



**MEMORIA BÁSICA DE ACTIVIDAD POWER TO GAS  
PARA PLANTA DE ELECTRÓLISIS DE PRODUCCIÓN  
DE HIDRÓGENO VERDE CON CONEXIÓN A RED DE  
GAS DE ENAGAS MEDIANTE HIDRODUCTO EN  
GALINDO Y PERAHUY (SALAMANCA)**





<b>0</b>	<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>4</b>
<b>1</b>	<b>DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN</b> .....	<b>6</b>
<b>1.1</b>	<b>RÉGIMEN DE FUNCIONAMIENTO</b> .....	<b>8</b>
<b>1.2</b>	<b>TECNOLOGÍA PEM DE ELECTRÓLISIS</b> .....	<b>9</b>
1.2.1	Esquema de Planta .....	11
1.2.2	Electrolizador .....	11
1.2.3	Planta de Enfriamiento .....	11
1.2.4	Planta de tratamiento de Gases, etapa de purificación y compresión .....	12
1.2.5	Subsistemas .....	12
<b>1.3</b>	<b>PLANTA DE ENFRIAMIENTO</b> .....	<b>15</b>
<b>1.4</b>	<b>PLANTA DE TRATAMIENTO DE GASES, ETAPA DE PURIFICACIÓN Y COMPRESIÓN</b> .....	<b>16</b>
<b>1.5</b>	<b>DIAGRAMA DE PROCESOS</b> .....	<b>17</b>
<b>1.6</b>	<b>TIPO DE INSTALACIÓN</b> .....	<b>18</b>
<b>1.7</b>	<b>ALMACENAMIENTO</b> .....	<b>18</b>
<b>1.8</b>	<b>HIDRODUCTO</b> .....	<b>19</b>
<b>2</b>	<b>RESUMEN Y DATOS TÉCNICOS:</b> .....	<b>22</b>
<b>3</b>	<b>CLASIFICACIÓN DE LA ACTIVIDAD</b> .....	<b>22</b>
<b>4</b>	<b>ACTIVIDAD</b> .....	<b>22</b>
<b>4.1</b>	<b>ZONA ATEX</b> .....	<b>23</b>
<b>5</b>	<b>NORMATIVA Y SEGURIDAD</b> .....	<b>24</b>
<b>5.1</b>	<b>CARACTERÍSTICAS DEL GAS</b> .....	<b>24</b>
<b>5.2</b>	<b>MEDIDAS BÁSICAS DE SEGURIDAD, PREVENCIÓN Y CONTROL DE RIESGO</b> .....	<b>27</b>
<b>5.3</b>	<b>FORMACIÓN DE ATMÓSFERAS EXPLOSIVAS (ATEX)</b> .....	<b>28</b>
	<b>PLANOS</b> .....	<b>31</b>

## 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.

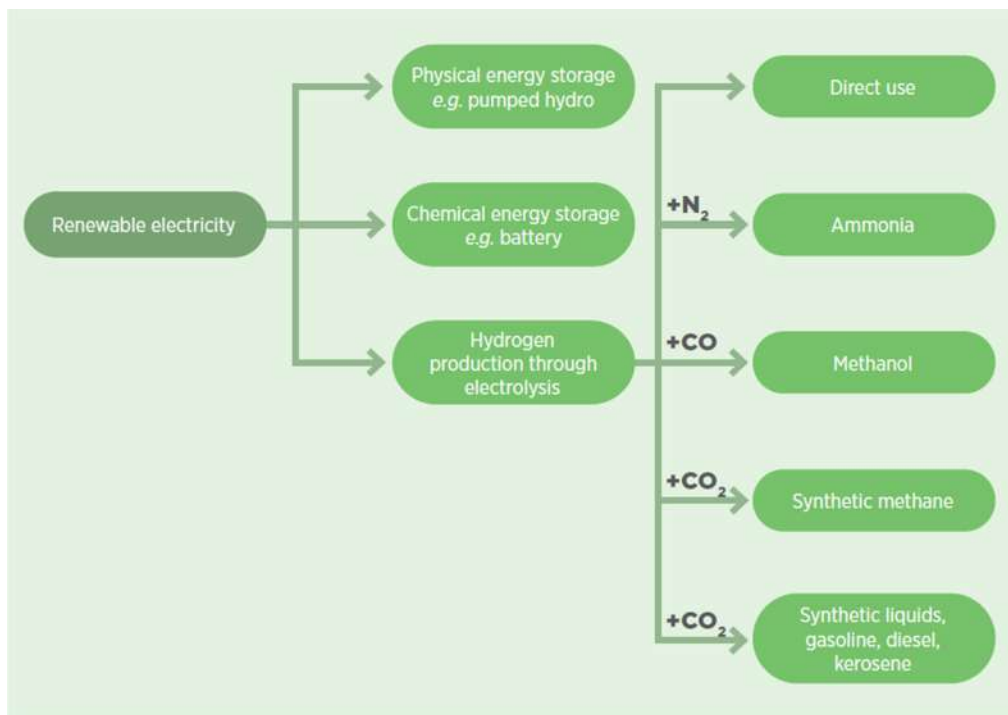
La descarbonización debe ir adentrándose en otros sectores más allá del sector eléctrico, sustituyendo emisiones finales. Esto incluye sectores como el transporte y la industria pesada, lo que se convierte en un desafío en el que necesitamos empezar a desplegar y desarrollar soluciones para estos sectores 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.

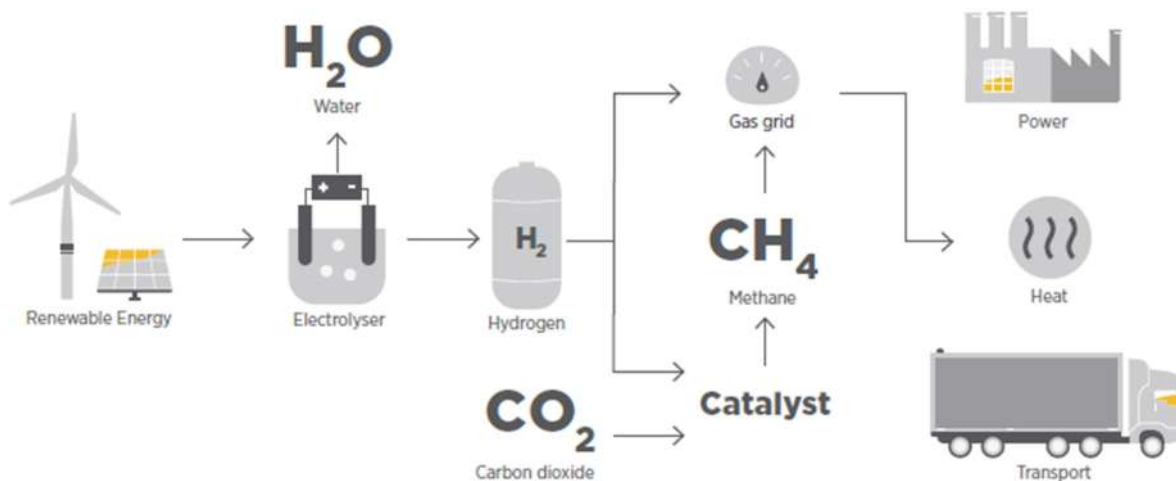
Unir la generación de hidrógeno con energía de origen renovable puede proveer de un ciclo energético totalmente sostenible.

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 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 MWp de autoconsumo y energía certificada de origen renovable de la red de distribución.

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.

