

## GRUPO 6

INTEGRANTES:

DAVID OVEJERO  
JESSICA LOMBANA  
IÑIGO DE LA GRANJA  
ANER OYARZUN  
ADRIÁN CORDERO  
JOSÉ IGNACIO PARDO

1.	RESUMEN EJECUTIVO	1
2.	ONE-PAGE	5
3.	PRESENTACIÓN DEL PROBLEMA	6
4.	VALIDACIÓN DEL MODELO DE NEGOCIO	7
4.1.	Objetivo general de la validación	7
4.2.	Objetivos Específicos	7
4.3.	Validación de las alternativas propuestas y de clientes	8
4.4.	Proceso de entrevistas	8
4.4.1.	Análisis Resultados en el campo de almacenamiento de energía	8
4.4.2.	Análisis Resultados en el campo de la generación eólica	9
4.4.3.	Análisis Resultados en el campo de la generación hidráulica	9
4.4.4.	Análisis Resultados en el campo de la generación y utilización de H <sub>2</sub>	10
4.4.5.	Análisis entrevistas clientes finales fertilizantes	11
5.	SELECCIÓN DE ALTERNATIVA	12
5.1.	Conclusiones de la validación del modelo	12
6.	DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE NEGOCIO	14
7.	ANÁLISIS DEL ENTORNO	15
7.1.	Entorno político-jurídico	15
7.1.1.	El marco político en España	15
7.1.2.	Indicador de la libertad de la prensa en España	16
7.1.3.	Indicador de la libertad política en España	16
7.1.4.	Intervención del gobierno en la economía española	17
7.1.5.	Situación política mundial	17
7.1.6.	Entorno jurídico	17
7.2.	Entorno cultural	19
7.3.	Entorno económico	20
7.3.1.	Indicador de la libertad económica	21
7.3.2.	Clasificación del entorno empresarial	22



7.4.	Entorno socio - demográfico	22
7.5.	Entorno tecnológico	24
7.6.	Entorno ambiental	25
8.	VALORACIÓN MERCADO	26
9.	ANÁLISIS DEL SECTOR	27
9.1.1.	Competidores actuales	27
9.1.2.	Competidores potenciales	29
9.1.3.	Sustitutos	31
9.1.4.	Proveedores	31
10.	PLAN ESTRATÉGICO - MODELO DE NEGOCIO	33
10.1.	Análisis DAFO	34
11.	OPERATIVA DEL NEGOCIO	39
11.1.	Procesos estratégicos	39
11.2.	Procesos de apoyo	40
11.2.1.	Sistemas	40
11.2.2.	Recursos humanos	40
11.2.3.	Finanzas	41
11.3.	Procesos clave	42
11.4.	Recursos Físicos	44
11.4.1.	Infraestructura física	44
11.4.2.	Suministros y servicios externos	46
12.	PLAN DE MARKETING	46
12.1.1.	Tamaño del mercado	46
12.1.2.	Procesos estratégicos	48
13.	PLAN DE RECURSOS HUMANOS	52
13.1.	Socios	52
13.2.	Organigrama	52



13.3.	Descripción de los puestos de trabajo	53
13.4.	Previsión de la plantilla	54
13.5.	Política retributiva	54
14.	<b>MARCO LEGAL REGULATORIO DEL HIDRÓGENO</b>	55
14.1.	Producción de Hidrógeno	56
14.2.	Almacenamiento de hidrógeno	57
15.	<b>PLAN FINANCIERO</b>	59
15.1.	Escenarios de Análisis del Plan Financiero	59
15.2.	Inversión y Financiación	59
15.3.	Plan de Inversión	60
15.4.	Financiación	61
15.5.	Productos y Servicios	62
15.6.	Gastos Fijos y Variables	62
15.7.	Cuenta de Resultados	65
15.8.	Balance	66
15.9.	Presupuesto de Tesorería	67
15.10.	Análisis Económico -Financiero	68
15.11.	VAN, TIR y PAYBACK	70
15.12.	Conclusiones Plan financiero	71
16.	<b>CRONOGRAMA</b>	72
17.	<b>ANEXOS</b>	73
17.1.	Anexo Banco de preguntas sector eólico	73
17.2.	Anexo Banco de preguntas sector hidroeléctrico	73
17.3.	Anexo Banco de preguntas sector almacenamiento	74
17.4.	Anexo Banco de preguntas sector hidrógeno verde-innovación	75
17.5.	Anexo Banco de preguntas sector clientes finales de fertilizantes	76
17.6.	Anexo Vista en planta de la central de producción de hidrógeno	77



17.7.	Anexo Producción Eólica y Fotovoltaica	79
17.8.	Anexo Dimensionamiento del electrolizador de HIDRÓGENO	82
17.9.	Anexo Ayudas y Subvenciones	84
17.10.	Anexo Costes y precios de venta del Hidrógeno verde	88
17.11.	Anexo Aspectos legales y regulatorios de los PPA, Mercado eléctrico	91
17.12.	Anexo Distribución y transporte del Hidrógeno	96
17.13.	Anexo Consumo de agua	97
17.14.	Anexo Oficinas de la empresa H2ybrid	98
18.	BIBLIOGRAFÍA - REFERENCIAS	100



## 1. RESUMEN EJECUTIVO

El uso del hidrógeno como vector energético para la descarbonización de los sectores más contaminantes continúa adquiriendo relevancia día tras día. Su empleo como combustible cuyas únicas emisiones son vapor de agua o como vector capaz de almacenar grandes cantidades de energía hace que se siga desarrollando y mejorando esta tecnología con el objetivo de ofrecer un grado de maduración tal que permita su implementación masiva mientras que ofrece una rentabilidad financiera. A pesar de todavía estar en una etapa temprana de la curva de aprendizaje para esta tecnología, en la actualidad se están empezando a desarrollar por multitud de empresas los primeros proyectos industriales de cara a la transición energética que se dará en los próximos años junto con un aumento de las penalizaciones que supondrá emitir gases contaminantes en todas las actividades.

En el presente trabajo se detalla el caso particular de una planta de generación de energía híbrida (eólica 50MW + solar fotovoltaica 30MW) donde además de la producción eléctrica. Se genera hidrógeno renovable con gran rentabilidad debido al aprovechamiento de excedentes durante la producción por ambas tecnologías. Adicionalmente a la generación de un hidrógeno 100% verde, el proyecto presenta claras sinergias para una mayor implementación de tecnologías renovables dentro del mix energético. Hoy en día, la fabricación de hidrógeno verde es mucho más cara que la de hidrógeno gris o azul, pero aprovechando los excedentes de energía de las plantas híbridas se puede llegar a bajar el coste de fabricación del hidrógeno verde. Además, teniendo en cuenta que en el mercado de energía cada vez habrá más curtailment, el negocio tendrá mayor penetración en un futuro a corto/medio plazo. Otro factor que puede ayudar a resultar rentable este tipo de inversiones es que los clientes verán adicionalmente reducidos sus costos como consecuencia del descenso en la cantidad de bonos para emisiones contaminantes que requerirán sus instalaciones.

Para el presente proyecto se ha escogido un escenario en el que el grupo inversor dueño del parque eólico de Cofrentes (Valencia) decide ampliar con otro tipo de tecnología de generación su capacidad de producción para poder exportar una mayor cantidad de energía eléctrica a la red, cuya limitación actual es de 50MW. Con esta ampliación se consigue que en un mayor periodo de horas la exportación de energía sea máxima debido a la buena complementariedad que presentan la generación eólica y fotovoltaica (el perfil eólico es más intenso en los periodos nocturnos y meses fríos mientras que la producción solar fotovoltaica está restringida a horas diurnas y presenta su máximo en el periodo estival). Sin embargo, habrá momentos en los que la generación sobrepase la capacidad límite de la subestación haciendo que no pueda aprovecharse el recurso energético disponible. Para solventar esta limitación este proyecto ha desarrollado la idea de conectar un electrolizador de tecnología alcalina con una capacidad nominal de 4MW que generará hidrógeno totalmente renovable. Este producto servirá como materia prima para el cliente final PLYMAG, una empresa de fertilizantes que

estratégicamente ha decidido poner en marcha una serie de productos ecológicos ante la gran sensibilización de la sociedad en materias medioambientales y a la incipiente cuota de mercado que como consecuencia ha surgido.

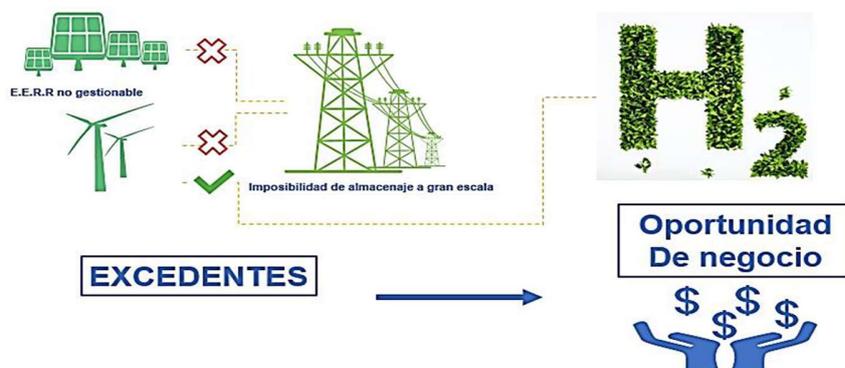


Fig. 1: Plantas híbridas para la obtención de H<sub>2</sub> Verde

Si el proyecto acometido resulta satisfactorio H<sub>2</sub>YBRID planteará en los próximos años ampliar su negocio gracias al conocimiento y experiencia adquirida con nuevos proyectos para la generación de hidrógeno renovable en otros nichos de mercado dentro de la industria o incluso como combustible para la automoción.

Los beneficiarios en una primera fase de implantación de la empresa, el único cliente con el que se ha establecido acuerdos de venta de hidrógeno verde es PLYMAG para la fabricación de amoníaco con etiqueta verde. Posteriormente se tiene previsto ampliar la cartera de clientes a otras empresas de fertilizantes que se encuentren en territorio español.

El elemento principal de la planta de hidrógeno verde es el electrolizador. Para este escenario se ha elegido un electrolizador de tecnología alcalina de 4 MW de potencia nominal de la marca comercial McPhy modelo McLyzer 800-30. La idea es que éste proporcione 500 toneladas de hidrógeno al año con una tasa de utilización cercana al 90% del tiempo.

Además del electrolizador se necesitará de una conexión directa de la subestación de Cofrentes hasta nuestras instalaciones. Será necesario también un transformador y un rectificador para poder dar energía con las características demandadas por el electrolizador. La planta contará también con un sistema de compresión y almacenamiento para su posterior transporte.

La estrategia principal de H<sub>2</sub>YBRID es la de producir hidrógeno verde a un precio lo más competitivo posible. Para ello el proyecto se sustentará en un acuerdo PPA favorable para ambas partes ya que



Cofrentes suministrará energía verde a un precio estable y competitivo sin la necesidad de adaptar prácticamente nada de sus instalaciones.

Este PPA tendrá dos principales ventajas: H<sub>2</sub>YBRID aprovechará la energía excedente en los momentos de máxima exposición solar y al estar conectados directamente a la subestación no será necesario pagar los “peajes” de distribución y transporte de la energía. Al ser la energía el principal gasto de H<sub>2</sub>YBRID con estos dos beneficios importantes la energía utilizada tendrá un precio muy competitivo, asegurándose totalmente la proveniencia de la energía verde.

El alcance principal del proyecto es la fabricación de 500 toneladas por año de hidrógeno verde y todo lo que su fabricación rodea. Estas 500 toneladas serán vendidas en su totalidad a PLYMAG, aunque en un futuro si se encuentran más clientes interesados en la zona se podrá estudiar la viabilidad de añadir un segundo electrolizador en las mismas instalaciones.

Todo lo que envuelve la instalación y la explotación de la planta de hidrógeno durante los próximos 10 años está dentro del alcance de este proyecto. Esto engloba los recursos financieros, materiales y humanos de las diferentes fases de construcción del proyecto, así como el mantenimiento y la explotación de la planta los próximos 20 años. La idea de los propietarios es ampliar el negocio, tanto con nuevos proveedores de electricidad como nuevos clientes de hidrógeno con certificación verde.

La viabilidad económica financiera para un horizonte temporal de 10 años, y con una subvención del ICO de 3.340.000 € a un tipo de interés del 4% anual, el retorno de la inversión es de 5,4 años y los valores del VAN (tasa de descuento del 7%) y del TIR son los siguientes:

- VAN: 1.349.795,6 €
- TIR: 13,17 %

La fabricación estimada de hidrógeno verde durante el primer año es de 500 toneladas con unas ventas de 3.200.000 €.

El EBITDA y el Resultado de explotación calculados para los 5 primeros años:

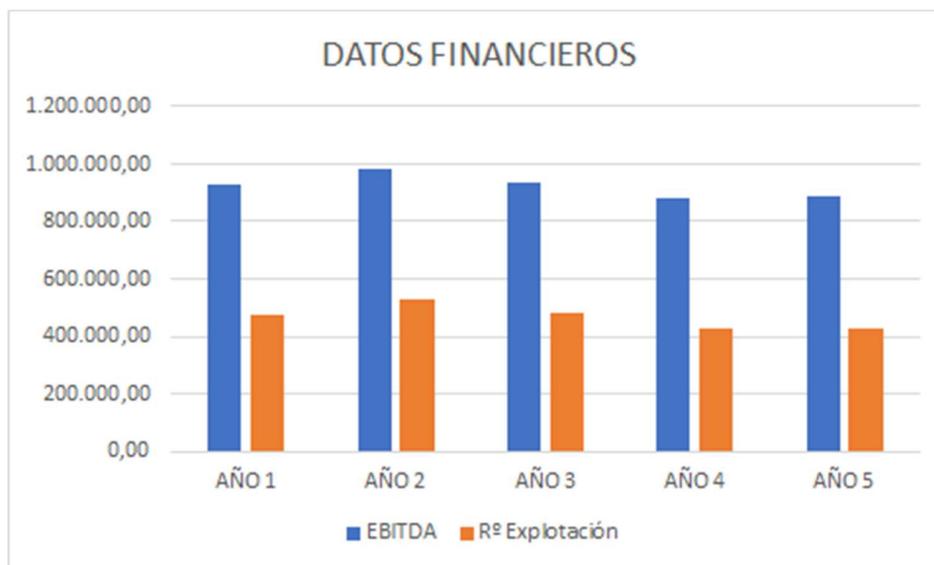


Fig. 2: EBITDA y el Resultado de explotación calculados para los 5 primeros años

La viabilidad de la empresa ha sido evidenciada en el Plan Financiero, por ello se ha demostrado que nuestro modelo de negocio será rentable tanto a corto como a largo plazo y resultará asequible encontrar la financiación requerida.



## 2. ONE-PAGE



### GREEN ENERGY FOR GREEN HYDROGEN

Nace de la idea de que el aprovechamiento de los excedentes energéticos del sector renovable es posible y, además, puede transformarse en un producto de valor, no solo económico, sino también social y medioambiental.

#### ¿QUÉ HACEMOS?

OBTENCIÓN ENERGÍA BARATA A PARTIR DE EXCEDENTES

GENERACIÓN H<sub>2</sub>

VENTA H<sub>2</sub> VERDE

#### ¿DÓNDE EMPEZAMOS?



PARQUE HÍBRIDO DE COFRENTES



Certificado y Garantía de Origen renovable

#### ¿QUÉ NOS MUEVE?

#### ¿QUÉ NOS REAFIRMA?



APROVECHAMIENTO DE EXCEDENTES

RENTABILIDAD

H<sub>2</sub> VERDE COMPETITIVO

CERO EMISIONES CO<sub>2</sub>

DESCARBONIZACIÓN

#### ¿QUIÉNES SOMOS?



Añer Oyarzun



David Ovejero



Jose Ignacio Pardo



Jessica Lombana



Adrian Cordero



Iñigo de la Granja

### 3. PRESENTACIÓN DEL PROBLEMA

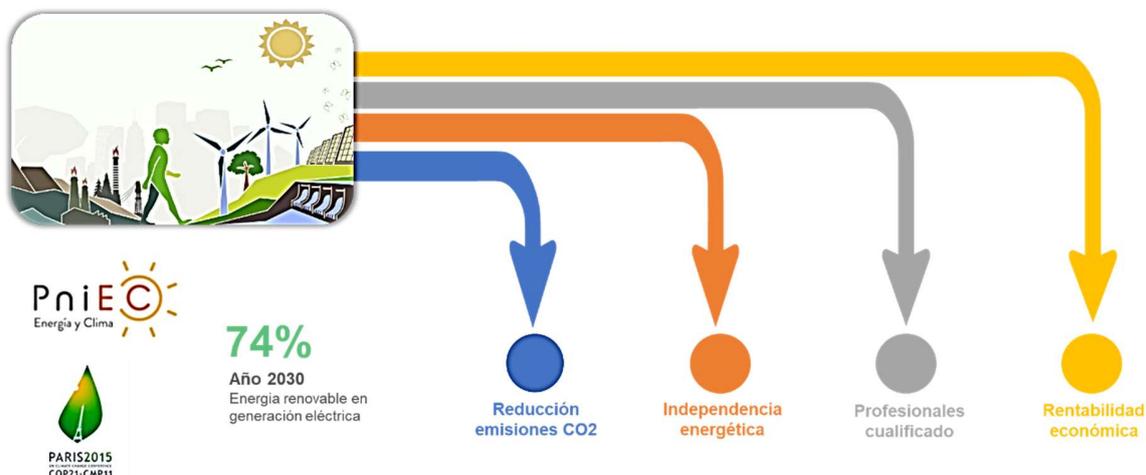


Fig. 3: Objetivos PNIEC

Los objetivos recogidos en el PNIEC se alinean con los fijados por el Consejo Europeo de 10 y 11 de diciembre de 2020, en el que se acordó la reducción de emisiones de la Unión Europea de al menos un 55 % en 2030 respecto a los niveles de 1990, con la pretensión de alcanzar la neutralidad climática en la Unión en 2050, conforme a los objetivos de París.

El PNIEC 2021-2030 identifica objetivos y adopta medidas en las cinco dimensiones de la Unión de la Energía: la descarbonización, incluidas las energías renovables; la eficiencia energética; la seguridad energética; el mercado interior de la energía y la investigación, innovación y competitividad.

Las medidas contempladas en el PNIEC permitirán alcanzar los siguientes resultados en 2030:

- Reducción de un 23% de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990
- Incremento hasta un 42% de renovables sobre el uso final de la energía
- Mejora de la eficiencia energética en un 39,5%
- Incremento hasta un 74% de energía renovable en la generación eléctrica

De manera consecuente, lo que se pretende en este proyecto es abordar los siguientes problemas:

- No “*gestionabilidad*” de ciertas energías renovables.
- La dificultad, tanto técnica como económica, del almacenaje de la energía a gran escala.
- No aprovechamiento de los excedentes energéticos que no se venden al mercado eléctrico nacional.
- Altos costes de la generación de hidrógeno verde.



Para ello, la idea de negocio busca comprender y mejorar el funcionamiento de las actuales plantas eólicas y fotovoltaicas en su versión de generación híbrida, para:

- Tener la posibilidad de transformar la electricidad producida en un vector energético como el hidrógeno.
- Mejorar la rentabilidad de las plantas de energías renovables.
- Conseguir electricidad a precios competitivos.
- Optimizar la reducción del coste productivo del hidrógeno verde.
- Mejorar la competitividad del hidrógeno verde frente a otros recursos energéticos (hidrógeno azul y gris).
- Acelerar implantación del hidrógeno verde.
- Garantizar un mercado de hidrógeno verde con certificado de origen renovable.

#### **4. VALIDACIÓN DEL MODELO DE NEGOCIO**

Para iniciar con el proceso de identificar la viabilidad del modelo de negocio, se parte de la presentación de dos líneas de proyecto, que serán validadas:

1. Plataforma de trading H<sub>2</sub> verde.
2. Implementación de planta de generación H<sub>2</sub> verde.

A las líneas anteriores se aplicará el proceso de Customer Development, donde las actividades de descubrimiento de cliente ('Customer Discovery') y validación de cliente ('Customer validation'), estarán enfocadas en desarrollar una serie de entrevistas/encuestas con expertos en las diferentes áreas de interés, relacionadas con los campos de generación, distribución, almacenamiento, innovación e investigación para las diferentes alternativas de energías renovables existentes en el mercado eléctrico.

De manera consecuente, el proceso de creación de cliente ('Customer Creation') y proyecto ('Company Building'), resultará del proceso de validación anterior, donde se selecciona la línea de proyecto que responda a los intereses y desarrollos actuales dentro del campo del hidrógeno verde.

##### **4.1. Objetivo general de la validación**

Se validan las hipótesis priorizadas planteadas en el modelo de negocio, para las dos líneas de proyectos ya mencionadas, para la creación de la empresa H2ybrid.

##### **4.2. Objetivos Específicos**

1. Verificar la posibilidad de usar excedentes de las diferentes plantas de generación basadas en EERR en el contexto local (España).



2. Verificar la viabilidad de usar el H2 renovable como alternativa de almacenamiento para hacer las plantas de generación de EERR una alternativa gestionable.
3. Verificar la necesidad de una plataforma de trading entre partes generadoras y consumidoras de H2 renovable (o similares) para dar a conocer la oferta y demanda actual del vector energético.
4. Reconocer la normativa actual y las necesidades que existen en materia de normatividad para promover la implementación de H2 renovable como una fuente importante dentro de la diversificación de la matriz energética en España y Europa.
5. Verificar e identificar la necesidad actual del sector industrial, comercial y residencial de uso de H2(o sus derivados), esto con el fin de dimensionar la posible demanda de H2 renovable como alternativa verde.

#### **4.3. Validación de las alternativas propuestas y de clientes**

Para evaluar la receptividad de los expertos sobre las propuestas ya expuestas y, establecer el potencial de desarrollo de los mismos, se desarrollaron diferentes entrevistas y encuestas, dirigidas a diferentes expertos, esto con el fin de evaluar la proyección futura que pueda tener el negocio del hidrógeno verde en territorio español y europeo. Adicional a este proceso de entrevistas, se recurrió a la revisión bibliográfica del estado del arte del H2 verde y no renovable, esto con el fin de contrastar la opinión de expertos con el contexto actual.

#### **4.4. Proceso de entrevistas**

El proceso general implicó de manera previa, contactar vía mail o redes sociales (LinkedIn), expertos en diferentes ámbitos, para que diligenciaran la entrevista o para que adicionalmente, se concediera una reunión en vivo por diferentes plataformas virtuales.

En los diferentes cuestionarios, que se enfocaron principalmente a los sectores de: Hidrógeno verde, almacenamiento en las EERR, generación eólica, generación fotovoltaica, generación hidráulica, finanzas y medio ambiente; se establecieron preguntas para determinar las posiciones/experiencias/conocimientos sobre las siguientes temáticas: visión y experiencia sobre el uso de proyectos renovables enfocados en el H2 verde; realidad sobre la existencia y el uso de excedentes de energía en proyectos con diversas fuentes de EERR, estado de la normativa local y necesidad de implementación de nueva regulación, necesidades reales de hidrógeno y posible reemplazo por el hidrógeno verde.

##### **4.4.1. Análisis Resultados en el campo de almacenamiento de energía**

*\* Ver anexo “Anexo Banco de preguntas sector clientes finales de fertilizantes”.*



A continuación, se presentan las ideas más importantes extraídas de la entrevista con la experta Belén Amunategui y además se analizan los resultados obtenidos:

1. La creación de una plataforma digital no parece ser una buena idea pues los potenciales clientes de H<sub>2</sub> son empresas con negocios muy intensivos que tienen ya preestablecidos acuerdos macro.
2. A día de hoy, la legislación no contempla penalización de excedentes en renovables. Estas siempre entran dentro de la casación al ofertarse a precio cero.
3. NO es rentable revertir el ciclo electricidad - H<sub>2</sub> ya que la pila de combustible a pesar de ser una tecnología relativamente madura genera unas pérdidas de rendimiento que no compensan el uso de electricidad almacenada directamente (batería).
4. Los electrolizadores se ajustan a un modelo de economía de escala (a mayor potencia menor el coste de generación por kW). Adicionalmente hay que comprobar que su funcionamiento no se vea afectado por picos puntuales, necesidad de baterías para absorberlos.
5. La certificación de H<sub>2</sub> verde se verá favorecida por el incremento de precios a los créditos CO<sub>2</sub>.

#### **4.4.2. Análisis Resultados en el campo de la generación eólica**

*\* Ver anexo Anexo Banco de preguntas sector eólico”.*

A continuación, se presentan las ideas más importantes extraídas de la entrevista con el experto Marcos Blanco y además se analizan los resultados obtenidos:

1. En la actualidad los parques eólicos están limitados a la capacidad de la red por lo que no existe la posibilidad de generación de excedentes
2. Solamente plantas que utilicen generación híbrida (fotovoltaica y eólica) pueden generar excedentes capaces de ser aprovechados para la producción de H<sub>2</sub>.
3. El aprovechamiento de excedentes va a depender de la normativa actual y por implementar que se imponga a nivel local y estatal.

#### **4.4.3. Análisis Resultados en el campo de la generación hidráulica**

*\* Ver anexo “Anexo Banco de preguntas sector hidroeléctrico”.*

A continuación, se presentan las ideas más importantes extraídas de la entrevista con la experta Carmen López Ocón y además se analizan los resultados obtenidos:

1. A futuro, se observa que la implementación de electrolizadores para la producción de H<sub>2</sub> verde en las minicentrales hidroeléctricas, para que estas últimas resulten rentables y encuentren una forma alternativa de ingresos.
2. Emplear un porcentaje de la producción energética de una central hidroeléctrica para la producción de H<sub>2</sub> puede suponer una fuente de ingresos muy superior a los que



recibe por la venta de energía en el mercado eléctrico, en un escenario de precios bajos.

#### 4.4.4. Análisis Resultados en el campo de la generación y utilización de H<sub>2</sub>

\* Ver anexo “Anexo Banco de preguntas sector hidrógeno verde-innovación”.

A continuación, se presentan las ideas más importantes extraídas de la entrevista con el experto Jesús García Martín y además se analizan los resultados obtenidos:

1. El despegue del uso del hidrógeno se espera que se produzca entre 2020 y 2025. Todas las empresas energéticas importantes ya se están metiendo en el negocio. La Unión Europea con su plan Next Generation EU destinará 1.500 millones al impulso del hidrógeno renovable hasta 2023, a través del Fondo Europeo de Recuperación.
2. La generación de H<sub>2</sub> va a ser baja al principio, hará falta nuevas estructuras y será posible mezclarlo en un porcentaje de hasta 12% con gas natural, pero puede tener reacciones negativas con los materiales actuales de la red de distribución. La separación posterior es complicada pero no haría en concentraciones bajas puesto que muchas calderas aceptan estas concentraciones.
3. Los rendimientos de los electrolizadores de última generación se empiezan a acercar al 80%. Cada vez existen más empresas que fabrican electrolizadores por lo que los precios son cada vez más competitivos.
4. Con el aumento de las EERR aumenta el problema de la gestionabilidad, sobre todo con las dos tecnologías más extendidas (Solar y Eólica). Generar hidrógeno en esos momentos no gestionables añadiría valor a la energía, evita desperdiciarla y recorta tiempos de amortización de los parques así que la incertidumbre de los inversores.
5. El certificado de energía verde lo gestiona el ministerio. CERTIFHY es un organismo dedicado a certificar el origen verde del hidrógeno que se genera y se vende.
6. Existen muchos mercados nuevos que los cuales se puede extender el uso del Hidrógeno: ayuntamientos, flotas de taxis, trenes, carretillas logísticas, transporte pesado de mercancías. La red de distribución también requerirá adaptarse a la demanda.
7. Las empresas más contaminantes que deseen reducir el gasto por emisiones de CO<sub>2</sub> deberán adaptarse a las tecnologías verdes para ser competitivas y el hidrógeno verde es una de las alternativas para reducir estas emisiones. Una imagen sostenible en las empresas es cada vez más importante por lo que está “transición” puede acelerarse gracias a una sociedad cada vez más implicada contra la contaminación y que cada vez da más importancia a la sostenibilidad y el cuidado del medio ambiente de las empresas.



#### 4.4.5. Análisis entrevistas clientes finales fertilizantes

Para estimar la receptividad de los clientes sobre el producto final de la empresa de fertilizantes, se visitó a sus potenciales clientes y se les hizo un cuestionario para evaluar y establecer el potencial de captación de los mismos, obteniendo resultados acerca de la percepción que se tiene del fertilizante verde.

En el cuestionario se establecieron preguntas para conocer sobre:

*\* Ver anexo “Anexo Banco de preguntas sector clientes finales de fertilizantes”.*

A partir del universo de potenciales clientes, se seleccionó una muestra representativa de 15 explotaciones agrícolas de la zona de Huelva (Palos de la Frontera, Lepe y Cartaya) y de la zona Alicante (Vinalopó) para completar el cuestionario.

#### **Análisis Resultados:**

1. Las explotaciones agrícolas tienen un tamaño medio de 50 ha y la distancia media al punto de venta es de 20 km.
2. Tipo de producción y superficie dedicada: El tipo de producción es hortofrutícola y viñedos.
3. El número de cosechas en la misma superficie es 1 en un 80% de los casos analizados.
4. El 90% de las explotaciones reciben subsidios o ayudas agrícolas.
5. En el 70% de los casos analizados, la tierra es propia o de alquiler.
6. El 90% de las explotaciones, la tierra tiene buenas condiciones para la agricultura.
7. En un 35% de las explotaciones se utilizan técnicas agrícolas tradicionales y en un 65% tecnología moderna.
8. Un 20% de las explotaciones recibe asistencia técnica o algún servicio de asesoría que ayuda a mejorar la producción o comercialización.
9. Un 25% de los empresarios agrícolas opina que la agricultura tiene un impacto negativo sobre el ambiente.
10. Un 78% de los empresarios agrícolas estima que su explotación provee beneficios secundarios positivos para el medio ambiente.
11. En un 15% de las explotaciones se identifica su producto con algún sello o etiqueta medioambiental.
12. Un 90% de los casos analizados ha invertido en la explotación en los últimos 10 años.
13. Un 68% de los empresarios agrícolas opina que los consumidores de sus productos están más interesados en comprar un producto local o ecológico que otro tipo.



