

Informe

ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO Y VIABILIDAD. PROYECTO PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO. GREENH2CA TUDELA

GOBIERNO DE NAVARRA/ Ciudad
Agroalimentaria de Tudela

A/A D. Jesús Sesma

Elaborado por: J. Joaquín Erice Lacunza jerice@ain.es

Ingeniería - Energía



CAT
CIUDAD
AGROALIMENTARIA
DE TUDELA

PROYECTO PLANTA PRODUCCIÓN HIDROGENO

GreenH2CATudela

ÍNDICE

1.- PRESENTACIÓN.....	4
2.- AMBITO Y OBJETO DEL ESTUDIO	4
3.- NORMATIVA APLICABLE	5
3.1.- OBRA CIVIL	5
3.2.- INSTALACIONES SUJETAS A REGLAMENTACIÓN.....	5
3.3.- MEDIOAMBIENTAL	6
4.- ESCENARIO DEL PROYECTO. NECESIDADES ENERGETICAS.	6
4.1.- HIDRÓGENO INDUSTRIAL	6
4.2.- LA NECESIDAD EN MOVILIDAD	9
4.3.- NECESIDADES GLOBALES DE HIDRÓGENO	10
5.- RECURSO RENOVABLE	10
6.- DIMENSIONAMIENTO DE LAS INSTALACIONES DE PRODUCCION Y DISTRIBUCIÓN	12
6.1.- UBICACIÓN DE LA PLANTA DE PRODUCCIÓN.	13
6.2.- ACOMETIDA RECURSO RENOVABLE	14
6.3.- SUBESTACIONES Y CENTROS DE TRANSFORMACIÓN.....	14
6.4.- ELECTROLIZADOR.....	15
6.5.- SISTEMA DE ALIMENTACIÓN Y TRATAMIENTO DE AGUA.	17
6.6.- SISTEMA DE ALMACENAMIENTO.....	18
6.7.- SISTEMA DE COMPRESIÓN Y CARGA	19
6.8.- SEMIRREMOLQUE DE TRANSPORTE.	22
6.9.- SISTEMAS AUXILIARES	22

6.10.-INSTALACIÓN DE CONTROL	22
6.11.-INSTALACION MECANICA.....	23
7.- INGENIERÍA Y LEGALIZACION	24
8.- PERSONAL	24
9.- PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN	24
10.- ESTUDIO DE NEGOCIO.....	25
11.- ESTUDIOS DE SENSIBILIDAD	30
11.1.-RENTABILIDAD EN FUNCIÓN DEL PRECIO DE VENTA DEL H2 COMERCIALIZADO	30
11.2.-RENTABILIDAD EN FUNCIÓN DEL INCREMENTO EN EL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	31
11.1.-RENTABILIDAD EN FUNCIÓN DEL RETRASO EN LA COMERCIALIZACION DEL H2 EXTERNO A LA CIC.....	32
12.- OTROS BENEFICIOS ASOCIADOS	33
13.- PLANOS	34
14.- CONCLUSIONES	34

1.- PRESENTACIÓN

El proyecto de planta de producción y comercialización de hidrógeno renovable, GreenH2CATudela, está promovido por el Gobierno de Navarra dentro de su interés por trabajar y desarrollar proyectos que sirvan de iniciativa y modelo en el ámbito de la descarbonización en las distintas actividades de la Comunidad Foral de Navarra.

El proyecto se encuentra encuadrado dentro de la ruta Navarra del hidrógeno verde, en consonancia con la estrategia de la Comisión Europea y el Plan Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC) y Hoja de ruta del hidrógeno de España, con objetivos de reducir las emisiones de gases efecto invernadero y aumentar la contribución de las energías renovables en el consumo total.

El objetivo principal de este informe es analizar la viabilidad del proyecto de generación y comercialización de hidrógeno verde, teniendo en cuenta los costes energéticos asociados al mercado y una situación de partida que tenga en cuenta la actual coyuntura de política energética, estableciéndose las bases de demanda real para el proyecto y que permita definir la puesta en marcha del mismo.

2.- AMBITO Y OBJETO DEL ESTUDIO

El ámbito del proyecto se desarrolla en la Ciudad Agroalimentaria de Tudela (CAT), parque empresarial pionero, donde se comparten infraestructuras y servicios de forma sostenible para potenciar la competitividad de las empresas. Es una iniciativa única en Europa con un millón de metros cuadrados para el sector de procesado de alimentos con servicios centralizados en una localización estratégica.

La CAT es gestionada por CIUDAD AGROALIMENTARIA DE TUDELA, S.L.U., sociedad pública del Gobierno de Navarra. Esta posee una central de infraestructuras comunes (CIC) que genera y distribuye, a través de un rack, la energía y servicios generales que demandan las empresas ubicadas en dicho emplazamiento. La CIC distribuye los servicios de vapor, agua caliente y frío industrial a temperaturas positivas y negativas y compagina instalaciones convencionales de generación de energía con una planta de trigeneración. La CAT es un proyecto innovador único en el mundo. Las empresas ubicadas en la CAT comparten el patrón de energía que consumen. En este sentido, todas las industrias que participan en la adquisición de recursos energéticos (calor, frío, vapor, etc.) a través de las redes de suministro de la CAT, serían partícipes indirectas del proyecto, descarbonizando su producción.

La idoneidad del emplazamiento de la CAT se ve fortalecida en su propia ubicación, emplazada en una zona con elevada densidad de instalaciones de generación de EERR y situada a una distancia de 2 km de la subestación de la Serna (y conectada a ella eléctricamente), con potencial de vertido de energía renovable de cerca de 1.000 MW.

El proyecto será desarrollado por una sociedad mixta concesionaria, formada al 50% por CIUDAD AGROALIMENTARIA DE TUDELA, S.L.U. y el 50% restante por la sociedad adjudicataria de la licitación (o por la sociedad que se constituya por los adjudicatarios en caso de concurrir conjuntamente varias empresas), que efectuará las labores de construcción y equipamiento de la central de producción de hidrógeno y la operación, mantenimiento y comercialización posterior. Será labor también de la sociedad adjudicataria garantizar el suministro de la energía eléctrica renovable para el funcionamiento y producción del hidrógeno. Esta energía eléctrica suministrada deberá ser de nueva implantación y contar con certificación de origen renovable, así como cumplir cualquier otro requisito requerido para que el hidrógeno que produzca la planta sea verde.

3.- NORMATIVA APLICABLE

Para la construcción de la planta será necesario cumplir con la reglamentación vigente en vigor con carácter no limitativo con la indicada a continuación.

3.1.-OBRA CIVIL

Generales

- Ley de ordenación de la edificación 38/1999 de 5 de noviembre (LOE).
- Código técnico de la edificación (CTE) RD 314/2006 de 17 de marzo.
- Ley Foral 22/2001, de 27 de noviembre, de modificación del artículo 273 de la Ley Foral 10/1994, de 4 de julio, de Ordenación del Territorio y Urbanismo.
- Ley Foral 35/2002, de 20 de diciembre, de Ordenación del Territorio y Urbanismo.

Sismorresistente

- Norma de Construcción Sismorresistente: parte general y edificación (NCSR-02). Real Decreto 997/2002, de 27 de septiembre.

3.2.-INSTALACIONES SUJETAS A REGLAMENTACIÓN

- R.A.P. - Real Decreto 809/2021 Reglamento de equipos a presión.
- R.A.P.Q. - R.D. 656/2017 Reglamento de almacenamiento de productos químicos.
- ITC MIE APQ-5 Almacenamiento gases en recipientes a presión móviles.
- R.I.P. - R.D. 2085/1994 & R.D. 1523/1999 Reglamento de instalaciones petrolíferas.

- R.D. 919/2006 Reglamento técnico de distribución y utilización de combustibles gaseosos y sus ITC's IGC 01 a 11.
- R.A.T.E.X. - R.D. 681/2003 Reglamento de atmósferas explosivas.
- P.C.I.- R.D. 1942/1993 Reglamento de instalaciones de protección contra incendios.
- R.I.T.E. - R.D. 1751/1998 Reglamento de instalaciones térmicas en edificios.
- R.C.E. - R.D. 337/2014 Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones de alta tensión y sus ITC's complementarias RAT 01 a 23.
- R.D. 223/2008 Reglamento sobre condiciones técnicas y garantía de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus ITC's complementarias ITC LAT 01 a 09.
- R.E.B.T. - R.D. 842/2002 Reglamento electrotécnico de baja tensión.
- R.E. - R.D. 614/2001 Real decreto de riesgo eléctrico.
- R.A.G. - R.D. 1254/1999 Real decreto de accidentes graves.
- R.D. 1215 Disposición sobre equipos de trabajo.
- R.D. 374/2001 Protección contra el riesgo relacionado con los agentes químicos.
- P.C.L. - R.D. 865.2003 Reglamento de prevención y control de la legionelosis.

3.3.-MEDIOAMBIENTAL

- L.F. 4/2005 Autorización Ambiental Integrada (AAI) y Evaluación del impacto Ambiental Obligatoria (EIA) (DF93/2006 y OF 48/2014)
- Directiva Seveso (82/2025) Según capacidad de almacenamiento

4.- ESCENARIO DEL PROYECTO. NECESIDADES ENERGETICAS.

Este proyecto, además de suministrar hidrógeno a la Central de Infraestructuras Comunes (CIC) de la Ciudad Agroalimentaria de Tudela (CAT) y a los usos indicados en este apartado, abre la posibilidad de suministro a nuevos desarrollos y plantas pilotos pioneras en Navarra y provincias limítrofes.

4.1.-HIDRÓGENO INDUSTRIAL

Suministro a la CIC

El hidrógeno producido en la planta GreenH2CATudela tendrá inicialmente como principal consumidor la Central de Infraestructuras Comunes (CIC) de la CAT, mediante

la sustitución parcial del consumo de gas natural de su instalación de trigeneración. La instalación de trigeneración de la CIC, con una eficiencia final del sistema de 86,6% (considerada como cogeneración de alta eficiencia), genera vapor, agua caliente, frío industrial y agua fría- que demandan las empresas implantadas en el entorno. Por tanto, los beneficios de descarbonización de la CIC se verán trasladados a las empresas consumidoras de energía.

El gas natural alimenta los equipos de generación térmica de la trigeneración, para suministrar vapor (15,8% del total de la energía suministrada) y agua caliente (8% del total de la energía suministrada) a la vez que genera electricidad (56,7% del total de la energía suministrada). Mediante las máquinas de absorción, que emplean calor recuperado de estos sistemas, se genera el agua fría (14,3% del total de la energía suministrada), que, sumado a la electricidad generada, alimentan a las máquinas de generación frigorífica para obtener frío industrial (5,2% del total de la energía suministrada).

El hidrógeno industrial suministrado a la CIC sustituirá inicialmente el 5% del consumo de gas natural total de la central. Este porcentaje se determina por medio de dos parámetros principales:

- Mantener el régimen retributivo específico de la central de cogeneración de la CIC adscrita al subgrupo a.1.1. del “Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos” y que establece un consumo mínimo de gas natural de, al menos, el 95% de la energía primaria utilizada.
- Mantener la sostenibilidad económica de la CIC en parámetros de rentabilidad positiva, teniendo en cuenta el sobre coste actual del hidrógeno frente al gas natural como combustible a sustituir.