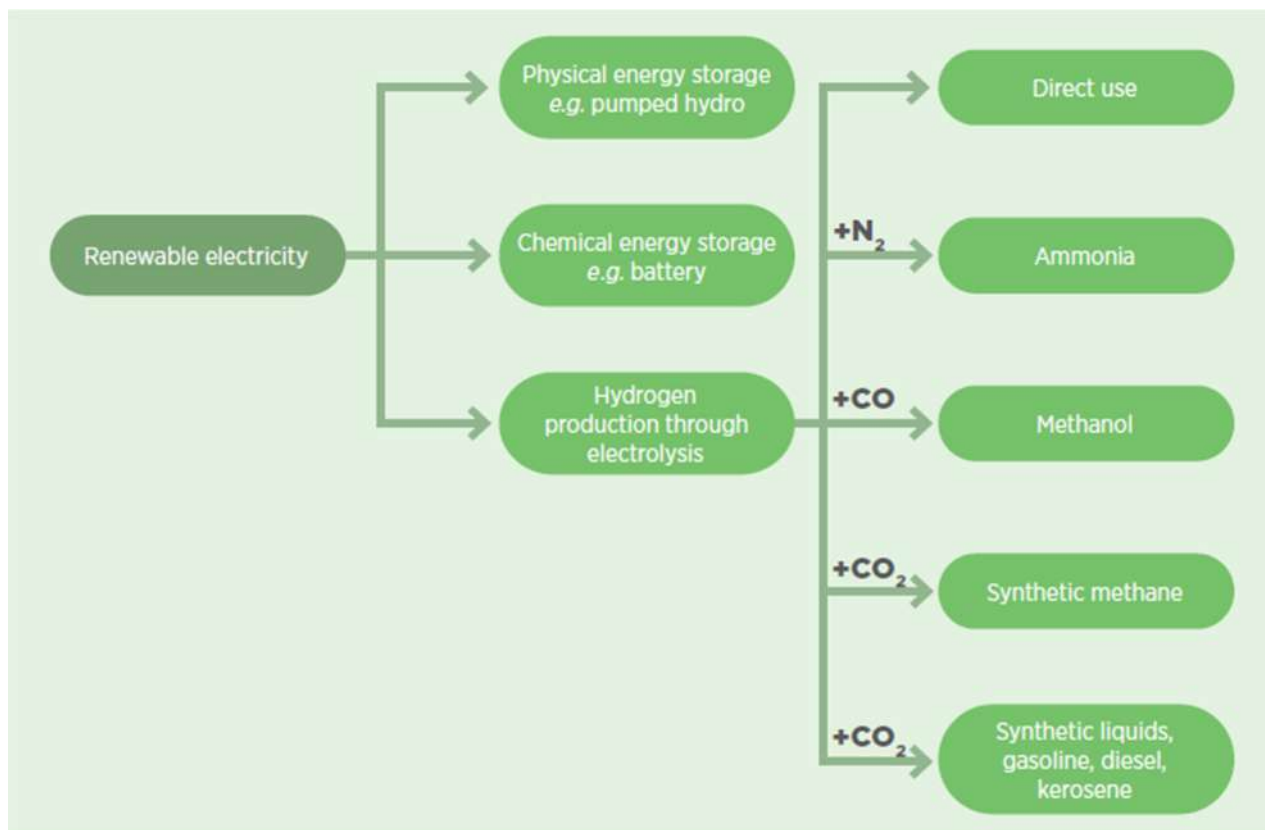
Por un lado, es una instalación electrointensiva de acuerdo con la definición en el artículo 3 del real decreto ley 20/2008 –consumidor eléctrico con un elevado uso de la electricidad, un elevado consumo en horas de baja demanda eléctrica y una curva de consumo estable y predecible– pues para la producción 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 módulos de electrólisis de tecnología PEM que pueden variar su carga en un 10%/s, es decir, puede

variar su carga en 3,5 MW en un segundo, ascendente y descendente. Además al estar accionado por rectificadores AC/CC puede regularse la electrónica de potencia para consumir o inyectar potencia reactiva a la red. Esto es entonces puede regular tensión y frecuencia en el punto de conexión, mejorando la seguridad del suministro del entorno a su punto de conexión.

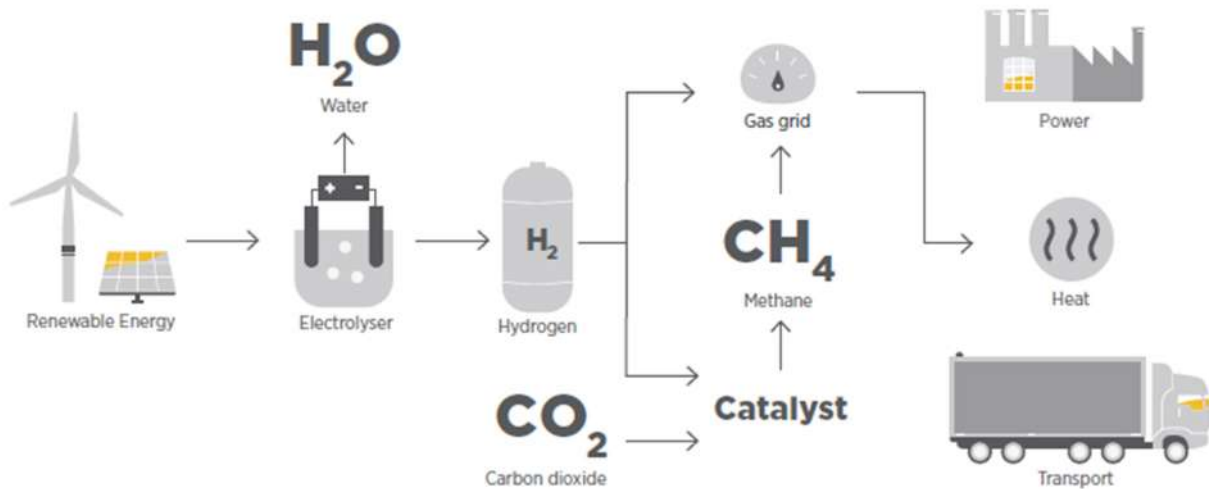
Por otro lado, va a permitir la conexión directa del sistema eléctrico y el sistema gasista, introduciendo kWh verdes provenientes de renovables en la red de gas. Esto presenta doble beneficio, pues se empieza a descarbonizar el suministro de gas de industrias y hogares, manteniendo estándares de calidad actuales, y permite transformar unos bajos precios del mercado eléctrico en kWh verdes almacenados para su posterior uso o su distribución en la red de gas. En este caso concreto, el hidrógeno iría principalmente inyectado en el gasoducto propiedad de ENAGAS a unos 9,9 km de distancia de la planta electrolizadora.

El proyecto contempla en su conjunto la producción de hidrógeno verde –como vector energético y agente descarbonizador- a partir de energía eléctrica con certificado de origen renovable y alimentada por un autoconsumo fotovoltaico de 50 MWp. Este vector energético será usado para descarbonizar sectores de difícil electrificación, como pueda ser el transporte terrestre, y reducir la huella de carbono del sector gasista, mediante la inyección de hidrógeno en la red de gas natural.

Este proyecto será pionero en lo que se estima que puede ser el futuro de un sistema energético de cero emisiones, donde la generación renovable dará pie a la descarbonización y sustitución de la mayoría de los combustibles fósiles, siendo el primer paso la producción de hidrógeno verde mediante renovables.



*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.

## 1.1 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.

## ***1.2 Tecnología PEM de electrólisis***

En el campo de la electrólisis existen tres tecnologías principales

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.

Existen tres tecnologías de electrólisis 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 PEM**

Utiliza una membrana polimérica y utiliza agua como medio en 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.

- **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.

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 CO<sup>2</sup>. La electrólisis PEM que funciona con energía renovable no tiene emisiones de CO<sub>2</sub> 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.