14. Un 55% de los empresarios agrícolas piensa que los consumidores se preocupan por el impacto que genera la agricultura en el medio ambiente.
15. Un 50% de los empresarios agrícolas piensan que los consumidores que compran alimentos ecológicos son conscientes de su origen.
16. Un 70% de las explotaciones analizadas creen que invertir en fertilizante verde (producido con H2 verde) tendrá un impacto positivo sobre el medio ambiente y conseguirán una imagen más ecológica de su producto lo que repercutirá en mayores ventas.
17. Un 85% de los empresarios agrícolas comprarían fertilizantes verdes si recibieran una subvención.

#### **Conclusiones:**

1. Las explotaciones agrícolas son de tamaño medio y su área de venta es cercana a la explotación.
2. En su mayoría son propietarios de la tierra o la tienen arrendada, reciben subvenciones y utilizan tecnología moderna, aunque no reciben asesoría de ingenieros expertos agrícolas.
3. Muy pocos de ellos piensan que la agricultura tiene un impacto negativo sobre el medio ambiente sino todo lo contrario, tiene impactos positivos, aunque pocos de ellos poseen etiqueta medioambiental para sus productos.
4. Por el contrario, sí opinan que el consumidor final de sus productos sí es sensible al impacto de la agricultura en el medio ambiente y que prefieren comprar un producto local o ecológico y están interesados en su origen y trazabilidad.
5. Casi todos ellos han invertido en su explotación en los últimos 10 años y estarían dispuestos a invertir en fertilizante verde (producido con H2 verde) porque conseguirán una imagen más ecológica de su producto que se traduciría en mayores ventas, aunque con la salvedad de que para ello tendrían que recibir subvenciones al ser más caro que otro tipo de fertilizante.

## **5. SELECCIÓN DE ALTERNATIVA**

### **5.1. Conclusiones de la validación del modelo**

1. Como resultado de las entrevistas realizadas, nuestra propuesta de valor es producir H2 con los excedentes de electricidad de una central híbrida (eólica y fotovoltaica) en Cofrentes (Valencia) para venderlo a la empresa de fertilizantes Plymag (Alicante) que fabricará su



producto con etiqueta verde a partir de nuestro H2 verde. Los productos ecológicos de Plymag aportan al agricultor:

- Los agricultores orgánicos o ecológicos buscan en su trabajo permitir que sea el suelo el que nutra al cultivo, evitando los fertilizantes solubles de síntesis (principalmente nitrógeno) que percolan cauces de agua y a los acuíferos y causan la contaminación de los mismos.
  - Favorecen la floración y el cuaje natural mediante una mayor producción de polen.
  - Potencian el cuaje y engorde de los frutos gracias a su actividad auxínica.
  - Mejora la productividad del cultivo, activa las raíces y potencia la recuperación de situaciones de estrés puntuales.
  - Mayor calibre y calidad de los frutos.
  - Mejora del suelo, favorece las condiciones de desarrollo de la planta y, en consecuencia, del fruto.
2. Actualmente el precio del hidrógeno verde es superior al producido mediante procesos convencionales por reformado de gas natural con vapor. Sin embargo, la tendencia en los últimos años hace que el hidrógeno verde pueda ser competitivo gracias a una disminución de costes en la tecnología empleada para su generación, un abaratamiento del coste de energía eléctrica y al aumento de precio en los créditos de CO<sub>2</sub>.
  3. El factor limitante para la rentabilidad del modelo de negocio es el precio de la energía, por lo que tanto los excedentes como energía en periodos valle son las principales oportunidades que presenta la generación de H2 verde.
  4. En la actualidad en España no se dan muchas oportunidades de generación de excedentes en las instalaciones generadoras de energía. Una mayor penetración de energías renovables en el sistema energético abriría dicha posibilidad.
  5. Se están desarrollando en la actualidad proyectos que siguen el modelo de hibridación (fotovoltaica + eólica) los cuales pueden ser una buena oportunidad de negocio debido a los excedentes que pueden presentarse.
  6. El hidrógeno es un vector energético que permite absorber picos de energía de alta intensidad, así como almacenar grandes cantidades durante largos periodos.
  7. Las empresas buscan descarbonizar sus procesos productivos por motivos económica (precio del crédito de CO<sub>2</sub>) y por imagen ante el consumidor (conciencia medioambiental), por lo que la marca de hidrógeno verde despierta interés entre los potenciales clientes



8. Los potenciales nichos de mercado del hidrógeno verde encontrados son: materia prima en refinerías, plantas de fertilizantes o sus precursores, industria del acero y otros productos químicos. Adicionalmente mediante la tecnología de pila de combustible la descarbonización de medios de transportes tanto terrestres como marítimos y quizás aéreos es posible
9. Lo anteriormente descrito queda resumido en Business Model Canvas de la Figura siguiente:

<p><b>Key Partners</b> </p> <p>Se contemplan los siguientes actores clave:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>●Empresas de EERR (fotovoltaicas + eólicas).</li> <li>●Entes implicados en el mercado energético.</li> <li>●Desarrolladores de tecnología de producción, distribución y almacenamiento de hidrógeno.</li> <li>●Empresas de financiación.</li> <li>●Expertos en algunas áreas específicas de construcción.</li> <li>●Empresas de distribución de maquinaria y materiales de construcción.</li> <li>●Empresas de fabricación de automóviles.</li> <li>●Empresas que empleen H2 en su proceso productivo.</li> <li>●Instituciones públicas interesadas en políticas de descarbonización y promoción del hidrógeno.</li> </ul>	<p><b>Key Activities</b> </p> <p>Se identifican dos actividades clave:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Acuerdos con plantas energéticas de hibridación. A medio-largo plazo se valorará ampliarlo a otro tipo de centros de producción energética mediante EERR.</li> <li>2. Acuerdos de suministro con empresas demandantes de hidrógeno.</li> </ol> <p><b>Key Resources</b> </p> <p>Se consideran los siguientes recursos clave:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>●<b>Intelectuales:</b> conocimiento del sector renovables, tecnologías para la producción de H2 y su integración en centros de producción de energía mediante EERR y habilidades comerciales y de captación de clientes.</li> <li>●<b>Humanos:</b> personal de ingeniería o perfil técnico, personal a cargo de asuntos legales y personal de marketing y gestión de negocios.</li> </ul>	<p><b>Value Propositions</b> </p> <p>En primer lugar, como empresa generadora de hidrógeno verde persigue responder a una falta de suministro de esta materia prima a los segmentos de negocio elegido.</p> <p>Por otro lado, dado que se suministra hidrógeno verde, se pretende contribuir a la descarbonización de los procesos productivos de los clientes, en el caso del sector industrial, y la descarbonización de la movilidad mediante vehículos. Destacar que la "descarbonización verde" tendrá repercusión:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>●Económica, derivada del precio del crédito de CO2.</li> <li>●Imagen ante el consumidor, conciencia medioambiental.</li> </ul>	<p><b>Customer Relationships</b> </p> <p>La relación con el segmento de clientes será contractual, a partir de un contrato de suministro de hidrógeno verde.</p> <p>Se hará especial incapié en la fidelización de clientes mediante incentivos por relaciones comerciales a largo plazo.</p> <p><b>Channels</b> </p> <p><b>Canales Offline:</b> ferias especializadas, esponsorización de eventos relacionados con el hidrógeno o las energías renovables, participación en centros de formación para profesionales y revistas especializadas.</p> <p><b>Canales Online:</b> página web, redes sociales y webinars y foros.</p>	<p><b>Customer Segments</b> </p> <p>Como cliente objetivo en una primera fase se fija la empresa PLYMAG dedicada a la producción de fertilizantes. Sin embargo, a medio-largo plazo, aparte de empresas similares a PLYMAG, el segmento de clientes se extiende a:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>●Sector transporte, a través de las llamadas "hidrogeneras" para el suministro de hidrógeno a vehículos terrestres.</li> <li>●Industria: para empresas demandantes de hidrógeno en su proceso productivo.</li> </ul>
<p><b>Cost Structure</b></p> <p>Salarios de personal altamente cualificado. Herramientas informáticas de cálculo y diseño. Costes de marketing y captación de clientes.</p>	<p>Grandes inversiones en el desarrollo de proyectos: </p> <ul style="list-style-type: none"> <li>●Terreno</li> <li>●Infraestructura</li> <li>●Equipos especializados para producción H2</li> <li>●Depósitos</li> <li>●Compra de energía.</li> <li>● Estudio de viabilidad.</li> <li>● Ingeniería básica y de detalle.</li> </ul>	<p><b>Revenue Streams</b> </p> <p>La evolución de las tecnologías para la producción de H2 tendrá un gran impacto en los beneficios de la empresa. Además, a mayor cantidad de excedentes o mayor producción de energía en periodos valle repercutirá en un mayor margen de beneficios.</p> <p>Las fuentes de ingreso que se contemplan son la venta de H2 como materia prima, ya sea para el ambito industrial o para "hidrogeneras".</p>		

Fig. 4: Business Model Canvas de H2ybrid

## 6. DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE NEGOCIO

En base a las principales hipótesis planteadas durante la fase de validación del negocio y que han sido validadas durante el proceso de entrevistas por los distintos expertos en la materia y potenciales clientes se ha desarrollado el proyecto H2ybrid. El aspecto diferencial de esta idea es el



aprovechamiento de excedentes y energía generada en periodos valle para la producción de hidrógeno verde mediante electrólisis.

La instalación con la que se establecerán los acuerdos PPA de compra de energía será la planta híbrida de Cofrentes, en la provincia de Valencia, y que combina 30 MW de generación fotovoltaica con 50 MW de generación eólica. Cerca de dicha localización se ubica la empresa fabricante de abonos y fertilizantes PLYMAG, la cual está muy interesada en mejorar la rentabilidad de su proceso productivo y ofrecer una imagen mucho más sostenible a sus clientes.

Durante el desarrollo del presente ejercicio se desarrollará un análisis exhaustivo para determinar la viabilidad de dicho proyecto.

Por último, teniendo en cuenta las dos líneas de proyecto planteadas al inicio de este proceso de validación, se contempla que la Plataforma de trading H2 verde podrá ser la segunda etapa en la evolución del proyecto H2ybrid.

## 7. ANÁLISIS DEL ENTORNO

El objetivo de este análisis es identificar la existencia de un mercado para nuestro proyecto y detectar factores que afecten a la viabilidad. En el análisis del entorno mediante el modelo PEST efectuado se señalan los factores externos que podrían afectar al modelo de negocio propuesto.

### 7.1. Entorno político-jurídico

#### 7.1.1. El marco político en España

- **Líderes políticos en el poder:**

Rey: Felipe VI (desde 19 de junio de 2014), hereditario.

Presidente del Gobierno: Pedro Sánchez (desde junio de 2018), PSOE.

Próximas fechas electorales: Senado: abril 2023; Congreso de los Diputados: abril 2023.

- **El contexto político actual:**

Tras la agitación política que conllevó la condena de los líderes independentistas catalanes y las elecciones de noviembre de 2019, el líder del Partido Socialista Obrero Español (PSOE), Pedro Sánchez, fue confirmado para un segundo mandato por los diputados del Congreso en enero de 2020. La alianza con Unidas Podemos ha gobernado desde entonces. El presupuesto del gobierno para 2021 propuso un aumento del gasto público tras la crisis de COVID-19, que requerirá un aumento en el ingreso impositivo de 13%. La propuesta fue aprobada por el Parlamento a principios de diciembre, con el apoyo de 11 partidos políticos, incluyendo a los separatistas catalanes y vascos.



- **Forma de gobierno:**

Reino. Monarquía constitucional basada en una democracia parlamentaria. El poder está muy descentralizado; las comunidades autónomas disponen de un alto nivel de autonomía legislativa, ejecutiva y fiscal (el País Vasco y Navarra tienen sus propios impuestos).

*Fuente: <https://santandertrade.com/es>*

### **7.1.2. Indicador de la libertad de la prensa en España**

La clasificación mundial, publicada anualmente, permite medir las violaciones de la libertad de prensa en todo el mundo. Refleja el grado de libertad que gozan los periodistas, los medios de comunicación y los internautas de cada país, así como los medios utilizados por los Estados para respetar y hacer respetar esa libertad. Finalmente, una calificación y una posición se otorga a cada país. Incluye todo tipo de ataques directos contra periodistas e internautas (asesinatos, agresiones de prisión, amenazas, etc.), o contra los medios de comunicación (censura, embargos, registros, presiones, etc.).

Clasificación mundial: 29/180

Evolución: 5 lugares arriba en comparación con 2016

*Fuente: <https://rsf.org/es>*

### **7.1.3. Indicador de la libertad política en España**

El índice de libertad política proporciona una evaluación anual de la situación de la libertad en un país, tal como se vive por los individuos. La encuesta mide el grado de libertad a través de dos grandes categorías: la libertad política y las libertades individuales. El proceso de calificación se basa en una lista de 10 preguntas sobre derechos políticos (sobre el proceso electoral, el pluralismo político, la participación y el funcionamiento del gobierno) y 15 preguntas relativas a las libertades personales (libertad de expresión, de creencia, libertad de asociación, autonomía organizacional e individual). La calificación global de un país es un promedio de las notas de cada pregunta. Va de 1 a 7, siendo 1 el más alto grado de libertad y 7 el más bajo.

Clasificación: Libre

Libertad política: 1/7

Libertades individuales: 1/7

*Fuente: <https://freedomhouse.org>*



#### 7.1.4. Intervención del gobierno en la economía española

El Gobierno actual considera que tendrá que realizar una mayor intervención en la economía como consecuencia del impacto causado por la crisis sanitaria del coronavirus y la paralización de actividades.

#### 7.1.5. Situación política mundial

- Conflictos comerciales de EE.UU. con la Unión Europea y China por la subida de aranceles y las subvenciones a determinados productos.
- Relaciones comerciales no resueltas entre la Unión Europea y el Reino Unido por el Brexit.
- Toma de Afganistán y control del gobierno por el régimen talibán.
- Rotura de relaciones comerciales entre Marruecos y Argelia que afectan directamente al suministro de gas a Europa con el cierre del del Gasoducto Magreb Europa (GME).

#### 7.1.6. Entorno jurídico

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC) persigue una reducción de un 23% de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990. Este objetivo de reducción implica eliminar una de cada tres toneladas de gases de efecto invernadero que se emiten actualmente. Se trata de un esfuerzo coherente con un incremento de la ambición a nivel europeo para 2030, así como con el Acuerdo de París.

Se estima que las inversiones totales para lograr los objetivos del PNIEC alcanzarán los 241 mil millones de euros (M€) entre 2021-2030. Estas inversiones se pueden agrupar por medidas y se reparten de la siguiente forma: renovables: 38%, ahorro y eficiencia: 35%, redes y electrificación: 24% y resto medidas: 3%.

*Fuente: <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec.aspx>*

En la Hoja de ruta 2050 hacia una economía baja en carbono competitiva en 2050, donde la Comisión Europea va más allá del corto plazo y propone una forma costo-eficiente de lograr reducciones profundas de emisiones a mediados del siglo XXI. La Hoja de Ruta indica que todas las grandes economías tendrán que hacer reducciones de emisiones para que la temperatura media global no supere los 2 °C en comparación con la temperatura de la era preindustrial.

Esta Hoja de Ruta indica que, en 2050, la UE debe reducir sus emisiones un 80% por debajo de los niveles de 1990 a través de reducciones domésticas y se establecen hitos intermedios (reducciones del orden del 40 % en 2030 y 60% en 2040). También muestra cómo los principales sectores responsables de las emisiones de Europa, generación de energía, industria, transporte, edificios y construcción, así



como la agricultura, pueden hacer la transición hacia una economía de baja emisión de carbono de una forma rentable.

Sería una oportunidad de reindustrializar Europa gracias a su compromiso, sin casi rival en el planeta, con la descarbonización.

*Fuente: <https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/el-proceso-internacional-de-lucha-contra-el-cambio-climatico/la-union-europea/>*

El pasado 7 de octubre del 2020, el Gobierno de España presentó el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia con el objetivo de liderar un “proyecto de país”, que dirija los esfuerzos hacia una recuperación económica y social, de transformación y modernización de la economía y de los sectores productivos, de manera que sea posible alcanzar una mayor resiliencia ante futuros choques económicos e incertidumbre. Uno de los cuatro pilares fundamentales identificados en el Plan es la transición ecológica que, junto a la transformación digital, la cohesión social y territorial y la igualdad, enmarcan el diseño del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia. El Plan contiene diez políticas palanca y 30 componentes, siendo una de sus políticas palanca la transición energética justa e inclusiva. Dentro de ésta, cabe destacar la componente Hidrógeno renovable: un proyecto país, como un instrumento necesario en el camino de descarbonización de la economía, especialmente en aquellos sectores de difícil electrificación, donde no hay soluciones eficientes o técnicamente viables.

*Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico - Manifestación de interés: Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia. “Proyectos tractores para una transición energética justa e inclusiva: Hidrógeno Renovable” (energia.gob.es)*

Las políticas y objetivos de la Unión Europea incluyen el hidrógeno renovable en la Directiva 2018/2001, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, y la Iniciativa del Hidrógeno, lanzada en Linz en 2018, consistente en una declaración en la que los Estados miembros de la Unión Europea, la Comisión Europea, y otros países y organizaciones, destacan el poder de las tecnologías de hidrógeno sostenible para la descarbonización de múltiples sectores de la economía, la seguridad de suministro en el largo plazo y la competitividad económica europea.

Asimismo, el Pacto Verde Europeo (European Green Deal) incluye en su previsión de



desarrollo la aprobación de varias estrategias y mecanismos de financiación para la promoción y el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno renovable.

Dentro de las políticas a desarrollar en el marco del Pacto Verde Europeo, la Estrategia Europea del Hidrógeno (EU Hydrogen Strategy), tiene por objeto establecer las pautas necesarias para desarrollar el papel del hidrógeno limpio en la reducción de emisiones de la economía de la UE de una manera eficiente.

Para ello, la estrategia aborda los principales campos de actuación a considerar, en concreto inversiones, marco regulatorio, nuevo liderazgo de mercados, I+D en tecnologías y mercados, red de infraestructuras y la cooperación con terceros países.

La Estrategia Europea del Hidrógeno erige el hidrógeno como elemento esencial para respaldar el compromiso de la UE de alcanzar la neutralidad de carbono en 2050 y para respaldar el esfuerzo global para implementar el Acuerdo de París. Asimismo, indica que el ecosistema del hidrógeno en Europa es probable que se desarrolle a través de una trayectoria gradual, a diferentes velocidades en los diferentes sectores y posiblemente en las distintas regiones, requiriendo, por tanto, múltiples soluciones políticas.

Para garantizar el avance de las tecnologías del hidrógeno renovable, la Estrategia establece tres horizontes temporales (2024, 2030 y 2050) para los que determina una sucesión de hitos a alcanzar.

*Fuente: Hoja de Ruta del Hidrógeno: una apuesta por el hidrógeno renovable (Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico)*

## **7.2. Entorno cultural**

En España todavía no hay desarrollada una gran industria de producción de hidrógeno verde y existe poco personal cualificado técnicamente. Aun así, el presidente Sánchez anunció en noviembre de 2020 que, entre 2021 y 2023, se destinarán más de 1.500 millones de euros al desarrollo del hidrógeno renovable.

El conjunto de la población española en general está concienciado para consumir productos con origen de energías renovables. Por grupos de edad, los españoles coinciden en reconocer a los millennials, aquellos nacidos entre los años 1980 y el 2000, como la generación más concienciada frente a los problemas medioambientales. Por el contrario, la generación silver, es decir, los ciudadanos mayores de 75 años, es percibida como el grupo de población menos preocupado por la degradación del medio ambiente. Esto favorece a nuestro negocio pues los millennials forman el grupo de edad en edad laboral presente y futuro.



*Fuente: Observatorio de Responsabilidad Social de Extremadura.*

### **7.3. Entorno económico**

España ha experimentado una recuperación de la balanza económica en los últimos años; sin embargo, en 2020 la crisis de COVID-19 provocó en el país una recesión de la actividad económica sin precedentes; el PIB cayó 12,8% (estimaciones del FMI), una de las contracciones más hondas en Europa. El sector de servicios se vio fuertemente golpeado, especialmente la industria del turismo (que represente en torno a 12% de la economía del país). Las pymes, que contribuyen a más del 70% del empleo, han luchado por mantenerse a flote (el FMI estima que la parte de deuda de riesgo de las empresas vulnerables aumentará de 7% a aproximadamente 37%). Según las previsiones del FMI de octubre de 2020, la recuperación debiera ser desigual según los sectores, con un crecimiento general del PIB de 7,2% en 2021 y 4,5% al año siguiente (aunque las proyecciones de la OCDE son más conservadoras: 5% y 4% respectivamente). El resultado general a fines de 2022 debiera permanecer en torno a un 3% bajo su nivel anterior a la pandemia. En la actualización más reciente de sus Perspectivas de la Economía Mundial (de enero de 2021), el FMI revisó sus proyecciones de crecimiento para España, señalando un 5,9% en 2021 y 4,7% en 2022 (lo que corresponde a una diferencia de -1,3% y +0,2% respectivamente con respecto a las proyecciones de la OMC de octubre de 2020).

El gobierno español ha provisto un ingreso rápido y apoyo de liquidez para limitar las consecuencias de la pandemia (con garantías públicas equivalentes a 14% del PIB y otras medidas públicas con un costo cercano al 1,3% del PIB), provocando que el presupuesto general fuese negativo en 7,3% del PIB en 2020 (FMI - 12% según estimaciones de la Comisión Europea).

Considerando el posible repunte de la actividad económica, el déficit presupuestario debiera bajar a 4,1% en 2021. De manera similar, la relación de deuda al PIB se disparó a 123% en 2020, desde 95,5% un año antes, un nivel que, según se proyecta, debiera permanecer relativamente estable en los años siguientes. En un contexto de consumo reducido y bajos precios del petróleo, la inflación fue negativa en 2020 (-0,2%), aunque se proyecta que suba gradualmente a 0,8% este año y a 1,4% en 2022 (FMI). En su presupuesto de 2021, el gobierno liderado por Pedro Sánchez planea aumentar los impuestos sobre grandes empresas y sueldos elevados, para estimular los ingresos en 6.800 millones EUR.

Los planes laborales de corto plazo ya existentes fueron reforzados para hacer frente a la crisis de COVID-19. Sin embargo, la pandemia amplió las desigualdades en el mercado laboral, afectando especialmente a los jóvenes, mano de obra menos cualificada y trabajadores temporales. menos formados. Se estima que a fines de 2020 la tasa de desempleo general equivalía a 16,8% (en comparación con 14,1% el año anterior, FMI), y se prevé que permanecerá estable este año, antes de comenzar a disminuir nuevamente en 2022. Otro problema que enfrenta el mercado laboral español



es el bajo nivel de población activa en comparación con la fuerza laboral potencial, lo que se manifiesta en que muchas personas abandonaron la búsqueda de un empleo. Además, España sigue siendo un país con fuertes desigualdades: según los datos de la Oficina de Estadística de España, 20,7% de la población se encuentra expuesta a la pobreza o la exclusión social, y se prevé que esta proporción aumente por culpa de las consecuencias de largo plazo de la crisis de COVID-19.

Indicadores de crecimiento	2018	2019	2020 (e)	2021 (e)	2022 (e)
<b>PIB</b> (miles de millones de USD)	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
<b>PIB</b> (crecimiento anual en %, precio constante)	2,4	2,0	-11,0	6,4	4,7
<b>PIB per cápita</b> (USD)	30	29e	27	30	33
<b>Saldo de la hacienda pública</b> (en % del PIB)	-2,4	-3,2	-5,8	-6,0	-4,7
<b>Endeudamiento del Estado</b> (en % del PIB)	97,6	95,5	117,1	118,4	117,3
<b>Tasa de inflación</b> (%)	1,7	0,7	-0,3	1,0	1,3
<b>Tasa de paro</b> (% de la población activa)	15,3	14,1	15,5	16,8	15,8
<b>Balanza de transacciones corrientes</b> (miles de millones de USD)	27,51	29,75	8,63	14,06	30,40
<b>Balanza de transacciones corrientes</b> (en % del PIB)	1,9	2,1	0,7	1,0	1,9

Fuente: IMF – World Economic Outlook Database, Abril 2021

Nota 1: e) Datos estimados

Fig. 5: Indicadores de crecimiento (fuente: <https://santandertrade.com/es>)

### 7.3.1. Indicador de la libertad económica

El indicador de la libertad económica toma en cuenta diez componentes agrupados en cuatro grandes categorías: el estado de derecho (derechos de propiedad, el nivel de corrupción); El rol del Estado (la libertad fiscal, el gasto del gobierno); La eficacia de la normativa (la libre empresa, la libertad de trabajo, la libertad monetaria); La apertura de los mercados (libertad comercial, libertad de inversión y libertad financiera). Cada uno de estos 10 componentes se mide en una escala de 0 a 100. La calificación global del país equivale al promedio de las calificaciones de los 10 componentes.

Nota: 65,7/100

Clasificación mundial: 57

Clasificación regional: 28

Fuente: <https://www.heritage.org/index/>



### 7.3.2. Clasificación del entorno empresarial

La clasificación del entorno empresarial mide la calidad o el atractivo del entorno empresarial en los 82 países cubiertos por las previsiones de The Economist. Este indicador se define mediante el análisis de 10 criterios: el entorno político, el entorno macro-económico, oportunidades de negocios, la política hacia las políticas de libre empresa y de la competencia hacia la inversión extranjera, el comercio exterior y los controles de cambio, tasas de impuestos, financiamiento de proyectos, el mercado laboral y la calidad de la infraestructura.

Nota: 7.44/10

Clasificación mundial: 27/82

Fuente: <https://www.eiu.com/n/>

### 7.4. Entorno socio - demográfico

Según el Instituto Nacional de Estadística, la población en España en el año 2020 fue la siguiente:

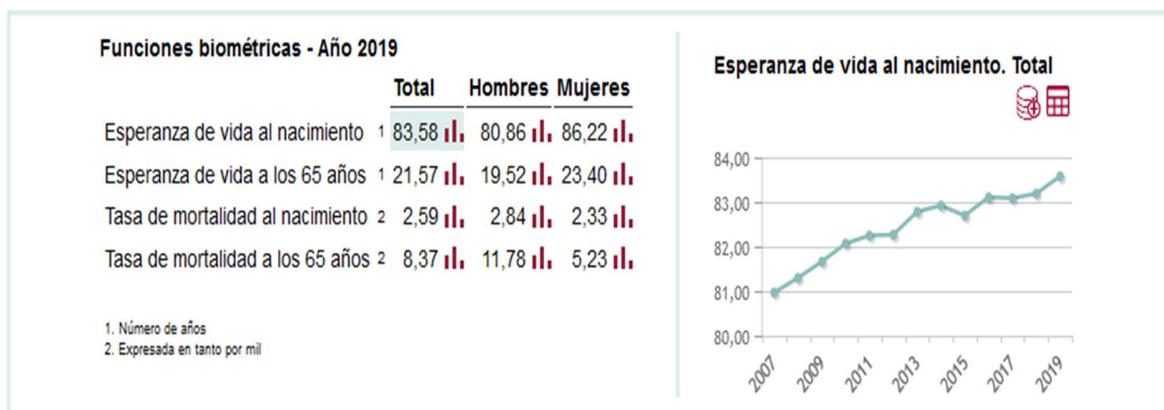
	Total	Hombres	Mujeres
<b>Total</b>	47.450.795	23.255.590	24.195.205
<b>02 Albacete</b>	388.270	194.081	194.189
<b>03 Alicante/Alacant</b>	1.879.888	931.856	948.032
<b>04 Almería</b>	727.945	371.558	356.387
<b>01 Araba/Álava</b>	333.940	164.524	169.416
<b>33 Asturias</b>	1.018.784	486.066	532.718
<b>05 Ávila</b>	157.664	79.109	78.555
<b>06 Badajoz</b>	672.137	332.204	339.933
<b>07 Balears, Illes</b>	1.171.543	584.298	587.245
<b>08 Barcelona</b>	5.743.402	2.804.316	2.939.086
<b>48 Bizkaia</b>	1.159.443	559.798	599.645
<b>09 Burgos</b>	357.650	178.578	179.072
<b>10 Cáceres</b>	391.850	194.084	197.766
<b>11 Cádiz</b>	1.244.049	613.561	630.488
<b>39 Cantabria</b>	582.905	282.559	300.346
<b>12 Castellón/Castelló</b>	585.590	290.799	294.791
<b>13 Ciudad Real</b>	495.045	244.842	250.203
<b>14 Córdoba</b>	781.451	382.886	398.565



	Total	Hombres	Mujeres
<b>Total</b>	<b>47.450.795</b>	<b>23.255.590</b>	<b>24.195.205</b>
15 Coruña, A	1.121.815	537.781	584.034
16 Cuenca	196.139	98.430	97.709
20 Gipuzkoa	727.121	355.130	371.991
17 Girona	781.788	391.183	390.605
18 Granada	919.168	452.595	466.573
19 Guadalajara	261.995	132.839	129.156
21 Huelva	524.278	259.496	264.782
22 Huesca	222.687	112.479	110.208
23 Jaén	631.381	312.364	319.017
24 León	456.439	221.904	234.535
25 Lleida	438.517	223.323	215.194
27 Lugo	327.946	158.842	169.104
28 Madrid	6.779.888	3.243.793	3.536.095
29 Málaga	1.685.920	825.450	860.470
30 Murcia	1.511.251	756.699	754.552
31 Navarra	661.197	327.226	333.971
32 Ourense	306.650	147.078	159.572
34 Palencia	160.321	79.457	80.864
35 Palmas, Las	1.131.065	562.694	568.371
36 Pontevedra	945.408	456.452	488.956
26 Rioja, La	319.914	157.835	162.079
37 Salamanca	329.245	159.929	169.316
38 Santa Cruz de Tenerife	1.044.887	513.491	531.396
40 Segovia	153.478	77.033	76.445
41 Sevilla	1.950.219	952.695	997.524
42 Soria	88.884	44.927	43.957
43 Tarragona	816.772	408.142	408.630
44 Teruel	134.176	67.975	66.201
45 Toledo	703.772	353.548	350.224
46 Valencia/València	2.591.875	1.269.466	1.322.409
47 Valladolid	520.649	253.540	267.109
49 Zamora	170.588	84.369	86.219

	Total	Hombres	Mujeres
<b>Total</b>	47.450.795	23.255.590	24.195.205
<b>50 Zaragoza</b>	972.528	475.602	496.926
<b>51 Ceuta</b>	84.202	42.542	41.660
<b>52 Melilla</b>	87.076	44.162	42.914

Y en el año 2019 la esperanza de vida y la tasa de mortalidad:



Fuente: <https://www.ine.es>

## 7.5. Entorno tecnológico

La tecnología para la producción de hidrógeno podría considerarse una tecnología que necesita aun desarrollo para reducir los costes de los electrolizadores y, por tanto, los costes de producción de hidrógeno.