La curva de consumo de este gas natural que se pretende sustituir y los requisitos de calor son estables durante todo el año (8.760 h/a). Las variaciones de consumo de gas natural son mínimas, suponiendo desviaciones mensuales estándares inferiores al 10%.

El gas natural actualmente empleado por este sistema asciende hasta 185GWh/año (en PCI), de los cuales se va a sustituir un 5% en energía. Esto supone una sustitución de 9,3 GWh al año de gas natural (sobre PCI) y un consumo de hidrógeno de 10,2 GWh, teniendo en cuenta la disminución de rendimiento de los motores térmicos actuales que experimentan cuando utilizan hidrógeno como combustible. Esta sustitución, en términos volumétricos, implica un 15,7% del volumen de combustible total, de modo que se requieren 307 toneladas de hidrógeno por año (cerca de 0,9 toneladas por día). Para posibilitar el consumo de hidrógeno en los actuales motores de cogeneración, se han mantenido conversaciones con el fabricante de los mismos (Jenbacher), habiendo establecido unas capacidades máximas de adaptación que posibiliten hasta una sustitución del 20% en volumen (6,6% en potencia). Estas adecuaciones tienen carácter innovador para el fabricante de los equipos de cogeneración, que deberá

validar su funcionamiento acorde con el índice de metano del gas natural con el que se pretende mezclar el hidrógeno.

Debido a que la planta de generación de H₂ tiene carácter dinamizador entre las posibles empresas consumidoras de H₂, en el caso de que el consumo externo fuera aumentando, existirá la posibilidad de reducir el consumo de la CIC hasta un mínimo de 110 t/a dando prioridad al consumo externo hasta que se produzca la ampliación de la instalación.

En una fase posterior y en base a los resultados obtenidos en la primera fase de sustitución, se plantea a futuro un escenario de aumento del consumo de hidrógeno. De manera que se plantean dos vías:

- Incremento hasta el límite técnico viable de hidrógeno en motores actuales al 20%, con una potencia en sustitución del 6,6%. Este escenario requeriría 405 toneladas por año.
- Introducción de un nuevo motor 100% hidrógeno (para sustitución parcial de equipos en función de vida útil). Motor de 851 kW_e con un consumo anual de hidrógeno de 524 toneladas.

De esta manera, se puede alcanzar dentro de la CIC un consumo de hasta 928 toneladas por año de hidrógeno lo que supondría una sustitución del 15% en energía. Esta segunda fase queda fuera del estudio actual.

El hidrógeno requerido para este proceso no necesita una pureza elevada, por lo que no son necesarias etapas de purificación adicionales, siendo suficiente los 99,9% a la salida del electrolizador. De la misma manera, el hidrógeno producido tendrá una presión (determinada por las características constructivas del electrolizador) superior a la necesaria para la rampa de alimentación de los equipos de combustión a 12 bar.

El suministro de hidrógeno a la CIC se realizará por medio de tubería directa adaptada en las condiciones de uso en la CIC. Se instalará una ERM en el límite de propiedad con la CIC que adapte y mida el hidrógeno suministrado en las condiciones previamente establecidas.

Suministro a empresas industriales (sustitución de hidrógeno gris)

El segundo proceso industrial consumidor del Hidrógeno verde producido por la CAT es para la sustitución de hidrógeno gris como materia prima. En el entorno de Navarra, existen industrias que requieren hidrógeno como materia prima para su empleo como agente reductor. Entre estas opciones, destacan los grandes consumidores como ArcelorMittal (Lesaka) y Guardian Glass (Tudela) ubicada a 7 km de la CAT y con un consumo de 36 toneladas de hidrógeno por año, mientras que ArcelorMittal situada a 150 km de la CAT y que consume 17 toneladas por año. Estas empresas, si bien han mostrado su interés en el proyecto, no garantizan actualmente la compra del hidrógeno generado en la CAT hasta saber el precio final del mismo. El suministro a estas empresas se realizaría mediante transporte rodado en semirremolques de 440 kg

de hidrógeno a la presión de 200 bar. La pureza requerida para estos procesos es de 99,9%.

4.2.-LA NECESIDAD EN MOVILIDAD

La dependencia exterior de combustibles fósiles en el suministro (situación geopolítica) y la variabilidad en el precio, unido a la necesidad de descarbonización prevista para los horizontes 2030 y 2050 de la UE, genera necesidades en la búsqueda de opciones que permitan la descarbonización de la actividad de transporte y la independencia de terceros para el suministro de combustibles. El transporte de mercancías en España, y en concreto en Navarra, está principalmente realizada mediante vehículos pesados. Teniendo en cuenta que el sector transporte en España supone el 29,2% de las emisiones de CO₂ emitidas a la atmósfera, de las cuales el transporte pesado supone el 25%, resulta de especial interés abarcar soluciones de descarbonización viables, como puede ser la implementación de vehículos pesados alimentados con hidrógeno basados en tecnología de célula de combustible y motor eléctrico. El transporte de mercancías por carretera en Europa supone el 6% de las emisiones de CO₂ (25% del sector transportes).

Tal y como indica la Hoja de Ruta del Hidrógeno, los FCEV aportan una notable ventaja competitiva sobre los vehículos eléctricos de baterías electroquímicas en el segmento del transporte pesado, permitiendo reducir los tiempos de recarga e incrementar la distancia recorrida por el vehículo antes del repostaje, al tiempo que se reduce el peso del vehículo al disminuir el tamaño de las baterías.

Además, dados los altos costes de la energía eléctrica y los incrementos en el precio del combustible (diésel) para los vehículos pesados, los FCEV se postulan como la alternativa predominante en el transporte de mercancías para largo recorrido.

Dada esta contextualización, las empresas de transporte buscan alternativas para asegurar su competitividad, si bien el desarrollo tecnológico de los vehículos de transporte además de otros factores como que se asegure una correcta implantación como desarrollo de hidrogeneras, autonomía, organización de rutas, cualificación del personal, etc, condicionará el desarrollo del consumo final.

El Grupo Tudefrigo expuso a la CAT su voluntad de comprometerse con la transición energética en el campo del transporte de mercancías por carretera y la consiguiente necesidad de adaptar integralmente la empresa a un nuevo modelo de transporte basado en el hidrógeno verde como vector energético de movilidad, en el convencimiento de que, para ellos, esta decisión implica una adaptación integral de su modelo de transporte. La base logística principal de Tudefrigo es la de Tudela y se localiza en la Ciudad Agroalimentaria de Tudela (CAT), transportando mercancías a través de rutas que unen Marruecos y el Sur de España con el Norte de Europa. Los perfiles de recorridos son muy variados si bien, la gran mayoría de ellos se hacen pasar por Tudela.

Tudefrigo emplea actualmente vehículos pesados traccionados mediante combustible diésel, con una flota de más de 400 vehículos y una tasa de sustitución de más de 100 unidades al año.

En esta línea, para completar el compromiso adquirido por parte de Tudefrigo, se ha planificado la integración de una hidrolinera/hidrogenadora en sus propias instalaciones (en la CAT, a 250 m de la localización de la parcela de la planta de generación). Tudefrigo espera poder disponer de un vehículo de transporte pesado para el 2026-2027 y que estará sujeto a la disponibilidad tecnológica de vehículos.

4.3.-NECESIDADES GLOBALES DE HIDRÓGENO

En base a las necesidades indicadas y al compromiso que debe adquirir el socio de la sociedad concesionaria de comercializar al máximo la capacidad de producción de la planta de generación, se realiza la siguiente tabla de escenarios de producciones y consumos.

	2026	2027	2028	2029
Producción de hidrógeno renovable (t H ₂ /a)	307	416	438	438
Consumo en cogeneración CIC (t H ₂ /a)	307	307	220	110
Consumo vehicular (t H ₂ /a)	-	-	20	40
Consumo industrial (sustitución H ₂ gris) (t H ₂ /a)		109	198	288

Tabla 1: Demanda de hidrógeno (t/a)

5.- RECURSO RENOVABLE

La energía eléctrica necesaria para el funcionamiento de la planta de producción de hidrógeno deberá proveer de una fuente renovable de nueva creación, que deberá estar disponible para finales del año 2025 y siempre con anterioridad a la puesta en marcha del proyecto de producción de hidrógeno.

Debido a que la planta de producción de energía eléctrica renovable no forma parte del CAPEX del presente proyecto, la venta de energía a la sociedad concesionaria de la planta de producción se hará mediante PPA a precio fijo, para la totalidad de la duración de la concesión y con inclusión de Tarifas de acceso y peajes.

Por la proximidad entre la planta de producción de H₂ y la SET La Serna, donde se prevé verter más de 1.000 MW de parques renovables de distintos promotores, se plantea la posibilidad de que la acometida de energía eléctrica se realice además por medio de línea dedicada, de manera que se minimicen los costes establecidos para acometida a través de la red de distribución y transporte. Este condicionante no es obligatorio, si bien se establece que el precio máximo resultante de venta de la

energía eléctrica la sociedad, incluidos los peajes establecidos e impuestos, no sea superior a 58 €/MWh.

El acuerdo de venta de energía eléctrica deberá garantizar un funcionamiento de la planta de producción de hidrógeno, que asegure una venta de hidrógeno mínima de 8.150 horas equivalentes para las cantidades indicadas en el punto anterior.

Las instalaciones de cogeneración de la CIC requieren que el suministro de hidrógeno se realice de forma homogénea y estable, lo que supone que para las 307 t/a se deberá garantizar un suministro de 37,67 kg/h durante las 8.150 horas/año. En función de la demanda externa, este consumo se podrá acordar con una antelación mínima de un día.

Respecto del suministro de Energía Renovable para el funcionamiento de la planta de generación de hidrógeno, para garantizar ese funcionamiento durante las 8.150 horas indicadas, se ha considerado en el presente estudio un recurso renovable entorno a 90 MW con consideración de una potencia mixta al 50% entre potencia fotovoltaica y eólica. Esta consideración de potencias del recurso renovable puede cambiar en función de la potencia del electrolizador y la instalación de almacenamiento, a definir por los ofertantes al concurso y que deberán justificar adecuadamente.