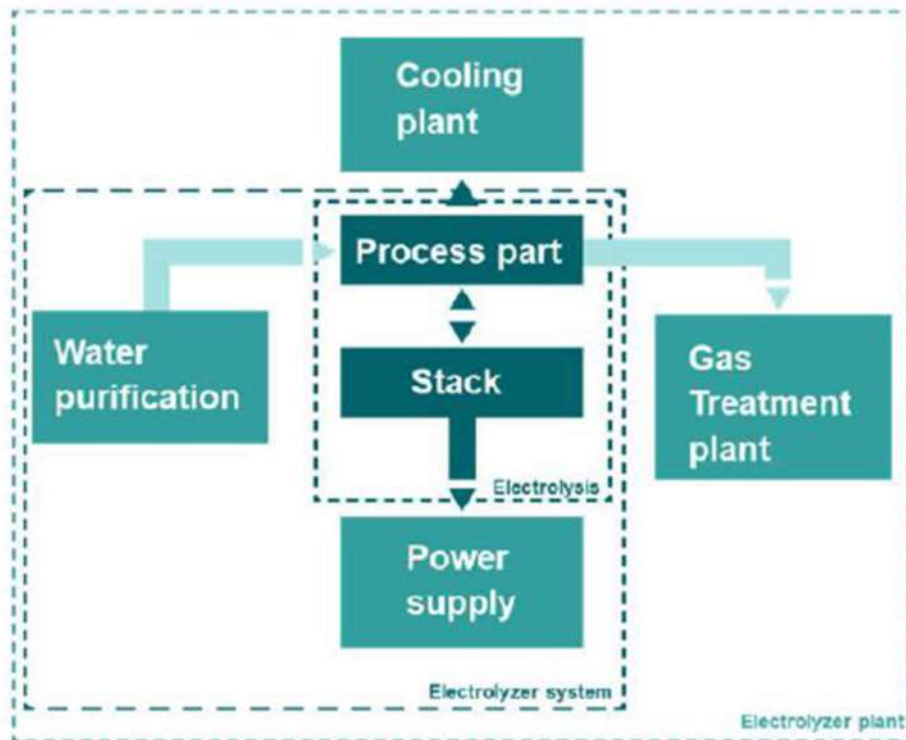
Además, no requiere de un electrolito químico agresivo, tan solo agua destilada, a diferencia de los sistemas alcalinos que funcionan con hidróxido de potasio (KOH). Esto elimina todos los peligros y riesgos para el personal y el equipo asociados con la lejía concentrada cuando se trata de mantenimiento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

**La tecnología PEM es competitiva:**

Con el aumento de los costos de los certificados de CO<sub>2</sub> y la disminución de los precios de las energías renovables, el hidrógeno verde producido con PEM se vuelve cada vez más competitivo en costos.

En condiciones óptimas, los costos del hidrógeno producido por PEM ya pueden estar sorprendentemente 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. Se fabrica el hidrógeno a presión de 1.03 bar y 0°.

### 1.2.1 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.

### 1.2.2 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.

### 1.2.3 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

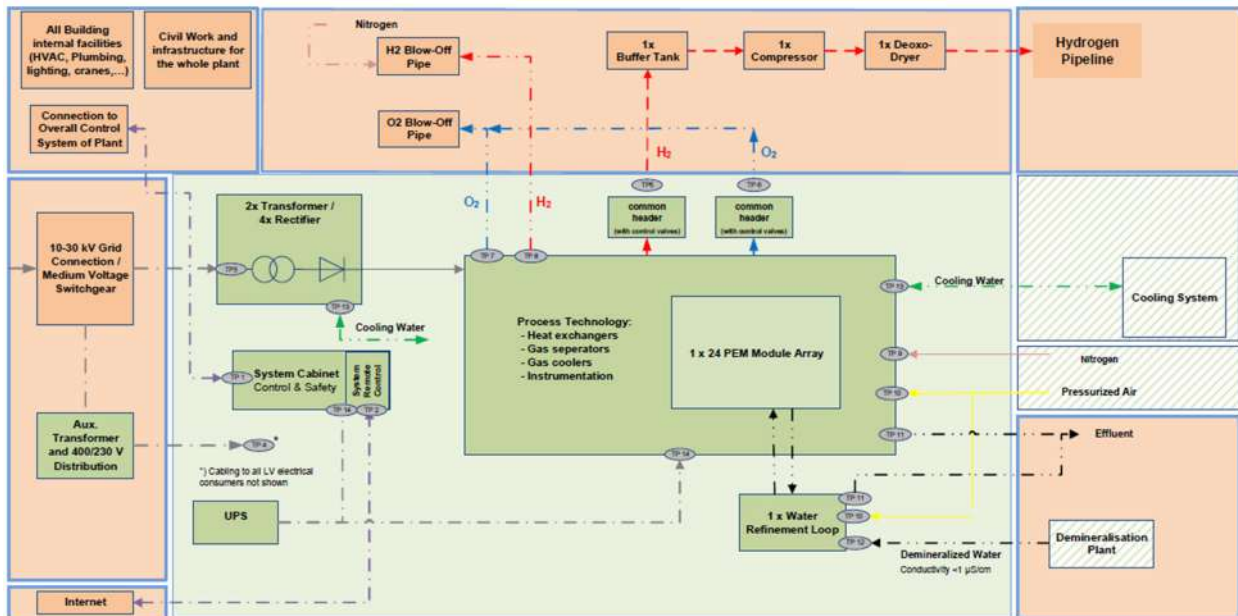
circuito de refrigeración interno del electrolizador, los transformadores MT / BT, rectificadores, refrigeradores de gas, compresores y desox / secador (si está instalado).

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

### 1.2.4 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.

### 1.2.5 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 electrolizador y el relleno del circuito de agua desionizada según la cantidad de agua consumida por el proceso.

El sistema electrolizador 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:

<b>Tipo de Agua</b>	<b>m<sup>3</sup>/año</b>
<b>Bruta</b>	88.051,0
<b>Tratada</b>	58.114,0
<b>Desecho</b>	29.937,0

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 H<sub>2</sub> / O<sub>2</sub>
- 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.