Existen distintos tipos de electrolizadores en el mercado, como son los electrolizadores alcalinos convencionales, los de membrana polimérica protónica (PEM) y los de estado sólido.

A día de hoy, los más convenientes son los PEM como la tecnología idónea para acumular los excesos de energía renovable debido a su respuesta muy rápida y dinámica, que son los requerimientos necesarios para acumular las energías renovables, debidas al carácter fluctuante de éstas.

En nuestro negocio, el objetivo es conseguir esa energía necesaria para alimentar el electrolizador a partir de energías renovables. Siendo la energía eólica y fotovoltaica las principales fuentes, toda mejora tecnológica con sus respectivas reducciones de producción en estos dos sectores impactarán notablemente en el resultado final de la empresa.



Además, varios países anunciaron estrategias nacionales de hidrógeno y marcos energéticos del hidrógeno (entre ellos Chile, Noruega, la Federación Rusa y algunos países europeos). Actualmente, 8 países y la UE contaban con estrategias nacionales de apoyo al desarrollo del hidrógeno renovable, y varios tenían hojas de ruta del hidrógeno o proyectos de estrategias de hidrógeno renovable en preparación. China y la India también han mostrado interés en impulsar sus economías de hidrógeno renovable.

A finales de 2020, la capacidad operativa mundial de los electrolizadores de hidrógeno se estimaba en 82 MW (incluyendo todos los tipos de hidrógeno), es decir, menos del 0,05% de la capacidad mundial de almacenamiento de energía. El mayor centro de producción de hidrógeno renovable en abril de 2021 estaba situado en Quebec (Canadá) y ofrecía una capacidad de 20 MW de hidrógeno producido con energía hidroeléctrica, duplicando en un año el récord anterior establecido por la instalación japonesa de producción de hidrógeno con energía solar de 10 MW. A finales de 2020, otros proyectos de hidrógeno renovable de más de 130 GW estaban anunciados, planeados o en construcción (la mayoría de ellos proyectos de tamaño de gigavatios).

*Fuente: <https://ideagreen.es/hidrogeno-verde/tipos-de-electrolizadores/>*

## **7.6. Entorno ambiental**

Según la Agencia Internacional de la Energía (AIE), publicadas en 2019, se prevé un aumento del 25%-30% de la demanda energética global hasta 2040. Con una dependencia de combustibles fósiles como el carbón y el petróleo, implicaría un aumento del CO<sub>2</sub> y consecuentemente un empeoramiento del cambio climático

Si se consigue que la producción de hidrógeno se obtenga a partir de electricidad renovable, se conseguiría energía sin emisión de CO<sub>2</sub>

Hoy en día, y según la AIE, si todo el hidrógeno producido fuese verde en vez de gris a nivel mundial, no se emitirían 830 millones de toneladas anuales de CO<sub>2</sub>. Asimismo, reemplazar todo el hidrógeno gris mundial significaría 3.000 TWh renovables adicionales al año (similar a la demanda eléctrica actual en Europa).

Es una fuente energía limpia que solo emite vapor de agua y no deja residuos en el aire, a diferencia del carbón y el petróleo. Si su producción se abarata un 50 % para 2030 tal y como vaticina el Consejo Mundial del Hidrógeno, estaríamos ante uno de los combustibles del futuro.

Los sectores más impactados por el hidrógeno verde ayudando en su descarbonización serían:

- Industria química (gran consumidor de hidrógeno gris).
- Sectores industriales con grandes consumos de electricidad con el acero y el cemento.



- Aviación.
- Transporte marítimo y de mercancías terrestres.

Dicho lo cual, el hidrógeno puede convertirse en un elemento fundamental para acelerar la transición energética y generar también importantes ventajas socioeconómicas y ambientales.

Por ejemplo, según el escenario que dibuja el informe “Hydrogen Roadmap Europe: A sustainable pathway for the European Energy Transition”, en 2050 podría llegar a cubrir hasta el 24% de la demanda energética total y crear 5,4 millones de puestos de trabajo, además de contribuir a la reducción total de 560 millones de toneladas métricas de CO<sub>2</sub>.

## 8. VALORACIÓN MERCADO

La descarbonización de los mercados se presenta como la tendencia actual a nivel mundial. En este sentido, el hidrógeno renovable está llamado a ser un valioso vector energético para usos finales donde sea la solución más eficiente. Es por ello que se considera esencial la creación y el fomento de un entorno favorable para la oferta y demanda de hidrógeno renovable. Cualquier nuevo marco ha de priorizar, en la primera fase de despliegue, los proyectos de producción de hidrógeno renovable vinculados al uso final de la industria sobre otras opciones.

Entre los distintos sectores donde la implantación del hidrógeno verde se considera de gran importancia se encuentra el sector industrial, destacando:

- Industria del refino.
- Industria química.
- Industria metalúrgica.

En España, se consumen alrededor de 500.000 toneladas de hidrógeno anualmente, principalmente de tipología gris. La práctica totalidad de este consumo se produce en las plantas de fabricación de productos industriales (amoníaco) y en las refinerías (mayoritariamente las situadas en Huelva, Cartagena y Tarragona). Este hecho refuerza el anteriormente mencionado potencial de descarbonización en la industria para el uso del hidrógeno renovable, mediante la sustitución del uso de hidrógeno gris por alternativas más ecológicas

*Fuente: Hoja de Ruta de Hidrógeno: una apuesta por el hidrógeno renovable. <https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/hoja-de-ruta-del-hidrogeno-renovable.aspx> Consultado 09/2021*

Por lo tanto, tras exponer la tendencia del mercado y su situación actual, el mercado diana al que H2ybrid pretende dirigirse es la venta de hidrógeno verde, es decir, captar parte de las 500.000



toneladas anuales de hidrógeno que demanda el tejido industrial contribuyendo además a la descarbonización de este.

Como se ha expuesto anteriormente en el Análisis del sector, 1 kilogramo de hidrógeno verde cuesta entre 3,50 y 5 euros, mientras que el hidrógeno obtenido a partir del reformado de gas natural, un método que emite grandes cantidades de CO<sub>2</sub> a la atmósfera, cuesta 1,5 euros/kg. Atendiendo únicamente al precio del hidrógeno gris y a la cantidad anual de hidrógeno demandada, el mercado de la venta del hidrógeno para la industria se puede cifrar en 750 millones de euros.

Fuente: *Agencia Internacional de la Energía*. <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>  
Consultado: Septiembre/2021.

Atendiendo al medio plazo, se prevé una contribución mínima del hidrógeno renovable del 25% respecto del total del hidrógeno consumido en 2030 en todas las industrias consumidoras de hidrógeno. Manteniendo una postura conservadora, es decir, asumiendo que la demanda de hidrógeno en España para el año 2030 será igual a la actual, se puede considerar que se consumirán 125.000 toneladas de hidrógeno verde.

Por otro lado, se prevé que, en el plazo de cinco a diez años, el precio del hidrógeno renovable podría caer a alrededor de los 1 a 1,50 euros por kg en ubicaciones óptimas, y aproximadamente a 2 a 3 euros por kg en condiciones promedio.

Fuente: *Council, H. (2020). Path to hydrogen competitiveness: A cost perspective*

Tomando un escenario medio de 2 euros por kilogramo de hidrógeno verde, se puede estimar un mercado de 250 millones de euros.

## 9. ANÁLISIS DEL SECTOR

### 9.1.1. Competidores actuales

En la actualidad, el 99% del hidrógeno usado como combustible se produce a partir de fuentes no renovables. En tanto, menos del 0,1% se produce a través de la electrólisis del agua, según la Agencia Internacional de la Energía.

Pese a estos datos la mayoría de las empresas multinacionales de electricidad / energía están desarrollando muchos proyectos para fabricar hidrógeno verde, pero como en nuestro caso se trata únicamente de momento de proyectos a futuro.



Según la Agencia Internacional de la Energía, 1 kilogramo de hidrógeno verde, que contiene unos 33,3 kWh, cuesta entre 3,50 y 5 euros, lo que supone entre 0,10 euros/kWh y 0,15 euros/kWh. En cambio, el hidrógeno obtenido a partir del reformado de gas natural -un método que emite grandes cantidades de CO<sub>2</sub> a la atmósfera- cuesta 1,5 euros/kg o 0,045 euros/kWh. No se espera que el precio del hidrógeno verde tenga un precio similar hasta 2035, aunque dependerá en gran medida a la evolución del precio de la tonelada de CO<sub>2</sub>, el coste de la electricidad y la presión social.

Por lo tanto, en la actualidad, aunque el producto final es el mismo las empresas que deseen hidrógeno a un precio lo más bajo posible nunca entrarán en el mercado del hidrógeno verde.

Habrà por lo tanto un segundo mercado para aquellas empresas que apuesten por una tecnología final verde, ya sea usando el Hidrógeno como combustible o como vector energético.

La empresa H2B2 fabricante de electrolizadores junto con FM Logistic han desarrollado una estación de servicio de hidrógeno, las pruebas técnicas para la puesta en marcha de la primera estación de servicio de hidrógeno de un operador logístico en España se han completado con éxito a finales de julio de 2021 en la sede de H2B2 en Dos Hermanas, Sevilla.

*Fuente:* <https://www.pv-magazine.es/2021/05/21/made-in-spain-h2b2-electrolysis-technologies/>

Esta estación de servicio pionera suministrará hidrógeno para las furgonetas y carretillas de las instalaciones en Illescas (Toledo) de FM Logistic, operador internacional de referencia en las áreas de almacenamiento, transporte, co-packing y logística urbana. La sede de Illescas de FM Logistic, que fue galardonada como “la empresa más respetuosa con el medio ambiente” en los últimos premios de la Federación Empresarial de Toledo, está además ubicada en la Plataforma Central Iberum, el espacio industrial más respetuoso con el medio ambiente y la sostenibilidad a nivel nacional.

Las instalaciones de Dos Hermanas (Sevilla) de H2B2, empresa tecnológica que desarrolla y opera sistemas de producción de hidrógeno verde basados en la electrólisis del agua que presido desde 2016, cogieron a los responsables de FM Logistic para llevar a cabo las pruebas F.A.T (Factory Acceptance Test) previas a su traslado al polígono dedicado a la logística sostenible en Castilla La Mancha.

Las pruebas que se han llevado a cabo en origen aseguran que, una vez se traslade el equipo, todo funcione correctamente en destino. En primer lugar, y tras haber desarrollado la ingeniería y construcción de esta hidrogenera (que podrá dispensar hasta 45kg/semana de hidrógeno verde autogenerado), se ha comprobado la correcta producción de hidrógeno a 20 bares y su posterior compresión, para asegurar que el hidrógeno se adapta a las necesidades del repostaje. Después, se ha verificado que el almacenamiento, el cual permite dispensar hidrógeno en un vehículo en pocos



minutos, sea el correcto para, por último, documentar el funcionamiento con todas las medidas de seguridad pertinentes.

### 9.1.2. Competidores potenciales

La mayoría de los competidores potenciales son las empresas más grandes del sector de las energías como Endesa, Iberdrola, Naturgy, Enagas.

El hidrógeno verde ha eclosionado en la España de 2020. Y Endesa, Iberdrola, Naturgy, Enagas, las más grandes del sector, desarrollan sus proyectos con la ayuda de grandes fondos europeos.

Actualmente existen muy pocos suministradores de hidrógeno verde entre ellos se encuentra Air Liquide y Linde. Linde es un líder mundial en la producción, procesamiento, almacenamiento y distribución de hidrógeno. Tiene el mayor sistema de distribución y capacidad de hidrógeno líquido del mundo. Linde está a la vanguardia en la transición a hidrógeno limpio y ha instalado cerca de 200 estaciones de combustible de hidrógeno y 80 plantas de electrólisis de hidrógeno en todo el mundo. La compañía ofrece la última tecnología de electrólisis a través de su sociedad conjunta ITM Linde Electrolysis GmbH. En Europa están sobre todo implantados en Alemania donde ITM Power ha vendido a Linde el electrolizador más grande del mundo con una capacidad de 24 MW.

Por su parte Air Liquide vende principalmente hidrógeno “no verde” a todo tipo de industrias del petróleo y gas, automoción, fabricación metálica, Aeronáutica, investigación, etc. Cuenta también con oferta de hidrógeno verde entre sus productos. La empresa cuenta también con la estrategia de adquisición de activos de clientes con el objetivo de reducir sus emisiones de CO<sub>2</sub>. Este plan también incluye una aceleración del desarrollo del hidrógeno, hasta al menos triplicar su facturación con vistas a alcanzar más de 6 mil millones de euros para 2035. El Grupo alcanzará este objetivo invirtiendo aproximadamente 8 mil millones de euros en la cadena de suministro de hidrógeno bajo en carbono y contribuyendo al desarrollo de un ecosistema de hidrógeno bajo en carbono para la industria y la movilidad limpia. Para 2030, Air Liquide tiene como objetivo elevar su capacidad total de electrólisis a 3 GW.

Endesa ha presentado al Ministerio para la Transición Ecológica una serie de hasta 23 proyectos relacionados con el hidrógeno renovable en las distintas fases de la cadena de valor de este gas, por valor de más de 2.900 millones de euros (M€) para poner en marcha 340 megavatios (MW) de potencia en electrolizadores alimentados con 2.000 MW de potencia renovable. Los proyectos peninsulares de electrolización contemplan una inversión agregada de 2.000 M€ para la construcción de 8 electrolizadores con una capacidad de 315 MW, en As Pontes (A Coruña), Huelva, Teruel, Almería, Tarragona, Valle del Ebro, Compostilla (León) y Seseña (Toledo).



El proyecto industrial Power to Green Hydrogen Mallorca (proyecto de producción a escala industrial de hidrógeno renovable, hasta 7,5 MW de electrólisis) es el núcleo de Green Hysland, una iniciativa europea a través de la cual la UE ha comprometido 10 millones de euros. El proyecto surge como una oportunidad de reindustrialización a partir del cese de actividad de una cementera (Cemex) en Lloseta. El objetivo de Power to Green Hydrogen Mallorca es producir más de 300 toneladas de hidrógeno renovable al año con la energía que generen dos parques fotovoltaicos situados en los municipios de Lloseta y Petra. El hidrógeno servirá como combustible en autobuses y vehículos de alquiler, que podrán repostar en una estación de servicio -hidrogenera- construida a tal efecto. Así mismo, será empleado para la generación de calor y energía para edificios comerciales y públicos, o como energía auxiliar en ferris y operaciones portuarias. Además, parte de ese hidrógeno verde se inyectará en la red de gas de la isla con el apoyo de Redexis (que va a construir el que pasa por ser el primer hidroduto de España) y a través de un Sistema de Garantías de Origen desarrollado por Acciona. Enagás y Acciona lideran el proyecto.

El proyecto de Puertollano va a integrar una instalación solar fotovoltaica de cien megavatios (100 MW), un sistema de baterías de ion-litio con una capacidad de almacenamiento de veinte megavatios hora (20 MWh) y un sistema de producción de hidrógeno mediante electrólisis de 20 MW (que funcionará con energía 100% renovable). El hidrógeno "verde" que produzca la nueva instalación será empleado en la fábrica de amoníaco de Fertiberia en Puertollano, que tiene una capacidad de producción superior a las 200.000 toneladas año. Los promotores estiman una inversión de 150 millones de euros y aseguran que la instalación estará operativa el año que viene. Ambas compañías han anunciado además una inversión global de 1.800 millones de euros en lo que sería todo el Plan de Hidrógeno Verde Iberdrola-Fertiberia (que incluiría "otros tres proyectos entre 2023 y 2027"), pero dejan claro que ello requeriría del apoyo del Fondo Europeo de Recuperación "para la ejecución de las tres últimas fases". La materialización del plan completo supondría "el desarrollo de 800 MW de hidrógeno verde". De momento, y en todo caso, el de Puertollano será "el mayor complejo de hidrógeno verde para uso industrial de Europa".

*Fuente:* <https://www.energias-renovables.com/hidrogeno/la-geografia-espanola-del-hidrogeno-20210303>

La empresa vasca HyFive es una empresa integrada verticalmente que aspira a desarrollar 1,5 GW de instalaciones de hidrógeno y amoníaco verde a escala industrial estratégicamente ubicadas en toda la Península Ibérica y otros países del sur de Europa durante la próxima década. Ha anunciado que invertirá 1.000 millones de euros en los próximos 8 años para generar 150.000 toneladas de hidrógeno



verde al año mediante hidrólisis con energías renovables en cinco plantas distribuidas en la península, y suministrarlos al sur de Europa.

La inversión se materializará en cinco proyectos en distintas ubicaciones que permitirán el aprovechamiento de los recursos energéticos renovables y que se han seleccionado por sus ventajas competitivas únicas como la logística para la exportación (puerto, ferrocarril y carretera), el potencial de escalabilidad y el bajo coste de producción.

*Fuente: <https://energetica21.com/noticia/hyfive-invertira-1000-millones-de-euros-en-5-plantas-de-hidrogeno-verde-en-espana>*

El primero de estos cinco proyectos de generación, cuya producción se espera que dé comienzo en 2023, será el ubicado en Boroa (Bizkaia), junto a la central de ciclo combinado (CCGT) de Amorebieta-Boroa, de manera que aprovechará las infraestructuras ya existentes de gas y electricidad. Se llamará BenortH2, tendrá una capacidad de 20 MW y requerirá una inversión inicial de 50 millones de euros. El objetivo es generar 1.500 toneladas de hidrógeno verde por año provenientes de fuentes 100% renovables, y la intención es ampliar la capacidad de generación a 200 MW antes de 2030, con una inversión total de 300 millones de euros.

HyFive afirma que estará presente en toda la cadena de valor, incluyendo la producción, el transporte, el almacenamiento y la comercialización de hidrógeno verde y productos renovables relacionados.

### **9.1.3. Sustitutos**

Es imposible encontrar un elemento que sustituya el hidrógeno en todas sus capacidades, pero sí que se podría dividir en 2 características principales en las cuales podría tener una tecnología alternativa. El hidrógeno verde utilizado como combustible podría ser sustituido por bio combustibles como el biogás o el etanol producido a través de desechos alimenticios. Pero a diferencia de estos últimos su utilización no genera gases de combustión en el lugar de utilización por ejemplo en las grandes ciudades y la capacidad de generar este combustible es ilimitada.

El hidrógeno verde utilizado como vector energético podría ser sustituido por baterías eléctricas de gran capacidad, pero esta capacidad es limitada cosa que el hidrógeno que se produce a través de la electrolisis del agua tendría una capacidad de producir energía ilimitada siempre y cuando su capacidad de almacenamiento también lo sea.

### **9.1.4. Proveedores**



Este proyecto tiene 2 principales proveedores:

El proveedor de energía limpia, en nuestro caso la instalación con la que se establecerán los acuerdos PPA de compra de energía será la planta híbrida de Cofrentes, en la provincia de Valencia, y que combina 30 MW de generación fotovoltaica con 50 MW de generación eólica. Además, se estudiarán otras posibilidades para poder optimizar la instalación en momentos valle o durante la noche, momentos en los que haya excedentes de energía y se pueda comprar ésta a un precio muy competitivo.

Proveedores de electrolizadores, ARIEMA ofrece distintas variantes dependiendo de las necesidades, desde grandes plantas industriales de electrolisis hasta equipos medianos o pequeños adaptados a las necesidades de cada caso. Trabajan con fabricantes nacionales e internacionales para suministrar electrolizadores alcalinos o electrolizadores PEM (desde 2 kW hasta 10 MW). Recientemente, ARIEMA y Hydrogen Pro (empresa noruega fabricantes de electrolizadores alcalinos a gran escala) han firmado un acuerdo de colaboración para la implantación de plantas de producción de hidrógeno en España, Portugal, Italia y Latinoamérica.

Por otro lado, Enapter es una empresa premiada que fabrica generadores de hidrógeno modulares de alta eficiencia que utiliza electrólisis de membrana de intercambio de aniones (AEM, por sus siglas en inglés). Su tecnología principal tiene un historial comprobado de 10 años. Es la base de su exclusivo electrolizador compacto y de bajo costo.

El modelo EL 2.1 consume 8% menos de energía y es bastante más pequeño, lo cual se traduce en una reducción del 20% en sus necesidades de espacio. Sólo necesita 4,4 kilovatios hora de electricidad para producir un metro cúbico de gas de hidrógeno. Son utilizados internacionalmente en sectores como los de la energía, la movilidad, las telecomunicaciones, la calefacción y otros. El exclusivo enfoque de Enapter para la generación de hidrógeno es producir un electrolizador estandarizado, escalable y flexible.

La empresa española H2B2 al igual que ARIEMA aparte de aportar soluciones a diferentes clientes que buscan invertir en hidrógeno, fabrican electrolizadores de escala pequeña con una capacidad de 0.50 Nm<sup>3</sup>H<sub>2</sub>/h y 1,08 kg H<sub>2</sub>/día hasta a gran escala con una capacidad de 600 Nm<sup>3</sup>H<sub>2</sub>/h que equivale 1.290 kg H<sub>2</sub>/día.

Por último, muchas otras marcas fabrican electrolizadores en estos momentos: Siemens asociado con Air liquide, Thyssen Krupp, NEL, Cummins, etc.



## 10. PLAN ESTRATÉGICO - MODELO DE NEGOCIO

Una vez analizados tanto los aspectos internos como externos que pueden generar oportunidades o amenazas y validado el modelo de negocio se detallaran todos los elementos básicos que formaran parte de él.

Por último, se detallan los objetivos estratégicos que la empresa tiene previsto acometer durante el desarrollo del proyecto. Un objetivo es la expresión anticipada de un resultado esperado en el futuro. Los objetivos deben de ser medibles, realizables, realistas, limitados en el tiempo y verificables.



## 1 10.1. Análisis DAFO

### DEBILIDADES

- No existen muchos precedentes de certificación de productos verdes para ser publicitados de esta forma por los distintos Clientes dentro de su mercado
- La imagen de la empresa (start-up) todavía no es conocida dentro del sector industrial viendo reducido el numero de proyectos a los que licitar
- Las limitades capacidades tecnicas actuales de generacion de H2 mediante electrolizadores hace que por el momento no se puedan acometer proyectos de gran envergadura
- Limitacion de la disponibilidad de recursos hace que los proyectos de hibridacion renovables no puedan ser implementados en todas las areas
- Coste de generacion aun superior al de tecnologias contaminantes que repercute en la rentabilidad de los proyectos
- Todavía se encuentra el desarrollo de esta tecnologia en su curva de aprendizaje

### AMENAZAS

- Otras tecnologías contaminantes con menores costes como el reformado de gas natural sigue siendo la principal via de generacion de hidrogeno (99% prod. mundial). La capacidad de generacion (kg/h) es tambien muy superior al generado por electrolisis.
- Incertidumbre en el plano legislativo puede paralizar la licitacion de proyectos con aprovechamiento de excedentes
- La rentabilidad del hidrogeno gris ve influenciado por los precios del petroleo. Un descenso de estos puede compensar los bonos de CO2 y desplazar al H2 verde en cuanto a competitividad economica.
- La incertidumbre en el precio de la energia electrica puede generar desconfianza y llegar a tornar en no viables proyectos de generacion renovable

### FORTALEZAS

- Producto 100% verde certificado obtenido a traves de energias renovables
- Tecnologia fiable y contrastada (PEM y alcalina) aun a pesar de seguir desarrollandose
- Generación de materias primas in situ que puede contribuir al autoconsumo en zonas remotas aportando una seguridad energética
- La existencia de pequeñas plantas con un diseño modular facilita su implementación en muchas áreas con relativa facilidad.
- A medida que se vayan desarrollando proyectos la plantilla obtiene experiencia en el sector que no puede obtener por otra via

### OPORTUNIDADES

- Si la implementacion de energias renovables sigue los planes previstos por la Administracion, habra una mayor capacidad de aprovechamiento de excedentes de energia que favorecera la rentabilidad del proyecto.
- La concienciacion ecologia por parte de los consumidores puede influir en las empresas para que se potencien sus productos con etiqueta "verde"
- Posibles apoyos desde la Admin. como propuesta para los planes europeos/estatales de descarbonizacion
- El uso de hidrogeno verde contribuye a la sustitución de aquellos productos de origen fósil (gasolinas, diésel, kerosenos...) en diversos sectores donde la electrificación no pueda tener gran implementación
- Resulta una opción interesante en los mercados de ajuste del sector eléctrico. para igualar la demanda de energia en periodos valle.



Objetivos Estratégicos para la primera etapa del proyecto H2ybrid	Preguntas	Elementos referidos en las preguntas	Características	Respuestas a las características.
<p>* Producir H2 verde con los excedentes de generación híbrida de la planta Cofrentes, en los periodos valle de la curva de demanda del sistema eléctrico de potencia.</p> <p>* Vender el H2 verde directamente a la empresa de fertilizantes Plymag, en razón a su producción en firme.</p>	<p>¿Qué se espera lograr?</p>	<p>El producto, logro o resultado. (H2 Verde)</p>	<p>Medible</p>	<p>Sí, los periodos valle de la curva de demanda del sistema son cuantificables en el tiempo, en periodos horarios, diarios, semanales, mensuales. Con estas franjas se puede calcular la cantidad de H2 verde a generar en el tiempo. Sí, al conocer al comprador específico y su demanda se puede determinar con precisión frente a un posible contrato y precio definido el flujo de ingresos.</p>
		<p>Acción tendiente a alcanzar el producto o resultado. (Producir, generar)</p>	<p>Realizable</p>	<p>Sí, las respuestas de los expertos, en conjunto con la oportunidad de negocio de la planta Cofrentes lo viabilizan. Sí, se tiene un comprador garantizado.</p>
			<p>Realista</p>	<p>Sí, las instalaciones electrolizadoras son tecnología madura, estas facilidades presentan dimensiones menores poco significativas al tamaño del parque generador, la generación en periodos valle proyectada en el tiempo darán el cierre financiero para la inversión de capital que el sistema electrolizador requiere. Sí, el cliente se encuentra a pocos km de distancia.</p>
			<p>Limitado en el tiempo</p>	<p>Sí, la producción de hidrógeno verde se encuentra limitada al tiempo de vida del parque generador, además de la proyección</p>



Objetivos Estratégicos para la primera etapa del proyecto H2ybrid	Preguntas	Elementos referidos en las preguntas	Características	Respuestas a las características.
				por cierre financiero, la tecnología electrolizadora y los requerimientos del potencial cliente.
* Generar y vender H2 verde contados dos años a partir del inicio de la fase de inversión.	¿Cuándo?		Verificable	Sí, por el modelo de negocio, los análisis financieros y la coexistencia planteada entre la producción de hidrógeno y la demanda del mismo en una misma región, a pocos km de distancia.
* Generar, transportar y comercializar H2 verde en Valencia-Alicante.	¿Dónde?		Medible	Sí, estimación de la fase de inversión plenamente definida.
			Realizable	Sí, tecnología, inversión, ingenierías maduras.
			Realista	Sí, de hecho, podría ser menor teniendo en cuenta proyectos industriales similares respecto de las HH de diseño de ingeniería y construcción.
			Limitado en el tiempo	Sí
			Verificable	Sí.
			Medible	Sí
			Realizable	Sí
			Realista	Sí
			Limitado en el tiempo	Sí
			Verificable	Sí.
			Medible	Sí



Objetivos Estratégicos para la primera etapa del proyecto H2ybrid	Preguntas	Elementos referidos en las preguntas	Características	Respuestas a las características.
<p>* Formalizar un contrato bilateral a largo plazo entre el propietario del parque generador Cofrentes y H2ybrid para garantizar energía eléctrica en firme.</p> <p>* Realizar un contrato de venta de H2 verde con la empresa de fertilizantes Plymag bajo la modalidad de "pague lo demandado", garantizando la compra de este vector únicamente a H2ybrid para la proyección de eventos en los que el hidrógeno verde tenga menor costo que el hidrógeno gris.</p>	¿Cómo se va a lograr?		Realizable	Sí
			Realista	Sí
			Limitado en el tiempo	Sí
			Verificable	Sí.
<p>* Calcular la proyección de ventas de hidrógeno verde, relativo a:</p> <p>- Los requerimientos del cliente y las proyecciones de escenarios de bajo costo de energía y elevado costo de</p>	¿Cuánto?		Medible	Sí, datos del cliente, información del sistema eléctrico, estadísticas del viento y la radiación solar, indicaciones del dueño de la planta.
			Realizable	Sí, es parte de la viabilidad financiera, el estudio de mercado, entre otros.
			Realista	Sí, contratos de uso común en el sector eléctrico.



Objetivos Estratégicos para la primera etapa del proyecto H2ybrid	Preguntas	Elementos referidos en las preguntas	Características	Respuestas a las características.
H2 gris. - Las proyecciones de zonas valle en la curva de demanda del sistema eléctrico, al tiempo que exista alta probabilidad de ocurrencia de generación excedentaria por coexistencia de fuerte viento y elevada radiación solar. Análisis probabilístico			Limitado en el tiempo	Sí, proyecciones en escenarios, optimistas, neutro, pesimistas.
			Verificable	Sí.

2



## 11. OPERATIVA DEL NEGOCIO

### 11.1. Procesos estratégicos

La central eólica actual de Cofrentes está diseñada para evacuar un total de 50 MW de potencia eléctrica a la red de distribución. Tras un análisis de la producción eléctrica generada en los últimos años se ha establecido un supuesto en el que el Proveedor de electricidad ha decidido realizar una inversión adicional para anexar una planta fotovoltaica de 30 MW y así asegurar una distribución estable y constante a la red debido a la buena disponibilidad de ambos recursos y su gran complementariedad de generación tanto diaria como anual (la energía solar tiene su máximo de producción en estaciones cálidas del año y en el horario de día mientras que la eólica suele tener mayor producción en estaciones frías y durante el crepúsculo con un periodo valle en las horas centrales del día). Debido a la no gestionabilidad de dichas fuentes naturales, la central genera una cantidad de excedentes en momentos puntuales que la red no es capaz de absorber. Esa cantidad de excedentes antes de ser desaprovechados serán vendidos a precios competitivos como fuente de energía primaria para la producción de hidrógeno verde.

La cantidad de excedentes generados en promedio se ha calculado en base a los datos históricos de ambos recursos (radiación solar y viento) en la localidad de Cofrentes. En base a estos resultados se establecerán acuerdos de compra-venta de energía mediante contratos PPA con los productores en donde se detalla la cantidad de energía a suministrar, así como sus condiciones económicas y de disponibilidad.