Se ha modelizado el funcionamiento de ambos recursos, obteniéndose en un año medio una capacidad de producción de hasta 8.400 h/a para un suministro de 3,2 MW. La producción aproximada del parque para un año tipo está representada en la siguiente figura:

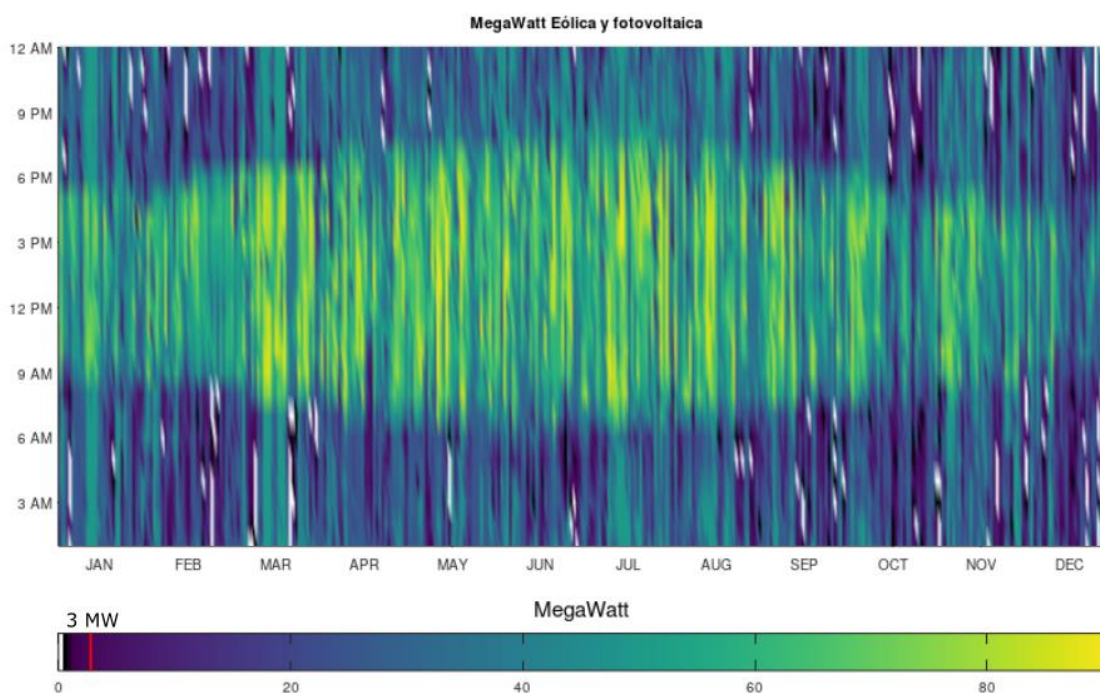


Figura1: Matriz de generación recurso renovable.

Esta figura representa todos los días del año (eje X) y las horas del día (eje Y). El rango de colores determinados por la barra de color, escala la potencia generada por el parque para cada hora.

6.- DIMENSIONAMIENTO DE LAS INSTALACIONES DE PRODUCCION Y DISTRIBUCIÓN

En este apartado se desarrollan las instalaciones necesarias para producir la demanda de hidrógeno expresada en el punto anterior.

El presente documento tiene como objetivo, además de definir la viabilidad técnico-económica de la instalación y su viabilidad a futuro, determinar las instalaciones mínimas con las que deberá contar la planta para poder comercializar las necesidades de hidrógeno demandadas en condiciones óptimas.

La propuesta trabajada en el presente documento se basa en una de las posibles soluciones en función del tipo y potencia de recurso renovable, que puede hacer variar la capacidad productiva nominal de hidrógeno y las necesidades de almacenamiento.

La propuesta trabajada en este informe refleja una solución basada en una instalación que genera hidrógeno a partir de una línea dedicada de un recurso renovable de elevada potencia, lo que optimiza la capacidad productiva de la planta.

La instalación debe ser capaz de suministrar 438 t/a de las que el 70%, (307 t/a) está comprometido inicialmente por la CAT, quedando entre 327 t/a y 131 t/a restantes a demanda de las distintas necesidades. En el caso de implantar un electrolizador mayor que produzca más de 438 t/a, se deberá asegurar mediante compromiso firmado la comercialización de la cantidad resultante de garantizar el 70% de la capacidad nominal y la cantidad asegurada por la CAT (307 t/h).

La potencia eléctrica de la planta de producción de hidrógeno verde planteada para cubrir los requisitos mínimos de 438 t/a de hidrógeno en 8.150 horas de funcionamiento es de 3,1 MW eléctricos, considerando un consumo específico medio de generación a lo largo de la vida útil del electrolizador inferior a 60 kWh/kg hidrógeno (rendimiento del 56%), considerando incluido el consumo de Balance de Planta y el stack en la mitad de su vida útil. El rendimiento considerando únicamente el stack en el primer año de funcionamiento sería del 63,83%.

De esta manera, en la mitad de la vida útil del stack, manteniendo la producción de 438 t/a de hidrógeno, la potencia eléctrica será de 3,2 MW, suponiendo asimismo que en el final de su vida útil (antes del recambio del stack) la potencia requerida para mantener la producción será de 3,3 MW.

De cara a poder cubrir las fluctuaciones de la generación eléctrica renovable en el uso del electrolizador, aun con un factor de potencia en el recurso alto como es el caso del proyecto, se ha estudiado la adquisición de un equipo de electrolisis con tecnología

PEM dado que la tecnología PEM permite, a priori, una flexibilidad en la carga elevada con diseños compactos y fácilmente adaptables.

Los equipos e instalaciones descritas a continuación se basan en equipos concretos de tecnólogos reconocidos, teniendo en cuenta el carácter innovador de la tecnología del hidrógeno en el día de hoy, lo que hace imprescindible su cita para una mejor comprensión y definición del contrato y de las condiciones requeridas. Estas marcas y modelos deben tenerse en cuenta sólo como guía en la consideración de rendimientos, tecnologías, capacidad de producción, etc..., pudiendo plantearse libremente por parte del licitador, otros modelos, marcas, etc., equivalentes, así como cambios sobre el diseño descrito siempre y cuando se garantice el correcto funcionamiento de la planta de acuerdo a los requerimientos mínimos definidos y la capacidad de suministro a precios que haga rentable el desarrollo del negocio tanto para clientes como para la propia central de generación.

6.1.-UBICACIÓN DE LA PLANTA DE PRODUCCIÓN.

Las instalaciones de producción de hidrógeno objeto de este documento estarán ubicadas en los terrenos de la CAT, - parcela 489 del polígono 38 de Tudela con una superficie total de 18.564 m² colindante la Central de Infraestructuras Comunes (CIC), principal usuario del hidrógeno. Esta parcela es actualmente propiedad de la CAT (parcela 4.6 dentro de la organización de la CAT). Se prevé un uso del 50% de la parcela indicada.

Se adjunta en el documento de planos la situación y planta de dicha parcela.

Será responsabilidad del adjudicatario la urbanización de la parcela en las necesidades de implantación de su solución.

La urbanización de la parcela contemplará las necesidades de explanación, agua, saneamiento, cierres, viales, alumbrado exterior, seguridad, baños y vestuarios, etc, y todo aquello que sea necesario para el correcto funcionamiento de la instalación.

Es de reseñar que la solución debe cumplir en todo momento con la capacidad de ampliar la planta productiva de hidrógeno hasta 3 veces el consumo actual considerado.

Todos los equipos principales e instalaciones auxiliares deberán ser claramente descritas por el ofertante para la comprensión total del proyecto.

6.2.-ACOMETIDA RECURSO RENOVABLE

Como se ha comentado anteriormente, el socio de la sociedad mixta concesionaria deberá garantizar el recurso renovable.

En la propuesta trabajada en este documento se ha considerado que la energía se suministra mediante línea dedicada desde el emplazamiento del recurso hasta la central de producción de hidrógeno.

La línea eléctrica a construir para el suministro de la energía eléctrica, necesaria para alimentar las instalaciones de producción de hidrógeno entre la línea de distribución de los recursos renovables y la planta de producción, estará contemplada en el CAPEX del proyecto. Tendrá una capacidad mínima de distribución de 20 MVA (175 A) y se ejecutará inicialmente a 66 kV, si bien existe la posibilidad de acometer en tensiones inferiores desde las líneas de distribución de los equipos de generación.

La línea eléctrica de acometida de energía al parque de producción de hidrógeno suministrará también la energía necesaria para consumo de auxiliares en caso de falta de recurso renovable.

Se ha considerado una línea de derivación en T entre la línea de evacuación de los parques renovables y la subestación de la planta de producción.

6.3.-SUBESTACIONES Y CENTROS DE TRANSFORMACIÓN.

La instalación deberá contar con las subestaciones y centros de transformación necesarios para una potencia mínima inicial de 4 MVA y que posibilite acometer de energía la tensión de utilización al equipo principal, electrolizador, como a los subsistemas de la planta.

La instalación estará diseñada de manera que se permita la ampliación de la misma hasta una producción de 150 kg/h de H₂, sin necesidad de desechar equipos ya instalados.

La instalación estará compuesta por aparamenta de las siguientes características:

- | | |
|---|----------------|
| - Tensión nominal de red | 66 kV ef. |
| - Tensión más elevada para el material | 72,5 kV ef. |
| - Frecuencia nominal | 50 Hz. |
| - Tensión soportada impulso tipo rayo | 325 kV cresta. |
| - Tensión soportada 1 minuto a 50 Hz | 140 kV ef. |
| - Intensidad de cortocircuito simétrica trifásica de diseño | 25 kA |
| - Intensidad de cortocircuito monofásica de diseño | 15 kA |
| - Tiempo de desconexión | 500 ms. |

E incluirá:

- Pararrayos autoválvulas AT
- Seccionador de línea
- Transformadores de tensión
- Interruptor automático
- Transformadores de intensidad
- Transformadores de tensión
- Transformador de servicios auxiliares
- Transformador de potencia
- Autoválvulas MT
- Embarrados
- Aisladores soportes
- Estructuras soportes
- Sistema de mando, protección y control
- Sistema de medida y telemedida en base al reglamento unificado de puntos de medida.
- Instalaciones y cableados de baja tensión, mando y señalización
- Caseta de mando y protecciones.
- Obra civil, cimentaciones, red de tierras, canalizaciones, terminación superficial, cierre perimetral,

La tensión de salida de la subestación o centros de transformación intermedios, si los hubiere, será a 400 VCA para que posibilite tanto la alimentación al electrolizador como a los cuadros de distribución y alimentación a equipos y servicios auxiliares

De cara a la valoración económica en la propuesta trabajada en este documento, se ha considerado la construcción de una subestación 66/13,2 kV y un CT 13,2/0,4 kV para la alimentación del electrolizador y servicios auxiliares.

6.4.-ELECTROLIZADOR

Como ya se ha indicado anteriormente, se deberá construir una planta de generación de H₂ con una capacidad de suministro de 438 t/a y mantener las previsiones de demanda anuales en los distintos usos.

De cara a la configuración técnica del proyecto y atendiendo al suministro de energía renovable a partir de una línea dedicada desde una planta renovable de elevada potencia, se considera un electrolizador de 3,1 MW de potencia nominal.

Las características de los equipos y los subsistemas que lo componen se indican a continuación.

Tipo Electrolizador	PEM
Fabricante	H2B2
Modelo	EL600N
Nº Stacks	3
Producción máxima H2	600 Nm3/h (53,4 kg/h)
Regulación	10-100%
Presión operación	15-40 bar
Tiempo de arranque (desde stand-by)	1 sec.
Tiempo de arranque (desde frío)	< 5 min.
Pureza antes depuración	>99,99%; <25 ppm O2 ; H2O Saturado
Pureza después depuración	>99,999%; <5 ppm O2 ; < 5ppm H2O
Tensión alimentación	3x400 Vca (3F+N) 50 Hz
Potencia consumida BOL (Bop + Srtack)	3.100 kW
Potencia consumida EOL (Bop + Srtack)	3.410 kW
Consumo Stack	4,7 kWh/Nm3/H2
Consumo total (BoP + Stack)	5,1 kWh/Nm3 H2
Consumo agua	< 1 L/Nm3 H2
Conductividad	< 0,1 uS/cm; TOC<30 ppb
Presión	2-3 barg
Temperatura	+5 - 40 °C; 0-95% H.R.
Consumo de aire de instrumentación	7 Nm3/h a 10 bar
Consumo Nitrógeno	< 0,2 kg a 3 bar (por purga)
Comunicación	Modbus TCP/IP
PLC	Pantalla color 15"
UPS requerimiento	160 kW 10 min.
Dimensiones	2 x 40 pies container
Peso	45.000 kg
Normas	CE, ISO 22734-1 / NFPA 2 2016 & NFPA 70

Basado en una oferta de la casa H2B2 o similar

El sistema se complementa con las siguientes unidades:

- Sistema eléctrico de alimentación
- Sistema rectificador AC/DD.
- Sistema de control para monitorización y control de la instalación.