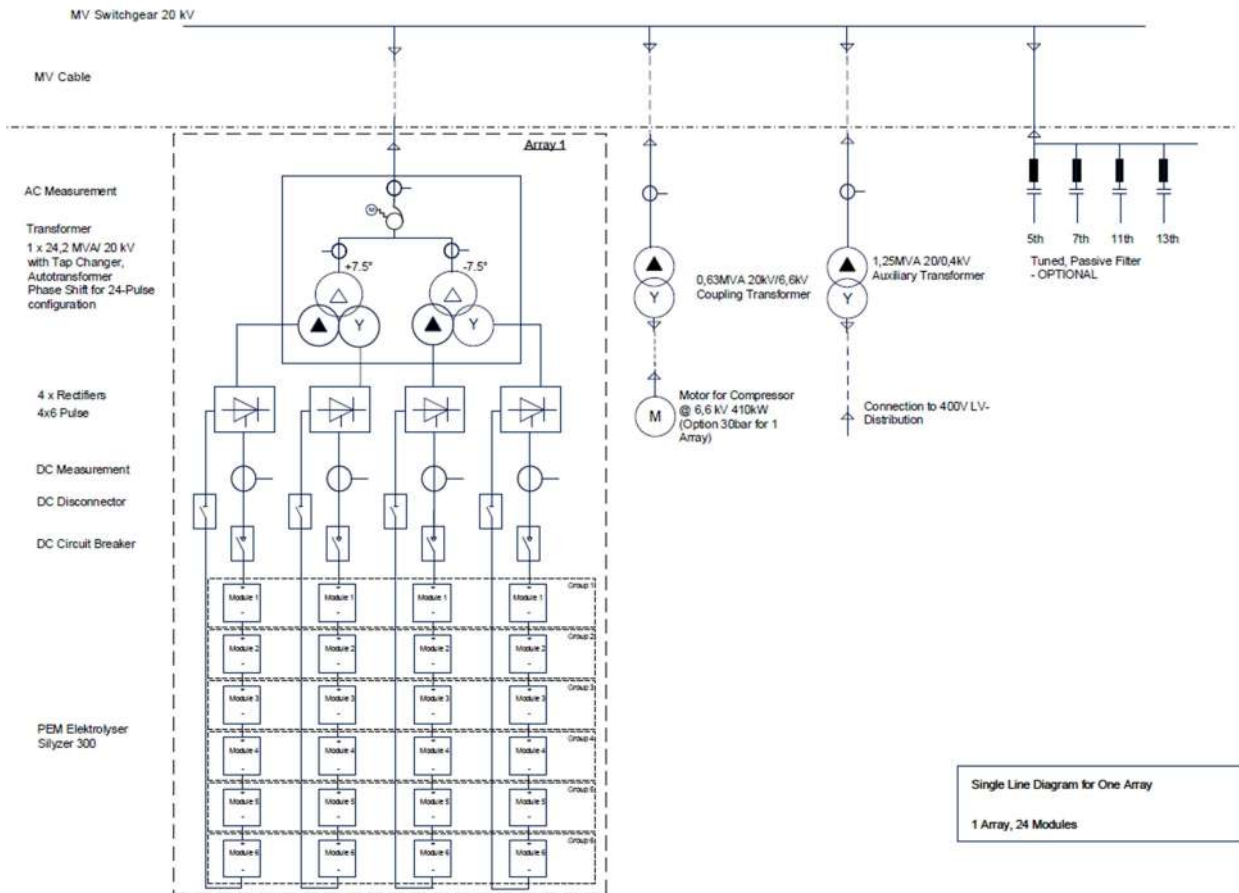
El control de la potencia reactiva se realiza a través de un OLTC (cambiador de tomas en carga), que puede cambiar la tensión secundaria bajo carga.

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.



Esquema unifilar del subsistema eléctrico

### 1.3 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.

## *1.4 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.



## 1.5 Diagrama de procesos

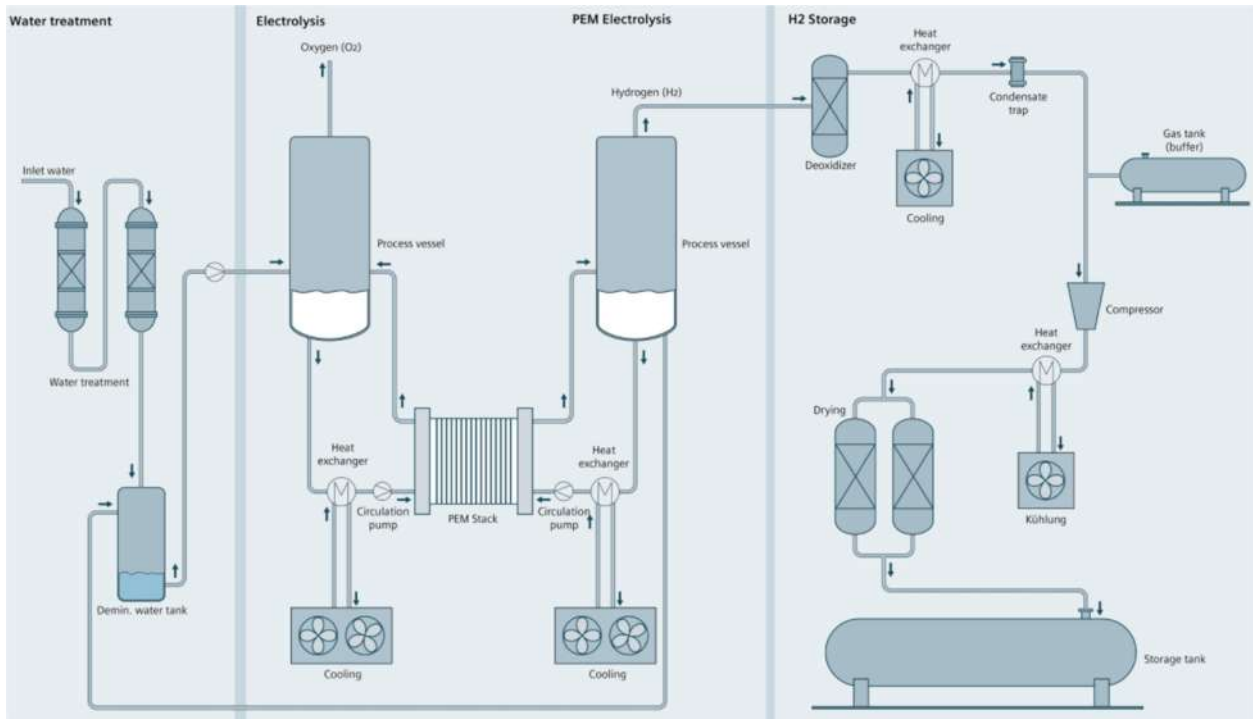
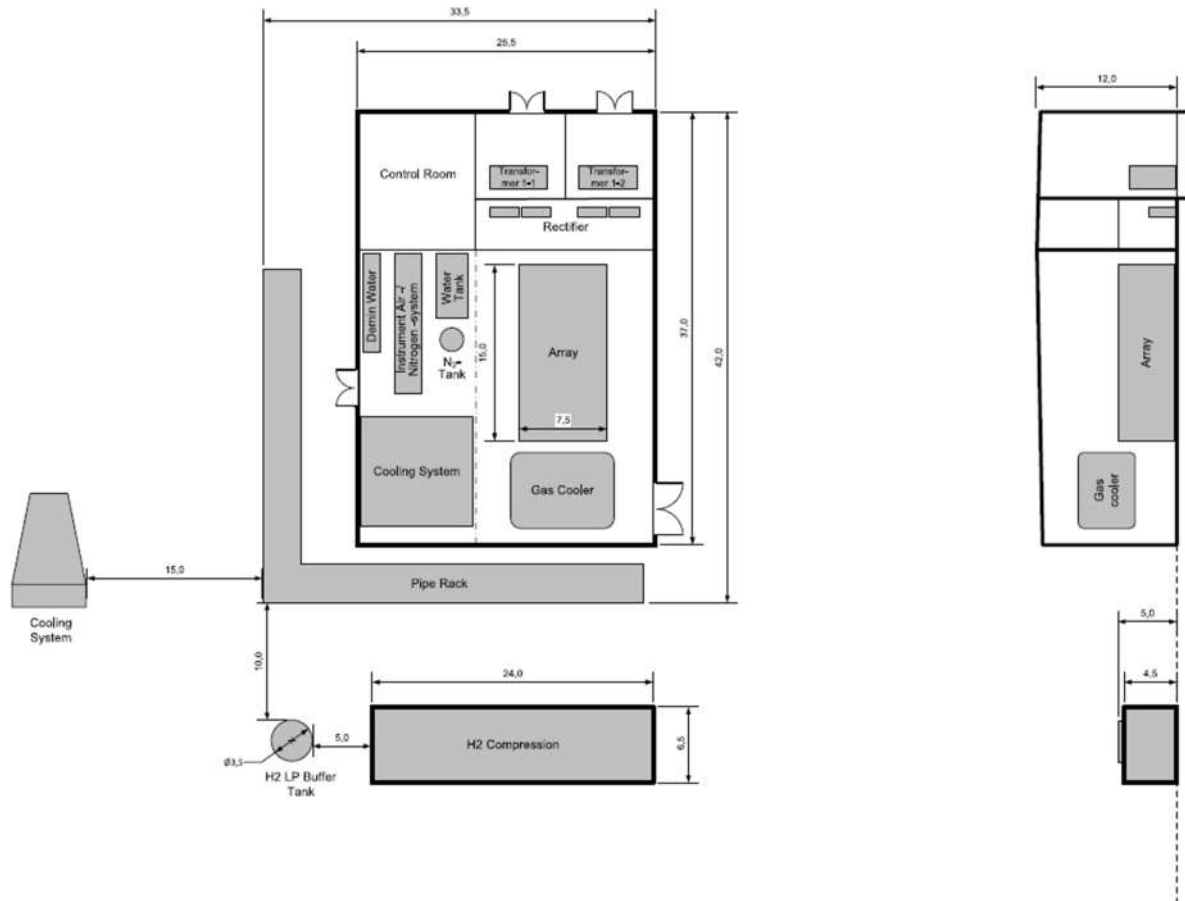