El modelo de negocio en sus inicios buscará ver la rentabilidad del negocio de producción de hidrógeno verde en un proyecto piloto con los cuales se sintetizan los fertilizantes que la empresa Plymag comercializará con certificado “verde”. La puesta en el mercado de estos productos dictará el interés de los consumidores por los productos respetuosos por el medioambiente y regirá la demanda de este tipo de productos en el futuro. La demanda de hidrógeno verde requerido por Plymag para este lote de productos con certificación verde se ha estipulado en 500 toneladas/año.

En el caso de que se observe una buena acogida de los productos comercializados, H2ybrid expansionará el número de proyectos de generación de H<sub>2</sub> verde dentro del sector de fertilizantes en donde los precios serán cada vez más competitivos gracias en parte a la reducción de costes por la curva de aprendizaje en la tecnología del hidrógeno.

Por último y como objetivo a largo plazo, en caso de que el hidrógeno haya prosperado como vector energético se estudiará la inmersión en otros nichos de mercado previamente mencionados en la validación del negocio como puede ser el suministro de materias primas con certificación verde a refinerías o incluso como combustible para automoción.



## 11.2. Procesos de apoyo

### 11.2.1. Sistemas

- **Revisión de requisitos:**

Los requisitos nuevos o cambiantes se reciben a través de diversas fuentes tanto internas, como externas. Estos requisitos se revisan para determinar su relevancia.

- **Desarrollo y documentación:**

Se desarrollan sistemas y / o documentos para cumplir con los requisitos.

- **Implementación y capacitación:**

Los sistemas, los procedimientos y los documentos asociados se publican para su implementación, con la capacitación / concienciación adecuada.

- **Seguimiento y cumplimiento:**

La aplicación de los sistemas se revisa anualmente, mediante auditorías, para evaluar el cumplimiento y las mejoras. Si se identifican riesgos importantes, se puede ajustar la frecuencia de revisión.

- **Mejora continua:**

Los sistemas y elementos asociados se revisan a partir del retorno de experiencia, las lecciones aprendidas y la auditoría interna.

### 11.2.2. Recursos humanos

- **Reclutamiento:**

Se revisan las necesidades de personal tras solicitud interna. Si se aprueba la vacante, se crea o actualiza el perfil del puesto y se inicia la búsqueda de candidatos. Las entrevistas con los candidatos son realizadas por RR.HH. y el responsable de área, y se toma una decisión sobre las condiciones, que luego se comunica al candidato. Si el candidato acepta la oferta, se inicia el proceso de contratación.

- **Contratación:**

La oferta y condiciones se detallan al candidato, y con la aceptación de las mismas, RR.HH. solicita la información necesaria para el contrato y se firma el contrato. Luego se comunica a los distintos departamentos afectados de la contratación.

- **Capacitación y desarrollo:**

RRHH recopila las necesidades anuales de capacitación de los responsables de las áreas y, tras la revisión del presupuesto, se lanza el plan anual formativo. Una vez planificadas las acciones formativas, RRHH apoya con la impartición de la formación. También hay necesidades no planificadas



que también deben ser atendidas. Después de la impartición del curso, se mide la eficiencia de la formación.

### 11.2.3. Finanzas

- **Crear presupuesto:**

Para crear el presupuesto se envían diferentes archivos para ser completados a diferentes departamentos.

Una vez recopilada la información, se revisa para su aprobación.

- **Control de ingresos:**

Comienza con la nominación oficial por parte del cliente, para cubrir los requisitos financieros del cliente y su cargo.

- **Control de gastos:**

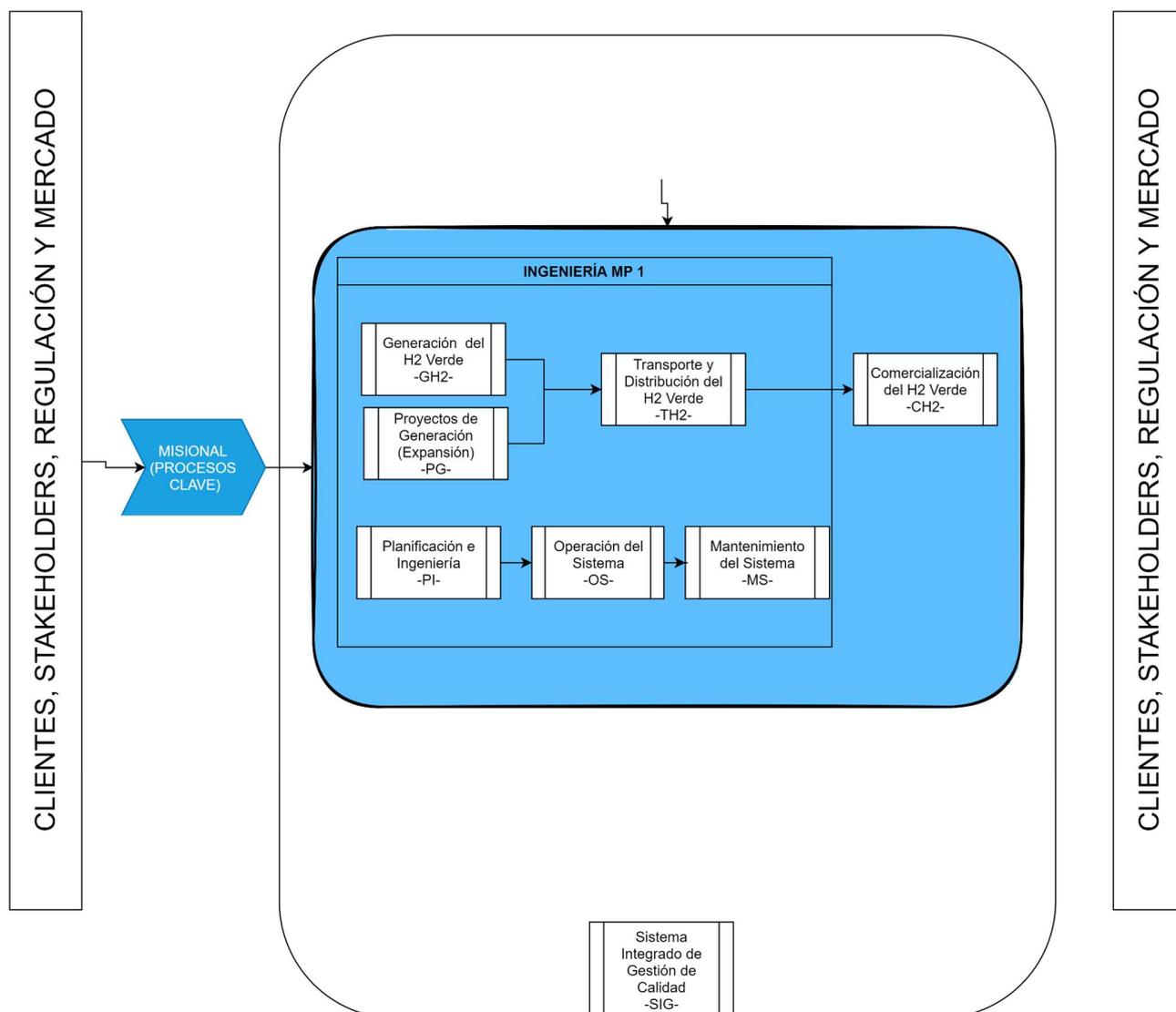
Las actividades comienzan con la solicitud de compra, la emisión de la compra, la contabilización de la factura y finalizan con el pago.

- **Presentación de informes:**

Después de hacer el cierre mes / año, el Presupuesto se compara con los ingresos / gastos actuales que se han contabilizado.

Si existe alguna desviación se analiza y se toman planes de acción para controlar. El informe se proporciona a los diferentes directores.

### 11.3. Procesos clave



**Fig. 6: Procesos clave del negocio**

Los procesos clave indicados en la Figura anterior pueden ser considerados como etapas interrelacionadas para la generación del hidrógeno (fuente de energía secundaria), así como para el suministro del mismo en las instalaciones del cliente:

- **Generación del H<sub>2</sub> Verde:** Operación de los activos más importantes de H2ybrid, siendo estos el conjunto electrolizador, las instalaciones eléctricas de potencia conectadas al



parque generador, conductos principales, servicios auxiliares y sistemas de control de presión-flujo-caudal, para la producción del gas verde a comercializar en etapas posteriores.

- **Calidad y Certificación de Hidrógeno Verde:** Control de la calidad del hidrógeno verde producido y su posterior certificación asegurando su origen renovable. Esto se realizaría por una empresa subcontratada. Pero esta acreditación está aún en fase de desarrollo y según la Hoja de Ruta del Hidrógeno presentada en octubre 2020 por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, se detalla lo siguiente:

*“Para poder garantizar la utilización de fuentes renovables en la producción de hidrógeno renovable, se requiere la existencia de un mecanismo de Garantías de Origen siendo necesario definir el procedimiento y requisitos, así como el organismo responsable, para la emisión de Garantías de Origen del hidrógeno renovable, con independencia de la ruta de almacenamiento y transporte o su uso final.”*

- **Transporte y distribución del H<sub>2</sub> Verde:** Suministro al cliente del H<sub>2</sub> verde producido mediante Gasoductos o camiones con H<sub>2</sub> líquido-gaseoso. El alcance de este proceso implica toda la logística para el cumplimiento de las condiciones contractuales.
- **Operación del Sistema:** Control de las instalaciones físicas del proyecto, que aseguran el correcto funcionamiento técnico de las locaciones industriales y permiten el adecuado uso de la planta. Este proceso garantiza el desempeño de los equipos y sistemas industriales en sus rangos nominales, propiciando la seguridad operativa y la seguridad de las personas.
- **Planificación e Ingeniería:** Estudios, análisis, proyecciones y demás consideraciones técnicas, económicas, financieras y gerenciales, para la mayor eficiencia operativa y comercial que maximice las utilidades reduciendo el uso de recursos.
- **Proyectos de generación:** Expansión del negocio mediante la continua búsqueda de nuevos aprovechamientos de generación u otros servicios conexos que permitan diversificar el proyecto, así como el aseguramiento de su sostenibilidad y escalabilidad. Aumentar el valor de la empresa en el mercado.
- **Mantenimiento:** Medidas preventivas, correctivas y predictivas para evitar el decaimiento físico de las instalaciones industriales, asegurando el cumplimiento del ciclo de vida proyectado. Sostiene un factor de planta elevado en la producción del H<sub>2</sub> verde.

- Comercialización:** Consistente en la venta del hidrógeno verde para garantizar ingresos acorde al flujo de caja proyectado en fase preoperativa, permitiendo el cumplimiento de las metas gerenciales y el cierre del proyecto en el tiempo establecido.

A continuación, se describe la interrelación detallada de los procesos, con sus correspondientes subprocesos y actividades:

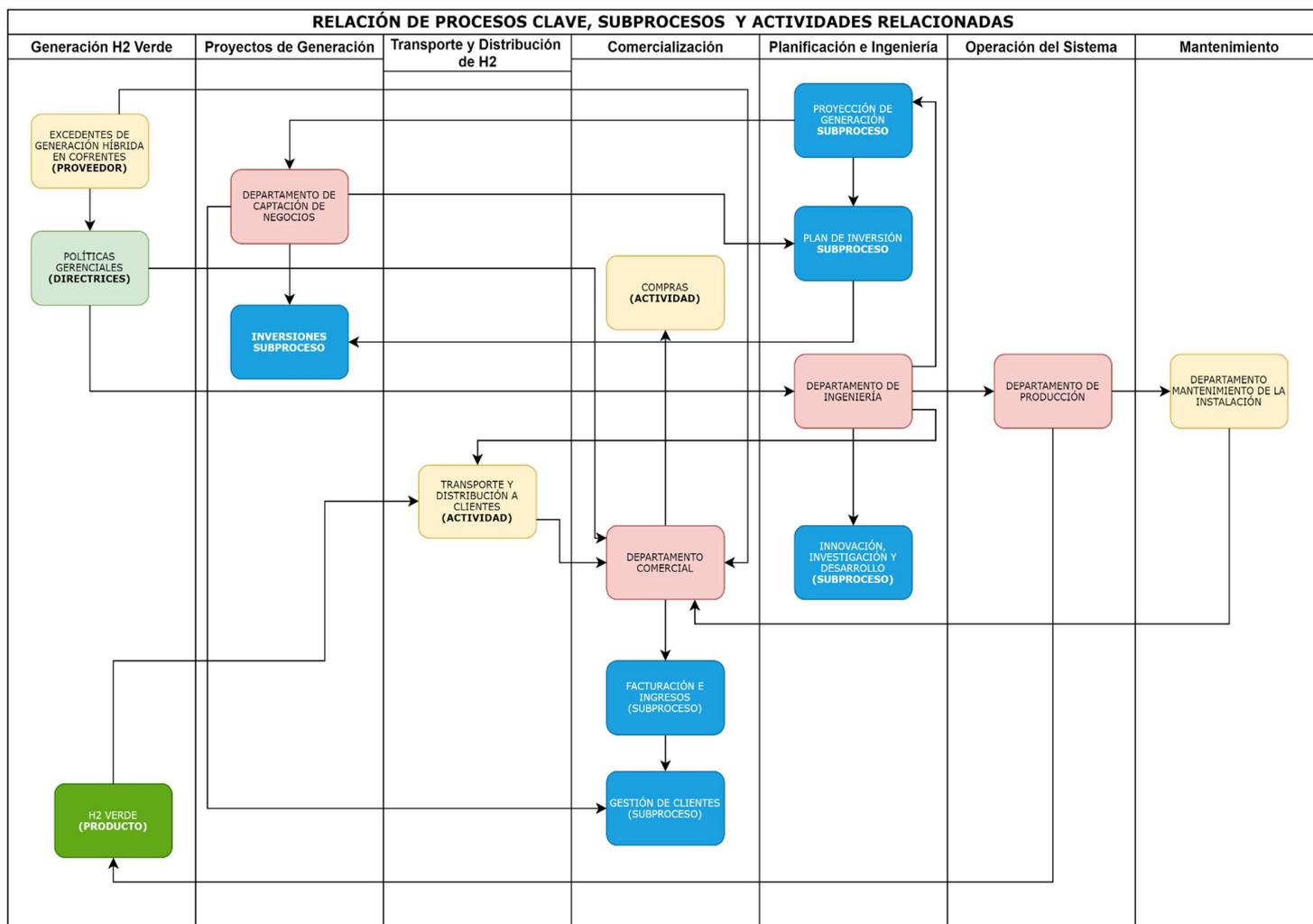


Fig. 7: Actividades clave para realizar los procesos del negocio

## 11.4. Recursos Físicos

### 11.4.1. Infraestructura física

Nuestra empresa, H2ybrid se encontrará ubicada en una zona cercana al parque híbrido (eólico y fotovoltaico) de Cofrentes (provincia de Valencia). Actualmente sólo existe el parque eólico y como



se explicó en el apartado “Procesos estratégicos”, el Proveedor de electricidad creará una planta fotovoltaica anexa al parque eólico.



Fig. 8: Propuesta parque híbrido de Cofrentes (Valencia)

Esta ubicación permitirá a los técnicos y comerciales de nuestra empresa desplazarse fácilmente a las instalaciones de nuestro principal cliente, Plymag (Alicante).

Nuestras instalaciones contarán con los siguientes componentes distribuidos en una superficie de 2.000 m<sup>2</sup>:

- Unidad de producción de hidrógeno (electrolizador/reformador).
- Unidad de purificación (>99,97 %).
- Compresor de hidrógeno para el sistema de almacenamiento.
- Depósitos de almacenamiento de hidrógeno (gas o líquido).
- Sistema de mantenimiento y regulación de la presión.
- Sistema de refrigeración del hidrógeno.

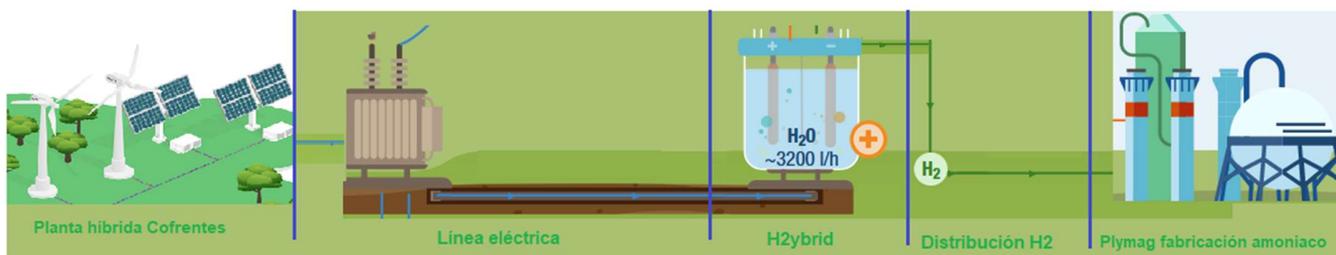


Fig. 9: Estructura de las instalaciones para el modelo de negocio

Se incluirá además una oficina de unos 120 m<sup>2</sup> para oficina técnica, almacén y administración.

\* Ver anexo “*Vista en planta de la central de producción de hidrógeno*”

#### 11.4.2. Suministros y servicios externos

Los principales gastos operativos previstos para la ejecución del proyecto excluyendo las cargas salariales del personal fijo son los siguientes:

- Servicio de transporte de Hidrógeno desde nuestras instalaciones hasta la fábrica de fertilizantes de nuestro cliente principal: este servicio se subcontratará a una empresa de transportes.
- Consumo de agua.
- Suministro de electricidad: acuerdo PPA con la planta de Cofrentes.
- Servicios de comunicaciones e informática: telefonía fija y móvil, red wifi y computadoras.
- Servicios de creación y mantenimiento de página web.
- Servicios de seguros.
- Servicios de asesoría legal y contable.
- Servicio de operación y mantenimiento de las instalaciones.
- Servicios de marketing.

## 12. PLAN DE MARKETING

En el plan de marketing especificaremos las políticas comerciales que vamos a desarrollar:

### 12.1.1. Tamaño del mercado

Nuestro mercado son las plantas de fertilizantes.

En el año 2018, el número de empresas con plantas de fertilizantes en España era de 340, las principales por facturación:

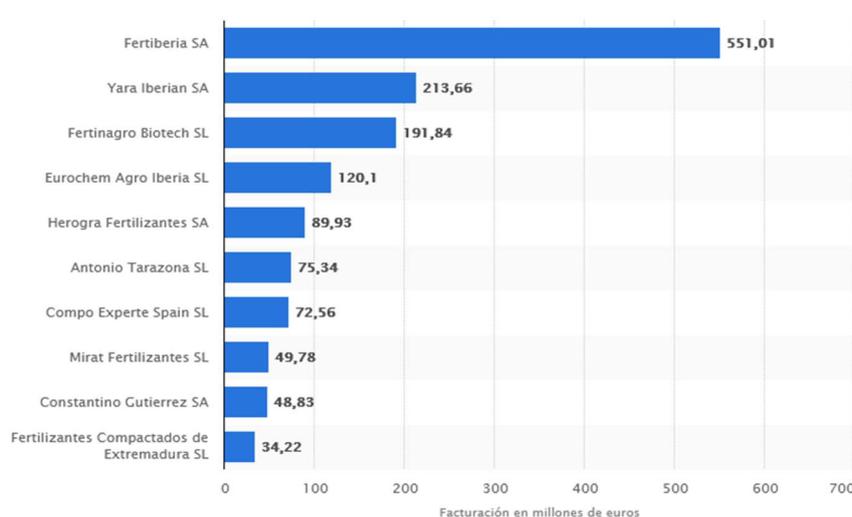
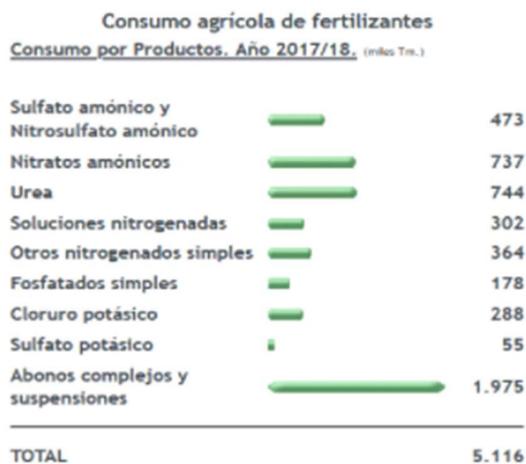


Fig. 10: Principales plantas de fertilizantes en España (Fuente: <https://es.statista.com/>)

Entre 2017 y 2018, el consumo de productos para fertilizantes fue de 5.116.000 toneladas.



(1) Incluye toda la producción nacional

Fig. 11: Consumo de fertilizantes (Fuente: Asociación Nacional de Fabricantes de Fertilizantes)



Nuestro público objetivo es la planta de Fertilizantes Plymag, situada en Pego (Alicante) a menos de 2 horas de nuestras instalaciones de Cofrentes.

### 12.1.2. Procesos estratégicos

#### Producto:

Nuestro producto es H<sub>2</sub> verde producido con los excedentes de electricidad de una central híbrida (eólica y fotovoltaica) en Cofrentes (Valencia) para venderlo a la empresa de fertilizantes Plymag (Alicante).

Los beneficios que aporta nuestro producto al cliente es la fabricación de fertilizantes con etiqueta verde a partir de nuestro H<sub>2</sub> verde.

Los competidores de nuestra empresa son otras plantas de Hidrógeno verde existentes o proyectadas en España, sobre todo las grandes empresas eléctricas: Endesa, Iberdrola, Naturgy, Enagás, Repsol, Redexis y CLH.

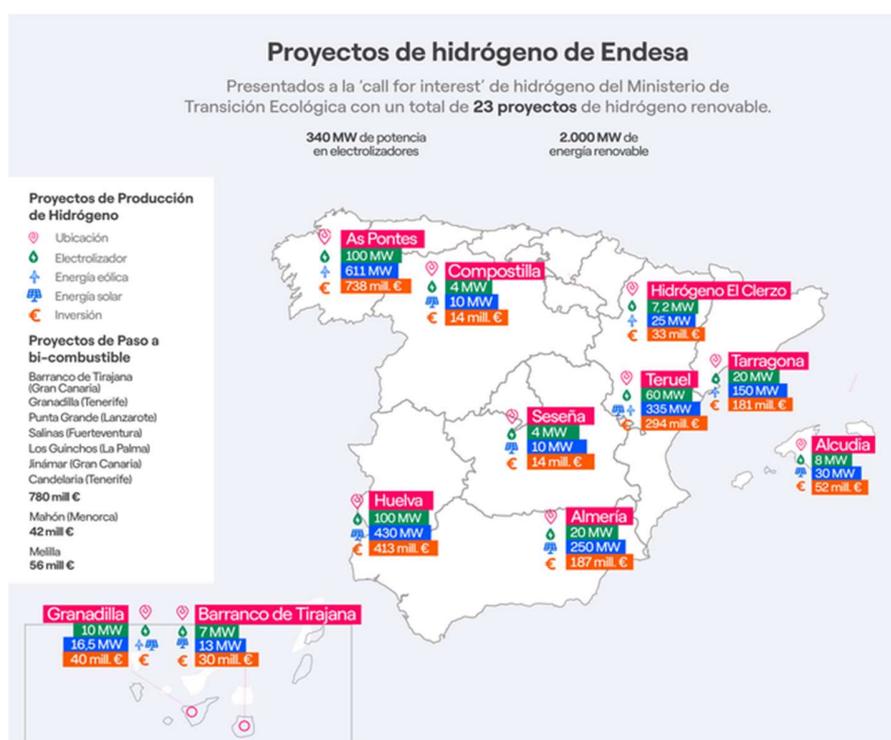


Fig. 12: Proyectos de hidrógeno de Endesa (Fuente: <https://www.endesa.com/es>)



Fig. 13: Proyecto de Iberdrola de planta de hidrógeno verde (Fuente: <https://www.iberdrola.com/>)

## SUN2HY

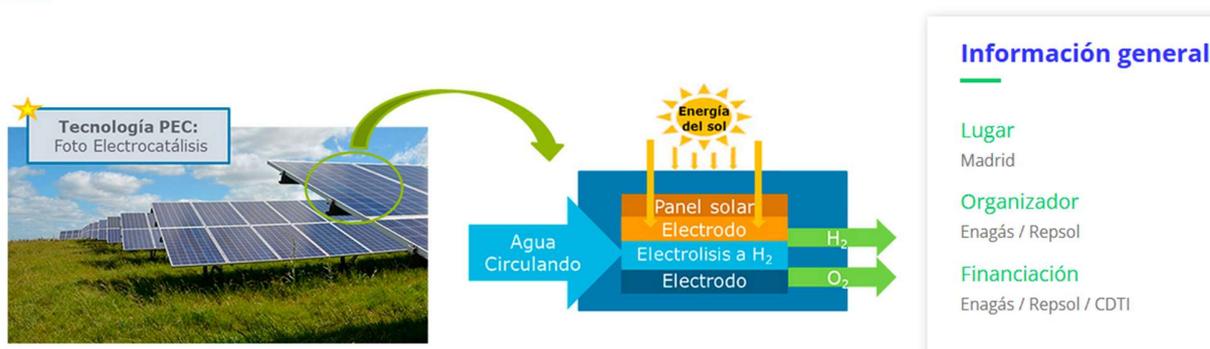


Fig. 14: Proyecto de planta de hidrógeno desarrollado por Enagás y Repsol al 50% (Fuente: <https://www.gasrenovable.org/proyecto/sun2hy>)

El posicionamiento de H2ybrid es convertirse en el principal proveedor de Hidrógeno verde para la empresa Plymag.

### Precio:

La Agencia Internacional de la Energía afirma que 1 Kg de hidrógeno verde producido mediante electrólisis alimentada por energías renovables cuesta entre 3,50 y 5 €, lo que supone entre 0,10 €/kWh y 0,15 €/kWh. La cantidad de energía de 1 Kg de Hidrógeno es de 33,3kWh.

Según un informe de BloombergNEF, pronostica que los costos de H<sub>2</sub> renovable serán un 13% más bajos en 2030 que actualmente, y un 17% más bajo en 2050. Los costos caerán muy por debajo de 2 \$/kg para 2030 y muy por debajo de 1 \$/kg para 2050 en la mayoría de los mercados”.



Con esta información y en función de nuestros costos y del mercado actual, estimamos que el precio de venta de nuestro producto estará entre 7 - 9 €/kg previendo una bajada de precios paralela a la bajada de costos descrita anteriormente.

#### **Distribución:**

Nuestro Hidrógeno verde se distribuirá en camiones subcontratados a una empresa de transportes, preferiblemente de ámbito regional, con una temporalidad definida con nuestro cliente principal.

#### **Comunicación:**

H2ybrid nace con el objetivo de convertirse en proveedor de referencia de H<sub>2</sub> verde de las principales fábricas de fertilizantes. En una primera fase tendremos un único cliente, Plymag, con el que tendremos marketing directo con reuniones in situ. En fases posteriores y en función de la rentabilidad del negocio, ampliaremos nuestra cartera de clientes utilizando los siguientes canales de comunicación:

- Ferias especializadas.
- Esponsorización de eventos relacionados con el Hidrógeno verde.
- Publicidad y artículos en revistas especializadas.
- Web corporativa.
- Webinars.
- Redes sociales.
- Posicionamiento en los buscadores de internet de Google y Microsoft Bing.

#### **Servicio:**

Nuestro cliente principal tendrá una atención personalizada para resolver incidencias y dar garantía del suministro o cualquier otra duda sobre el servicio y venta de Hidrógeno verde. Las vías de comunicación serán telefónica o presencial en sus instalaciones en el mismo día de la incidencia.

En la fase posterior de ampliación del negocio a otros clientes, los ingenieros, los técnicos y los comerciales de nuestra empresa tendrán programados una parte de su jornada laboral a dar soporte al servicio postventa en general y estarán coordinados entre ellos.

#### **Desarrollo del logotipo de la empresa:**

Será el elemento que identificará a nuestra empresa y estará presente en cada una de las acciones de marketing. El logotipo elegido transmite las sensaciones de compromiso con el medio ambiente con el empleo mixto de varias energías renovables y la producción de un producto verde. El nombre y color, H2ybrid, tienen su origen en:

- H<sub>2</sub> = Hidrógeno.



- ybrid = híbrido por fuente de electricidad mixta: solar y eólica.
- Color verde = por fuentes de electricidad renovables.



Fig. 15: Logotipo de la empresa

#### Cronograma de acciones de márketing:

El calendario de los procesos de márketing para los 3 primeros años de funcionamiento de la empresa será el siguiente:

Proceso	Año 1		Año 2		Año 3	
	Semestre 1	Semestre 2	Semestre 1	Semestre 2	Semestre 1	Semestre 2
Contacto, reuniones y contratación con el cliente principal 1ª fase						
Ferias especializadas						
Esponsorización de eventos relacionados con el Hidrógeno verde						
Publicidad y artículos en revistas especializadas						
Web corporativa						
Webinars						
Redes sociales						
Posicionamiento en los buscadores de internet de Google y Microsoft Bing						

Tabla 1: Calendario acciones de márketing

#### Presupuesto:

El presupuesto de las acciones de márketing para los 3 primeros años de funcionamiento de la empresa será el siguiente, aunque se revisará cada año en función de la evolución de nuestra cartera de clientes:

Proceso	Año 1		Año 2		Año 3	
	Semestre 1	Semestre 2	Semestre 1	Semestre 2	Semestre 1	Semestre 2
Contacto, reuniones y contratación con el cliente principal 1ª fase	15.000 €					
Ferias especializadas				4.000 €		4.000 €
Esponsorización de eventos relacionados con el Hidrógeno verde			1.500 €		1.500 €	
Publicidad y artículos en revistas especializadas				2.000 €		2.000 €
Web corporativa		2.000 €	250 €	250 €	250 €	250 €
Webinars				500 €		500 €
Redes sociales			200 €	200 €	200 €	200 €
Posicionamiento en los buscadores de internet de Google y Microsoft Bing		4.000 €	4.000 €	4.000 €	4.000 €	4.000 €
<b>Total</b>	<b>15.000 €</b>	<b>6.000 €</b>	<b>5.950 €</b>	<b>10.950 €</b>	<b>5.950 €</b>	<b>10.950 €</b>

Tabla 1 bis: Presupuesto acciones de marketing



### 13. PLAN DE RECURSOS HUMANOS

#### 13.1. Socios

H2ybrid, empresa dedicada a la producción de hidrógeno verde para su venta, estará constituida por 6 socios capitalistas, los cuales han ideado y trabajado en la constitución de dicha empresa. Para ello, se conformará una Sociedad Limitada en la que cada socio fundador aportará el mismo capital.

