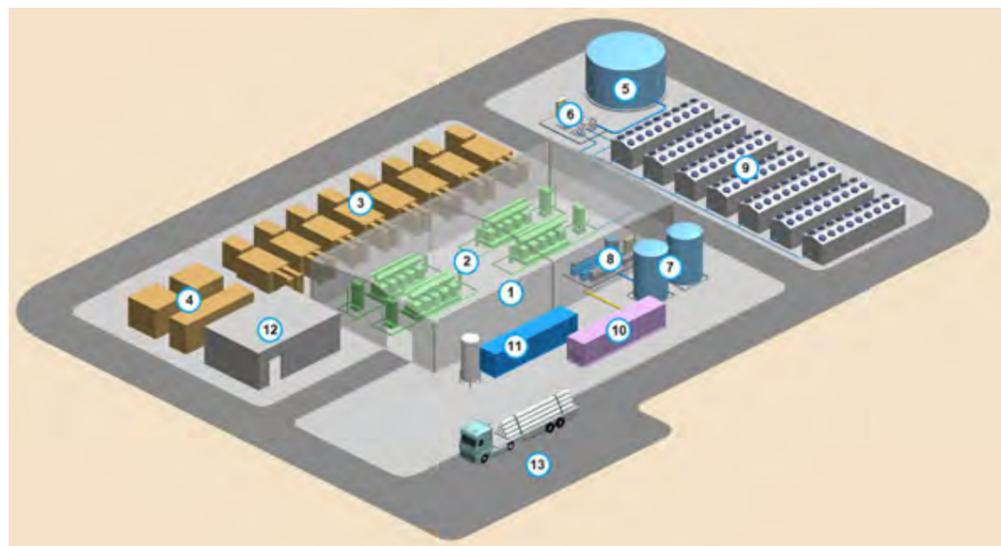
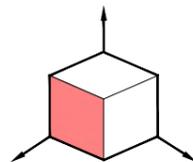
LEYENDA

- 1 NAVE ELECTROLIZADORES
- 2 ELECTROLIZADORES 4 x 10 MW
- 3 EQUIPOS TRANSFORMADORES-RECTIFICADORES
- 4 TRANSFORMADORES AUXILIARES
- 5 TANQUE DE AGUA BRUTA
- 6 BOMBAS DE REFRIGERACIÓN
- 7 TANQUES DE AGUA DE PROCESO
- 8 PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUAS
- 9 PLANTA DE REFRIGERACIÓN
- 10 SISTEMA DE PURIFICACIÓN DE HIDRÓGENO
- 11 SISTEMA DE INERTIZACIÓN CON N2 Y AIRE COMPRIMIDO
- 12 SALA DE CONTROL
- 13 ZONA DE CARGA DE CAMIONES

DISTRIBUCIÓN DE LA PLANTA DE ELECTRÓLISIS



VISTA 3D INSTALACIÓN



Anexo al Anteproyecto de actividad POWER-TO-GAS para planta de electrólisis de producción de hidrógeno verde con conexión a red
T.M Rueda (VALLADOLID)

ansasol
energía fotovoltaica
Paseo de Bolivia nº11, Parcela 238
URB. ELVIRIA – 29604 Marbella
Tel +34 952 76 56 66
www.ansasol.com