Diagrama de proceso genérico de generación de hidrógeno mediante electrólisis PEM

## 1.6 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

## 1.7 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 m<sup>3</sup>
- Diámetro: 3.000 mm
- Longitud: 22.700 mm

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

## 1.8 Hidroducto

El hidroducto proyectado discurre por el trazado representado en el apartado PLANOS, su origen será la planta de electrólisis, generadora de hidrógeno verde y el punto final serán las instalaciones de inyección al gasoducto de Enagás.

El trazado conectará el ERM de ENAGAS con la planta de generación de hidrógeno, canalizándose en MOP 16 bar y Acero inoxidable 6" en dirección suroeste, con una trazado casi lineal.

La presión de servicio del hidroducto es de 16 bares desde el punto origen en la estación generadora hasta la estación de inyección.

Previo a la inyección del hidrógeno en el gasoducto, el gas será comprimido a 100 bares y se hará pasar por un depósito pulmón a dicha presión.

La inyección del hidrógeno se realizará a presión del gasoducto en cada instante y según requisitos y procedimientos técnicos de ENAGAS.

Se incluirán: Te de toma en carga, codos, tes, tapones, etc, para la correcta funcionalidad de la red y se incorporarán las válvulas donde corresponda y limitadores de caudal.

El hidroducto está dimensionado para dar salida a la producción continua del gas así como para incrementos proveniente de las instalaciones de almacenamiento. El caudal máximo a transportar en el hidroducto será de 7.500 m<sup>3</sup>(n)/h, que es un caudal ligeramente superior a la capacidad máxima de generación de hidrógeno.

El trazado tiene carácter aproximado pudiendo sufrir distintas modificaciones por dificultades técnicas del subsuelo y variaciones por mutuos acuerdos con propietarios a lo largo del trazado. No obstante, estas variaciones siempre se definirán por completo en el proyecto ejecutivo y se harán sobre la base de los criterios de construcción indicados en este proyecto.

Las conducciones de acero serán de acero inoxidable, fabricadas de acuerdo con la norma UNE-EN ISO 3183:2020 "Industrias del petróleo y del gas natural. Tubos de acero para sistemas de transporte por

canalizaciones”. Estos serán suministrados en largos Standard de 12 metros, con espesores mínimos según tablas reflejadas en la siguiente tabla y equipadas con el correspondiente revestimiento interior y exterior.

Las calidades admisibles son las siguientes:

MATERIAL	L245 o Grado B	L290 o X 42	L360 o X 52	L415 o X 60	L485 o X70
<b>LÍMITE ELÁSTICO</b> <small>min</small> (MPa)	245	290	360	415	485

Los tubos se unirán entre sí y con sus accesorios por soldadura, mediante materiales y procedimientos aprobados, realizados por soldadores homologados.

Se realizará el control radiográfico de uniones soldadas de forma que si es en accesorios, este será al 100%. Si existen defectos reparables, estos se repararán mediante procedimientos aprobados y soldadores homologados, controlando nuevamente las uniones o zonas reparadas. Si el defecto se considera no reparable, se rechaza la unión, la cual se eliminará realizando una nueva de acuerdo con los procedimientos homologados.

Los accesorios (codos, tes, reducciones, nipples, caps, juntas aislantes, medios manguitos, etc.) tendrán una resistencia análoga a la de las tuberías y serán sometidas a los controles indicados en la normativa aplicable según la reglamentación vigente.

Si no se indica otra cosa en el pedido de materiales, las válvulas cumplirán con los requisitos de presión máxima de operación de la clase 150 según API 6D, cumpliéndose en todo momento los requisitos de la norma UNE-EN 13774.

Los accesorios y válvulas de la conducción de acero, serán para soldar por sus extremos, y en la composición del material utilizado en su construcción vendrá normalizado el carbono equivalente para garantizar una buena soldabilidad en obra.

Se dispondrá de los certificados de calidad de todos los materiales de los accesorios a utilizar, tales como: composición química, características mecánicas, tratamientos térmicos, ensayos, y pruebas realizadas y cualquier otra característica que pueda tener alguna influencia en la vida del accesorio y/o en el procedimiento de unión a la línea.

En su acopio de obra y antes de ser montadas deberán examinarse adecuadamente para verificar su estado y/o funcionalidad.

Además de los cuerpos de válvulas seguirán otra inspección más rigurosa que completará la anterior, mediante radiografiado, ultrasonido o líquidos penetrantes que determinarán la calidad del acabado de los materiales.

Si existen soldaduras en los cuerpos de válvulas, éstas se radiografiarán al 100% y si hubiera imposibilidad física de ejecución, se determinará otro procedimiento para realizar el control.

Una vez se ha terminado la fabricación de los accesorios y en particular de las válvulas, se someten al control técnico de fabricación y posteriormente a una prueba de resistencia y estanqueidad del cuerpo y asiento respectivamente para determinar la aceptación o rechazo en función de no haber producido

pérdidas de fluido por alguna de las partes que ha de cerrar el paso éste y mantener estanca la otra parte aguas abajo del cierre.

Las tuberías de polietileno deberán cumplir lo especificado en las normas UNE-EN 12007-2 y UNE-EN 1555, además de lo indicado en la norma UNE 60311.

Los accesorios y válvulas de polietileno cumplirán lo especificado en la UNE-EN 1555-3 y UNE-EN 1555-4.

Las uniones de los tubos de polietileno entre sí y de éstos con sus accesorios se efectuarán empleando cualquiera de los siguientes sistemas:

- Soldadura por electrofusión (Electrosoldables)
- Soldadura por termofusión a tope

Las uniones serán realizadas únicamente por soldadores de polietileno cualificados de acuerdo con la legislación vigente.

## 2 Resumen y datos técnicos:

Electrolizador y DoP

LOCALIZACIÓN	Galindo y Perahuy (Salamanca)
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 H <sub>2</sub>	663,4 kg/h
PRODUCCIÓN HORARIA O <sub>2</sub>	331,7 kg/h
PRESIÓN DE PRODUCCIÓN	Presión atmosférica
CONSUMO DE AGUA BRUTA	10 m <sup>3</sup> /h
GRADO DE PUREZA DEL H <sub>2</sub>	99,999%
CONSUMO DE AGUA TRATADA	6,6 m <sup>3</sup> /h
CANTIDAD DE AGUA DE DESCARTE	3 m <sup>3</sup> /h
CONDUCTIVIDAD MÁXIMA DEL AGUA	1 µS
BOMBA EXTRACCIÓN AGUA	Por definir
TRATAMIENTO DE AGUA	Ósmosis 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

## 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.

## 4 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 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.

## **4.1 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 detalla 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.