A pesar de contar los 6 socios con el mismo porcentaje de la empresa será Adrián Cordero quien tomará la figura de CEO. Sin embargo, las decisiones de relevancia que se deban tomar deberán contar con el voto y opinión del resto de socios. Por último, en busca de transparencia, mensualmente, los socios fundadores realizarán una reunión de seguimiento y evolución de la actividad desarrollada por H2ybrid.

#### 13.2. Organigrama

Con el objetivo de agilizar el flujo de trabajo de cara a la constitución y primeros pasos de la empresa, se ha optado por un organigrama simple, el cual se muestra a continuación:

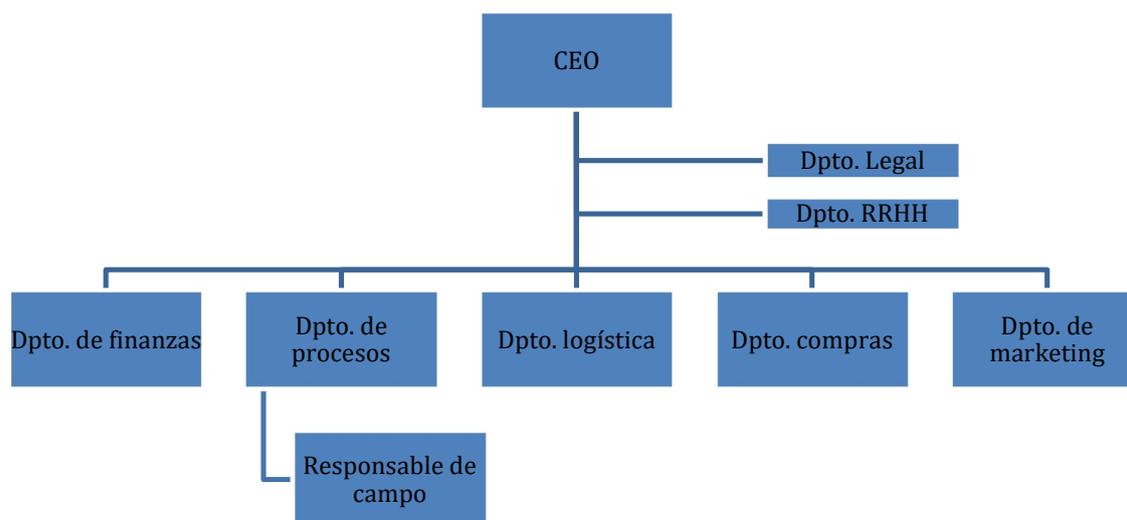


Fig 15: Organigrama de H2ybrid

Destacar que tanto el departamento de recursos humanos como el legal serán subcontratados. Además, los operarios que se requieran para la realización de trabajos en campo serán subcontratados de igual manera, dado que tras la implantación del sistema de producción de hidrógeno se considera cubrir los posibles requerimientos con el responsable de campo.



### 13.3. Descripción de los puestos de trabajo

- CEO y director de finanzas:
  - Coordinación de todos los cargos directivos de la empresa.
  - Responsable de la dirección administrativa y legal de la compañía.
  - Diseño de los objetivos del plan de negocio.
  - Estrategia a medio-largo plazo de la empresa.
  - Gestión de la liquidez de la compañía.
  - Desarrollo de la estrategia financiera.
  - Control de costes con el apoyo del director de logística y compras.
  - Investigación de mercados financieros.
  
- Director de procesos:
  - Responsable de la ingeniería de las instalaciones.
  - Responsable de búsqueda de nuevas tecnologías de producción de hidrógeno e i+D.
  - Responsable del asesoramiento técnico en fase de montaje y PEM.
  - Responsable de la formación técnica de las subcontratas.
  - Responsable de la supervisión y apoyo al responsable de campo.
  
- Director de logística y compras:
  - Control de costes con el apoyo del CEO.
  - Responsable de la estrategia de compras de la compañía apoyándose en el director de ingeniería.
  - Responsable de la compra de material.
  - Responsable de establecer la estructura logística para la distribución del hidrógeno.
  - Análisis de inventario y optimización del mismo.
  - Búsqueda y mantenimiento del portfolio de proveedores.
  
- Director de marketing:
  - Responsable de implementación de estrategias de valor añadido.
  - Desarrollo de marketing estratégico y operativo.
  - Desarrollo de estudios de mercado y canales de distribución.
  - Responsable de la estrategia de comunicación.
  - Desarrollo de la estrategia de búsqueda de nuevos clientes.
  
- Responsable de campo:
  - Responsable de la supervisión de los operarios de campo.



- Responsable de los trabajos de campo.
- Responsable del buen funcionamiento de los equipos.
- Responsable de mejora continua en los procesos y en la operatividad de los trabajos de campo y equipos junto con el apoyo del director de procesos.

### 13.4. Previsión de la plantilla

A continuación, se muestra la expectativa en relación con los puestos de trabajo necesarios para el desarrollo de la presente actividad empresarial a 5 años vista:

Puesto	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
CEO			1	1	1
Dpto. de finanzas	1	1	1	1	2
Dpto. de procesos	1	1	1	2	2
Dpto. de logística	1	1	1	2	2
Dpto. de compras			1	2	2
Dpto. de marketing	1	1	1	1	1
Responsable de campo	1	1	2	2	3
<b>Total</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>8</b>	<b>11</b>	<b>13</b>

Tabla 2: Previsión de plantilla a 5 años vista

Remarcar que durante el primer año el CEO tomará también la responsabilidad de director de finanzas, sin embargo, a partir del año 3 se considera necesaria la contratación de un director de finanzas. Por su parte, a partir del año 3 los departamentos de compras y logística contarán con su propio director.

### 13.5. Política retributiva

Se toma como asunción que la retribución salarial de los empleados de la compañía será baja durante los primeros años de andadura del presente proyecto. Por lo tanto, se parte de un salario para los directores de 30.000 euros brutos anuales y de 40.000 euros brutos para el CEO. Por otro lado, el responsable de campo recibirá un salario de 24.000 euros brutos anuales. Además, con el objetivo de adaptar los salarios al avance de la empresa, se considera un plus salarial de acuerdo al logro de objetivos.



En la siguiente tabla se presenta el porcentaje esperado que perciban los trabajadores durante los primeros 5 años.

Puesto	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
CEO	15%	20%	30%	60%	90%
Director de finanzas			30%	60%	90%
Director de procesos	10%	20%	30%	60%	90%
Director de logística	15%	25%	30%	60%	90%
Director de compras			30%	60%	90%
Director de marketing	10%	20%	30%	60%	90%
Responsable de campo	20%	40%	50%	70%	100%

Tabla 3: Previsión de retribución salarial a 5 años vista.

Como se podrá ver en el plan financiero, esta estimación se descarta y, dada la viabilidad económica, los trabajadores percibirán un 100% del salario establecido

#### 14. MARCO LEGAL REGULADORIO DEL HIDRÓGENO

En la actualidad, el principal obstáculo administrativo para el desarrollo del hidrógeno verde es el ambiental, puesto que las instalaciones industriales dedicadas a la producción de hidrógeno deben obtener, salvo en el caso de proyectos de experimentación de nuevos productos y procesos, la correspondiente autorización ambiental integrada (AAI) y, consecuentemente, deben aportar garantía financiera para cubrir su posible responsabilidad medioambiental. En el caso de pequeños electrolizadores, la legislación actual no permite dejar de considerarlos actividad industrial, a los efectos de la exigencia de la citada AAI, y de la exigencia de la garantía obligatoria.

En función de las características de los hidroductos, estos también exigirán AAI. En función de las características de las instalaciones, o de las instalaciones de almacenamiento, será también necesaria la obtención de una declaración de impacto ambiental, y el cumplimiento de la normativa sobre medidas de control de los riesgos inherentes a los accidentes graves en los que intervengan sustancias peligrosas.

Desde el punto de vista regulatorio energético, la producción de hidrógeno, su almacenamiento y su transporte al punto de consumo están en la actualidad sometidos a un buen número de procedimientos administrativos para la obtención de las autorizaciones o permisos requeridos (producción, almacenamiento y distribución por canalización del hidrógeno, al menos, desde la perspectiva gasista, salvo autoconsumo, y si utilizan una instalación renovable asociada para generar la electricidad con la que operan los electrolizadores, será también necesario obtener los permisos correspondientes para



la producción de electricidad y el acceso y conexión a la red eléctrica, como mínimo, desde la perspectiva eléctrica).

Hay tres normativas básicas a conocer, que regulan la Prevención de Riesgos en Atmósferas Explosivas:

- Real Decreto 400/1996 relativo a los aparatos y sistemas de protección para uso en atmósferas potencialmente explosivas. Trasposición de la Directiva 94/9/CE (ATEX-100).
- Real Decreto 681/2003 sobre protección de la salud y seguridad de los trabajadores expuestos a los riesgos derivados de la presencia de atmósferas explosivas en el lugar de trabajo [Trasposición de la Directiva 99/92/CE (ATEX-137)].
- La Ley 31/1995 de Prevención de Riesgos Laborales determina el cuerpo básico de garantías y responsabilidades para una adecuada protección de la salud de los trabajadores en el lugar de trabajo, dejando al desarrollo de normas reglamentarias la fijación de las medidas mínimas para la adecuada protección (Art. 43 Ley 31/1995 LPRL)

No hay un marco específico para la producción de hidrógeno considerándolo análogo a cualquier otro gas inorgánico. Además, no hay diferenciación entre reformado de metano y electrólisis del agua. La ausencia de métodos simplificados para pequeñas cantidades de producción conlleva unos procedimientos ambientales restrictivos que pueden desalentar a los inversores (los requisitos ambientales son equivalentes a plantas eólicas de más de 50 MW). Esta situación incrementa la dificultad de que pueda aparecer una economía de escala en las tecnologías del hidrógeno.

#### **14.1. Producción de Hidrógeno**

En España, así como en la mayoría de los estados miembros de la UE, la producción de hidrógeno está considerada como una actividad industrial al clasificarse como una industria química para la producción de un gas inorgánico sin importar el método de producción, la cantidad diaria producida, la capacidad del almacenamiento, ni el propósito de dicha producción. Esta consideración restringe la construcción de este tipo de infraestructuras en suelo no calificado como industrial, limitando así la implantación de electrolizadores en suelos calificados de otro modo. Es racional su construcción cerca de plantas fotovoltaicas, parques eólicos, estaciones de servicio ubicados en suelo urbano o incluso edificios para su uso como autoconsumo.

Tradicionalmente, la producción de hidrógeno en grandes cantidades ha tenido lugar por medio de procesos industriales como el reformado de metano, resultando razonable la limitación de estas actividades a suelo industrial. Sin embargo, los trámites legales y administrativos actuales pueden provocar que los métodos de producción libres de emisiones, como es la electrolisis, sufran de la



misma limitación disminuyendo el número de lugares en los que la actividad energética se pueda realizar.

El RD 815/2013, de 18 de octubre, por el que se aprueba el Reglamento de emisiones industriales y de desarrollo de la Ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación, tiene el carácter de legislación básica y en su anejo 1 figuran las categorías de actividades e instalaciones contempladas en el artículo 2 del Texto Refundido de la Ley de prevención y control integrados de la contaminación. Concretamente en el apartado 4.2 a) “Instalaciones químicas para la fabricación de productos químicos inorgánicos” figura el hidrógeno. Los establecimientos que disponen de este tipo de instalaciones están sometidas al régimen de autorización ambiental integrada.

No tiene sentido incluir en dicho apartado la electrolisis (pilas de hidrógeno) ya que su incidencia ambiental es radicalmente diferente a otros procesos de tipo industrial, y en todo caso mucho menor. Una propuesta factible sería mantener el mismo redactado, pero introducir una frase que excluyera de este apartado la fabricación de hidrógeno mediante hidrólisis a través de un electrolizador.

Esta aclaración sería muy útil ya que de esta manera no cabría la posibilidad de incluir esta actividad en el apartado a) 2.º i) del Grupo 5 del anejo I (proyectos sometidos a la evaluación ambiental ordinaria) de la ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental, y por lo tanto evitaría los trámites y plazos de la evaluación de impacto ambiental ordinaria. Cabe señalar que esta ley atribuye al Estado la competencia exclusiva sobre la legislación básica de protección del medio ambiente.

Al respecto cabe señalar que toda producción requerirá un almacenamiento de este hidrógeno, siendo el umbral de 5 toneladas la cantidad de hidrógeno para que un emplazamiento quede incluido en el ámbito de aplicación del RD 840/2015, de 21 de septiembre, por el que se aprueban medidas de control de los riesgos inherentes a los accidentes graves en el que intervengan sustancias peligrosas. Por otro lado sería recomendable que de manera reglamentaria se estableciese procedimientos administrativos simplificados para la producción de hidrógeno en pequeña escala y para procesos libres de emisiones, incluyendo límites claros (potencia del generador eléctrico o capacidad de almacenamiento de hidrógeno) que permitieran diferenciar entre actividad doméstica, pequeña e industrial y, en función de su incidencia ambiental potencial, pudiesen estar sometidos desde un régimen de licencia ambiental hasta uno de comunicación o declaración responsable.

#### **14.2. Almacenamiento de hidrógeno**

Se considera necesario distinguir el almacenamiento de hidrógeno en el lugar de producción para su posterior traslado a las instalaciones de consumo, del almacenamiento del hidrógeno en las instalaciones de consumo o dispensación.

- Almacenamiento en el lugar de producción para su posterior distribución:



Las condiciones de seguridad de este tipo de almacenamientos ya se encuentran reguladas por diferentes reglamentos de seguridad industrial, entre los que se identifican como los más significativos el Reglamento de Equipos a Presión, aprobado mediante el Real Decreto 2060/2008, de 12 de diciembre, y el Reglamento de Almacenamiento de Productos Químicos y sus instrucciones técnicas complementarias MIE APQ 0 a 10, aprobados mediante el Real Decreto 656/2017, de 23 de junio.

- Almacenamiento en el lugar de consumo o dispensación.

En este grupo de instalaciones de almacenamiento se distinguen dos situaciones diferenciadas:

1. Almacenamiento en estaciones de servicio a vehículos de transporte terrestre:

La situación regulatoria y normativa del almacenamiento de hidrógeno en estaciones de servicio a vehículos quedará solventada con la próxima modificación del Reglamento Técnico de Distribución y Utilización de Combustibles Gaseosos, aprobado mediante el Real Decreto 919/2006, de 28 de julio, que se está promoviendo por el Departamento Ministerial competente en materia de Industria.

2. Almacenamiento en el lugar de consumo:

En este grupo habría que diferenciar la situación de instalaciones en establecimientos industriales de aquellas que se ubiquen en edificios de uso residencial o terciario.

Estándares relevantes:

- *UNE-EN 17339:2021. Botellas para el transporte de gas. Botellas y tubos totalmente bobinados en material compuesto de carbono para hidrógeno.*
- *UNE-EN 17127:2020. Puntos de suministro de hidrógeno al aire libre que dispensan hidrógeno gaseoso e incorporan protocolos de llenado. (Ratificada por la Asociación Española de Normalización en enero de 2021).*
- *UNE-EN ISO 17268:2020. Dispositivos de conexión para el reabastecimiento de hidrógeno gaseoso a los vehículos terrestres (ISO 17268:2020) (Ratificada por la Asociación Española de Normalización en abril de 2020).*
- *UNE-EN ISO 3690:2019. Tecnologías del hidrógeno. Terminología.*



- *UNE-ISO 16110-1:2015. Generadores de hidrógeno que utilizan tecnologías de procesamiento de combustibles. Parte 1: Seguridad.*
- *UNE-EN 17124:2018. Hidrógeno como combustible. Especificación de producto y aseguramiento de la calidad. Aplicaciones que utilizan las pilas de combustible de membrana de intercambio de protones (PEM) para vehículos de carretera. (Ratificada por la Asociación Española de Normalización en noviembre de 2018.)*

## 15. PLAN FINANCIERO

### 15.1. Escenarios de Análisis del Plan Financiero

Para el desarrollo del plan financiero se consideraron dos situaciones diferentes denominadas casos. El “Caso Realista” es el caso base de análisis a lo largo del presente documento, con una tarifa de energía eléctrica proyectada a 35 €/MWh y precio de venta del hidrógeno de 6,4 €/kgH<sub>2</sub>.

El “Caso Pesimista” es aquel en que el precio de venta del hidrógeno verde cae a 6,0 €/kgH<sub>2</sub> y se espera un aumento en la tarifa de energía eléctrica, incremento de precio estimado en 3 €/MWh respecto del “Caso Realista” Tabla 8, pasando a 38 €/MWh para consumos por electrólisis de 55 kWh/kgH<sub>2</sub> y compresión de 6,7 kWh/kgH<sub>2</sub>.

Desde el punto de vista gerencial se efectúan ajustes en los gastos de las Tablas 7 y 8 de este Plan financiero, para compensar la reducción en los ingresos operacionales, a saber:

- Estancamiento de la planta de personal a partir del año 4.
- Eliminación de la política de incentivos por cumplimiento de objetivos misionales.
- Congelamiento de incrementos salariales anuales.
- Reducción de costos por labores de mantenimiento de la planta, asesoría legal y contable, entre otros.

### 15.2. Inversión y Financiación

En los siguientes apartados se desarrolla el modelo de negocio para la puesta en marcha de la compañía H2ybrid.

Se consideran dos escenarios contrapuestos para la evaluación del cierre financiero, siendo estos el “Caso Pesimista” y el “Caso Realista”. Los casos mencionados evalúan esquinas opuestas de escenarios futuros en los que se plantean cambios para las mismas variables de entrada (favorables y desfavorables), según estimaciones previsible fundamentadas en el comportamiento de los mercados del Hidrógeno Verde y de la Energía Eléctrica.

Las tablas y explicaciones sucesivas se centrarán en el “Caso Realista” como escenario base y sobre éste se evaluarán las diferencias obtenidas con el “Caso Pesimista” cuando apliquen.



### 15.3. Plan de Inversión

En las siguientes tablas del Plan financiero se muestran la inversión inicial requerida en la fase preoperativa (Año 0), las inversiones subsecuentes durante la operación de la planta de producción de Hidrógeno verde y la depreciación de los activos.

INVERSIONES ANUALES	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	Vida útil	Amortización (%)
Maquinaria	4.500.000	0	0	0	0	0	10	10%
Mobiliario	3.000	300	300	800	800	1.200	5	20%
Equipos informáticos	4.000	500	500	1.000	1.000	1.500	4	25%
Software	2.500	250	500	750	1.000	1.500	4	25%
Vehículos	0	0	0	0	0	0	5	20%
Existencias iniciales	0	0	0	0	0	0		
Tesorería inicial	20.500							
Otros (Gtos. constitución)	10.000							
<b>TOTAL</b>	<b>4.540.000</b>	<b>1.050</b>	<b>1.300</b>	<b>2.550</b>	<b>2.800</b>	<b>4.200</b>		

Tabla 1: Plan financiero - Proyección de Inversión. Unidades monetarias en €

INMOVILIZADO ACUMULADO	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5
Maquinaria	4.500.000	4.500.000	4.500.000	4.500.000	4.500.000	4.500.000
Mobiliario	3.000	3.300	3.600	4.400	5.200	6.400
Equipos informáticos	4.000	4.500	5.000	6.000	7.000	8.500
Software	2.500	2.750	3.250	4.000	5.000	6.500
Vehículos	0	0	0	0	0	0
Otros	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000
<b>TOTAL</b>	<b>4.519.500</b>	<b>4.520.550</b>	<b>4.521.850</b>	<b>4.524.400</b>	<b>4.527.200</b>	<b>4.531.400</b>

Tabla 2 Plan financiero - Proyección de Inmovilizado Acumulado. Unidades monetarias en €

AMORTIZACIÓN ANUAL	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5
Maquinaria	0	450.000	450.000	450.000	450.000	450.000
Mobiliario	0	660	720	880	1.040	1.280
Equipos informáticos	0	1.125	1.250	1.500	1.750	2.125
Software	0	688	813	1.000	1.250	1.625



AMORTIZACIÓN ANUAL	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5
Vehículos	0	0	0	0	0	0
Otros	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>0</b>	<b>452.473</b>	<b>452.783</b>	<b>453.380</b>	<b>454.040</b>	<b>455.030</b>

Tabla 3: Plan financiero -Amortización Anual. Unidades monetarias en €

AMORTIZACIÓN ACUMULADA	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5
Maquinaria	0	450.000	900.000	1.350.000	1.800.000	2.250.000
Mobiliario	0	660	1.380	2.260	3.300	4.580
Equipos informáticos	0	1.125	2.375	3.875	5.625	7.750
Software	0	688	1.500	2.500	3.750	5.375
Vehículos	0	0	0	0	0	0
Otros	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>0</b>	<b>452.473</b>	<b>905.255</b>	<b>1.358.635</b>	<b>1.812.675</b>	<b>2.267.705</b>

Tabla 4 Plan financiero -Amortización Acumulada. Unidades monetarias en €

La Tabla 2 del Plan financiero de “Inmovilizado Acumulado” concentra la mayor inversión de Activo No Corriente en “Maquinaria”, equivalente a los equipos, la obra civil y eléctrica, instalaciones de proceso, tanque de almacenamiento de hidrógeno, compresor, entre otros.

\* Ver anexo “Anexo Dimensionamiento del electrolizador de HIDRÓGENO”.

#### 15.4. Financiación

El capital social de aporte para constitución de la empresa es de € 1.200.000, equivalente al 26% de la inversión en el “Año 0” por cuenta de los seis socios fundadores, lo que implica tres cuartas partes de financiación ajena, para un préstamo de € 3.340.000 con una tasa de interés del 4% anual a 10 años.

\* Ver anexo “Anexo Ayudas y Subvenciones”.

Para el pago de la línea de crédito se estiman pagos anuales constantes de € 411.791, equivalentes al 9% de la inversión inicial. La línea de crédito será tomada con ICO (Instituto de Crédito Oficial).

En las Tabla 5 del Plan financiero, la evolución anual del capital vivo del préstamo inicial en el año 0.



Capital vivo	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5
Préstamos año0	3.340.000	3.061.808	2.772.489	2.471.597	2.158.669	1.833.224
Préstamos año1		0	0	0	0	0
Préstamos año2			0	0	0	0
Préstamos año3				0	0	0
Préstamos año4					0	0
Préstamos año5						0
<b>TOTAL Préstamos</b>	<b>3.340.000</b>	<b>3.061.808</b>	<b>2.772.489</b>	<b>2.471.597</b>	<b>2.158.669</b>	<b>1.833.224</b>

Tabla 5 Plan financiero - Evolución del Capital vivo del préstamo. Unidades monetarias en €

### 15.5. Productos y Servicios

La proyección de ventas para el primer año de operación de la planta industrial es de 500 t/año de hidrógeno verde y crecimiento anual esperado de un 5%, con un precio de venta de 6 €/kgH<sub>2</sub> para el “Caso Pesimista” y de 6,4 €/kgH<sub>2</sub> para el “Caso Realista”.

\* Ver Anexo “*Anexo Costes y precios de venta del Hidrógeno verde*”.

En la Tabla 6 del Plan financiero se calcula el ingreso por ventas de hidrógeno verde para los primeros cinco años de operación del proyecto para el “Caso Realista”.

Ingresos por ventas	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5
H <sub>2</sub>	3.200.000	3.360.000	3.528.000	3.704.400	3.889.620

Tabla 6 Plan financiero - Ingresos por ventas del Caso Realista. Unidades monetarias en €

El ingreso por ventas del “Caso Pesimista” equivale a un 94% de las ventas de Tabla 6 del Plan financiero.

### 15.6. Gastos Fijos y Variables

En cuanto a nómina, se espera un arranque inicial con 5 empleados, incrementando la planta de personal en 2 recursos humanos por año, aproximadamente.

	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	
Número de empleados	5	5	8	11	13	
El salario bruto anual de los trabajadores se discriminará de la siguiente manera;	<b>Salario mensual medio año 1 €</b>	2.530	2.530	2.444	2.449	2.414



		AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5
	Número de empleados	5	5	8	11	13
Directores 30.000 €, CEO 40.000 €, Responsable en Campo 24.000 €.						
Se añade un plus del 15% por objetivos a todos los empleados	<b>Incremento salarial anual %</b>	3,00%	4,00%	5,00%	5,00%	10,00%
	<b>Cuotas Seguridad Social %</b>	6,35%	6,35%	6,35%	6,35%	6,35%

Tabla 7 Plan financiero - Consideraciones para la Nómina.

De la Tabla 8 del Plan financiero, las dos cuentas de gastos más significativas corresponden a las apropiaciones presupuestales destinadas para el pago de la electricidad y de servicios tercerizados (trabajos de otras compañías en mantenimiento de la planta industrial, apoyo a la operación en los procesos técnicos y otros servicios). Estos montos ascienden a un 95% de los gastos operacionales (fijos y variables, excepto nómina).

\* Ver anexo “Anexo Aspectos legales y regulatorios de los PPA, Mercado eléctrico”.

\* Ver anexo “Anexo Consumo de agua”.

\* Ver anexo “Anexo Distribución y transporte del Hidrógeno”.

\* Ver anexo “Anexo Oficinas de la empresa H2ybrid”.

Gastos Operativos		AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5
Adquisición de energía mediante un PPA a una tarifa de 35 €/MWh y condiciones de generación de 55 kWh/kg H <sub>2</sub> y compresión 6,7 kWh/kg H <sub>2</sub> <i>Fuente: <a href="https://www.cnh2.es">https://www.cnh2.es</a></i>	<b>Electricidad</b>	1.079.750	1.133.738	1.190.424	1.249.946	1.312.443
Teléfono fijo, móvil y red wifi y servicio en la nube	<b>Teléfono</b>	3.500	3.570	3.641	3.714	3.789
Consumo de agua	<b>Agua</b>	13.844	14.536	15.263	16.026	16.827
2 días a la semana	<b>Limpieza</b>	4.000	4.080	4.162	4.245	4.330



Gastos Operativos						
Cuenta del gasto	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	
Operación y mantenimiento (6 personas); Distribución H <sub>2</sub> 1,2 €/ kg H <sub>2</sub> comprimido	<b>Servicios otras empresas</b>	880.000	927.600	976.152	1.025.675	1.076.189
Asesoría legal y contable y RR.HH.	<b>Servicios Profesionales</b>	50.000	51.000	52.020	53.060	54.122
De responsabilidad civil y de accidentes	<b>Seguros</b>	4.000	4.080	4.162	4.245	4.330
Tributos locales y autonómicos	<b>Tributos</b>	3.000	3.060	3.121	3.184	3.247
Terreno 15.000 € y módulos de oficina 8.000 €	<b>Alquiler</b>	23.000	23.460	23.929	24.408	24.896
Ferias, Webinars, Redes sociales, Web corporativa, espónsor, publicidad	<b>Marketing</b>	21.000	16.900	16.900	15.000	14.000
	<b>TOTAL GASTOS</b>	<b>2.082.094</b>	<b>2.182.023</b>	<b>2.289.774</b>	<b>2.399.502</b>	<b>2.514.171</b>

Tabla 8 Plan financiero - Gastos Operativos. Unidades monetarias en €

TOTAL GASTOS	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5
Salarios	177.100	182.413	284.648	396.060	461.265
Seguridad Social	11.246	11.583	18.075	25.150	29.290
Gastos Recursos Humanos	188.346	193.996	302.723	421.210	490.555
Marketing	21.000	16.900	16.900	15.000	14.000
Gastos operativos	2.061.094	2.165.123	2.272.874	2.384.502	2.500.171
<b>TOTAL GASTOS</b>	<b>2.270.440</b>	<b>2.376.020</b>	<b>2.592.497</b>	<b>2.820.712</b>	<b>3.004.727</b>

Tabla 9 Plan financiero - Total de Gastos Operativos. Unidades monetarias en €

El total de gastos esperados para los primeros 5 años de operación del proyecto, empieza con 2,3 M€ y un incremento anual del 6,4%, terminando en 3 M€ para el quinto año operativo.

Los gastos anuales de la tabla 9 del Plan financiero, corresponden a un 74% de los ingresos anuales indicados en la Tabla 6 del Plan financiero.

Para el “Caso pesimista” los gastos anuales equivalen al 78% de los ingresos operativos para ese escenario.



Pese al aumento de la tarifa de energía eléctrica y la reducción de ingresos por menor precio de venta del hidrógeno, los gastos en el “Caso Pesimista” equivalen al 99% de los gastos de la Tabla 9 del Plan financiero.

### 15.7. Cuenta de Resultados

En la Tabla 10 del Plan financiero se muestra el resultado del ejercicio (utilidad neta) para los primeros cinco años de operación, en los que en promedio se perciben cerca de € 280.000/año, equivalentes al 8% de los ingresos anuales.

	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5
<b>Ventas</b>	<b>3.200.000,00</b>	<b>3.360.000,00</b>	<b>3.528.000,00</b>	<b>3.704.400,00</b>	<b>3.889.620,00</b>
Ingresos de Explotación	3.200.000,00	3.360.000,00	3.528.000,00	3.704.400,00	3.889.620,00
Compras	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Variación de existencias	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Recursos Humanos	188.345,85	193.996,23	302.723,15	421.209,81	490.555,33
Marketing	21.000,00	16.900,00	16.900,00	15.000,00	14.000,00
Gastos operativos	2.061.093,65	2.165.123,33	2.272.874,00	2.384.502,09	2.500.171,27
Dotación para la amortización	452.472,50	452.782,50	453.380,00	454.040,00	455.030,00
<b>Resultado de Explotación</b>	<b>477.088,00</b>	<b>531.197,94</b>	<b>482.122,85</b>	<b>429.648,10</b>	<b>429.863,40</b>
Gastos financieros	133.600,00	122.472,33	110.899,55	98.863,86	86.346,75
<b>Resultado antes de Impuestos</b>	<b>343.488,00</b>	<b>408.725,61</b>	<b>371.223,30</b>	<b>330.784,24</b>	<b>343.516,65</b>
Impuesto sobre beneficios	51.523,20	61.308,84	92.805,83	82.696,06	85.879,16
<b>RESULTADO DEL EJERCICIO</b>	<b>291.964,80</b>	<b>347.416,77</b>	<b>278.417,48</b>	<b>248.088,18</b>	<b>257.637,49</b>
Dividendos	29.196,48	34.741,68	41.762,62	37.213,23	38.645,62
Reservas	262.768,32	575.443,41	812.098,27	1.022.973,22	1.241.965,08

Tabla 10 Plan financiero - Cuenta de resultados Previsional. Unidades monetarias en €

Los impuestos sobre beneficios de la Tabla 10 del Plan financiero se calcularon a un valor porcentual del 15% de tributo en los dos primeros años, y a un 25% para el tercer año y posteriores. Las empresas de nueva creación abonan el 15% durante los dos primeros ejercicios con base positiva.