PLANO:
DISTRIBUCIÓN DE SISTEMAS DE LA INSTALACIÓN

Titular:
ACENTOR SOLAR S.L.
CIF: B04959367

4

Autor del proyecto:
Agustín Tonda Hita

Ingeniero Industrial
Colegiado N° 2133

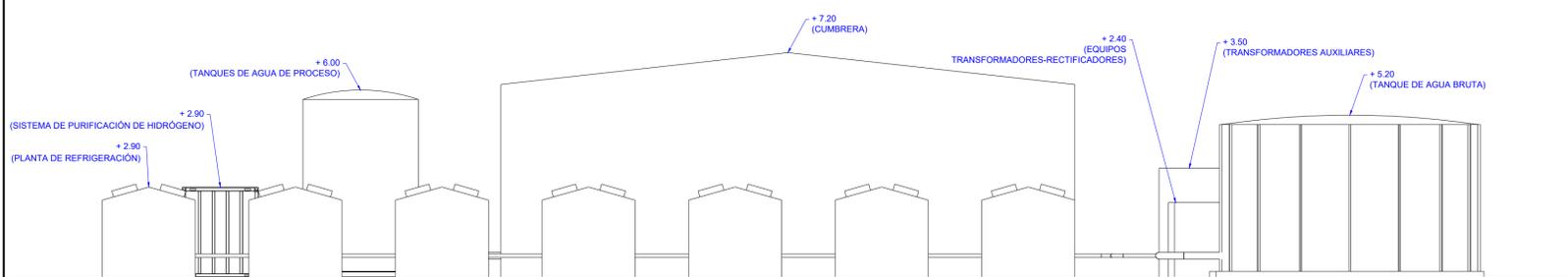
Fecha:
MARZO 2022

Escala:
1:400

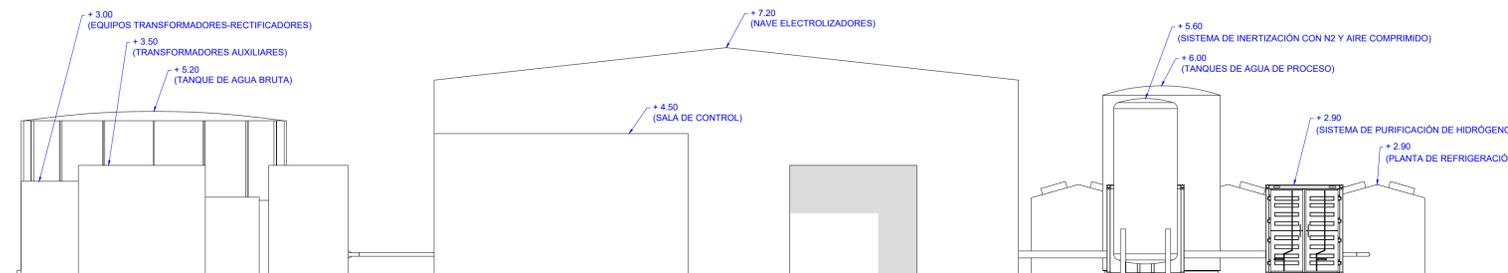




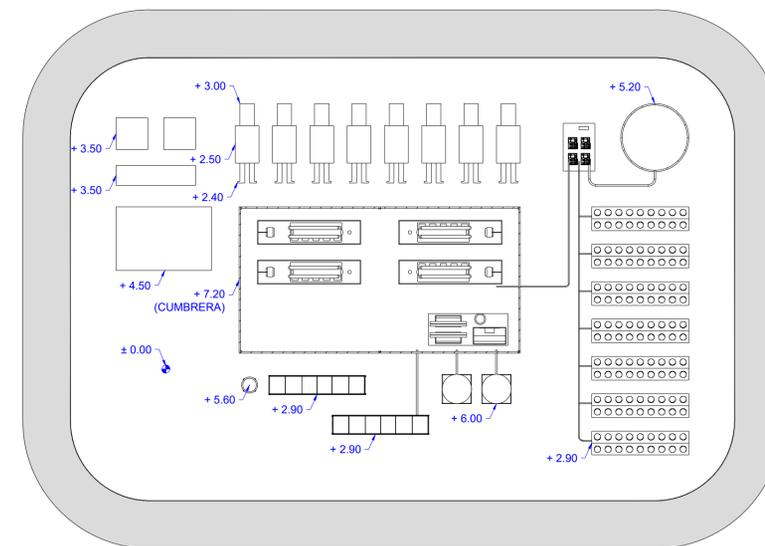
ALZADO FRONTAL



ALZADO LATERAL DERECHO



ALZADO LATERAL IZQUIERDO



Anexo al Anteproyecto de actividad POWER-TO-GAS para planta de electrólisis de producción de hidrógeno verde con conexión a red