## **5 Normativa y Seguridad**

### **5.1 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 <sup>3</sup> (gas) 0,0708 kg/l (líquido)
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 <sub>2</sub> en aire)
4. Límites de detonación:	18,3 - 59,0 % (concentración de H <sub>2</sub> en aire)
5. Capacidad calorífica específica:	C <sub>p</sub> =14,199 KJ/(kg·K) C <sub>v</sub> =10,074 KJ/(kg·K)
6. Coeficiente de difusión:	0,61 cm <sup>2</sup> /s

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

<b>Presión (Bar)</b>	1	50	100	150	200	250	300	350
<b>Factor de compresión</b>	1	1,032	1,065	1,089	1,132	1,166	1,201	1,236
<b>Presión (Bar)</b>	400	500	600	700	800	900	1000	
<b>Factor de compresión</b>	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 <sub>2</sub> (kg)	↔	H <sub>2</sub> gas (Nm <sup>3</sup> )	↔	H <sub>2</sub> 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 <sub>2</sub>	↔	Nm <sup>3</sup> /h de H <sub>2</sub> gas	↔	litros/h de H <sub>2</sub> 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.

## ***5.2 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.

### 5.3 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 H<sub>2</sub> llega al 4% v.v y hay una fuente de ignición. Las características del hidrógeno gas se muestran en la Tabla 5.

<b>Aspecto</b>	Incoloro
<b>Olor</b>	Inodoro
<b>Punto de ebullición [°C]</b>	-253
<b>Temperatura de autoignición [°C]</b>	500
<b>Densidad [kg/Nm<sup>3</sup>]</b>	0,0899
<b>Límite Inferior de Explosividad [% v/v]</b>	4,0
<b>Límite Superior Explosividad [%v/v]</b>	75
<b>Condiciones a evitar</b>	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.

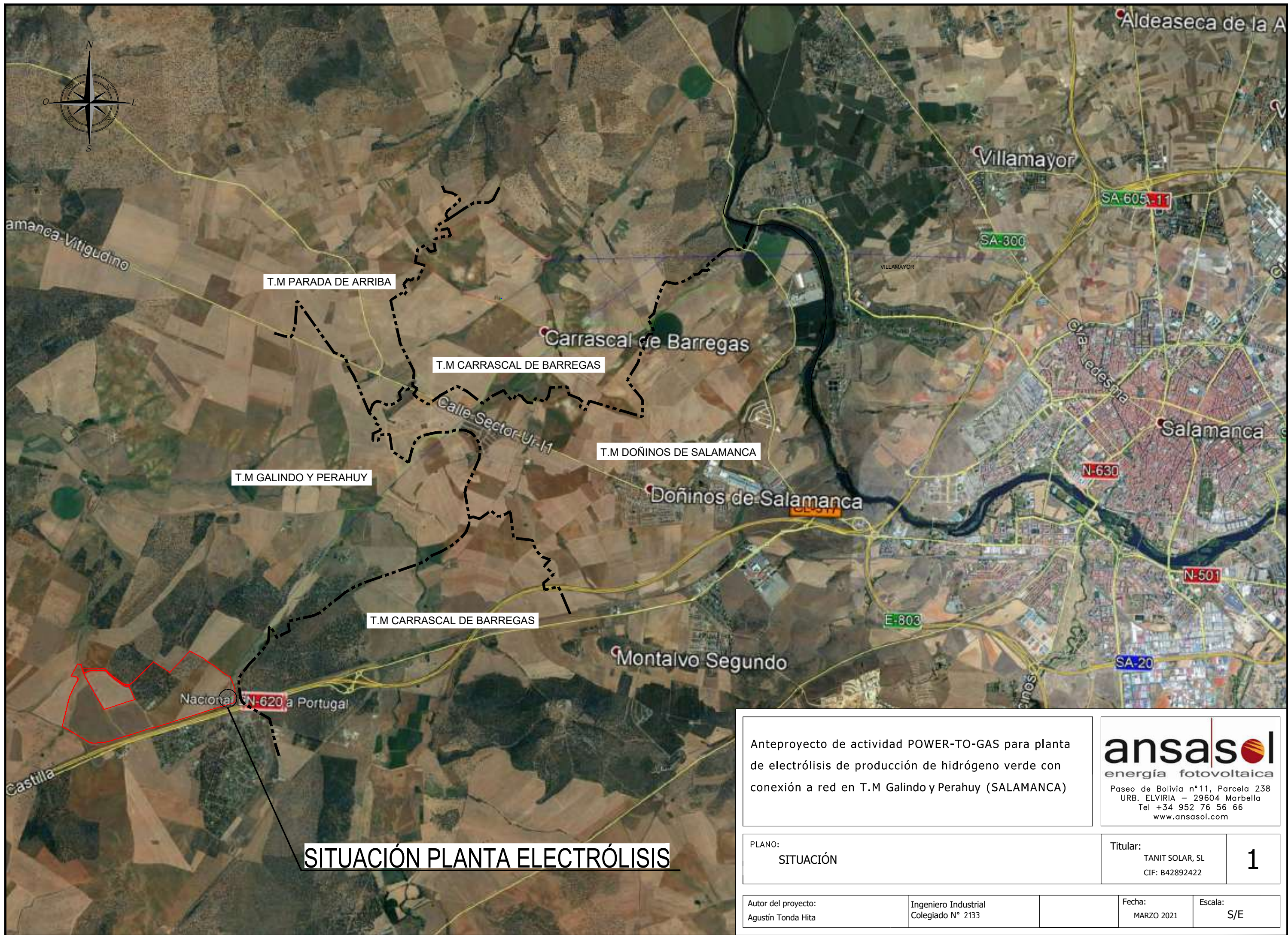
Algo muy importante a la hora de trabajar en una instalación con hidrógeno es realizar el cálculo de zonas ATEX.

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.

# PLANOS



Anteproyecto de actividad POWER-TO-GAS para planta de electrólisis de producción de hidrógeno verde con conexión a red en T.M Galindo y Perahuy (SALAMANCA)