- Stacks de separación del agua en moléculas de H_2 y O_2
- Separador de O_2
- Separador de H_2
- Bombas de agua (2) de alimentación y presurización del proceso.
- Sistema de enfriamiento de hidrógeno
- Sistema de tratamiento de agua
- Sistema de purificación de H_2 al 99,999%.

Se adjunta a continuación el esquema del sistema considerado:

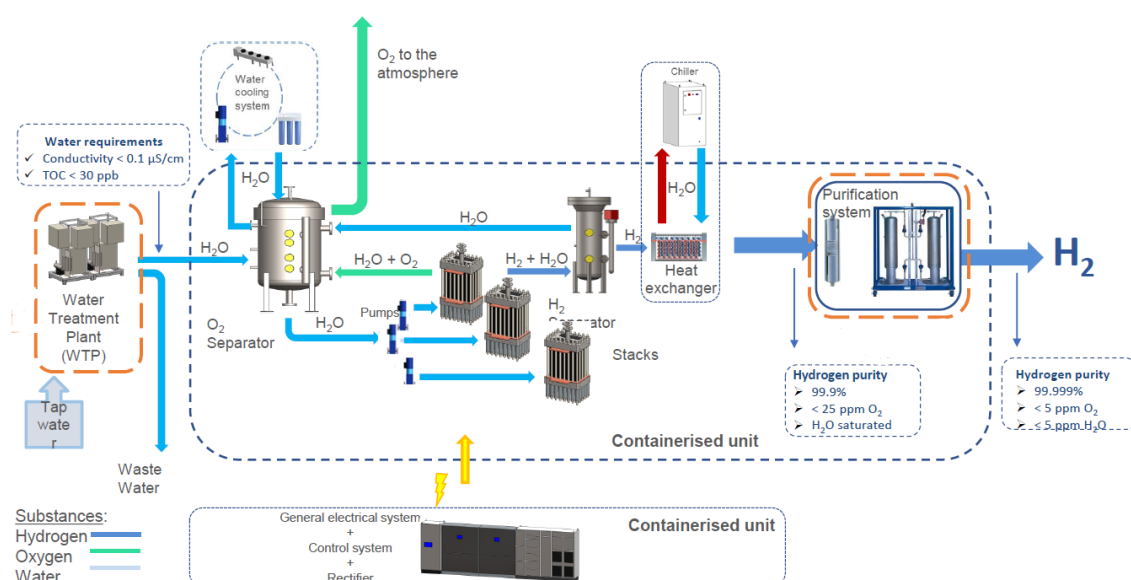


Figura 2: Esquema producción hidrógeno

6.5.-SISTEMA DE ALIMENTACIÓN Y TRATAMIENTO DE AGUA.

Se deberá instalar un sistema de tratamiento de agua que permita alimentar al electrolizador en los parámetros de calidad requerida por el sistema.

Los requerimientos solicitados inicialmente son:

- Conductividad: < 0,1 uSiemens
- TOC: < 30 ppb
- Presión de suministro: 2-3 bar

La instalación estará compuesta por un equipo de ósmosis inversa y electrodesionización.

La capacidad de la instalación a suministrar deberá contar con una caudal de aporte de agua tratada superior a los 600 l/h, considerándose para el presente documento una instalación capaz de tratar el volumen total previstas ampliaciones (2 m³/h).

Estará compuesta por las siguientes unidades:

- Filtración ligera con Filtro de malla 6,5 m³/h 16 bar.
- Declorador en 1 ¼" de 21x60 carbón activo 7,5 m³/h
- Descalcificador dúplex en 1 ¼" de 18x65 200 litros regenerado por sal
- Unidad mixta Osmosis Inversa + sistema CIP
- EDI de 2 m³/h provista de analizador de pH y redox.
- Equipo de UV 80/4 especial TOC AISI316 <30 ppb TOC
- Depósito nodriza 10 m³ opaco.
- Grupo de presión dúplex 2x1,1 kW.

6.6.-SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

El hidrógeno producido en el electrolizador se conducirá a un depósito de almacenamiento, de manera que se lamine y se compensen la producción de hidrógeno y la demanda real de suministro a clientes.

Para el dimensionamiento del almacenamiento, en la propuesta trabajada en este documento se ha considerado:

- Una demanda fija y estable para la para la Central de Infraestructuras Comunes
- Una demanda variable para los suministros desde semirremolque
- El aporte de energía eléctrica al electrolizador mediante fuente renovable no gestionable

Resultando un depósito de almacenamiento de 200 m³ a 40 bar, que permitirá un funcionamiento adicional de 12 horas de suministro nominal cuando no exista aporte de energía eléctrica renovable.

El equipo deberá estar certificado y homologado de acuerdo a la Directiva 2014/68/UE, habiéndose dispuesto en el diseño trabajado en esta propuesta su instalación en posición horizontal.

Las características del depósito de almacenamiento se indican a continuación:

- Marca: Lapesa
- Tipo: LH200H/ESP
- Capacidad: 200 m³
- Presión diseño/Prueba.: 40/60 bar
- Acabado: Acero Carbono P355N
- Tª diseño: -20-50°C
- Radiografiado: 100% + Distensionado térmico
- Medidas: D 3.500 x L 22.300 mm
- Bocas de hombre: 1 DN 420
- Conexiones: 3 x 2" NPT + 2 x 1/2" NPT
- Acabado interior: limpio partículas
- Acabado exterior: Graballado SA 2 ½" + 60 micras epoxi-poliámida

La cantidad máxima acumulada en la planta, considerando un tanque de almacenamiento de 200 m³ a 40 bar (720 kg) y dos semirremolques de 360 kg cada uno será de 1.440 kg. Esta cantidad está por debajo del límite inferior establecido para la aplicabilidad de la Directiva SEVESO (82/501/CEE), traspuesta en el R.D. 840/2015 que establece en su ámbito de aplicación las instalaciones con almacenamiento superior a 5 t.

En el caso de que el ofertante considere almacenamientos superiores a 5t deberá justificar el cumplimiento de esta legislación desde el punto de vista técnico y económico en su propuesta.

6.7.-SISTEMA DE COMPRESIÓN Y CARGA

El hidrógeno no consumido en la Central de Infraestructuras Comunes (CIC) de la CAT o en su proximidad con posibilidad de suministro mediante canalización directa, deberá ser transportado en semirremolque a una presión mínima de 200 bar. Para ello, se deberá dimensionar la instalación de compresión que posibilite la carga de los semirremolques a una presión adecuada para su transporte.

La cantidad a comprimir será la diferencia entre la capacidad nominal de la planta de generación y el consumo de la CIC en su planta de cogeneración.

Atendiendo a esos requerimientos se plantea un equipo de compresión mínimo de 182 m³/h a una presión de llenado de 200 bar. Se plantea una presión de alimentación de 20 bar, si bien tanto el electrolizador como el sistema de almacenamiento se diseñan

para presiones de hasta 40 bar. El plan de comercialización del ofertante deberá ajustar la capacidad de compresión a las necesidades planteadas.

La solución planteada en el presente documento se basa en un compresor de pistón en dos etapas, refrigerado por agua preparado para trabajar en atmósferas explosivas de la marca Atlas Copco mod. 1xDDE13.160.110LDP de 45 kW o equivalente.

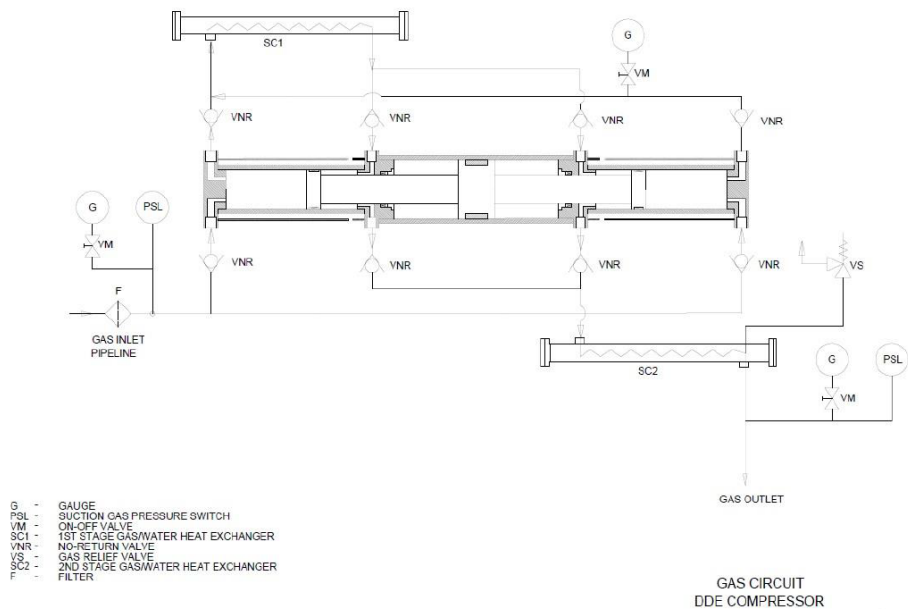
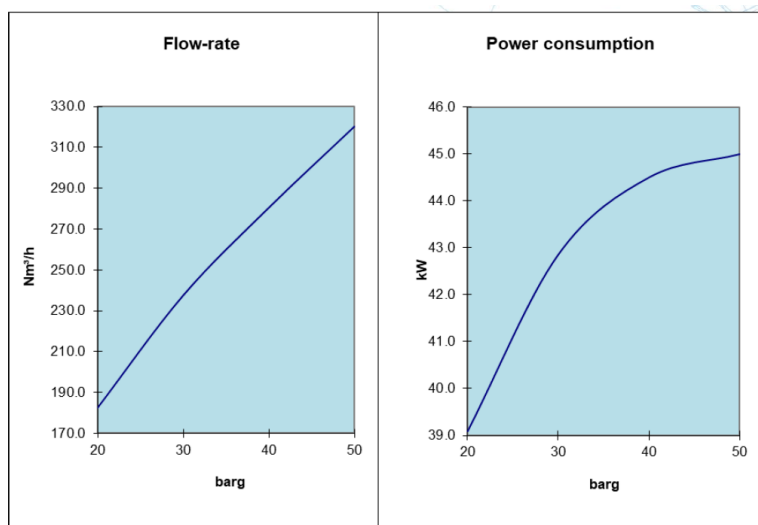


Figura 3: Esquema compresor hidrógeno

El rango de caudal comprimido en función de la presión de acometida y la eficiencia del sistema se indica a continuación.

Model	DDE13.160.110LDP 45kW 270cc	Delivery pressure 200 barg			
Inlet pressure	barg	20	30	40	50
Flow-rate (±3%)	Nm³/h	182.4	237.5	280.4	320.2
Average power	kW	39.08	42.85	44.50	45.00
Specific power	kW/Nm³	0.21	0.18	0.16	0.14



Flow rate and Power consumption depending on inlet pressure

Figura 4: Curvas compresión y potencia compresor

El compresor con un peso de 1.800 kg y unas dimensiones de 2.400x1.400x1.500 mm se suministra en un contenedor insonorizado de 10 pies con compartimientos independientes para el compresor, equipos eléctricos y control y etapa de enfriamiento.