PLANO:
ALZADOS Y COTAS INSTALACIÓN

Titular:
ACENTOR SOLAR S.L.
CIF: B04959367

5

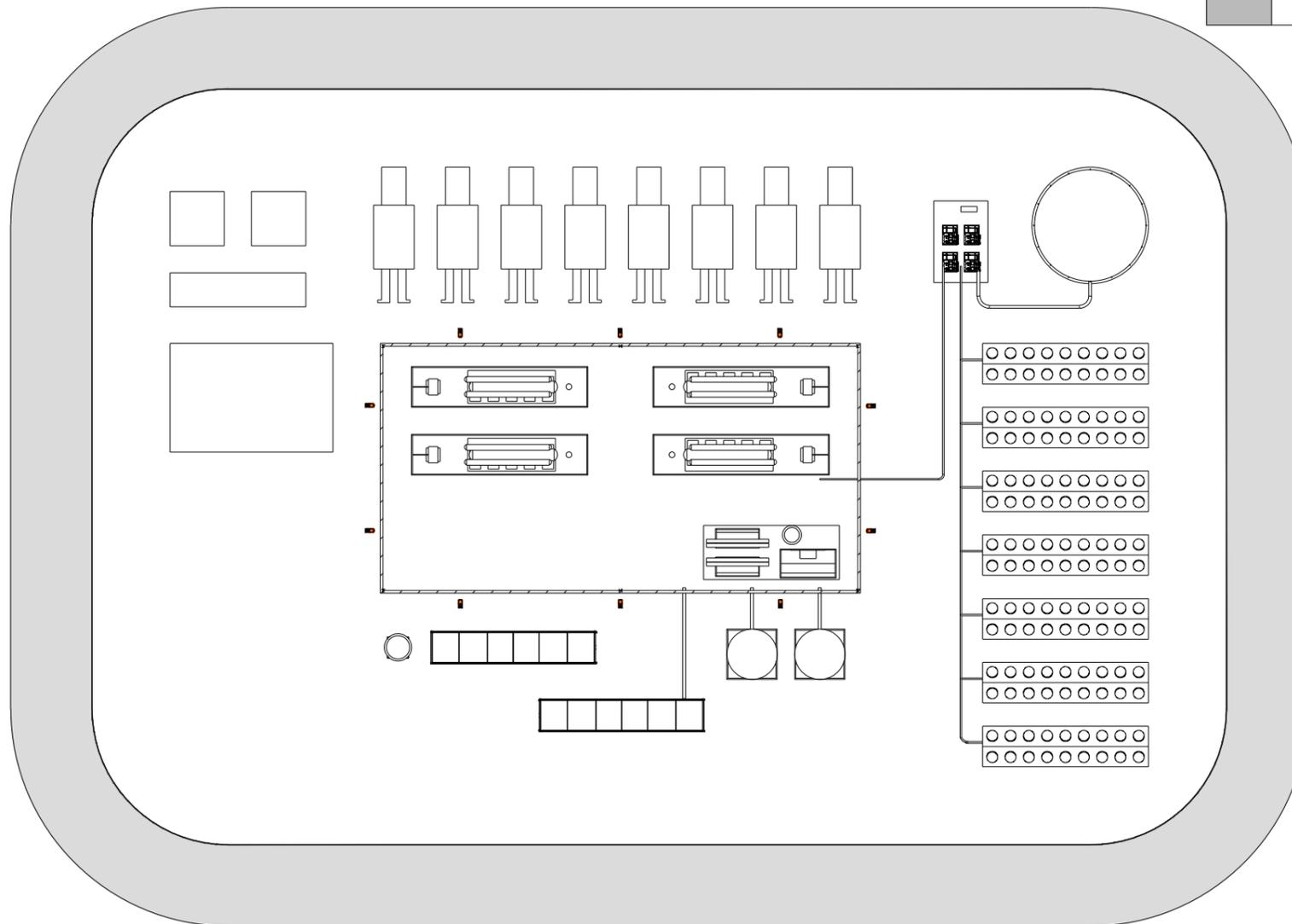
Autor del proyecto:
Agustín Tonda Hita

Ingeniero Industrial
Colegiado Nº: 2133

Fecha:
MARZO 2022

Escala:
1:100

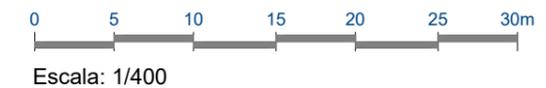
INSTALACIÓN ILUMINACIÓN EXTERIOR



Lista de luminarias (Terreno 1)