**ansasol**  
energía fotovoltaica

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

PLANO:  
SITUACIÓN

Titular:  
TANIT SOLAR, SL  
CIF: B42892422

**1**

Autor del proyecto:  
Agustín Tonda Hita

Ingeniero Industrial  
Colegiado N° 2133

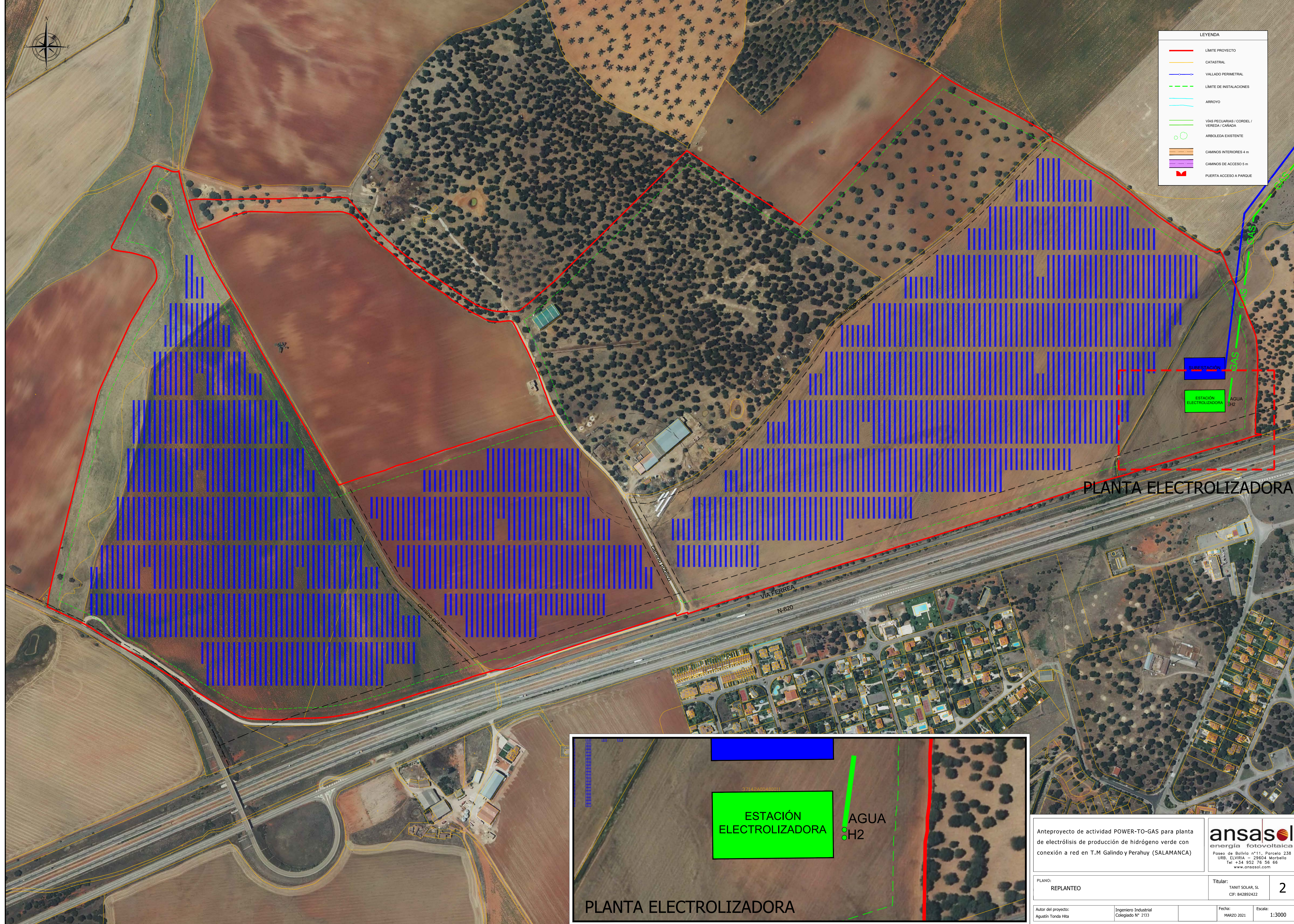
Fecha:  
MARZO 2021

Escala:  
S/E

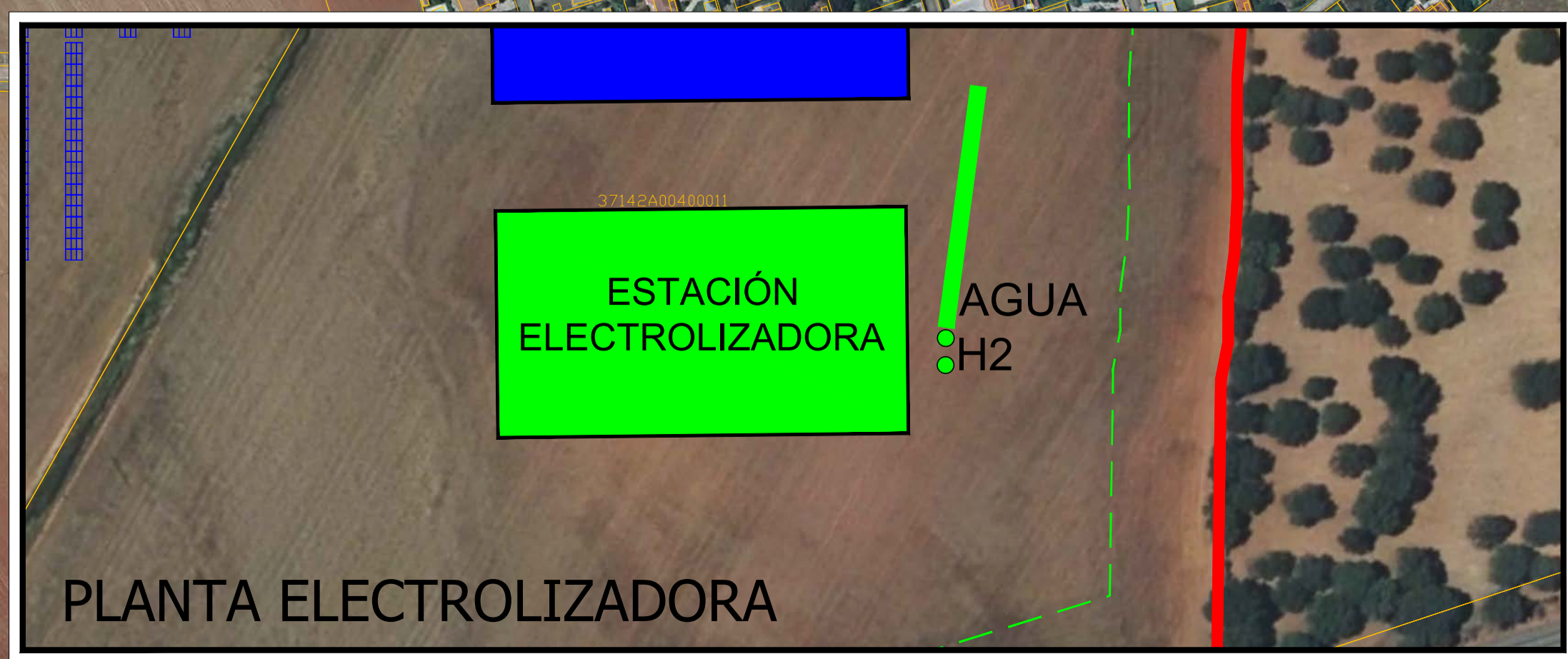




LEYENDA	
	LÍMITE PROYECTO
	CATASTRAL
	VALLADO PERIMETRAL
	LÍMITE DE INSTALACIONES
	ARROYO
	VÍAS PECUARIAS / CÔRDEL / VEREDA / GANADA
	ARBOLEDA EXISTENTE
	CAMINOS INTERIORES 4 m
	CAMINOS DE ACCESO 6 m
	PUERTA ACCESO A PARQUE