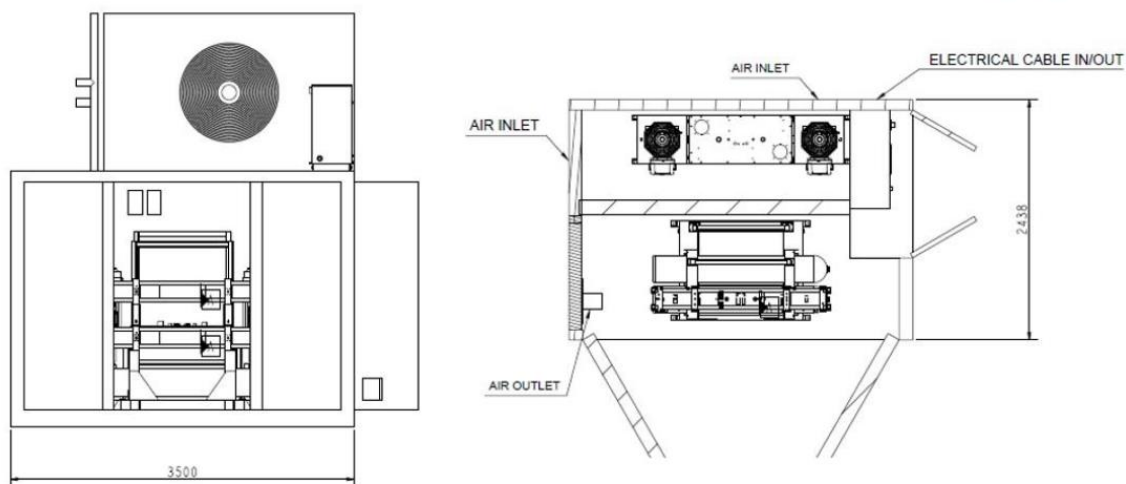


Figura5: Planta equipo compresión H2

El sistema deberá contar con el sistema de llenado y control de presión de hidrógeno en semirremolques.

6.8.-SEMIREMOLQUE DE TRANSPORTE.

El proyecto deberá de contar con los semirremolques necesarios que cumplan las necesidades de transporte y suministro del hidrógeno hasta los puntos consumidores, hasta comercializar el 100% del hidrógeno máximo producible.

Estos elementos de transporte y almacenamiento podrán ser tanto de propiedad de la empresa gestora de la instalación de generación o bien de alquiler a través de empresas comercializadoras de hidrógeno y otros gases industriales.

Los semirremolques, como se ha dicho en el apartado de compresión, trabajarán a una presión mínima de 200 bar con una carga de H₂ de 360 kg a dicha presión.

El proyecto definitivo deberá estar diseñado para albergar en las instalaciones de producción dos semirremolques simultáneos, uno en estado de espera para carga o envío y otro en fase de carga.

6.9.-SISTEMAS AUXILIARES

La instalación se deberá completar con un sistema auxiliar de inertización mediante nitrógeno tanto para el electrolizador (con un consumo de 0,2 kg por purga), como para las operaciones de carga y conexión de semirremolques.

Así mismo, se dotará de una red de aire comprimido, nitrógeno u argón para la automatización de válvulas de control de proceso.

6.10.-INSTALACIÓN DE CONTROL

Todos los sistemas de control y gestión de las diferentes equipos e instalaciones irán integrados sobre un equipamiento Hardware, compatible tanto con el sistema de monitorización y control de la gestión de los parques de generación renovable de la empresa adjudicataria, como con el sistema de gestión de la Ciudad Agroalimentaria de Tudela, que deberá poder integrar además del control del aporte de hidrógeno a sus instalaciones (ERM H₂), el control de la planta de H₂ a nivel de usuario. Para ello, la solución adoptada consiste en la instalación de un armario de control y comunicaciones compuesto por un PLC SIEMENS S7-1500, que actuará como controlador y “Front-End” de comunicaciones con los equipos que componen la planta de producción de hidrógeno y las instalaciones de la CAT.

Este PLC integrará las funciones de controlador maestro que podrá gestionar y controlar los modos y horarios de funcionamiento de los equipos para la optimización energética de la planta de generación de hidrógeno. Dispondrá de dos puertos de comunicaciones Ethernet, uno para la red de comunicaciones con el equipamiento de la planta de producción de hidrógeno, y otro puerto para las comunicaciones con el Sistema SCADA de Monitorización de la CIC.

Las comunicaciones con los equipos que componen la planta de generación de hidrógeno se realizarán en protocolo MODBUS TCP-IP.

En caso de que algún equipo disponga únicamente de comunicaciones MODBUS RTU RS485, se instalará una pasarela “gateway” para convertirla a MODBUS TCP-IP.

La Monitorización de la planta se integrará al sistema SCADA Wonderware Orchestra que actualmente existe en la central energética de la CAT, se empleará el Hardware de servidores y “Workstation” existentes. La integración de los nuevos TAGS se realizará sobre las licencias Wonderware ya existentes ya que, dispone de TAGS reserva en cantidad suficiente para la integración de este proyecto sin necesidad de ampliaciones de licencias adicionales.

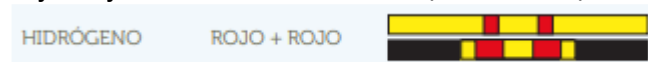
6.11.-INSTALACION MECANICA

Se deberá ejecutar un rack de instalaciones aéreo a lo largo de la instalación en acero galvanizado que distribuya a las siguientes instalaciones:

- Electricidad en Baja Tensión a 400 VCA
- Datos de control y comunicaciones
- Aire comprimido a 7,5 bar de 12 m³/min a 7,5 bar con sistema de acumulación de 270 litros y tubería en acero inoxidable AISI 316L.
- Nitrógeno a 4 bar suministrado mediante doble batería de botellas de 4x50 litros cada una o generación in-situ y canalización general mediante tubería acero Inox. AISI 316L y derivaciones mediante tubería PUN color verde.
- Hidrogeno producido entre electrolizador, compresor, almacenamiento y semirremolques con tubería en acero inoxidable AISI 316L DIN-EN 10217-7 radiografiada y elementos normalizados mediante certificación CE.

La línea será aérea en todo su recorrido, ubicada de forma segura contra golpes fortuitos, habiéndose evitado zonas de productos combustibles o corrosivos. El trazado queda reflejado en planos adjuntos en este documento.

No se requiere pintado de la tubería dado que el material elegido es acero inoxidable. Para señalización se marcará la tubería con bandas de señalización rojo+rojo sobre fondo amarillo s/ UNE 1063/59.



- Hidrógeno para distribución a la CIC (distribución mediante tubería) en acero Inox. AISI 316L DI-EN 10217-7 soldado radiografiado y elemento normalizados mediante certificación CE.(Incluido ERM de regulación y medida)

La instalación comprende la valvulería, tuberías, pruebas y radiografías y certificados hasta la correcta legalización y puesta en marcha de la instalación.

7.- INGENIERÍA Y LEGALIZACION

Las instalaciones y obras proyectadas y ejecutadas deberán ser legalizadas en base a la normativa en vigor, debiéndose realizar cuantos proyectos sean necesarios para su total legalización ante los organismos competentes, correspondiendo dentro de la gestión del proyecto al pago de los costes de control necesarios durante la ejecución de la obra y a las tasas que para su legalización sean preceptivas.

8.- PERSONAL

La instalación objeto del presente documento deberá ser gestionada en su operación por personal de la empresa ofertante y adjudicataria tanto en labores operativas, mantenimiento, expedición y carga de camiones y labores de comercialización del hidrógeno producido de acuerdo a los pliegos administrativos del concurso. Así mismo, se realizará las labores administrativas de operación de la sociedad.

Se deberá justificar el personal de operación para la gestión integral de la planta.

9.- PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN

A continuación, se desglosa por partidas el presupuesto de ejecución del proyecto planteado en este documento, pudiendo proponerse por parte de los licitadores soluciones distintas que garanticen el suministro de hidrógeno en los volúmenes y necesidades planteados en el proyecto.

PARTIDA	PRESUPUESTO
Electrolizador	3.776.185
Sistema tratamiento agua	88.504
Sistema compresión H2	230.111
Sistema almacenamiento 200 m3	383.519
Semirremolques (2)	590.029
Línea acometida renovables 66 kV	413.020
Subestaciones 66kV	531.026
Aire comprimido	88.504
Sistema nitrógeno	70.803
Instalación mecánica	740.604
Instalación eléctrica BT	444.363
Instalación de control	141.607
Parcela, Urbanización y obra civil.	1.770.087
Ingeniería	643.132
Lic. Obras y tasas	88.504
Total presupuesto	10.000.000

Tabla 3: Presupuesto base licitación

10.- ESTUDIO DE NEGOCIO

Se considera una vida útil de la instalación de cara al presente proyecto de 15 años, teniendo en cuenta la necesidad de cambio del stack del electrolizador a las 61.200 horas y un cambio del mismo a la mitad de la vida útil, no considerándose valor residual a la finalización de dicho periodo.

Los parámetros que se van a tener en cuenta para la confección del estudio de negocio se indican a continuación:

Especificaciones del electrolizador

Se parte de la base de un electrolizador de 3,1 MW con una eficiencia global del 64% y un sobreconsumo en el BoP del 8,5%. Así mismo, se considera una depreciación de la eficiencia del 1,5% anual para alcanzar el 10% al cabo de 60.000 horas, que se establece como vida del stack de electrólisis.

Se considera constante la capacidad nominal del electrolizador, por lo que la degradación supondrá un incremento de consumo eléctrico del equipo hasta poder alcanzar la cifra de 3,4 MW.

Producción de H₂

A continuación, se indica la previsión de suministro de H₂ para cada uno de los usos y su implantación en el tiempo. Como se ha indicado anteriormente, al arranque de la instalación el único suministro garantizado es el la CIC e indicado en rojo en la siguiente tabla, debiendo ser compromiso del adjudicatario de la ejecución y explotación realizar la labor comercial necesaria para conseguir los suministros complementarios hasta alcanzar el uso de la planta a la capacidad nominal priorizando usos externos a la propia CIC.

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Demanda de Hidrógeno renovable (Mwh/a H ₂)	10.131	13.728	14.454	14.454	14.454	14.454	14.454	14.454	14.454	14.454	14.454	14.454	14.454	14.454	14.454
Producción de hidrógeno renovable (t H ₂ /a)	307	416	438	438	438	438	438	438	438	438	438	438	438	438	438
Consumo en cogeneración CIC (t H ₂ /a)	307	307	220	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
Consumo vehicular (t H ₂ /a)	-	-	20	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Consumo industrial (sustitución H ₂ gris) (t H ₂ /a)		109	198	288	288	288	288	288	288	288	288	288	288	288	288
Consumo instalación (MWe) (for 8.150 h/a)	2,1	2,9	3,1	3,1	3,2	3,3	3,3	3,4	3,0	3,1	3,1	3,1	3,2	3,3	3,3
Eficiencia final de la instalación de producción (considerando Bop y degradación)	59%	58%	57%	56%	55%	55%	54%	53%	59%	58%	57%	56%	55%	55%	54%
Potencia base sistema electrolizador (Mwe)	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
Consumo de energía eléctrica (MWh/a)	17.175	23.882	25.771	26.424	26.833	27.256	27.693	28.144	25.269	25.643	26.027	26.424	26.833	27.256	27.693
Emisiones t CO ₂ evitadas	2.046	2.773	2.920	2.920	2.920	2.920	2.920	2.920	2.920	2.920	2.920	2.920	2.920	2.920	2.920
Agua necesaria (m ³)	4.145	5.616	5.913	5.913	5.913	5.913	5.913	5.913	5.913	5.913	5.913	5.913	5.913	5.913	5.913

Tabla 4: Balance energético de producción y demanda.