El 10% de la ganancia neta se reparte a los socios durante los dos primeros años, mientras que del tercer año en adelante los dividendos ascienden a un 15% del resultado del ejercicio.

Para el “Caso Pesimista”, se pronostican € 128.000/año de resultados del ejercicio, correspondientes a un 3,9% de los ingresos operativos. En este escenario no se tendrán dividendos y la utilidad neta completa se considerará como reserva operacional para el sostenimiento de la compañía naciente durante los primeros 5 años de funcionamiento.



### 15.8. Balance

	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5
<b>ACTIVO</b>						
Inmovilizado	4.519.500,00	4.520.550,00	4.521.850,00	4.524.400,00	4.527.200,00	4.531.400,00
Amortización Inmovilizado	0,00	-452.472,50	-905.255,00	-1.358.635,00	-1.812.675,00	-2.267.705,00
<b>ACTIVO NO CORRIENTE</b>	4.519.500,00	4.068.077,50	3.616.595,00	3.165.765,00	2.714.525,00	2.263.695,00
Existencias	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Clientes	0,00	394.520,55	414.246,58	434.958,90	456.706,85	479.542,19
Tesorería	20.500,00	248.676,29	504.664,01	669.589,30	794.138,98	906.282,69
<b>ACTIVO CORRIENTE</b>	20.500,00	643.196,83	918.910,58	1.104.548,21	1.250.845,83	1.385.824,88
Cuentas con socios deudoras	0,00	291.878,50	555.132,70	704.881,11	896.198,63	1.130.270,25
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>4.540.000,00</b>	<b>5.003.152,83</b>	<b>5.090.638,28</b>	<b>4.975.194,32</b>	<b>4.861.569,46</b>	<b>4.779.790,13</b>
<b>PASIVO Y PATRIMONIO</b>						
<b>Capital</b>	1.200.000,00	1.200.000,00	1.200.000,00	1.200.000,00	1.200.000,00	1.200.000,00
Reservas	0,00	262.768,32	575.443,41	812.098,27	1.022.973,22	1.241.965,08
Resultado ejercicio	0,00	291.964,80	347.416,77	278.417,48	248.088,18	257.637,49
<b>FONDOS PROPIOS</b>	1.200.000,00	1.754.733,12	2.122.860,18	2.290.515,74	2.471.061,39	2.699.602,57
Préstamos a largo plazo	3.340.000,00	3.061.808,25	2.772.488,82	2.471.596,62	2.158.668,73	1.833.223,73
<b>PASIVO</b>	3.340.000,00	3.061.808,25	2.772.488,82	2.471.596,62	2.158.668,73	1.833.223,73
Proveedores	0,00	186.611,47	195.289,28	213.081,96	231.839,33	246.963,83
<b>PASIVO A CORTO PLAZO</b>	0,00	186.611,47	195.289,28	213.081,96	231.839,33	246.963,83
Cuentas con socios acreedoras	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO</b>	<b>4.540.000,00</b>	<b>5.003.152,83</b>	<b>5.090.638,28</b>	<b>4.975.194,32</b>	<b>4.861.569,46</b>	<b>4.779.790,13</b>

Tabla 11 Plan financiero - Balance Previsional. Unidades monetarias en €

En la Tabla 11 del Plan financiero, el total de activos en promedio equivale a 4,9 M€/año durante los primeros 5 años de operación, esta cifra cae a 4,4 M€/año para el “Caso Pesimista”.



### 15.9. Presupuesto de Tesorería

La Tabla 12 del Plan financiero, muestra un crecimiento promedio del saldo de tesorería de aproximadamente 164.000 €/año. Para el “Caso Pesimista” esta magnitud desciende a 74.000 €/año. Con la tesorería en positivo durante los 5 primeros años de operación de la planta de producción de H<sub>2</sub> verde, la empresa atiende sus obligaciones con los socios fundadores y el pago del préstamo al banco, lo que implica un aumento del valor de la empresa en el mercado.

	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5
<b>TESORERÍA</b>						
<b>INICIAL</b>	<b>20.500,00</b>	<b>20.500,00</b>	<b>248.676,29</b>	<b>504.664,01</b>	<b>669.589,30</b>	<b>794.138,98</b>
<b>COBROS</b>						
Cobros de ventas	0,00	2.805.479,45	2.945.753,42	3.093.041,10	3.247.693,15	3.410.077,81
Capital	1.200.000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Préstamos	3.340.000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>TOTAL COBROS Y</b>						
<b>TESORERÍA</b>						
<b>INICIAL</b>	<b>4.560.500,00</b>	<b>2.825.979,45</b>	<b>3.194.429,71</b>	<b>3.597.705,10</b>	<b>3.917.282,45</b>	<b>4.204.216,79</b>
<b>PAGOS</b>						
Inmovilizado	4.540.000,00	963,70	1.193,15	2.340,41	2.569,86	3.854,79
Suministros	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gastos de personal	0,00	172.865,37	178.051,33	277.841,79	386.589,83	450.235,71
Marketing	0,00	19.273,97	15.510,96	15.510,96	13.767,12	12.849,32
Gastos financieros	0,00	133.600,00	122.472,33	110.899,55	98.863,86	86.346,75
Devoluciones de préstamos	0,00	278.191,75	289.319,42	300.892,20	312.927,89	325.445,00
Otros gastos	0,00	1.891.688,69	1.987.167,99	2.086.062,44	2.188.515,62	2.294.677,74
Pago Impuesto Beneficios	0,00	51.523,20	61.308,84	92.805,83	82.696,06	85.879,16
Pago dividendos	0,00	29.196,48	34.741,68	41.762,62	37.213,23	38.645,62
<b>TOTAL PAGOS</b>	<b>4.540.000,00</b>	<b>2.577.303,17</b>	<b>2.689.765,70</b>	<b>2.928.115,80</b>	<b>3.123.143,47</b>	<b>3.297.934,10</b>
<b>SALDO TESORERÍA</b>	<b>20.500,00</b>	<b>248.676,29</b>	<b>504.664,01</b>	<b>669.589,30</b>	<b>794.138,98</b>	<b>906.282,69</b>

Tabla 12 Plan financiero - Presupuesto de Tesorería. Unidades monetarias en €



### 15.10. Análisis Económico -Financiero

En el presente subapartado se evalúa el desempeño financiero de la empresa, desde los puntos de vista de la liquidez, solvencia, y rentabilidad.

- **Indicadores de Liquidez**

La liquidez total de la compañía se acrecienta desde un 3,4 p.u. (por unidad) para el primer año de operaciones hasta un 5,6 p.u. en el quinto año de producción de hidrógeno, lo cual implica que la empresa tiene capacidad de cumplir con sus obligaciones financieras, deudas o pasivos a corto plazo, en 3,4 veces sus activos corrientes frente a los pasivos exigibles en el corto plazo. Lo anterior también aplica para la prueba ácida, teniendo en cuenta que se considera un escenario de despacho total del hidrógeno generado y almacenado en periodos de tiempo inferiores a un año.

El capital de trabajo (Fondo de Maniobra) de la Tabla 13 del Plan financiero, muestra que la Gerencia General de la compañía podrá maniobrar y tomar decisiones de inversión de capital de corto plazo, después de haber pagado pasivos de corto plazo en cada periodo anual analizado. Para el quinto año de operaciones la Gerencia podría realizar inversiones de corto plazo equivalentes al 25% de la inversión inicial para la puesta en marcha de la planta.

- **Indicadores de Solvencia**

Para el quinto año de operaciones de la empresa, de cada Euro invertido en Activos, cerca de 0,8 € son financiados por terceros. Para el quinto año, la razón de endeudamiento respecto del primer año de operaciones es menor 2,4 veces.

- **Indicadores de Rentabilidad**

El Indicador de Rentabilidad Financiera (ROE) es en general igual o superior a 10%, lo que implica que de cada 100 € que pagan los socios como aporte inicial, la empresa es capaz de producir 10 € de beneficio.

De manera análoga, la Rentabilidad Económica (ROI) muestra que de cada 100 € de activos, la empresa genera por lo menos 8,8 € de beneficio.

Los diferentes indicadores financieros de la tabla 13 del Plan financiero, muestran un desempeño positivo de la compañía a lo largo de una frontera de 5 años de análisis, lo que convierte al proyecto de generación de hidrógeno verde en una idea de negocio viable económica y financieramente, generando beneficios para los socios, con capacidad de cumplir con acreedores, con capital de trabajo para cubrir imprevistos operacionales.



LIQUIDEZ	FÓRMULA	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
1. Fondo de Maniobra	Activo Corriente - Pasivo Corriente	456.585	723.621	891.466	1.019.006	1.138.861
2. Liquidez Total	Activo Corriente / Pasivo Corriente	3,4	4,7	5,2	5,4	5,6
3. Prueba Ácida	Activo Corriente - Exist. / Pasivo Corriente	3,4	4,7	5,2	5,4	5,6
4. Tesorería	Tesorería / Pasivo Corriente	1,3	2,6	3,1	3,4	3,7
SOLVENCIA		Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
5. Endeudamiento	Fondos Ajenos / Fondos Propios	1,9	1,4	1,2	1,0	0,8
6. Cobertura de Intereses	BAIT / Gastos Financieros	3,6	4,3	4,3	4,3	5,0
7. Solvencia	Activo Realizable / Fondos Ajenos	1,5	1,7	1,9	2,0	2,3
RENTABILIDAD		Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
8. Rentabilidad económica (ROI)	BAIT/ Activo Neto = Margen * Rotación	9,54%	10,43%	9,69%	8,84%	8,99%
9. Rentabilidad financiera (ROE)	BN/Fondos Propios=[ROI+e*(ROI-Kd)*](1-t)	16,64%	16,37%	12,16%	10,04%	9,54%
10. Crecimiento interno (ICI)	Beneficio Retenido / Fondos Propios	14,97%	27,11%	35,45%	41,40%	46,01%

Tabla 13 Plan financiero - Indicadores Financieros “Caso Realista”. Unidades monetarias en €

Para el “Caso Pesimista”, aunque se experimentan caídas en los indicadores financieros, la compañía sigue siendo solvente, rentable y con liquidez suficiente para cumplir con sus obligaciones financieras. El impacto en los indicadores financieros para el “Caso Pesimista” se registra en la Tabla 14 del Plan financiero.

LIQUIDEZ	FÓRMULA	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
1. Fondo de Maniobra	Activo Corriente - Pasivo Corriente	317.496	469.039	554.099	600.363	637.512
2. Liquidez Total	Activo Corriente / Pasivo Corriente	2,7	3,4	3,6	3,6	3,6
3. Prueba Ácida	Activo Corriente - Exist. / Pasivo Corriente	2,7	3,4	3,6	3,6	3,6
4. Tesorería	Tesorería / Pasivo Corriente	0,7	1,4	1,7	1,8	1,8
SOLVENCIA		Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
5. Endeudamiento	Fondos Ajenos / Fondos Propios	2,2	1,8	1,5	1,3	1,1



LIQUIDEZ	FÓRMULA	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
6. Cobertura de Intereses	BAIT / Gastos Financieros	2,1	2,7	2,5	2,4	2,7
7. Solvencia	Activo Realizable / Fondos Ajenos	1,4	1,6	1,7	1,8	1,9
RENTABILIDAD		Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
8. Rentabilidad económica (ROI)	BAIT/ Activo Neto = Margen * Rotación	5,94%	7,02%	6,36%	5,63%	5,82%
9. Rentabilidad financiera (ROE)	BN/Fondos Propios=[ROI+e*(ROI-Kd) *](1-t)	8,55%	10,35%	7,32%	5,68%	5,69%
10. Crecimiento interno (ICI)	Beneficio Retenido / Fondos Propios	8,55%	17,76%	24,23%	28,85%	32,80%

Tabla 14 Plan financiero - Indicadores Financieros “Caso Pesimista”. Unidades monetarias en €

#### 15.11. VAN, TIR y PAYBACK

Para un ejercicio del proyecto evaluado a 10 años de operación, el Valor Actual Neto del proyecto será de 1,35 M€ con una Tasa Interna de Retorno del 13,2%. Lo anterior mostrado en la Tabla 15 del Plan financiero.

VAN - TIR											
	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10
BENEFICIO EXPLOTACIÓN		477.088	531.198	482.123	429.648	429.863	438.461	447.230	456.174	465.298	474.604
IMPUESTOS		51.523	61.309	92.806	82.696	85.879	87.692	89.446	91.235	93.060	94.921
AMORTIZACIÓN		452.473	452.783	453.380	454.040	455.030	455.030	455.030	455.030	455.030	455.030
INVERSIÓN	-4.540.000										
FLUJO DE CAJA OPERATIVO	-4.540.000	878.037	922.672	842.697	800.992	799.014	805.799	812.814	819.970	827.268	834.713
<b>VAN 10 AÑOS</b>	<b>1.349.795,6</b>										
<b>TIR 10 AÑOS</b>	<b>13,17%</b>										

Tabla 15 Plan financiero - Indicadores Financieros “Caso Realista”. Unidades monetarias en €

Para el “Caso Pesimista” el VAN y la TIR bajan a 0,22 M€ y 8% respectivamente.



En cuanto al Payback de la inversión, para el “Caso Realista” se estiman necesarios 5,4 años, mientras que para el “Caso Pesimista” la cifra asciende a 6,7 años.

### 15.12. Conclusiones Plan financiero

1. El proyecto de Generación de Hidrógeno Verde es un proyecto viable técnica y económicamente de acuerdo con los análisis desarrollados en la presente fase de detalle.
2. Los estudios efectuados para el desarrollo del proyecto contemplan el uso de tecnología ALCALINA para la producción de hidrógeno como opción de costos de inversión inicial más bajos en el mercado y tecnología comercial en la presente era.
3. De acuerdo con la Cuenta de Resultados previsional y al Balance Previsional, el proyecto presentado es viable y que genera resultados positivos con utilidades netas incluso desde el primer año de operaciones, incluyendo el “Caso pesimista”. Aunque con restricciones en la repartición de dividendos durante los primeros cinco años del ejercicio para el escenario pesimista.
4. A partir del cuarto año de operaciones la solvencia por razón de endeudamiento se equilibra entre los fondos ajenos y los fondos propios, y desde el quinto año en adelante los fondos propios superan los fondos ajenos en la organización empresarial.
5. La rentabilidad Financiera y la Económica se pueden considerar superiores al 9% para cualquier año de operación de la planta, con lo cual, para cualquier año de análisis de cada 100 € de activos o de capital social, la empresa produce 10 €.
6. La compañía muestra un crecimiento interno anual promedio de un 8% para el “Caso Realista” y de un 6% para el “Caso Pesimista”. Con lo cual, la empresa aumenta su valor en el mercado año tras año.
7. La compañía tiene un PAYBACK estimado en 5,4 años para el “Caso Realista” y de 6,7 años para el “Caso Pesimista”.
8. Para una fase posterior de maduración del proyecto se considerará un estimativo de costos más exacto que permita perfilar de mejor manera la inversión inicial, así como los costos de operación del proyecto para reducir incertidumbres propias del actual nivel de detalle.



## 16. CRONOGRAMA

ETAPAS	ANTEPROYECTO			PROYECTO				EXPLOTACIÓN	
Fases	Fase Conceptual	Fase de Factibilidad	Fase de Definición	Fase de Oferta	Ingeniería de Detalle	Compras	Construcción	Comisionamiento (Puesta en Marcha)	Arranque Formal
<b>MADURACIÓN ESTIMADA</b>	0% - 2%	1% - 15%	10% - 40%				30% - 100%		N/A
<b>Actividades, documentos, entregables, análisis, estudios...</b>	Análisis del Modelo de Negocio (Financiero, técnico, etc)	Estudio del Modelo de Negocio con mayor grado de detalle.	Estudio del Modelo de Negocio actualizado.	Elaboración de la Documentación de fase de oferta (pliegos de contratación, Cláusulas compromisorias, requisitos técnicos y normativos, etc...)	Especificaciones generales de Diseño, Fabricación, Suministro, Montaje...	Requisición de Compras	* Construcción de la Planta de Producción de Hidrógeno acorde a la ingeniería de detalle, especificaciones técnicas y gestión de compras. * Montaje de Equipos y sistemas. * Elaboración de planimetrías Rojo - Verde (As-Built). * Elaboración del Dossier constructivo.	* Precomisionamiento (pruebas funcionales individuales), conformidad con estándares según la ingeniería. * Comisionamiento (pruebas funcionales a todo el sistema), conformidad con estándares según la ingeniería. * Entrenamiento del Departamento Operativo de la compañía dueña.	* Producción de Hidrógeno * Operación y Mantenimiento. * Gestión Técnica y comercial. * Evaluación de la Inversión.
	Estimación de Riesgos y Oportunidades	Cronograma ejecutivo (Nivel 1)	Cronograma detallado para inversión - EPC (Mínimo Nivel 4)	Proceso de adjudicación y evaluación de proponentes.	Arquitectura de los sistemas.	Evaluación de proponentes - Tabulación Técnica y Comercial.			
	Selección de la Tecnología	Estimativo de Costos (+/- 25%)	Trámites de requerimientos completados (regulatorios, normativos, ambientales, sociales, etc).	Compra de Equipos de Larga Entrega	Listas de equipos principales.	Compra de Equipos y materiales.			
	Selección de puntos potenciales de implantación	Estrategia de Ejecución	Planes de Ingeniería, Comisionamiento, arranque, construcción, compras, fase de oferta.	Pólizas, Seguros, Aprobaciones Finales	Planimetrías Civiles Eléctricas, de procesos, de automatización, arquitectónicas, etc..				
	Estimativo de Costos (+/- 40% - 50%)	Plan de Gestión de requerimientos (Regulatorios, normativos, ambientales, sociales, etc)	Estimativo de Costos (+/- 10 -20%)		Listados de Cantidades de Materiales y Equipos				
	Cronograma General	Diagramas de Flujo de proceso de la alternativa seleccionada.	Diagramas de Flujo de proceso definitivos.		Listado de Cantidades de Construcción				
	Alternativas de flujo del proceso productivo	Preliminares de Especificaciones Técnicas de equipos y dimensionamientos.	Diagramas de Procesos y de instrumentación para distribución de equipos.		Modelos 3d				
	Identificación de escenarios de trabajo	Análisis de riesgos	Distribución de planta - perfil, y equipos críticos.		Memorias de Cálculo y estudios de ingeniería				
	Identificación de equipos de larga entrega y tiempos estimados	Prácticas de mejora de valor	Lista de Equipos y Hojas de Datos		Otros				
			Diagramas Unifilares						
		Evaluación de riesgos previos al diseño.							
	Ingeniería Básica (según se requiera)	Ingeniería Básica Extendida (Según se requiera)							
<b>Tiempo estimado (meses)</b>	1	2,6	4	4	6,5	14	240		
<b>Tiempo Estimado (Años)</b>	2,7							20	

Tabla 19: Cronograma del proyecto H2ybrid durante sus 3 fases (anteproyecto - proyecto - explotación)



## 17. ANEXOS

### 17.1. Anexo Banco de preguntas sector eólico

1. Las perspectivas para una mayor implantación de EERR en España para los próximos años otorgan mucha importancia al sector eólico. ¿Cree que ese aumento de capacidad instalada para una tecnología no gestionable pueda generar problemas de inestabilidad en la red eléctrica?
2. ¿Existen problemas en la actualidad cuando la generación es superior a la demanda en las instalaciones eólicas? En caso de existir, ¿cómo se gestionan?
3. ¿Sabría cuantificar como pueden afectar a la rentabilidad de los proyectos de generación eólicos dichas pérdidas o energía no generada?
4. ¿Existe alguna solución alternativa actualmente que sea técnica y económicamente válidas para la acumulación de excedentes de energía de forma masiva en el sector eólico..., cuáles son y a qué escala?
5. ¿Cree que las sinergias entre generación eólica - hidrógeno verde en el aprovechamiento de excedentes puede potenciar aún más la capacidad instalada?
6. ¿Considera que pueda haber factores que dificulten la combinación de estas tecnologías como legislación, aspectos financieros etc....?
7. ¿Como cree que podrían verse afectados los acuerdos PPA para la venta de energía si se produjese las sinergias eólica - hidrógeno verde? ¿Cree que este tipo de acuerdo podría verse beneficiado por posibles ayudas o exenciones a esta tecnología?
8. ¿Considera interesante la generación de hidrógeno con excedentes para el caso de tecnología eólica off-shore?
9. ¿Cree que el almacenamiento de excedentes y posterior generación de hidrógeno verde puede generar nuevos nichos de negocio en el sector eólico como convertir en rentables instalaciones eólicas en donde pudieran aprovecharse vientos con una mayor velocidad media? ¿o en instalaciones de menor altura, pero más económicas enfocadas al autoconsumo de pequeñas poblaciones?
10. Suponiendo que la integración eólica - hidrógeno resultase satisfactoria, encontraría útil una herramienta o aplicación virtuales donde pudiesen encontrarse empresas generadoras con potenciales clientes de compra del hidrógeno generado facilitando su compra-venta? ¿Conoce algo similar actualmente?

### 17.2. Anexo Banco de preguntas sector hidroeléctrico

1. El potencial de producción de hidrógeno verde mediante electrólisis es muy elevado, ya que se puede obtener en cualquier instalación que disponga de un sistema que genere electricidad



- renovable (eólica, solar, hidráulica, geotérmica). Bajo su punto de vista, ¿qué tecnología renovable resulta más atractiva desde el punto de vista de producción de H2?
2. Desde el punto de vista de la energía hidroeléctrica, ¿cómo consideraría la implantación de electrolizadores para la producción de H2?
  3. ¿Cómo beneficiaría el empleo de un pequeño porcentaje de la producción energética de una central hidroeléctrica para la producción de H2?
  4. La construcción de grandes centrales hidroeléctricas en España se antoja muy complicada, sin embargo, la rehabilitación de mini hidroeléctricas o incluso la construcción de nuevas es más factible. ¿Podría dar su opinión acerca de la viabilidad de la implantación de electrolizadores en estas instalaciones y su contribución rentabilidad? ¿Resultaría más atractivo para los inversores?
  5. Es conocido el impacto medioambiental del bombeo para el almacenamiento de energía. ¿Cree que el empleo de H2 como método de almacenamiento podría ser más beneficioso? ¿Por qué?
  6. La seguridad en las centrales hidroeléctricas es algo fundamental, ¿cree que la implantación de electrolizadores o pilas de H2 puede suponer un problema? ¿Por qué?

### **17.3. Anexo Banco de preguntas sector almacenamiento**

1. En la actualidad, ¿qué cantidad de excedentes existe a nivel nacional en los productores de EERR? ¿Crees que es interesante aprovechar y/o almacenar los excedentes?
2. ¿Cómo afecta la legislación actual en relación de excedentes en los productores energéticos? ¿Es penalizado el desperdicio de dichos excedentes?
3. ¿Cuáles crees que pueden ser las principales razones por las que unas plantas productoras de EERR no aprovechen la energía si son capaces de producirla?
4. ¿Cómo resuelven/gestionan los productores de energía los excedentes en la actualidad?
5. ¿Se almacenan a día de hoy los excedentes? ¿Si sí, cuáles son los principales métodos de almacenamiento? ¿y por qué?
6. ¿Cómo valoras la producción de H2 como solución a una posible problemática con los excedentes?
7. ¿Consideras el uso de H2 como vector energético una alternativa viable frente a las baterías? ¿Se puede dar a corto, medio o largo plazo?
8. ¿Crees que el uso de pilas de H2 en lugar de baterías entraña algún riesgo ligado a la seguridad de la instalación?
9. ¿Consideras que es viable introducir o implementar un electrolizador en un parque FV, eólico (o cualquier otra EERR)?
10. ¿Crees más viable el uso de H2 producido a partir de excedentes para autoconsumo (la propia planta productora de EERR, hidrogena, industria, convertir de nuevo a electricidad ...) o para venta de H2 a terceros?



11. ¿Crees interesante el poder certificar que el H2 producido sea verde y no gris o azul, para su posible venta posterior? ¿y cuando crees que podría ser interesante para algún tipo de industria?
12. ¿Crees que con las infraestructuras actuales (gasoductos, camiones de transporte de combustible, etc.) son aptos para el transporte de H2? ¿Crees que se debe realizar una nueva infraestructura o un gran acondicionamiento de las actuales para este propósito?
13. Tras conocer en qué consiste nuestra propuesta de negocio, ¿crees que su implantación es más factible en pequeños o grandes productores de energía renovable? ¿Por qué?
14. La utilización de excedentes en lugar de su desaprovechamiento o la producción de H2 verde, ¿crees que favorecerá o mejorará la percepción social? ¿o al ser implementado en productores de EERR esto no añade valor en este sentido?

#### **17.4. Anexo Banco de preguntas sector hidrógeno verde-innovación**

1. ¿Cómo crees que evolucionará la legislación en materia de H2? ¿Más o menos restrictiva?
2. ¿Piensas que la legislación actual en H2 favorece la inversión en tecnologías para su producción y comercialización? NO, pone como ejemplo que hoy en día la legislación para una hidrogenera es la misma que para una planta FV
3. ¿Cómo afecta la legislación actual en relación de excedentes en los productores energéticos? ¿Es penalizado el desperdicio de dichos excedentes? No hay penalización por no poder inyectarla a la red
4. En la actualidad, ¿qué cantidad de excedentes existe a nivel nacional en los productores de EERR?
5. ¿Cómo consideras la tendencia en España en relación al porcentaje de excedentes generados por los productores? ¿Cómo resuelven/gestionan los productores de energía los excedentes en la actualidad?
6. ¿Cómo encaja la venta de los excedentes de energía en el mercado energético actual? ¿Puede ser beneficioso o perjudicial?
7. ¿Cómo valoras la producción de H2 como solución a una posible problemática con los excedentes?
8. ¿Consideras el uso de H2 como vector energético una alternativa viable frente a las baterías? ¿Se puede dar a corto, medio o largo plazo? ¿Crees que el uso de pilas de H2 en lugar de baterías entraña algún riesgo?
9. ¿Cómo crees que será la evolución del precio de producción de H2? ¿Y de venta?
10. Puede darme tu opinión acerca de la situación actual de los electrolizadores para su uso a nivel comercial.
11. Para poner a prueba tu conocimiento, podrías darme tres nombres de fabricantes de electrolizadores.



12. Consideras que es viable introducir o implementar un electrolizador en un parque FV, eólico (o cualquier otra EERR)
13. Consideras que es beneficioso o perjudicial instalar esta tecnología en los parques FV, eólicos, etc.
14. ¿Crees que con las infraestructuras actuales (gaseoductos, camiones de transporte de combustible, etc.) son aptos para el transporte de H2? ¿Crees que se debe realizar una nueva infraestructura o un gran acondicionamiento de las actuales para este propósito?
15. ¿Qué plataformas digitales conoce que promuevan la generación distribuida con fuentes de energía renovables? En el caso de haber empleado alguna plataforma, ¿cuál ha sido su experiencia?
16. ¿Cómo crees que se realizará la trazabilidad/certificación del H2 verde? ¿Cómo el Blockchain puede ayudar en esto? Proyecto CertifHY (ayuda)
17. Tras conocer en que consiste nuestra propuesta de negocio, ¿crees que su implantación es más factible en pequeños o grandes productores de energía renovable? ¿Por qué?

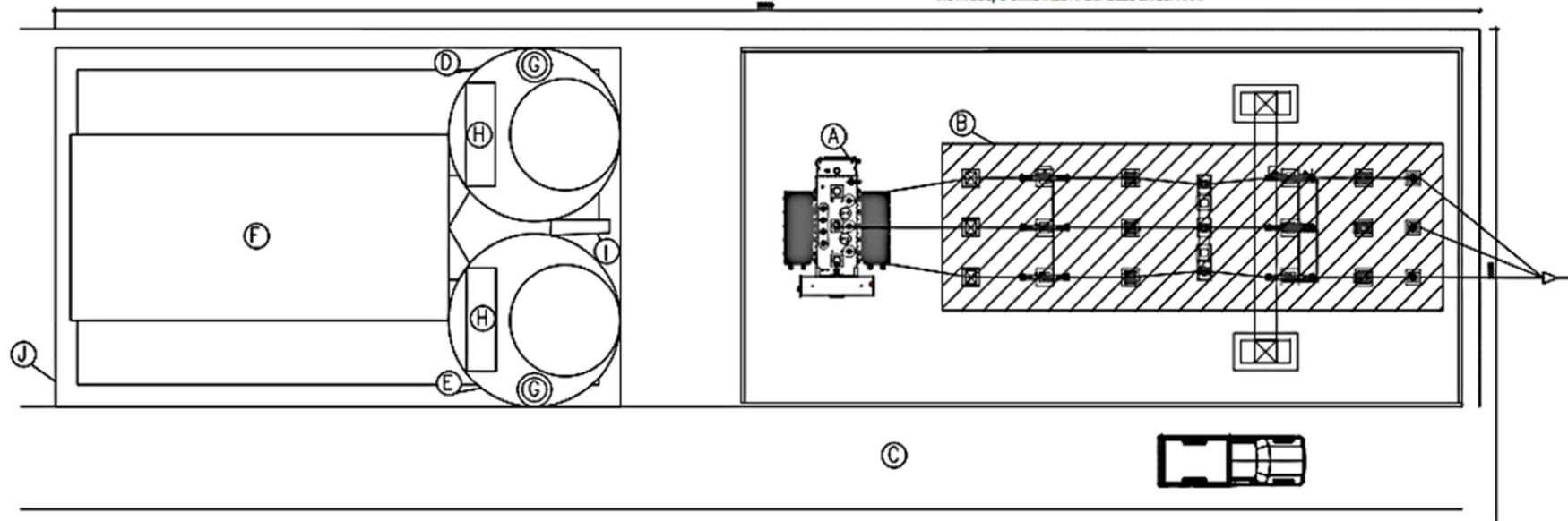
#### **17.5. Anexo Banco de preguntas sector clientes finales de fertilizantes**

1. Tamaño y distancia de la explotación agrícola al punto de venta principal.
2. Tipo de producción y superficie dedicada.
3. N.º de cosechas en la misma superficie.
4. Recibe subsidios o ayudas agrícolas.
5. La tierra es propia o de alquiler.
6. Tiene la tierra buenas condiciones para la agricultura.
7. Utilización de técnicas agrícolas tradicionales o tecnología moderna.
8. Recibe asistencia técnica o algún servicio de asesoría que ayude a mejorar la producción o comercialización.
9. La agricultura tiene un impacto negativo sobre el medio ambiente.
10. La explotación provee beneficios secundarios para el medio ambiente.
11. Identificación del producto con algún sello o etiqueta.
12. En los últimos 10 años ha invertido en la explotación.
13. Diversificación de la actividad económica.
14. Los consumidores están más interesados en comprar un producto local o ecológico.
15. Los consumidores se preocupan por el impacto que genera la agricultura en el medio ambiente.
16. Los consumidores que compran alimentos ecológicos son conscientes de su origen.
17. Invertir en fertilizante verde (producido con H2 verde) para impacto positivo sobre el medio ambiente y conseguir imagen de producto ecológico.