PLANTA ELECTROLIZADORA

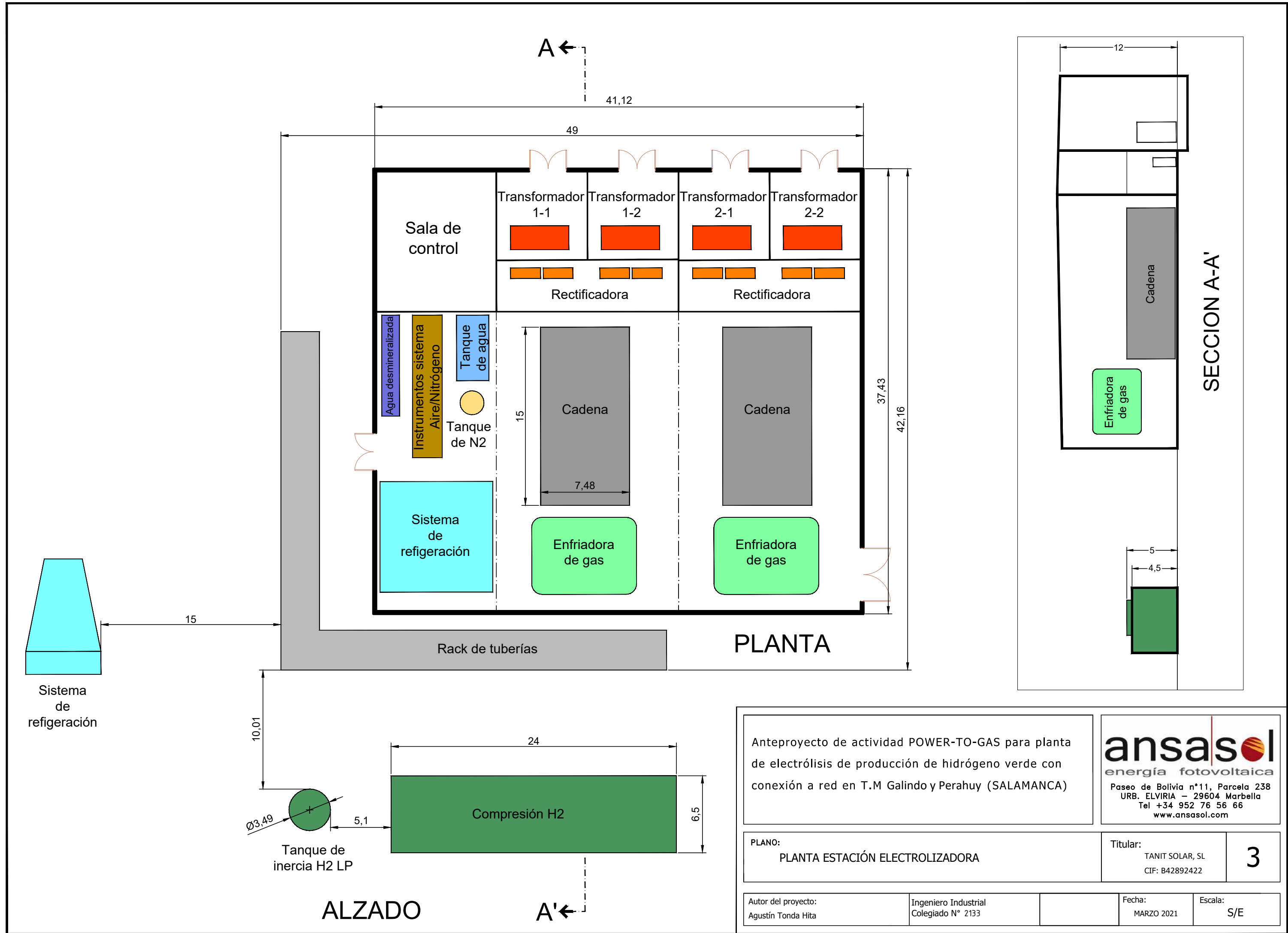


Anteproyecto de actividad POWER-TO-GAS para planta de electrólisis de producción de hidrógeno verde con conexión a red en T.M Galindo y Perahuy (SALAMANCA)

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

PLANO: REPLANTEO	Titular: TANIT SOLAR, SL CIF: B42892422	2
---------------------	---	---

Autor del proyecto: Agustín Tonda Hita	Ingeniero Industrial Colegiado Nº 2133	Fecha: MARZO 2021	Escala: 1:3000
---	---	----------------------	-------------------



Anteproyecto de actividad POWER-TO-GAS para planta de electrólisis de producción de hidrógeno verde con conexión a red en T.M Galindo y Perahuy (SALAMANCA)

**ansasol**  
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:  
TANIT SOLAR, SL  
CIF: B42892422

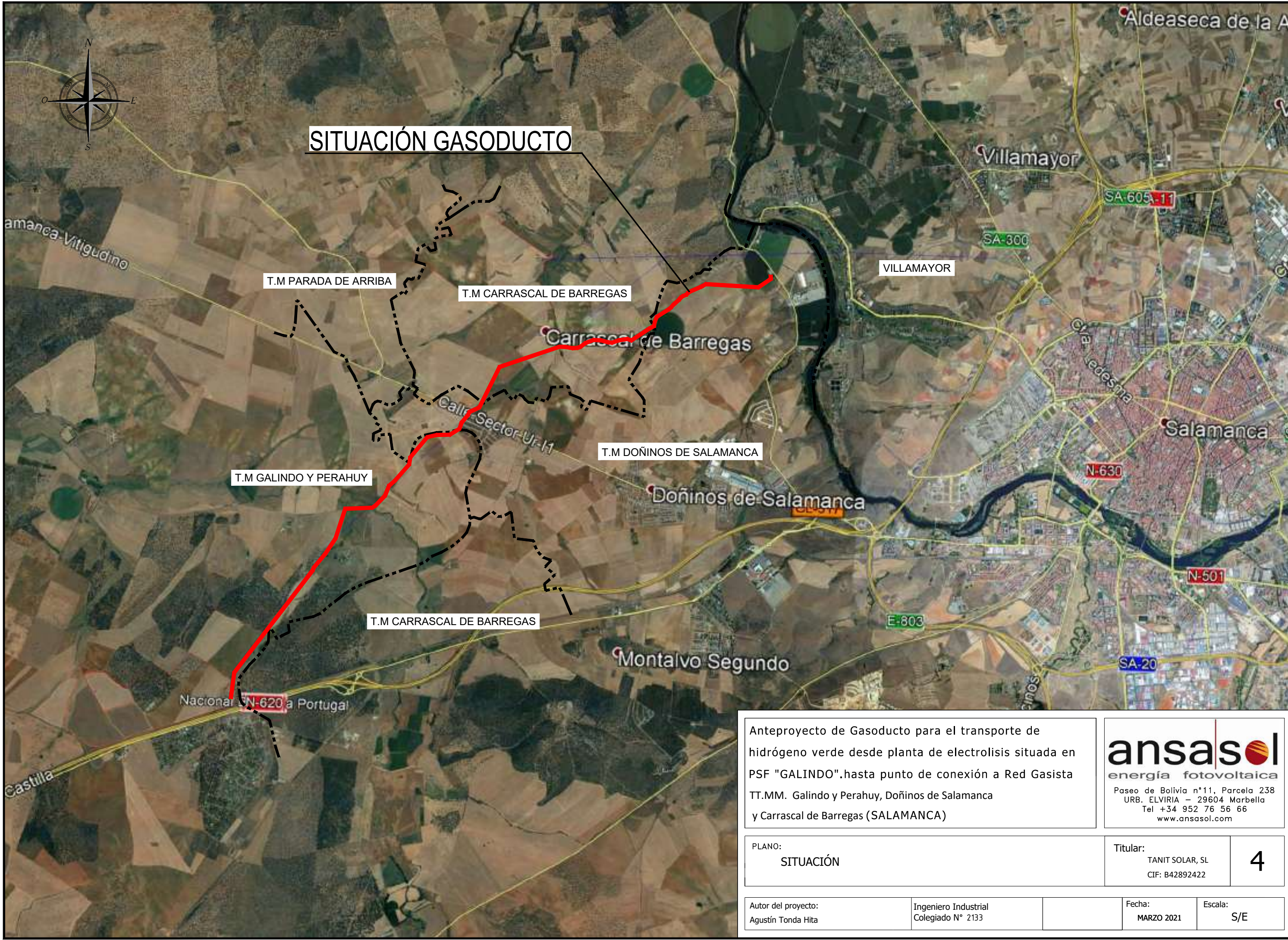
**3**

Autor del proyecto:  
Agustín Tonda Hita

Ingeniero Industrial  
Colegiado N° 2133

Fecha:  
MARZO 2021

Escala:  
S/E



# SITUACIÓN GASODUCTO

Anteproyecto de Gasoducto para el transporte de hidrógeno verde desde planta de electrolisis situada en PSF "GALINDO". hasta punto de conexión a Red Gasista TT.MM. Galindo y Perahuy, Doñinos de Salamanca y Carrascal de Barregas (SALAMANCA)

**ansasol**  
energía fotovoltaica

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

PLANO: <b>SITUACIÓN</b>	Titular: TANIT SOLAR, SL CIF: B42892422	<b>4</b>
----------------------------	---	----------

Autor del proyecto: Agustín Tonda Hita	Ingeniero Industrial Colegiado N° 2133	Fecha: MARZO 2021	Escala: S/E
---	---	----------------------	----------------