Se considera una producción equivalente para un funcionamiento de 8.150 h/a (93% disponibilidad)

En la fila de consumo de energía, además de la consumida por el electrolizador y su BOP, se ha considerado un consumo de 0,21 kWh/Nm³ de H₂ suministrado NO CIC en concepto de Compresión y otros consumos.

Costes asociados:

Se consideran los siguientes costes asociados.

Coste MWh renovable suministrado para funcionamiento de la planta de producción de H₂: Se considera un coste máximo ofertable de 58 €/MWh en la licitación. El precio del MWh ofertado se oferta bajo modelo PPA a precio constante durante la vida útil de la instalación.

Precio venta H₂ a la CIC: Se considera un precio máximo de venta de 4,5 €/kg constante durante la vida del contrato.

Precio de venta de H₂ a otros usos mediante transporte en semirremolque: Se considera para el estudio un precio de venta de 6,6 €/kg y con un índice de crecimiento del 50% del IPC correspondiente. Este precio deberá ser el adecuado para que permita la comercialización del H₂ sin límite por arriba y por abajo.

Coste de consumo de agua: Se considera un gasto de agua de 13,5 kg por kg de H₂ producido a un coste de 2 €/m³.

Coste de reposición del stack de hidrólisis: Si bien el cambio de stack se prevé en el año 7,5, se considera un coste de 900.000 € a repartir entre los 15 años de duración del contrato.

Mantenimiento instalación: Se considera un coste de 83.725 €/año en labores de mantenimiento año.

Gastos de personal: Se considera un coste de 140.000 €/año como gastos de personal en tareas administrativas, comercialización y operación. De cara a las tareas de operación se podrá llegar a acuerdos con la CIC de cara a que las tareas rutinarias de supervisión y control de recarga y entrada/salida de semirremolques se pueda gestionar por personal de la CIC.

Costes en la prima de seguros: Se considera un coste del 0,5% sobre el coste de la inversión con un coste anual de 50.000 €.

Arrendamiento parcela: La sociedad mixta, no el adjudicatario; deberá hacer un frente a un coste por alquiler de la parcela de 30.000 €/a.

Inversión necesaria: Se considera una inversión máxima de 10.000.000€ con una subvención de 2.884.481 €. Esta subvención se verá reducida proporcionalmente para inversiones inferiores a 8.100.000€. No se podrá pedir renegociación por obtención de subvenciones superiores a 2.000.000 €.

Se ha considerado un préstamo por el 70% de la cantidad resultante de la inversión menos subvenciones.

Se ha considerado un IPC medio para el cálculo del modelo del 4,5% en el periodo estudiado. En base a los datos anteriores se obtiene el siguiente balance económico.

ESTUDIO ECONOMICO		COSTE EXPLOTACION CENTRAL HIDROGENO GreenH2CATudela																
		1	2	3,00	4	5,00	6	7,00	8	9,00	10	11,00	12	13,00	14	15,00		
AÑO		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
IPC venta H2 CAT		0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	
IPC ACUMULADO Venta H2 CAT		1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	
IPC venta H2 Suministro semiremolque		1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	
IPC ACUMULADO Venta H2 CAT		1,000	1,015	1,030	1,046	1,061	1,061	1,077	1,093	1,110	1,126	1,143	1,161	1,178	1,196	1,214	1,232	
IPC OPEX		3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	
IPC ELEC. ACUM. OPEX		1,000	1,030	1,061	1,093	1,126	1,159	1,194	1,230	1,267	1,305	1,344	1,384	1,426	1,469	1,513		
NEGOCIO DEL PROYECTO																		
																	SUMA	
Venta H2 CAT		-1.381.500	-1.381.500	-990.000	-495.000	-495.000	-495.000	-495.000	-495.000	-495.000	-495.000	-495.000	-495.000	-495.000	-495.000	-495.000	-495.000	-9.693.000
Venta H2 vehicular		0	0	-135.990	-276.059	-280.200	-284.403	-288.669	-292.999	-297.394	-301.855	-306.383	-310.979	-315.643	-320.378	-325.184	-325.184	-3.736.135
Venta H2 proceso		0	-730.191	-1.346.298	-1.987.625	-2.017.440	-2.047.701	-2.078.417	-2.109.593	-2.141.237	-2.173.356	-2.205.956	-2.239.045	-2.272.631	-2.306.720	-2.341.321	-2.341.321	-27.997.533
Venta otros clientes																	0	
Ingresos subvenciones		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coste electricidad planta		996.162	1.385.156	1.494.693	1.532.593	1.556.341	1.580.859	1.606.186	1.632.361	1.465.624	1.487.267	1.509.580	1.532.593	1.556.341	1.580.859	1.606.186	1.606.186	22.522.802
Coste agua		8.289	11.569	12.546	12.923	13.310	13.710	14.121	14.544	14.981	15.430	15.893	16.370	16.861	17.367	17.888	17.888	215.802
Aprovisionamiento cambio stack		59.987	61.787	63.640	65.550	67.516	69.542	71.628	73.777	75.990	78.270	80.618	83.036	85.527	88.093	90.736	90.736	1.115.696
Mantenimiento Instalación		83.725	86.237	88.824	91.489	94.233	97.060	99.972	102.971	106.061	109.242	112.520	115.895	119.372	122.953	126.642	126.642	1.557.198
Personal y costes administrativos		140.000	144.200	148.526	152.982	157.571	162.298	167.167	172.182	177.348	182.668	188.148	193.793	199.607	205.595	211.763	211.763	2.603.848
Costes administrativos y seguros		50.000	51.500	53.045	54.636	56.275	57.964	59.703	61.494	63.339	65.239	67.196	69.212	71.288	73.427	75.629	75.629	929.946
Arrendamiento parcela		30.000	30.900	31.827	32.782	33.765	34.778	35.822	36.896	38.003	39.143	40.317	41.527	42.773	44.056	45.378	45.378	
Gastos financieros		224.139	205.899	186.838	166.919	146.104	124.352	101.622	77.868	53.046	27.107	0	0	0	0	0	0	1.313.893
Amortización instal.		1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	0	0	0	0	0	0	10.000.000
BALANCE		1.210.802	865.556	607.652	351.189	332.477	313.459	294.134	274.502	60.760	34.156	-993.067	-992.598	-991.505	-989.748	-987.284	-987.284	-609.516
AHORRO DESPUES DE IMPUESTOS	28%	-1.210.802	-865.556	-607.652	-351.189	-332.477	-313.459	-294.134	-274.502	-60.760	-34.156	715.008	714.670	713.884	712.619	710.844	710.844	-777.661
AHORRO+AMORTIZACION INST.		-210.802	134.444	392.348	648.811	667.523	686.541	705.866	725.498	939.240	965.844	715.008	714.670	713.884	712.619	710.844	710.844	9.222.339
CASH FLOW		-2.134.656	-616.139	-289.133	-50.290	186.255	184.151	181.418	178.012	173.891	362.811	363.475	715.008	714.670	713.884	712.619	710.844	4.241.476
INVERSION		10.000.000																
SUBVENCION		2.884.481																
PAGO DIRECTO		2.134.656	30,00%															
PRESTAMO		4.980.863	4.575.526	4.151.949	3.709.312	3.246.755	2.763.383	2.258.260	1.730.406	1.178.799	602.369	0	0	0	0	0	0	29.197.622
AMORTIZACION DEL PRESTAMO		405.337	423.577	442.638	462.557	483.372	505.123	527.854	551.607	576.430	602.369	0	0	0	0	0	0	4.980.863
NUMERO DE AÑOS	10																	
AMORTIZACION ANUAL	629.476																	
TIPO DE INTERES	4,50%																	
VAN	151.553 €																	
Rentabilidad Proyecto TIR	5,01%																	

Tabla 5: Balance económico

11.- ESTUDIOS DE SENSIBILIDAD

A continuación, se estudian los parámetros que más influyen en la rentabilidad de la planta. Como son:

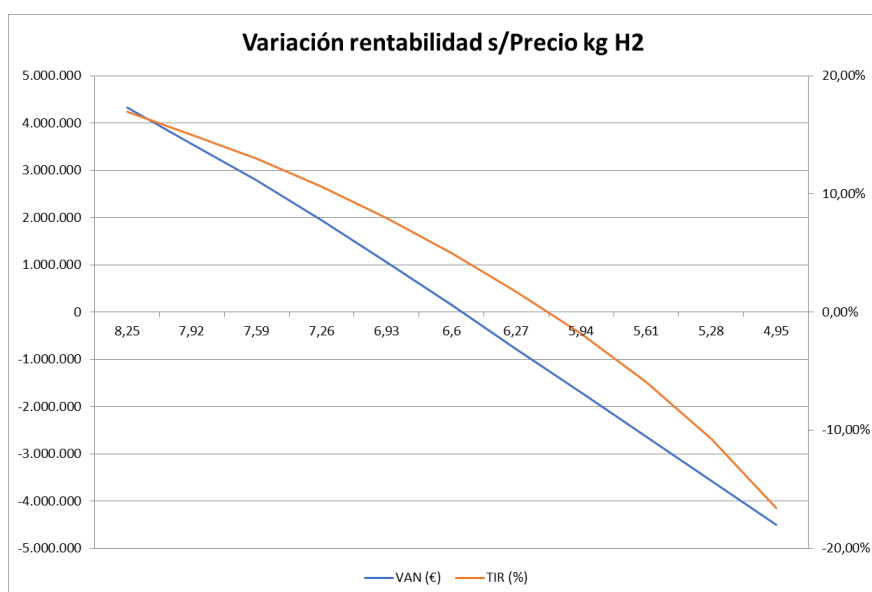
- El precio de venta del H2 comercializado
- El consumo de energía eléctrica de la planta de generación de H2.
- Retraso en la comercialización del H2 externo a la CIC

11.1.-RENTABILIDAD EN FUNCIÓN DEL PRECIO DE VENTA DEL H2 COMERCIALIZADO

A continuación, se representa la variación de la rentabilidad en función del precio de venta del hidrógeno verde a consumidores externos

Precio kg H2	TIR	VAN
8,25	16,95%	4.323.371
7,92	15,02%	3.557.281
7,59	12,99%	2.788.577
7,26	10,59%	1.940.702
6,93	7,92%	1.054.552
6,6	5,01%	151.553
6,27	1,75%	-777.934
5,94	-1,86%	-1.707.422
5,61	-5,94%	-2.636.910
5,28	-10,71%	-3.566.398
4,95	-16,58%	-4.495.885

Tabla 6: Variabilidad al precio del H2 comercializado



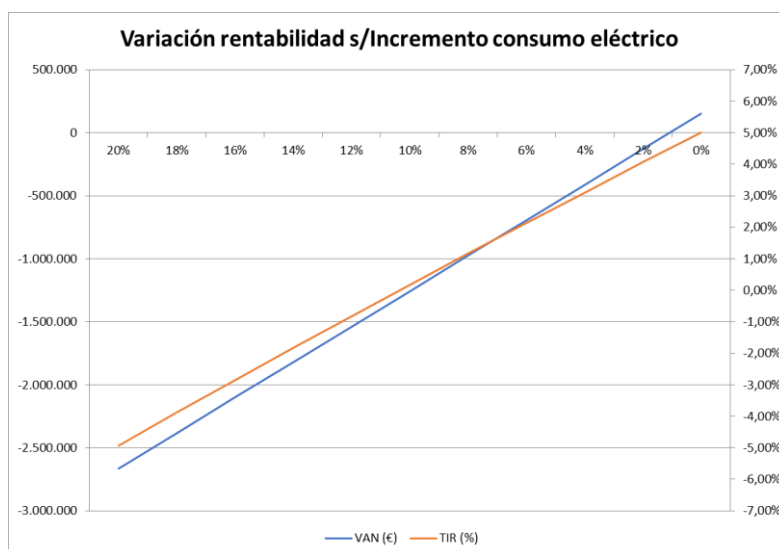
Como se puede comprobar resulta primordial comercializar el hidrógeno producido a un precio superior a 6,27 €/kg. De la misma manera, si el precio del kg de H₂ suministrado se incrementa un 15% el TIR sube hasta el 13%.