### 17.6. Anexo Vista en planta de la central de producción de hidrógeno

LISTADO DE EQUIPOS PRINCIPALES DE LA VISTA EN PLANTA	
EQUIPO	NOMBRE DEL EQUIPO
A	TRANSFORMADOR DE POTENCIA. REDUCE LA TENSIÓN ELÉCTRICA AL NIVEL DE OPERACIÓN DEL ELECTROLIZADOR
B	MÓDULO DE EQUIPOS DE POTENCIA PARA SUBESTACIÓN TIPO AIS
C	VÍA DE CIRCULACIÓN LONGITUDINAL PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA PLANTA, ACCESOS, MANTENIMIENTO Y OPERACIÓN
D	TANQUE DE SEPARACIÓN DE HIDRÓGENO VERDE
E	TANQUE DE SEPARACIÓN DE OXÍGENO
F	ELECTROLIZADOR DE TECNOLOGÍA ALKALINA
G	BRIDAS
H	GAS COOLER
I	BOMBA DE CIRCULACIÓN
J	SKID DE MONTAJE PREFABRICADO

1. SE PLANTEA UNA SUBESTACIÓN TIPO AIS (AIR INSULATED SUBSTATIONS) EN LA PLANTA DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE.
2. SE CONSIDERA UN SISTEMA ELECTROLIZADOR DE TECNOLOGÍA ALKALINA, BASADO EN DIMENSIONES APROXIMADAS PARA EL MODELO McLyzer 800-30 DE LA MARCA COMERCIAL McPhy.
3. LA DISPOSICIÓN FÍSICA LONGITUDINAL TANTO DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA COMO DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO GARANTIZA UNA SEPARACIÓN OPERATIVA DE LOS COMPONENTES FUNCIONALES DE LA PLANTA, ASÍ COMO LA REDUCCIÓN DE ESPACIO Y EL ADECUADO DESARROLLO DE ACTIVIDADES TÉCNICAS EN FASE OPERATIVA, RUTINARIAS Y NO RUTINARIAS.
4. LA PRESENTE DISPOSICIÓN FÍSICA DE EQUIPOS PRINCIPALES CORRESPONDE A LA FASE DE INGENIERÍA CONCEPTUAL EN FEL-1. POR LO ANTERIOR, LA DISPOSICIÓN ES EXCLUSIVAMENTE INDICATIVA.
5. SE ESTIMA QUE SON REQUERIDOS POR LO MENOS UNOS 1200 m<sup>2</sup> PARA EL COMPLEJO INDUSTRIAL, SIN EMBARGO, EN LAS SIGUIENTES FASES DE INGENIERÍA SE PODRÁ REDUCIR EL ESPACIO TENIENDO EN CUENTA HOJAS DE DATOS Y CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS GARANTIZADAS DE FABRICANTES, ASÍ COMO OTROS DATOS DE ENTRADA CON MAYOR DETALLE QUE EL ACTUAL.
6. EN LA SIGUIENTE FASE DE INGENIERÍA SE EVALUARÁ LA NECESIDAD DE MUROS CORTAFUEGOS PARA EL TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y SE CONSIDERARÁN EN DETALLE DISTANCIAS MÍNIMAS SEGÚN CLASIFICACIÓN DE ÁREAS POR NORMATIVIDAD API (AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE) O SIMILARES APLICABLES EN ESPAÑA.



PLANTA DE GENERACIÓN DE HIDRÓGENO VERDE

Fig. 16: Planta de Generación de hidrógeno verde



PARQUE GENERADOR HÍBRIDO - COFRENTES

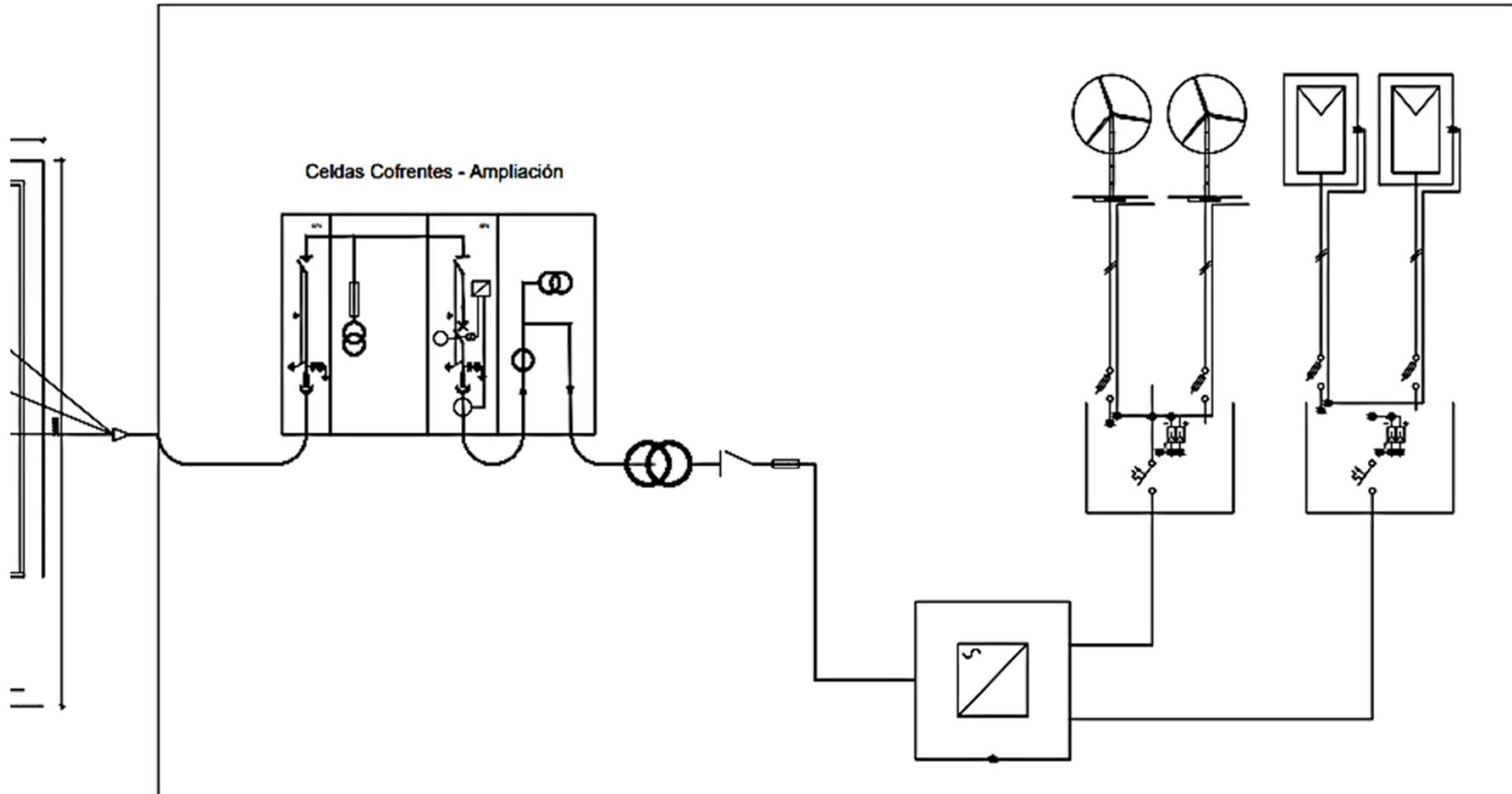


Fig. 17: Parque generador Híbrido de Cofrentes



## 17.7. Anexo Producción Eólica y Fotovoltaica

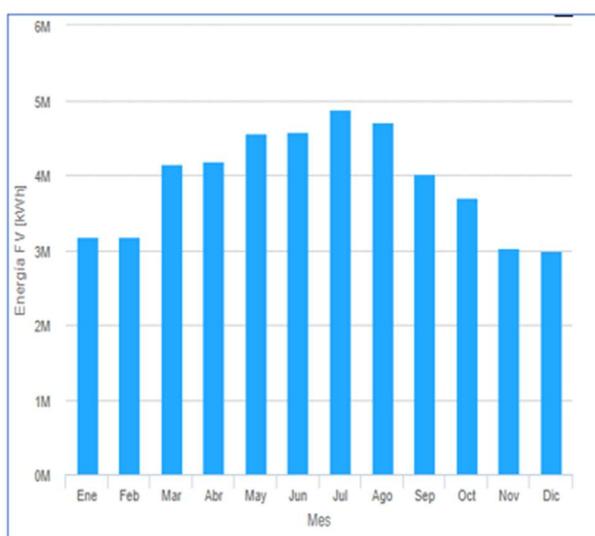
### Estimación de la energía excedente de la central híbrida

Con el objetivo de establecer un contrato PPA ventajoso con la central híbrida generadora se estima la producción de energía eléctrica que genera cada tecnología a fin de detectar los momentos en los que puedan generarse más excedentes. Al no disponerse dicha información se han elaborado suposiciones en base a bases de datos que contienen registros de datos meteorológicos. Dichos registros servirán para obtener las tendencias que se esperan e identificar los excedentes.

Se hace énfasis en que los datos recopilados se dotaran para un uso cualitativo y no cuantitativo al no disponer de los inputs necesarios.

### Cálculo energía solar anual fotovoltaica 30 MWp

A partir de los datos de irradiación anual y seleccionando parámetros como la localización donde ubicaría la instalación fotovoltaica en las proximidades del parque eólico de Cofrentes, y otros como sistemas fijos con un eje de inclinación a 35° y paneles solares de tecnología policristalina se ha obtenido los siguientes datos:



Producción mensual (MWh)	
Enero	3.179,58
Febrero	3.173,61
Marzo	4.146,40
Abril	4.195,16
Mayo	4.560,85
Junio	4.582,77
Julio	4.881,89
Agosto	4.702,99
Septiembre	4.022,91
Octubre	3.693,70
Noviembre	3.036,71
Diciembre	2.983,91

Fig. 18: generada por la instalación fotovoltaica 30MWp durante el año. (Fuente: Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS), herramienta simulador)

Irradiación anual [kWh/m <sup>2</sup> ]:	1.980,41
Producción anual (MWh)	47.160,48

### Cálculo energía eólica anual 50 MWp

No ha sido posible disponer de datos históricos de medición del recurso eólico ni del tipo de aerogenerador instalado en el parque. Como la producción eólica por los aerogeneradores está determinada entre otros factores la curva de potencia del generador, dirección y velocidad del viento y altitud se han supuesto unos valores basándose en datos meteorológicos recogidos por diversas bases de datos y de un catálogo de aerogeneradores con características similares a las existente.

A través de las bases de datos contenidas en mapaeolicoiberico.com se ha recreado un perfil de velocidades muy básicos para intentar extrapolar los valores obtenidos a la altitud real. Para ello:

- 1) Se calcula Vmed viento para los dos valores proporcionados (V200 y V100) para obtener el parámetro Alpha y extrapolar a la altura real de los aerogeneradores del parque eólico en 137 m.

$$V_{50med} = 6,535 \text{ m/s}$$

$$V_{100med} = 7,192 \text{ m/s}$$

$$\alpha = 0,1386$$

$$V_{med \ 137m} = 7,5051 \text{ m/s}$$

- 2) Para simplificar el cálculo aproximado se asume válido el valor obtenido para la distribución de Weibull a 100 m de la base de datos. Para el cálculo de la potencia suministrado por cada aerogenerador se ha supuesto una turbina de potencia nominal similar a la del enunciado modelo Vestas V136 3.45 (3,6 MW).

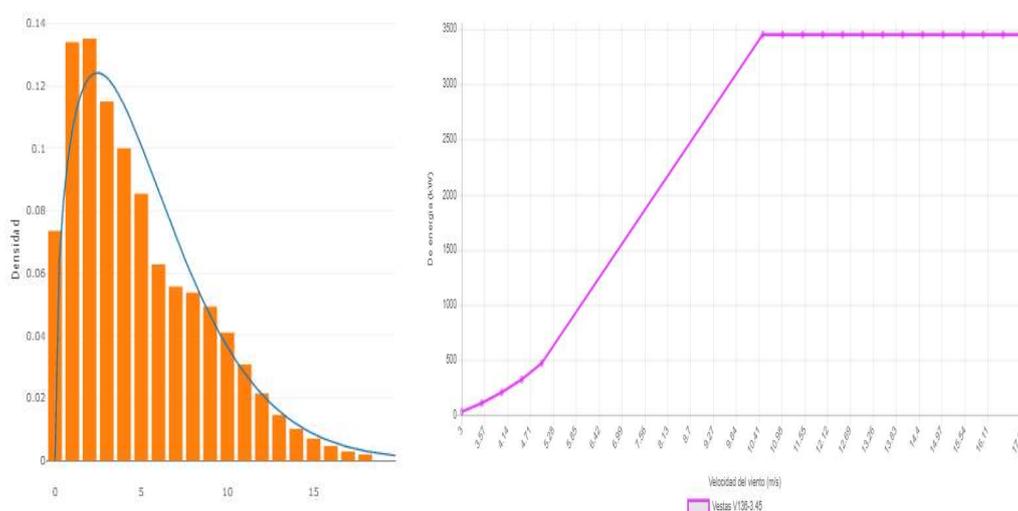


Fig 19: Energía producida por una turbina eólica



Con las frecuencias obtenidas en la distribución de Weibull y la curva de potencia se obtiene la cantidad de energía anual generada por cada turbina. Sabiendo que el parque eólico está conformado por 14 turbinas la producción de energía total será de:

V wind	Frec. xi	Frec. (h) anuales	Power (kW)	E anual (kWh)	E anual (MWh)
0	0,073	639	0	0	0
1	0,1339	1.173	0,1	0	0
2	0,1351	1.183	0,1	0	0
3	0,1149	1.007	34,5	34.725	34,73
4	0,1	876	211,8	185.537	185,54
5	0,0854	748	472,6	353.554	353,55
6	0,0628	550	850,7	467.994	467,99
7	0,0557	488	1.377	671.882	671,88
8	0,0537	470	2.058	968.108	968,11
9	0,0493	432	2.854	1.232.551	1.232,55
10	0,0409	358	3.414,30	1.223.289	1223,29
11	0,03086	270	3.450	932.651	932,65
12	0,02155	189	3.450	651.284	651,28
13	0,01486	130	3.450	449.099	449,1
14	0,0102	89	3450	308.264	308,26
15	0,007	61	3.450	211.554	211,55
16	0,00469	41	3.450	141.741	141,74

Tabla 20: Potencia y energía generada por la turbina eólica en función del viento

E total aero (MWh)	7.832,23
E total parque (MWh)	109.651

### Tendencias de producción

Adicionalmente las tendencias de velocidades medias de viento obtenidas tanto en el intervalo diario como mensual se muestran de manera cualitativa respecto a su promedio en donde se aprecia como la energía solar fotovoltaica y eólica presentan una gran complementariedad en el rango diario como anual.

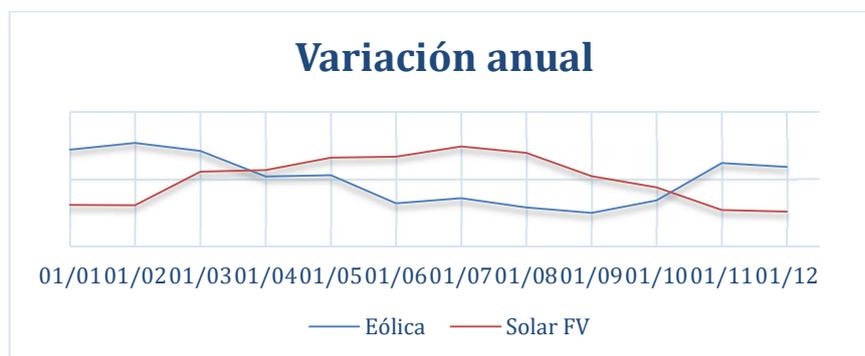


Fig. 20: Variación anual de la energía eólica respecto de la Solar FV

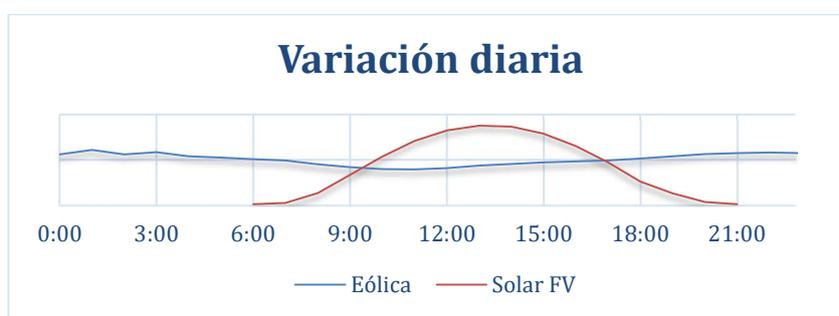


Fig. 20 bis: Variación diaria de la energía eólica respecto de la Solar FV

### 17.8. Anexo Dimensionamiento del electrolizador de HIDRÓGENO

Plymag como empresa de fertilizantes está interesada en sacar una nueva línea de productos respetuosos con el medioambiente ya que piensa que sus clientes están cada día más concienciados e interesados en estos productos. Dichos fertilizantes tendrán asociados unos certificados que corroboren su compromiso en emplear sus materias primas con energía 100% renovable.

Por lo tanto, se ha firmado un acuerdo con H2ybrid a medio plazo para que se suministren 500 toneladas/año de hidrógeno verde certificado a sus instalaciones en Pego (Alicante).

Una vez definida la producción deseada se realizará el dimensionamiento del electrolizador y auxiliares requeridos.

Potencia nominal del electrolizador: conocida la producción requerida de hidrógeno, determinamos la producción horaria → 500 toneladas/año < > 57,05 kg/h

El consumo de los electrolizadores suele estar comprendido entre los 52-56 kWh/kg por lo tanto se requerirá una potencia de 3,08 MW para 54-55 kWh/kg de consumo

Se asume que los electrolizadores pueden trabajar durante prácticamente todas las horas del año de manera ininterrumpida por lo que se asumirá un factor de operación del 90%, dejando el 10% restante



el equipo parado por cuestiones de mantenimiento. Dado que en lugar de las 8.760h anuales el equipo trabajará 7.884h en su lugar, la potencia requerida para fabricar la misma producción debe ser algo superior a la calculada inicialmente.

$$3,08\text{MW} \times 7.884\text{h} / 8.760\text{h} = 3,42 \text{ MW}$$

Debe tenerse en cuenta que, a consecuencia de la degradación sufrida por los stacks de electrólisis, el consumo energético a lo largo de la vida útil de la planta (EOL) deberá ir aumentando si se quiere mantener la misma producción de hidrógeno:

- Electrólisis alcalina: la tasa de degradación es aprox. de 0,12 % /1.000 h
- Electrólisis PEM: la tasa de degradación es de aprox. 0,19 % /1.000 h

Considerando un valor promedio de 0,15%/1.000 h, esto significa que un sistema de electrólisis de 3,42 MW, necesitará después de 10 años un 11,82% de potencia adicional. Por tanto, la potencia mínima del electrolizador será de 3,82 MW.

Consultando catálogos de diferentes vendedores se ha seleccionado un electrolizador de tecnología alcalina de 4 MW de potencia nominal de la marca comercial McPhy modelo McLyzer 800-30. Observando la hoja de datos proporcionada por el fabricante se aprecia como el hidrógeno es generado en el electrolizador a una presión de 30 barg, disminuyendo por tanto los costes de compresión del gas. Adicionalmente el consumo se especifica en 4,5 kWh/Nm<sup>3</sup> < > 50 kWh/kgH<sub>2</sub>, con lo que las suposiciones iniciales de dimensionamiento de la potencia nominal son válidas.

**McPhy** Driving clean energy forward

**McLyzzer** by McPhy

Produce your hydrogen on-site, on demand, according to your specifications

Produced by alkaline electrolysis from renewable electricity sources, zero-carbon hydrogen plays a crucial role in the energy transition. Our vision is pragmatic: it's all about using our hydrogen expertise to enhance your productivity, energy efficiency and economic performance.

- High pressure alkaline electrolysis, 30 bar directly at your process pressure, requiring no additional compression
- Fast dynamic response: perfectly suitable for coupling with renewable energies and qualified for grid services (primary reserve)
- High energy efficiency
- From 10 to 800 Nm<sup>3</sup>/h in series: a standardized range
- Supplemented with customized configuration systems (> 20 MW), based on our Augmented McLyzer module design, for industry, mobility and energy markets

	Model	Pressure (barg)	Nominal hydrogen flow rate (Nm <sup>3</sup> /h)	Power Class	DC Energy Consumption at nominal flow rate (kWh/Nm <sup>3</sup> )
Small	McLyzzer 10-30	30	10	50 kW	4.5
	McLyzzer 20-30	30	20	100 kW	4.5
Large	McLyzzer 100-30	30	100	0.5 MW	4.5
	McLyzzer 200-30	30	200	1 MW	4.5
	McLyzzer 400-30	30	400	2 MW	4.5
	McLyzzer 800-30 (core-module Augmented McLyzer)	30	800	4 MW	4.5

Equipment selected and qualified by major industrial players

APPLICATIONS: INDUSTRIAL H<sub>2</sub>, HYDROGEN MOBILITY, ENERGY, POWER TO GAS, H<sub>2</sub> FOR THE TERRITORIES, RESEARCH & INNOVATION

Fig. 21: Características electrolizador McLyzer



Debido a que los vendedores no muestran públicamente los precios de sus productos sin ofertas formales, se ha buscado rangos medios de precios en bibliografía obteniendo los siguientes datos:

Según la tecnología considerada, pueden suponerse los siguientes CAPEX (escala MW):

- Electrólisis alcalina: aproximadamente 650-900 €/kW (stack + BoP)
- Electrólisis PEM: aproximadamente 1100-1400 €/kW (stack + BoP)

De este modo y escogiendo valores medios se obtiene una inversión de:

Inversión Mclzyzer 800-30 = 775 €/kW x 4.000 kW = 3,1 M €

### 17.9. Anexo Ayudas y Subvenciones

En este apartado, se presentan los distintos tipos de ayudas y financiación en los que nuestra empresa se podría acoger para rentabilizar el modelo de negocio.

#### Financiación privada

- Project finance:

El reembolso de la financiación se haría vía el propio flujo de caja del proyecto y se caracteriza por el hecho de que participan más de dos socios en el proyecto transfiriéndose los riesgos empresariales a una entidad jurídica.

Por ejemplo, en nuestro caso, podría constituirse de:

- ✓ los inversores
- ✓ el banco financiador
- ✓ el propietario del terreno
- ✓ la constructora de la instalación
- ✓ el comprador del hidrógeno
- ✓ Transportista y distribuidor del hidrógeno
- ✓ Préstamos de banco:

Teniendo en cuenta la situación económica y financiera en la que vivimos actualmente en España con unos bajos tipos de interés, se estima que unos valores razonables para financiar el 74 % de la inversión inicial sería una tasa anual del 4% a 10 años.

#### Financiación pública

- Instituto de Crédito Oficial



A través del ICO, nuestra empresa se podría beneficiar de los siguientes productos:

**Préstamos:** Como norma general, el capital máximo que concede el ICO asciende a los 12,5 millones de € y tiene un periodo máximo de amortización de 20 años con hasta 2 años de carencia. En cuanto al interés asociado al préstamo, este puede tener un tipo fijo, con cotización quincenal, o variable: que comprende un euríbor a 6 meses más un diferencial:

- ✓ En préstamos a un año se sumará hasta un 2,3 %.
- ✓ En préstamos de dos a tres años se suma un 4 %.
- ✓ En préstamos de 4 años en adelante se suma un 4,3 %.

Los préstamos ICO no tienen comisiones de apertura o estudio, pero sí una comisión de cancelación en caso de amortización anticipada.

**Línea de Avales Inversión:** Aprobado en el Real Decreto-ley 25/2020 de 3 de julio en su artículo 1, del Ministerio de Asuntos Económicos y Transformación Digital, con la finalidad de avalar la financiación concedida a empresas y autónomos para atender principalmente sus necesidades financieras derivadas de la realización de nuevas inversiones.

Para operaciones suscritas por autónomos, pymes y empresas que hayan recibido ayuda pública de manera acumulada:

- ✓ Por un total no superior a 1.800.000 euros, el plazo del aval emitido coincidirá con el plazo del préstamo, hasta un máximo de 10 años.
- ✓ Por un total superior a 1.800.000 euros, el plazo del aval emitido coincidirá con el plazo del préstamo, hasta un máximo de 8 años.

○ Financiación comunitaria europea

La unión europea ha apostado fuertemente en la recuperación por los daños causados por la pandemia del Covid-19 pero también en la inversión en las transiciones ecológica y digital. Para ello, se han presentado los presupuestos europeos 2021-2027. La previsión de gasto es de 1,8243 BILLONES EUROS desglosado de la siguiente manera:

- ✓ Nuevo Marco Financiero Plurianual (MFP) (1,075 BILLONES €)
- ✓ Fondo de Garantía de BEI (Hasta 200.000 MILLONES € centrándose en pymes)
- ✓ Plan Europeo de Recuperación (Next Generation EU) (750.000 MILLONES€)

H2ybrid empresa podría optar a las siguientes ayudas y subvenciones:



	Dotación [kM€]	Programa	Gestión	Objeto ayuda	Estado	Enlaces
NUEVO MARCO FINANCIERO PLURIANUAL MFP	1075	HORIZONTE EUROPA	UE (Directa)	Puede participar cualquier entidad jurídica que quiera desarrollar un proyecto de I+D+i subvenciones a fondo perdido que cubren hasta el 100% de los costes admisibles del proyecto	Convocatorias abiertas.	<a href="https://www.horizonteeuropa.es/">https://www.horizonteeuropa.es/</a> <a href="https://cinea.ec.europa.eu/life/life-calls-proposals_en">https://cinea.ec.europa.eu/life/life-calls-proposals_en</a>
		LIFE	UE (Directa) Gestionado por Agencia Ejecutiva Europea de Clima, Infraestructuras y Medio Ambiente (CINEA)	Instrumento financiero de la Unión Europea dedicado, de forma exclusiva, al medio ambiente y a la acción por el clima.	Convocatoria en curso hasta otoño 2021	<a href="https://www.miteco.gob.es/ministerio/servicios/ayudas-subsenciones/programa-life/">https://www.miteco.gob.es/ministerio/servicios/ayudas-subsenciones/programa-life/</a>
PLAN EUROPEO DE RECUPERACION - NEXT GENERATION EU	750	ESPAÑA PUEDE	Estados miembros	- Hoja de Ruta Hidrógeno Renovable --> 1555 M€ - Despliegue Almacenamiento Energético --> 1,65 M€ - EERR --> 3155 M€ Ayuda máxima a la inversión para pequeña empresa --> 65%	<b>Recogido en los PGE</b> --> Industria y Energía 2663 M€ <b>MDI</b> del Ministerio para la Transformación Ecológica y el Reto Demográfico - Hidrógeno renovable. - EERR - otros ... <b>Convocatorias en curso de definición</b> para el objeto del proyecto 4T 2021: Aumento del lanzamiento de convocatorias y programas	<a href="https://nextgeneration.com/">https://nextgeneration.com/</a>
FONDO GARANTIA DE BEI	200	BANCO EUROPEO DE INVERSIONES	UE (Directa)	<b>Préstamos</b> <b>Financiación combinada:</b> permite a los clientes combinar la financiación del BEI con otras inversiones. <b>Asesoramiento y asistencia técnica</b>	Abierto	<a href="https://europa.eu/european-union/about-eu/institutions-bodies/european-investment-bank_es">https://europa.eu/european-union/about-eu/institutions-bodies/european-investment-bank_es</a>

Tabla 21: Ayudas y subvenciones posibles

○ Programa LIFE

El Programa LIFE es el único instrumento financiero de la Unión Europea dedicado, de forma exclusiva, al medio ambiente y a la acción por el clima.

Desde 1992, se han aprobado más de 900 proyectos LIFE en España (5.400 en toda la UE), con un presupuesto total de 1.555 M€ y una contribución de la UE de 781 M€ (9.000M€ en toda la UE, con una contribución total de la UE de más de 6.500 M€).

LIFE apoya a entidades grandes y pequeñas, públicas y privadas, establecidas en Europa.

Dentro del programa, nuestro proyecto se adentraría dentro del subprograma Mitigación del Cambio Climático y Adaptación al mismo, y podrían apoyarse en las siguientes líneas de actuación:

- ✓ LIFE-2021-CET-SMARTSERV: Establecer modelos de negocio y esquemas contractuales innovadores para servicios energéticos inteligentes e integradores.
- ✓ LIFE-2021-CET-INNOFIN: Esquemas de financiación innovadores para inversiones en energía sostenible.
- ✓ LIFE-2021-CET-COALREGIONS: Transición energética limpia impulsada por la comunidad en regiones de carbón, turba y pizarra bituminosa.
- ✓ LIFE-2021-CET-PDA: Disruptive PDA -Asistencia Técnica para que los desarrolladores de proyectos realicen inversiones ambiciosas y a escala en eficiencia energética y energías renovables.