Índice	Fabricante	Nombre del artículo	Número de artículo	Lámpara	Flujo luminoso	Factor de degradación	Potencia de conexión	Cantidad
1	Philips	VGP703 T25 1 xLED40-4S/830 DM10		1x LED40-4S/830	4100 lm	0.80	28.5 W	10

#	Nombre	Parámetros	Min.	Máx.	Media	Min./Medio	Min./Máx.
1	Pasillo Potencia	Iluminancia perpendicular	17.3 lx	37.5 lx	27.2 lx	0.64	0.46
		Glare Rating (GR)	/	>50	/	/	/
2	Pasillo Refrigeracion	Iluminancia perpendicular	23.3 lx	38.2 lx	31.7 lx	0.74	0.61
		Glare Rating (GR)	/	>50	/	/	/
3	Pasillo O&M	Iluminancia perpendicular	23.8 lx	38.9 lx	32.9 lx	0.72	0.61
		Glare Rating (GR)	/	37	/	/	/



Anexo al Anteproyecto de actividad POWER-TO-GAS para planta de electrólisis de producción de hidrógeno verde con conexión a red
T.M Rueda (VALLADOLID)



PLANO:
INSTALACIÓN ILUMINACIÓN EXTERIOR

Titular:
ACENTOR SOLAR S.L.
CIF: B04959367

6

Autor del proyecto:
Agustín Tonda Hita

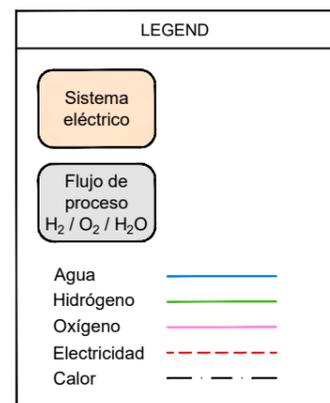
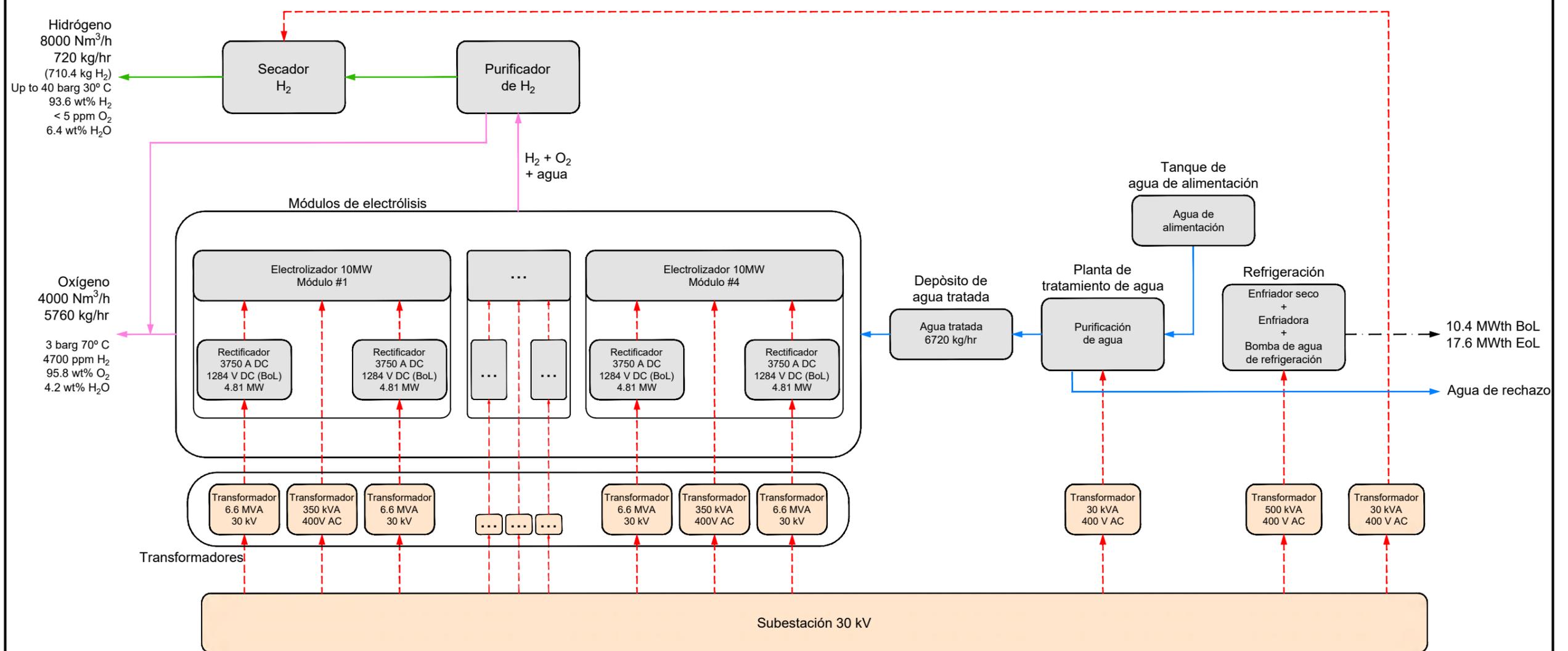
Ingeniero Industrial
Colegiado N° 2133