11.2.-RENTABILIDAD EN FUNCIÓN DEL INCREMENTO EN EL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

A continuación, se indica la variación de la rentabilidad de la central en función del incremento del consumo eléctrico de la planta de hidrógeno frente al considerado teniendo en cuenta que el mayor gasto de la operación de la planta es el consumo eléctrico de la misma.

Incremento consumo eléctrico	TIR	VAN
20%	-4,94%	-2.664.986
18%	-3,88%	-2.383.332
16%	-2,85%	-2.101.678
14%	-1,83%	-1.820.024
12%	-0,82%	-1.538.370
10%	0,18%	-1.256.716
8%	1,16%	-975.063
6%	2,14%	-693.409
4%	3,10%	-411.755
2%	4,06%	-130.101
0%	5,01%	151.553

Tabla 7: Variabilidad al consumo eléctrico de la planta.



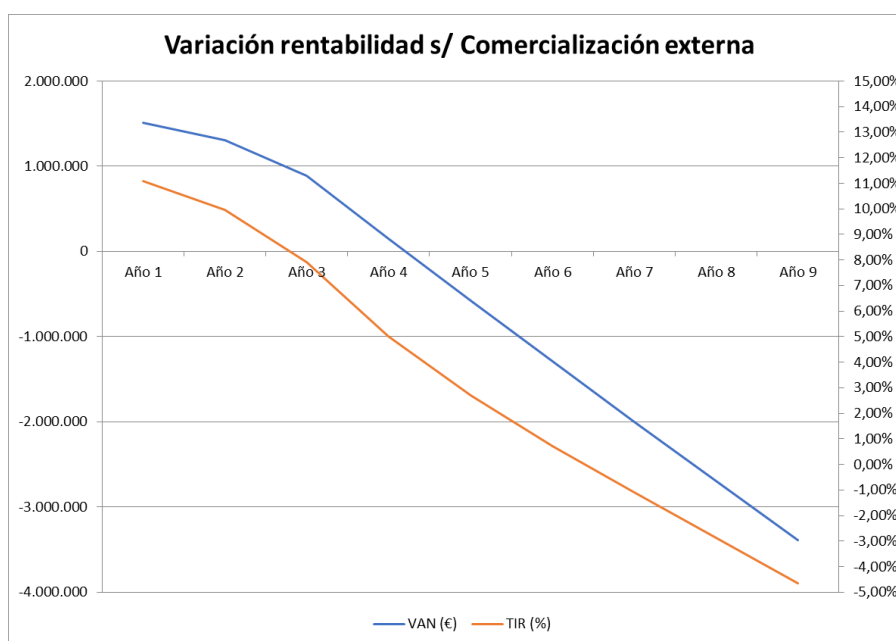
11.1.-RENTABILIDAD EN FUNCIÓN DEL RETRASO EN LA COMERCIALIZACION DEL H2 EXTERNO A LA CIC

Dentro del plan de negocio se ha considerado una comercialización del H2 externo a la CIC de hasta 288 t/a en 4 años (0%-33% - 66% - 100%)

A continuación, se adjunta el estudio de rentabilidad retrasando la entrada de cada una de las cantidades previstas de comercialización externa.

Comercialización externa al 100%	TIR	VAN
Año 1	11,09%	1.507.362
Año 2	9,95%	1.309.461
Año 3	7,90%	889.693
Año 4	5,01%	151.553
Año 5	2,71%	-576.692
Año 6	0,72%	-1.294.752
Año 7	-1,10%	-2.002.368
Año 8	-2,87%	-2.699.312
Año 9	-4,65%	-3.385.381

Tabla 8: Variabilidad de rentabilidad a la comercialización de H2.



Dentro de la operatividad de la planta, el Gobierno de Navarra a través de la Ciudad Agroalimentaria de Tudela, asegura el 70% de consumo en sus instalaciones de la Central de Infraestructuras Comunes (CIC) en el arranque de la planta de generación de hidrógeno.

Durante el proceso de explotación de la planta, la empresa adjudicataria deberá comercializar hasta el 75% de la capacidad de producción de la planta para llevar a la CIC a un consumo de 110 t/a.

La no comercialización del hidrógeno verde en esas cantidades puede llevar a la Central a rentabilidades negativas. De la misma manera, una comercialización temprana incrementa positivamente la rentabilidad de la central en los 15 años de explotación.

Será responsabilidad del ofertante y posible adjudicatario justificar un Plan de Negocio que, en base a los parámetros principales que intervienen en el plan de negocio, justifique una rentabilidad suficiente y razonable de cara a que se garantice la rentabilidad del proyecto.

12.- OTROS BENEFICIOS ASOCIADOS

La ejecución del proyecto, además de los beneficios genéricos de actuaciones similares tales como:

- **Disminución de emisiones.** La sustitución de uso de combustibles fósiles por hidrógeno producido mediante fuentes renovables supondrá una reducción de hasta 42.776t CO₂.
- **Reducción de la dependencia energética.** Dicha centralización ocasionará una reducción de la dependencia energética tanto regional, nacional y europea al generarse mediante la utilización de recursos renovables locales y de nueva creación sin alteración de usos ya existentes.
- **Contribución a la gestionabilidad de la generación de energía mediante renovables.** La implantación de la planta de producción de hidrógeno contribuirá a la gestionabilidad de la red, al convertir una energía no gestionable como es la energía renovable producida mediante parques solares y fotovoltaicas de manera tradicional en un vector energético que es posible almacenar y transportar en función de las necesidades.
- **Creación de empleo local.** Los planes de CAT también incluyen proyectos adicionales en materia de tecnologías complementarias al hidrógeno en sus empresas asociadas (logísticas, industriales...), siendo éstas fuente de nuevos empleos y actividad económica. Los suministradores de los equipos de combustión prevén analizar y hacer uso de esos datos para mejorar y desarrollar soluciones adaptadas para la industria. En el ámbito logístico, las nuevas capacidades de los vehículos de hidrógeno, así como la logística de

suministro o generación de éste, impulsará la adaptación y especialización incluyendo la generación de nuevas herramientas y técnicas de gestión. De este modo, el empleo por la actividad posterior a la implantación del proyecto pionero de la CAT se aproxima hasta 14 personas de dedicación plena (9 de ellas de carácter inducido) para la finalización de la etapa de explotación prevista (15 años). A los 14 empleos que generarán en la fase de explotación, se pueden considerar adicionalmente otros 46 empleos que se construirán durante los 3 años de construcción de la planta de producción.

13.- PLANOS

Se adjunta al presente documento la siguiente relación de planos aclaratorios

- 01.- Situación
- 02.-Esquema de principio
- 03.- Distribución Planta
- 04.- Línea de distribución a la CIC (Central Infraestructuras Comunes de la CAT)

14.- CONCLUSIONES

Con lo anteriormente expuesto se considera desarrollado el objeto del presente informe quedando a disposición de los organismos competentes para cualquier aclaración posible.