#### Fondos del programa LIFE 2021-2024:

In million Euros	Amounts allocated to projects pursuant to Article 9.3 of the LIFE Regulation			Other activities (4) Activities financed through procurement and not covered under (3)	Total (1)+(2)+(3) +(4)
	(1) Projects financed through grants	(2) Blending operations	(3) Projects financed through other forms of funding		
1. Nature and biodiversity	926,69	7,50	70,93	98,42	1.103,54
2. Circular economy and quality of life	599,29	7,50	45,28	45,48	697,54
3. Climate mitigation and adaptation	419,07	0,00	45,25	41,20	505,52
4. Clean Energy transition	412,22	0,00	85,00	29,86	527,08
<b>TOTAL</b>	<b>2.357,27</b>	<b>15,00</b>	<b>246,46</b>	<b>214,96</b>	<b>2.833,68</b>

Tabla 22: Distribución de los fondos del programa LIFE 2021-2024 (Fuente: <https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/servicios/ayudas-subsenciones/programa-life/>)

#### ○ HORIZONTE EUROPA

El Programa Horizonte Europa, será el instrumento fundamental para llevar a cabo las políticas de I+D+I de la UE para el período 2021 -2027.

El objetivo general del programa es alcanzar un impacto científico, tecnológico, económico y social de las inversiones de la UE en I+I, fortaleciendo de esta manera sus bases científicas y tecnológicas y fomentando la competitividad de todos los Estados Miembros (EEMM).

Se estima que Horizonte Europa generará 11 euros en ganancia del Producto Interior Bruto (PIB) por cada euro invertido, creará hasta 320.000 nuevos puestos de trabajo altamente cualificados para el año 2040 y consolidará el liderazgo de Europa en Investigación e Innovación.

El Programa está diseñado con una mentalidad de inversión más que como un instrumento exclusivamente de financiación, y contará con una planificación que ayudará a la UE a realizar la transición hacia un futuro próspero y sostenible.

#### ○ Fondo de garantía del fondo europeo de inversiones (BEI)

El Banco Europeo de Inversiones (BEI) es de titularidad conjunta de los países de la UE. Sus objetivos son:

- ✓ Impulsar el potencial de crecimiento y empleo de Europa
- ✓ Apoyar las medidas para mitigar el cambio climático



- ✓ Fomentar las políticas de la UE en otros países

Ofrece 3 tipos de productos y servicios

- ✓ Préstamos
- ✓ Financiación combinada
- ✓ Asesoramiento técnico

Las condiciones generales de dichos préstamos pueden resumirse de la siguiente manera:

- Cobertura de hasta el 50% de la inversión total y, en determinados casos, hasta el 100% de la inversión con garantía del banco intermediario.
- Período de carencia: hasta 3 años.
- Período de pago: se determina por la entidad financiera intermediaria con el BEI, aunque, con carácter general, suele oscilar entre 2 y 15 años.
- Beneficiarios: autoridades locales, PYMEs o MIDCAPs.
- El importe adjudicado en el marco de un préstamo global no puede superar los 12,5 millones de euros, incluyendo la posibilidad de financiación de capital circulante.
- Préstamos libres de comisiones y otras cargas, a excepción de un mínimo de gastos administrativos.

Son prestamos con buenas condiciones financieras de los que este proyecto podría beneficiarse por su naturaleza. Pero al no poder garantizarse su aprobación, no se ha contemplado en los cálculos financieros. Aunque si se contemplará como un importante potencial de mejora económica.

#### Conclusión para la línea de financiación de la empresa

Vistas las numerosas partidas de ayudas económicas y financieras puestas en marcha, sobre todo a raíz de los planes de recuperación promovidos desde la Comunidad Europea, vemos factible poder partir de las siguientes condiciones de financiación a las que nos podríamos acoger y que usaremos para nuestros cálculos de rentabilidad:

ICO (Instituto de Crédito Oficial):

- Tasa interés anual del 4%
- Plazo de pago 10 años

#### **17.10. Anexo Costes y precios de venta del Hidrógeno verde**

Hoy en día, la opción más barata de producir hidrógeno es a partir de combustibles fósiles.

Según la AIE, y dependiendo del precio del gas a nivel regional, el precio del hidrógeno producido es de alrededor de 0,5-1,7\$/kg de hidrógeno. Mientras el precio del producido a partir de energía



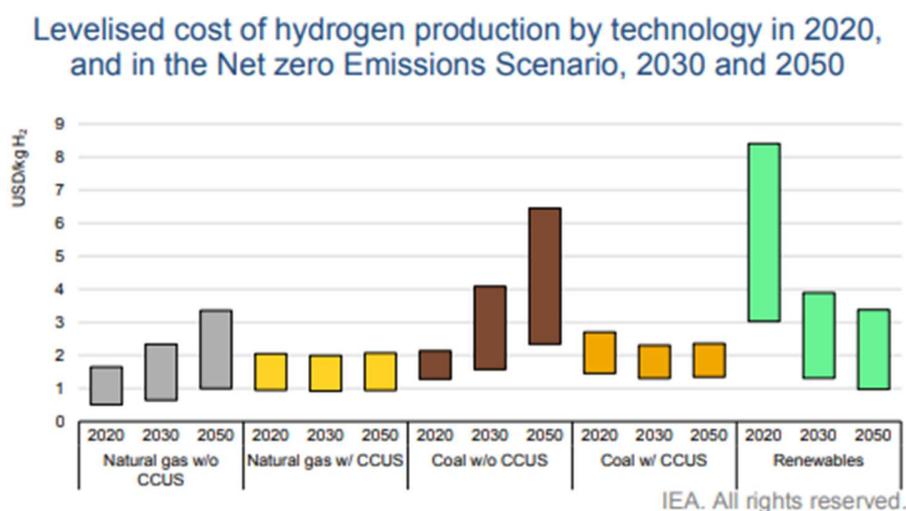
renovable anda sobre los 3-8\$/kg de hidrógeno verde, siendo los costes de electricidad de 50-90% del total de costes de producción (variará en función del precio de la electricidad y de la capacidad de carga total del suministro eléctrico renovable).

Se espera que el precio de la energía renovable y los costes de los electrolizadores disminuirán considerablemente en los próximos años aprovechando las economías de escala y los avances tecnológicos en todos los ámbitos, tanto de rendimiento productivo como de reducción de costes de toda la instalación de producción (electrolizadores, rectificadores, inversores,).

Sin embargo, el punto crítico para bajar los costes productivos de hidrógeno mediante electrolisis es reduciendo el precio de la electricidad de suministro.

Según la iniciativa US Hydrogen Energy Earthshot, para obtener precios de 1\$/kg H<sub>2</sub> (objetivo de 2030), implicaría unos precios de la electricidad de 20\$/MWh, sin tener en cuenta CAPEX ni OPEX, requiriendo unos precios muy por debajo para incluir costes de CAPEX y OPEX adicionales.

Aun y todos los costes productivos a partir de 2030 son muy inciertos, aunque en el siguiente gráfico se muestra una estimación hasta 2050 según las distintas tecnologías productivas:



Notes: CCUS = carbon capture, utilisation and storage. Ranges of production cost estimates reflect regional variations in costs and renewable resource conditions.  
Sources: Based on data from McKinsey & Company and the Hydrogen Council; [IRENA \(2020\)](#); [IEA GHG \(2014\)](#); [IEA GHG \(2017\)](#); [E4Tech \(2015\)](#); [Kawasaki Heavy Industries](#); [Element Energy \(2018\)](#).

**Fig. 20:** Precios estimados del hidrógeno de 2020 a 2050 dependiendo de la forma de producción

Para tener en cuenta también que, según la AIE, el aumento del precio de emisiones de CO<sub>2</sub> podría estrechar el margen subiendo el coste del hidrógeno a partir de combustibles fósiles. Se calcula que el aumento del precio del carbón de 100 €/t CO<sub>2</sub> equivale a un coste de 0,9\$/kg H<sub>2</sub> para una producción



a base de gas natural sin tecnología CCUS (captura, almacenamiento y uso del carbono) o de 2\$/kg de H<sub>2</sub> para la gasificación del carbón (según datos de la AIE).

Fuente: “Global Hydrogen Review 2021” de AIE: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/3a2ed84c-9ea0-458c-9421-d166a9510bc0/GlobalHydrogenReview2021.pdf>

En la siguiente gráfica podemos ver unos datos presentados en la webinar del 14 de octubre 2021 “Hidrógeno verde: Presente y Futuro” organizada por la EOI Escuela de Organización Industrial. Aquí se muestra cuales los puntos más importantes acerca de la mejora de competitividad del hidrógeno verde frente al gris y cuando se podría darse el equilibrio entre ambos tipos, siempre teniendo en cuenta colaboración entre las empresas y, fundamentalmente, las ayudas públicas.

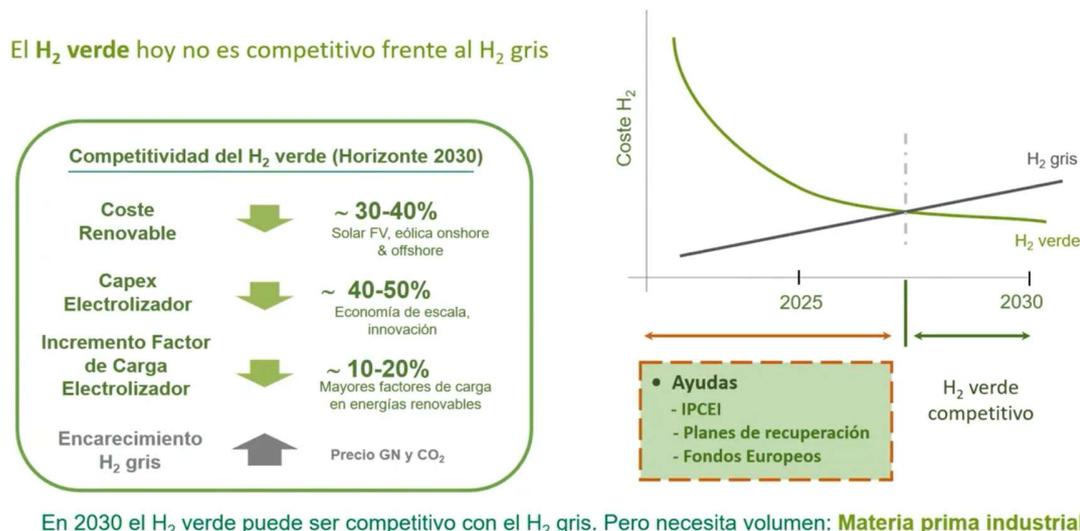


Fig. 21: Curva de los precios previsto en un futuro del hidrógeno verde respecto del hidrógeno gris

Según el componente 9 del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia, que sería la hoja de ruta del hidrógeno renovable y su integración sectorial, se estima un valor de comercialización del hidrógeno en el rango de 8,75 €/kg.

Fuente: <https://objetivotransformacion.camara.es/sites/default/files/documentation/05052021-Componente9.pdf>

Según la AIE, hoy el rango medio del precio de venta del hidrógeno verde se situaría entre los 7 y 9€/kg, que irán disminuyendo en base a los puntos hablados anteriormente y la rentabilización de las plantas a medida que pasen los años.

Por lo tanto, para este proyecto, se escoge un precio de venta de nuestro hidrógeno verde producido de 6,4 €/kg H<sub>2</sub>.



### **17.11. Anexo Aspectos legales y regulatorios de los PPA, Mercado eléctrico**

Los Power Purchase Agreement, o más conocido por sus siglas “PPA”, es un contrato de compraventa de energía entre un productor y un consumidor. Uno de los objetivos del proyecto es abordar este aspecto, y aunque su incipiente desarrollo en España hace que existan todavía algunas barreras para su desarrollo, puede ser la forma que aporte menos riesgo y mayores beneficios tanto económicos como operativos a ambas partes implicadas en el proyecto.

La regulación de los contratos bilaterales en España se recoge en el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, y en el artículo 24 de la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico.

#### **Ventajas que ofrece un modelo PPA**

Las principales ventajas por las que se ha adoptado un modelo PPA para el desarrollo del proyecto son las siguientes:

- Puede garantizarse un precio de la energía en un determinado período que reduzca o minimice la volatilidad de precios que tiene el sistema eléctrico.
- Se minimiza el riesgo financiero, al asegurar flujos de gastos predecibles y a largo plazo que sean más interesantes para las instituciones financieras.
- Mejora la imagen de las partes involucradas al desarrollar proyectos responsables con el medio ambiente.

Pero ¿cómo se formaliza a efectos prácticos un PPA? Hay dos posibilidades, una más física donde la conexión sea por línea directa, es decir, una instalación renovable está conectada a través de unos cables a un consumidor sin pasar por la red eléctrica, y la segunda, más virtual, se trataría de un contrato en el que un comprador se haría con los derechos de la electricidad generada a un precio más beneficioso que los existentes en el mercado mayorista, pero utilizando la red eléctrica para ese intercambio.

El PPA que más no podría interesar es aquel que generador y consumidor están conectados físicamente, y aunque la Ley del Sector Eléctrico no lo permite.

#### **Estructuras de los PPA**

Existen tres grandes categorías dentro de las estructuras PPA:

- Powershare
- Autosuministro
- Autoconsumo



### **Powershare**

Consiste en la autoproducción compartida de energía, en la que cada participante invierte una cantidad de dinero en acciones energéticas en relación con la electricidad que utiliza anualmente. Se trata de un contrato a largo plazo y se garantiza que, al término de éste, la inversión será devuelta. La energía producida es facturada por esta comercializadora a precio de coste, en la proporción de la inversión a cada participante.

Este novedoso concepto, aunque con gran potencial, no es de utilidad en el presente caso debido a que únicamente se plantea un consumidor y nuestro negocio no tiene previsto invertir en la planta fotovoltaica.

### **Autosuministro**

También llamado “Autoconsumo remoto” o “Autoconsumo off-site” se encuentra regulado por la Ley 24/2013 y por el Real Decreto 2019/1997.

El autosuministro sigue el procedimiento de autorización de una instalación de producción conforme a la normativa sectorial: no hay límite en la capacidad de la instalación, la instalación se conecta a la red de distribución/transporte (aguas arriba de la Caja General de Protección) y puede ubicarse en cualquier punto del Estado.

Debido a que la planta fotovoltaica no podrá satisfacer las necesidades energéticas del electrolizador en todo momento y, por consiguiente, en ciertas ocasiones será necesario el suministro energético por vía de la energía eólica o externa, se plantean las siguientes opciones:

- Adquirir su energía directamente en el Mercado de Producción. Esta opción será desechada debido a los altos costes operativos y a que aporta riesgo al ser el mercado muy volátil.
- Adquirir su energía mediante un representante en el Mercado de Producción, abonando un coste por dicho servicio.
- Contratar con una comercializadora en uno o varios períodos tarifarios.
- Contratar con una comercializadora la realización de un balance neto virtual.

El caso que nos podría interesar es el PPA físico indirecto mediante la figura de “consumidor directo a mercado” pero la siguiente posibilidad será mucho más beneficiosa para nosotros puesto que nos hará ahorrar una gran parte de los gastos energía.



### **Autoconsumo**

Este PPA tiene muchas ventajas para generador y consumidor ya que están conectados físicamente, y aunque la Ley del Sector Eléctrico no lo permite, el RD 900/2015 de Autoconsumo sí, por lo que la figura adecuada de este PPA físico sería la de un autoconsumo Tipo 2.

En este tipo de PPA la energía es transferida mediante una línea eléctrica directa y la planta productora puede estar fuera o dentro de la misma referencia catastral.

Lo que define este tipo de acuerdo PPA es la instalación de líneas directas que no forman parte de la infraestructura de la distribución de la red eléctrica, y están al margen de los peajes de distribución y transporte, aunque si la instalación del electrolizador además tiene un punto de conexión a red, deberá pagar un peaje de respaldo.

El ahorro de los peajes de distribución y transporte es muy importante, aunque el coste de la línea de media tensión del parque de Cofrentes a nuestro electrolizador será un coste inicial para el proyecto. Esta conexión debe siempre ir por un terreno privado, pero como en nuestro caso la instalación estará pegada a la subestación de Cofrentes no habrá problemas en este sentido.

### **Mercado eléctrico y tipos de tarifas**

En este punto se explica brevemente cómo funciona el mercado eléctrico español y cuáles son los principales agentes que actúan en él, así como se genera el precio de la energía.

A partir de la entrada en vigor de la Ley 54/1997 de 27 de noviembre del Sector Eléctrico, tal y como podemos ver en la página web del Ministerio de Industria, el mercado eléctrico en nuestro país queda dividido en las siguientes actividades principales de la siguiente manera:

- **Actividades reguladas:** Transporte: es la transmisión de la energía eléctrica a través de la red de alta tensión desde los puntos de generación. Esta actividad es exclusiva de Red Eléctrica de España. Distribución: es la transmisión de la electricidad de las redes a los puntos de consumo a través de las redes de media y baja tensión. Es una actividad regulada, aunque son las empresas privadas las que la llevan a cabo, a las cuales se les reconoce un coste de distribución que los consumidores pagan en la factura.
- **Actividades no reguladas:** Generación: es la producción de la energía eléctrica. Comercialización: es la compra y la venta de la electricidad.

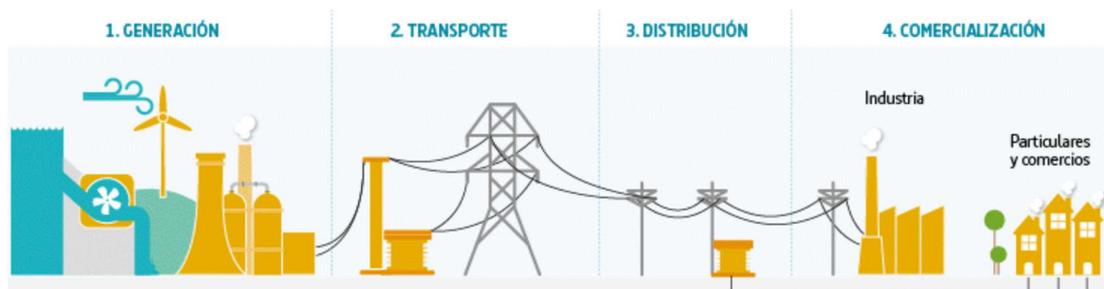


Fig. 24: Actividades principales del sistema eléctrico español. (Fuente: El periódico de la Energía).

Una vez expuestas cuáles son las principales actividades del sector eléctrico, se pasa a comentar cuáles son los principales agentes que operan en este mercado, es decir, quienes se encargan de realizar la generación, el transporte, la distribución y la comercialización.

En el caso de la generación, hasta la reforma del mercado eléctrico realizada por el anterior ejecutivo con la Ley 24/2013, existían dos tipos de productores: los productores en régimen ordinario y los productores en régimen especial.

Los productores en régimen especial son aquellos que generan electricidad mediante el uso de energías renovables y de cogeneración, siempre que su potencia no supere los 50 MW. Los productores del régimen ordinario, por tanto, serían todos los demás.

#### Precios del mercado eléctrico (SPOT):

Precio	Horas por semana	Porcentaje de uso	2018	2019	2020	2021	últimos 4 años	Descuento 25%
Precio medio	168	100%	57,29	47,68	33,96	84,48	55,85	41,89
Precio sin horas punta	128	76%	55,68	46,20	32,37	81,37	53,91	40,43
Precio sin mañana punta	148	88%	56,68	47,17	33,52	83,93	55,33	41,49
Precio sin tarde punta	148	88%	56,51	46,91	33,03	82,35	54,70	41,02
Precio noches + finde	88	52%	53,59	44,42	30,55	77,86	51,60	38,70
Precio noche	56	33%	52,26	43,74	30,41	81,25	51,92	38,94

Tabla 23: Precios adquiridos de los datos estadísticos de red eléctrica española (fuente: <https://www.esios.ree.es/>)



Se han calculado los precios medios de la energía en el mercado eléctrico español para conocer la diferencia de precio en función de las horas de utilización y así conocer de cerca el precio al que se le podría negociar el PPA con la planta de Cofrentes. Vemos que el precio medio por día de los últimos 4 años ronda los 55€ / MWh mientras que las noches junto con los fines de semana (horarios valle) ronda los 51€ /MWh. Hemos aplicado un descuento orientativo de un 25% el cual consideramos que sería el mínimo aplicable al tratarse de un precio PPA y que de esta forma la planta se aseguraría la venta de esta energía.

La empresa H2ybrid tiene la ventaja de poder elegir en qué momento la energía le interesa más, pero visto el precio del electrolizador y que la escasa variación entre horas punta y horas valle la cual no supera el 10% del precio total. Estableceremos que el uso del electrolizador sea el 90% del tiempo. Por lo que tendremos un consumo diario de 4 MW durante 21h26min de media. Es decir, un consumo medio diario de energía de 86,4 MWh.

La planta de Cofrentes tiene un límite de potencia de 50 MW por lo que generará un máximo de energía de 1.200 MWh por día. Por lo tanto, nuestro electrolizador absorberá como mínimo una energía que rondará el 8% de la energía de la central, en el caso en el que la central este al 100% de su capacidad máxima. Por norma general estimamos que el consumo será de alrededor de un 12% de la producción total de la central.

Cabe destacar que la planta fotovoltaica a pleno rendimiento puede llegar a producir 30 MWh pero junto con la producción eólica estás 2 tienen un límite de producción y distribución de 50 MWh.

Habrà por lo tanto ciertos momentos que se produzcan excedente entre las 10h y las 18h. En esos momentos toda la potencia que pase de los 50 MW será aprovechada por el electrolizador, limitando por lo tanto las pérdidas de energía por excedentes en ese momento.

Las 16 horas restantes se utilizará la energía producida por la central eólica.

En la última subasta del estado de energía renovable del día 19/10/2021, los parques eólicos promediaron un precio de 34,47 €/MWh y los parques fotovoltaicos se quedaron a un precio promedio de 29,54 €/MWh.

**En base a lo anterior establecemos un precio único durante todo el día de 35 €/MWh tomando así un escenario más conservador y prudente al hacer los cálculos financieros.**

#### **Cláusulas del Contrato del PPA Productor - H<sub>2</sub>ybrid:**

En este apartado se establecerán las cláusulas principales que delimitarán los contratos de venta de energía entre la planta de Cofrentes, la parte Eólica y la fotovoltaica conjuntamente.



- Duración: debido a la volatilidad de los precios en España, el contrato no podrá exceder de los 15 años. Por tanto, se fijará una duración del contrato de 15 años.
- Garantía de energía: Se garantiza un suministro de energía de 4 MW en todo momento, para poder explotar el electrolizador siempre que sea necesario.
- Penalización por cancelación del contrato: en caso de anulación del contrato por parte del productor se establece una penalización variable anual calculada como la diferencia entre el precio medio de mercado y el precio acordado en el PPA
- Precio de venta: se establece un precio de venta fijo a lo largo de la totalidad de la duración del contrato de 0,035 €/kWh sea cual sea la hora del día.
- Consumo mínimo de H2ybrid: se establece un consumo mínimo del 50 % del día a lo largo de un año. En caso de no cumplir con esta cláusula, se fijará una penalización por el 1 % de la energía que debería consumir H2ybrid hasta alcanzar el consumo mínimo.

#### 17.12. Anexo Distribución y transporte del Hidrógeno

La distribución del hidrógeno verde producido hasta el punto de consumo se considera como un factor clave, dado que el punto de consumo no se encuentra cercano al punto de producción, es decir, se posee un usuario descentralizado. A menudo, el transporte a este tipo de usuarios puede ser responsable de más del 50 por ciento del coste total del hidrógeno.

*Fuente: Hoja de Ruta de Hidrógeno: una apuesta por el hidrógeno renovable. <https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/hoja-de-ruta-del-hidrogeno-renovable.aspx> Consultado 09/2021*

Existen tres opciones principales para la distribución de hidrógeno:

- Camión de hidrógeno comprimido.
- Camión de hidrógeno licuado.
- El uso de tuberías.

Dado el impacto de la distribución en el coste del hidrógeno, la elección del sistema óptimo de distribución se antoja de gran importancia para conseguir la viabilidad económica y competitiva del proyecto.

A efectos orientativos, la siguiente figura recoge un cuadro que identifica el medio de transporte más recomendable en función de la distancia y el volumen a transportar.

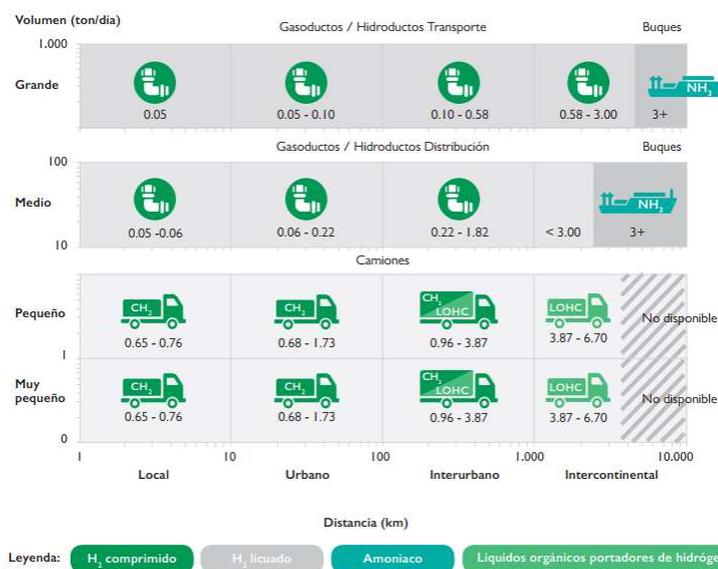


Fig. 25: Costes de transporte de Hidrógeno en función de la distancia recorrida y volumen transportado.

Para el presente proyecto, con una producción anual de 500 toneladas de hidrógeno verde, se selecciona como método más apropiado la distribución por carretera en camiones cisterna de hidrógeno comprimido, pudiéndose distribuir hasta 360 kg de hidrógeno verde por camión. Como coste de distribución se consideran 1,2 € por kilogramo.

Fuente: Council, H. (2020). Path to hydrogen competitiveness: A cost perspective.

### 17.13. Anexo Consumo de agua

El consumo de agua y su costo para la producción de 500 t/año de H<sub>2</sub> se indica a continuación:

- Producción horaria:  $[500 \text{ t H}_2/\text{año}] \cdot [\text{año}/(365 \cdot 24) \text{ h}] = 57,08 \text{ kg/h}$
- La reacción de electrólisis del agua consume en su proceso unos 0,9 L/Nm<sup>3</sup> H<sub>2</sub> producido.  
Fuente: <https://www.cnh2.es/>
- Nm<sup>3</sup> es el valor estándar del volumen ocupado por la materia en condiciones normales y que está a 0 grados centígrados o 273 grados K y a 1 presión atmosférica o 1.013,25 mbar.  
Masa H<sub>2</sub> (kg) 1 = 11,12 H<sub>2</sub> gas (Nm<sup>3</sup>) >> 57,08 kg/h = 634,73 Nm<sup>3</sup>/h
- Si el sistema trabaja 24h/7d, asumiremos un factor del 100% (8.760 h). Dado que pueden requerirse operaciones de mantenimiento y paradas de la planta por diferentes motivos, consideramos un techo de 7.884 h de funcionamiento:  
 $0,571 \text{ m}^3 \cdot 7.884 \text{ h/año} = 4.502 \text{ m}^3/\text{año}$
- Como el agua que debe emplearse para la producción de hidrógeno por electrólisis debe cumplir una serie de condiciones muy exigentes de bajo contenido en sales y conductividad



se asume que el consumo real será superior al teórico calculado, con lo que se dimensionará para un caudal 50% superior.

$$4.502 \text{ m}^3/\text{año} * 1,5 = 6,753 \text{ m}^3/\text{año}$$

- Coste de 1 m<sup>3</sup> de agua en la Comunidad Valenciana 2,05 €. Fuente: <https://www.ine.es>  
6.753 m<sup>3</sup>/año \* 2,05 €/m<sup>3</sup> = 13.843,7 €/año para el primer año de operaciones (para los años siguientes se corregirá según el crecimiento estimado de producción del 5%).

#### 17.14. Anexo Oficinas de la empresa H2ybrid

Arrendamientos terreno: Se va a alquilar un terreno cercano a la central híbrida de Cofrentes. Su valor estimado es de 15.000 € anuales.

Arrendamiento oficina: para la oficina se alquilará un módulo de oficinas a la empresa Containex con un coste aproximado de 8.000 € anuales.

En las siguientes imágenes la proyección de oficinas mediante la modificación de contenedores metálicos:



Fig. 26: Oficinas vista exterior



Fig. 27: Oficinas vista interior



## 18. BIBLIOGRAFÍA - REFERENCIAS

Se han consultado las siguientes fuentes para la realización del presente proyecto:

- 1) Valvanera Castro Fernández. *Metodología proyecto*. EOI.
- 2) Valvanera Castro Fernández. *Lean plan*. EOI.
- 3) <https://santandertrade.com/es>
- 4) <https://rsf.org/es>
- 5) <https://freedomhouse.org>
- 6) <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec.aspx>
- 7) <https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/el-proceso-internacional-de-lucha-contra-el-cambio-climatico/la-union-europea/>
- 8) Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico - Manifestación de interés: Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia. “Proyectos tractores para una transición energética justa e inclusiva: Hidrógeno Renovable” ([energia.gob.es](http://energia.gob.es))
- 9) <http://rsextremadura.juntaex.es/>
- 10) <https://www.heritage.org/index/>
- 11) <https://www.eiu.com/n/>
- 12) <https://www.ine.es>
- 13) <https://ideagreen.es/hidrogeno-verde/tipos-de-electrolizadores/>
- 14) <https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/hoja-de-ruta-del-hidrogeno-renovable.aspx>  
Consultado 09/2021
- 15) <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen> Consultado: Septiembre/2021.
- 16) Council, H. (2020). Path to hydrogen competitiveness: A cost perspective
- 17) <https://www.pv-magazine.es/2021/05/21/made-in-spain-h2b2-electrolysis-technologies/>
- 18) <https://www.energias-renovables.com/hidrogeno/la-geografia-espanola-del-hidrogeno-20210303>
- 19) <https://energetica21.com/noticia/hyfive-invertira-1000-millones-de-euros-en-5-plantas-de-hidrogeno-verde-en-espana>
- 20) <https://es.statista.com/>
- 21) <http://www.anffe.com/>
- 22) <https://www.endesa.com/es>
- 23) <https://www.gasrenovable.org/proyecto/sun2hy>
- 24) <https://www.cnh2.es>
- 25) Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS), herramienta simulador
- 26) <https://iea.blob.core.windows.net/assets/3a2ed84c-9ea0-458c-9421-d166a9510bc0/GlobalHydrogenReview2021.pdf>



- 27) <https://objetivotransformacion.camara.es/sites/default/files/documentation/05052021-Componente9.pdf>
- 28) <https://elperiodicodelaenergia.com/>
- 29) <https://www.esios.ree.es>