Fecha:
MARZO 2022

Escala:
1:400



ELECTROLIZADOR 40 MW (A PLENA CARGA)



Anexo al Anteproyecto de actividad POWER-TO-GAS para planta de electrólisis de producción de hidrógeno verde con conexión a red T.M Rueda (VALLADOLID)		Paseo de Bolivia n°11, Parcela 238 URB. ELVIRIA - 29604 Marbella Tel +34 952 76 56 66 www.ansasol.com	
PLANO: ESQUEMA DE PROCESO		Titular: ACENTOR SOLAR S.L. CIF: B04959367	7
Autor del proyecto: Agustín Tonda Hita	Ingeniero Industrial Colegiado N° 2133	Fecha: MARZO 2022	Escala: S/E





**PROYECTO “LA FARA”
EN RUEDA (VALLADOLID)
LISTADO DE SUSTANCIAS PELIGROSAS**



MAYO 2022

MEMORIA

1. MATERIAS PRIMAS Y AUXILIARES 4

1.1 LISTADO DE SUSTANCIAS PELIGROSAS..... 4

1. MATERIAS PRIMAS Y AUXILIARES

1.1 Listado de Sustancias peligrosas

A partir de la información anterior, es necesario caracterizar cuáles de las materias primas mencionadas constituyen sustancias peligrosas, y en qué cantidad máxima se esperan mantener almacenadas en la planta de electrólisis.

En la tabla siguiente se muestra un resumen de dichas sustancias y su caracterización.

SUSTANCIA PELIGROSA	NºONU NºCAS	CANTIDAD MÁXIMA (toneladas)	CATEGORÍA DE PELIGRO Reglamento (CE) nº1272/2008	CLASIFICACION SEVESO Anexo I RD840/2015	TIPO DE ALMACENAMIENTO
Hidrógeno	1333-74-0	45	H220, H280	P2: Gases inflamables	Gaseoso a 40 Bar
Aceite mineral	64742-55-8	20	H317, H304	No aplica	Líquido, equipos
Antincrustante osmosis	13598-36-2	0.12	H302, H314	No aplica	Líquido, depósito
Hipoclorito sódico	7681-52-9	0.2	H400, H290, H314	No aplica	Líquido, depósito

A continuación se describen dichas sustancias de la tabla anterior:

1.1.1 Hidrógeno

El producto principal de la planta será hidrógeno gaseoso, generado y almacenado en la propia instalación

En condiciones normales encontraremos el hidrógeno en forma de gas, ya sea almacenado en tanques o botellas a presión y, excepcionalmente se emplea hidrógeno en estado líquido, a muy baja temperatura (alrededor de 253° bajo cero) o diluido en líquidos. Tanto en estado gaseoso, como líquido, el hidrógeno se caracteriza por su baja densidad, al ser la molécula más ligera. Su densidad en estado gaseoso es de 0,08987 gramos por litro y en estado líquido de 70 gramos/litro.

Estas dos propiedades implican que, en caso de verse liberado en una atmósfera, el hidrógeno gas se mezclará rápidamente con el aire presente en la misma y tomará una trayectoria ascendente, elevándose con gran velocidad y acumulándose en las zonas superiores si se trata de una estancia cerrada.

Respecto a las características del hidrógeno en cuanto a inflamabilidad y explosividad, que suponen el principal riesgo de la manipulación de este gas, cabe mencionar:

El hidrógeno es inflamable en concentraciones que van desde el 4% al 75% de mezcla en aire. Si bien este rango es mucho más amplio que en otros combustibles típicos, es necesario indicar que el límite inferior es muy superior al que presentan, por ejemplo, la gasolina (1%) o el butano (1,6%), lo que implica que es necesario una fuga de mucho mayor entidad para que se alcance la concentración mínima de hidrógeno inflamable. Además, la gran difusividad del hidrógeno dificulta su acumulación hasta dicho límite en entornos abiertos o ventilados, efecto que, por ejemplo, con el gas butano (más pesado que el aire) no ocurre.

En cuanto a la temperatura de autoignición (aquella a la que se inflama el gas, sin necesidad de chispa o punto caliente), para el hidrógeno se alcanza a los 571° C, temperatura muy superior a la de la gasolina y el diésel, 247 y 210 ° C, respectivamente. Esto hace que, en ausencia de fuente de ignición, sea muy complicado que produzca una llama y por consiguiente un posible incendio.

Finalmente, es necesario señalar que el hidrógeno es incoloro, inodoro, insípido y no tóxico, provocando efectos en el ser humano tan solo cuando su concentración es lo suficientemente alta como para producir efectos asfixiantes.

1.1.2 Aceite mineral

Todos los transformadores de la planta llevan refrigeración y aislamiento por aceite mineral. El aceite en transformadores se encuentra encapsulado en el cerramiento del transformador, de forma que no hay una reposición continua, ni intercambio con el ambiente.

Cada transformador está situado sobre un cubeto de recogida en caso de derrame accidental, como prevé la normativa vigente.

En la tabla siguiente se calcula de forma estimada el volumen de aceite mineral almacenando en todos los equipos de transformación.

Descripción	Potencia kVA	Cant	Vol. Aceite	Vol. total
Electrolizador	6600	8	2500	20000
Electrolizador 2	350	4	395	1580
Auxiliares T1	500	2	495	990
Auxiliares T2	50	4	150	600
			TOTAL (litros)	23170

El aceite mineral, tiene una densidad de 0.86 kg/m³, de modo que, en total, la planta contendrá unos 20.000 kilogramos de aceite mineral.

1.1.3 Anti incrustante para osmosis inversa

El proceso de osmosis inversa requiere de la dosificación de una sustancia anti incrustante en continuo durante su periodo de funcionamiento. Esta sustancia consiste en una mezcla acuosa a base de agentes acomplejantes, álcalis y dispersantes.

El producto se diluye en el flujo de agua tratada mediante una bomba dosificadora. Se prevé la instalación de un depósito 120 L para la dosificación de esta sustancia, dentro de la nave de electrólisis, junto a los equipos de tratamiento de aguas.

1.1.4 Hipoclorito sódico

Para el tratamiento del agua potable sanitaria, se necesita dosificar una cantidad pequeña de hipoclorito sódico, previo al uso humano. El consumo estimado de esta sustancia es de 1 litro al día. Se prevé el almacenamiento de 200 L de hipoclorito sódico en la zona de tratamiento de aguas sanitarias.