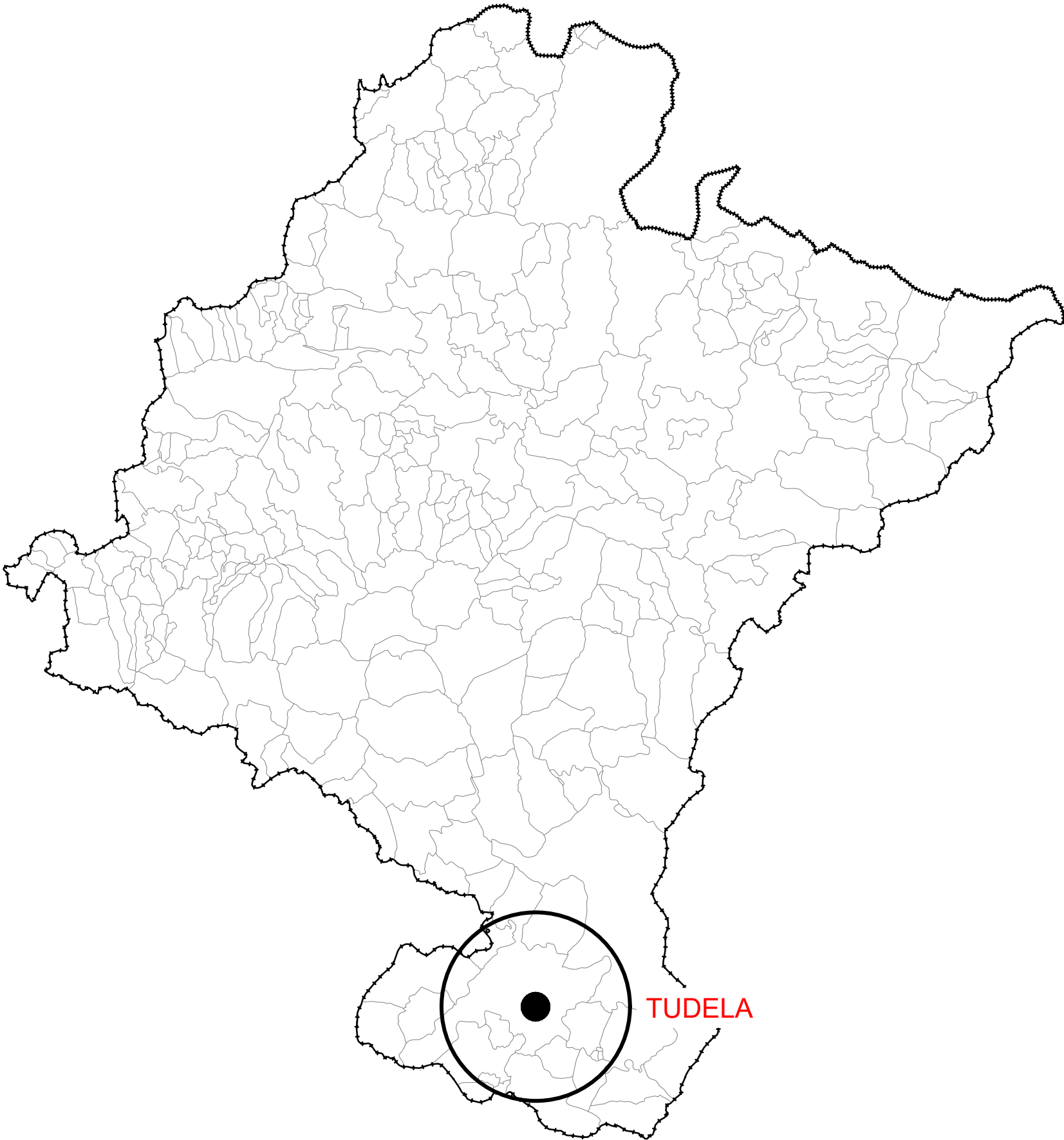
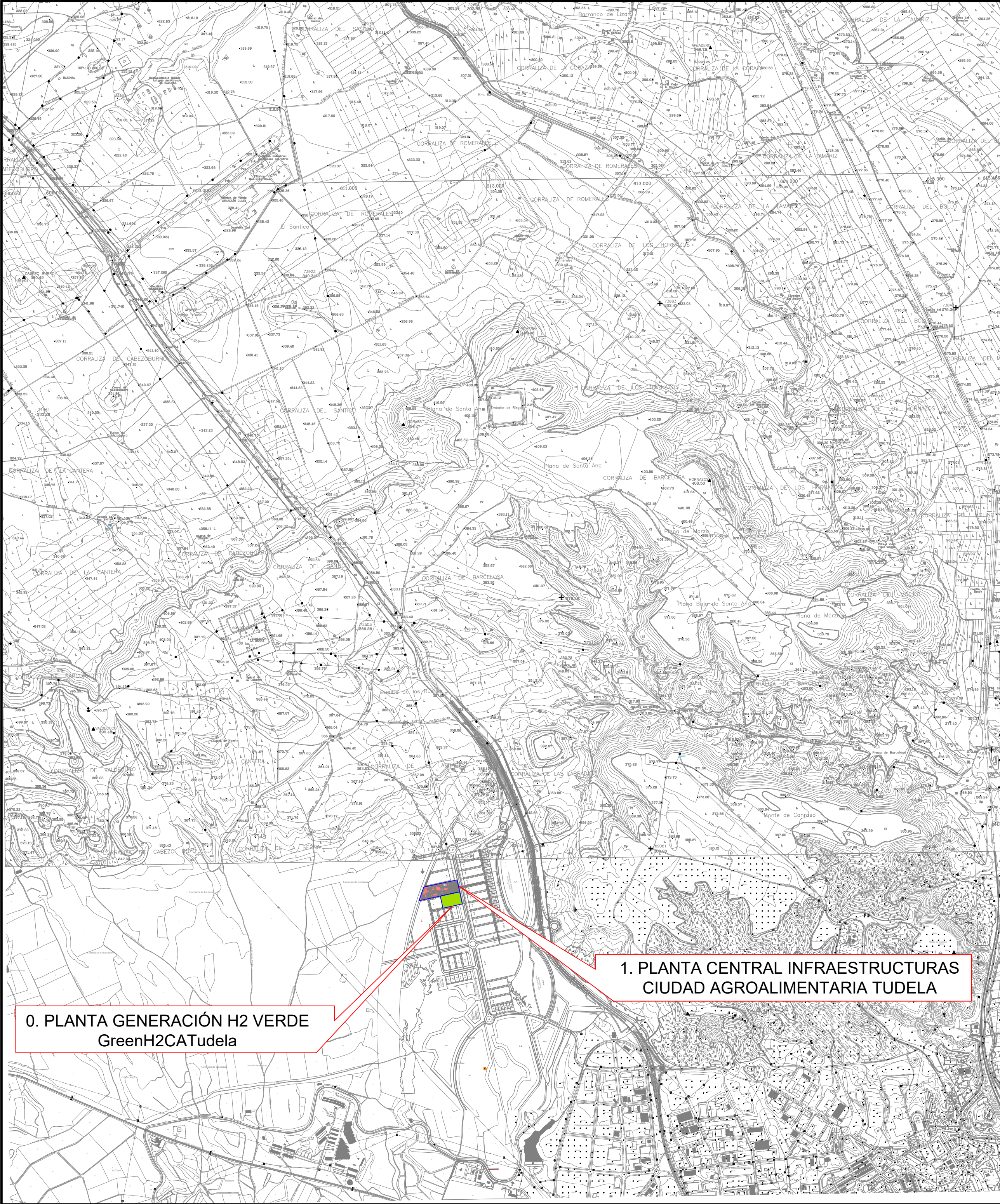
Cordovilla, 31 de octubre de 2023



Fdo.: JOAQUÍN ERICE

Resp. Área Energía e Instalaciones.

Dto. Ingeniería AIN



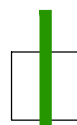
-	10-05-23	JCG	Creación de plano		
REVISIÓN	FECHA	DIBUJADO	DESCRIPCIÓN MODIFICACIÓN		
 31191 CORDOVILLA PAMPLONA (NAVARRA) TEL: (948) 421101 FAX: (948) 421100 MAIL: ain@ain.es Departamento de Ingeniería y Tecnología	CLIENTE: GOBIERNO DE NAVARRA CIUDAD AGROALIMENTARIA DE TUDELA		El Ingeniero Técnico Industrial	INFORME Nº: T9IF23064	
	INFORME: ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO Y VIABILIDAD. PROYECTO PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO. GREENH2CATUDELA			PLANO Nº: 01	
	ESCALA : 1/20.000			REVISIÓN:	
	DENOMINACIÓN PLANO : SITUACIÓN			UNIDADES DE DIBUJO: Milímetros	
				FORMATO: 594x420	
			D. J. JOAQUÍN ERICE LACUNZA		



PARQUE EÓLICO
45MW



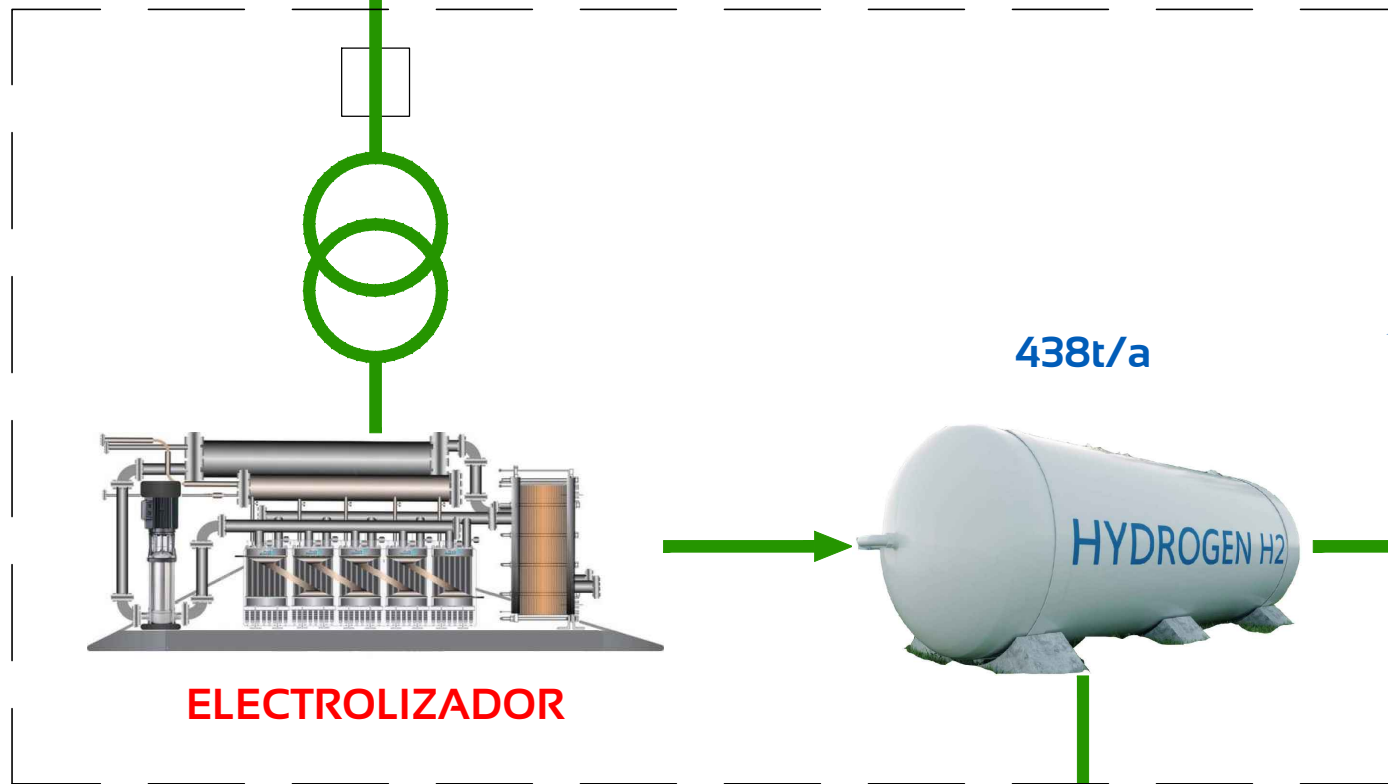
PARQUE FOTOVOLTAICO
45MW



LÍNEA 66kV

PPA
LÍNEA DIRECTA

PLANTA PRODUCCIÓN H2
GreenH2CATudela
3,2MW



ELECTROLIZADOR

438t/a

307t/a

131t/a



MOVILIDAD
20t/a

Sust. H2 GRIS
111t/a

Relación de posibles
socios privados.
SOCIEDAD MIXTA

PROMOTOR RENOVABLE 1

PROMOTOR RENOVABLE 2

PROMOTOR RENOVABLE 3

PROMOTOR RENOVABLE 4

...

CENTRO COLECTOR
RENOVABLES

66/400kV



SET
LASERNA

400kV

RED TRANSPORTE REE

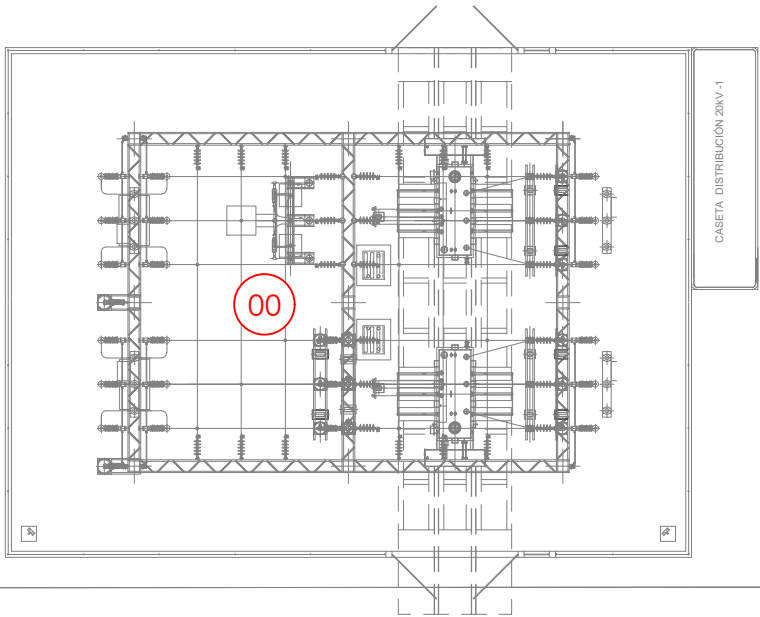
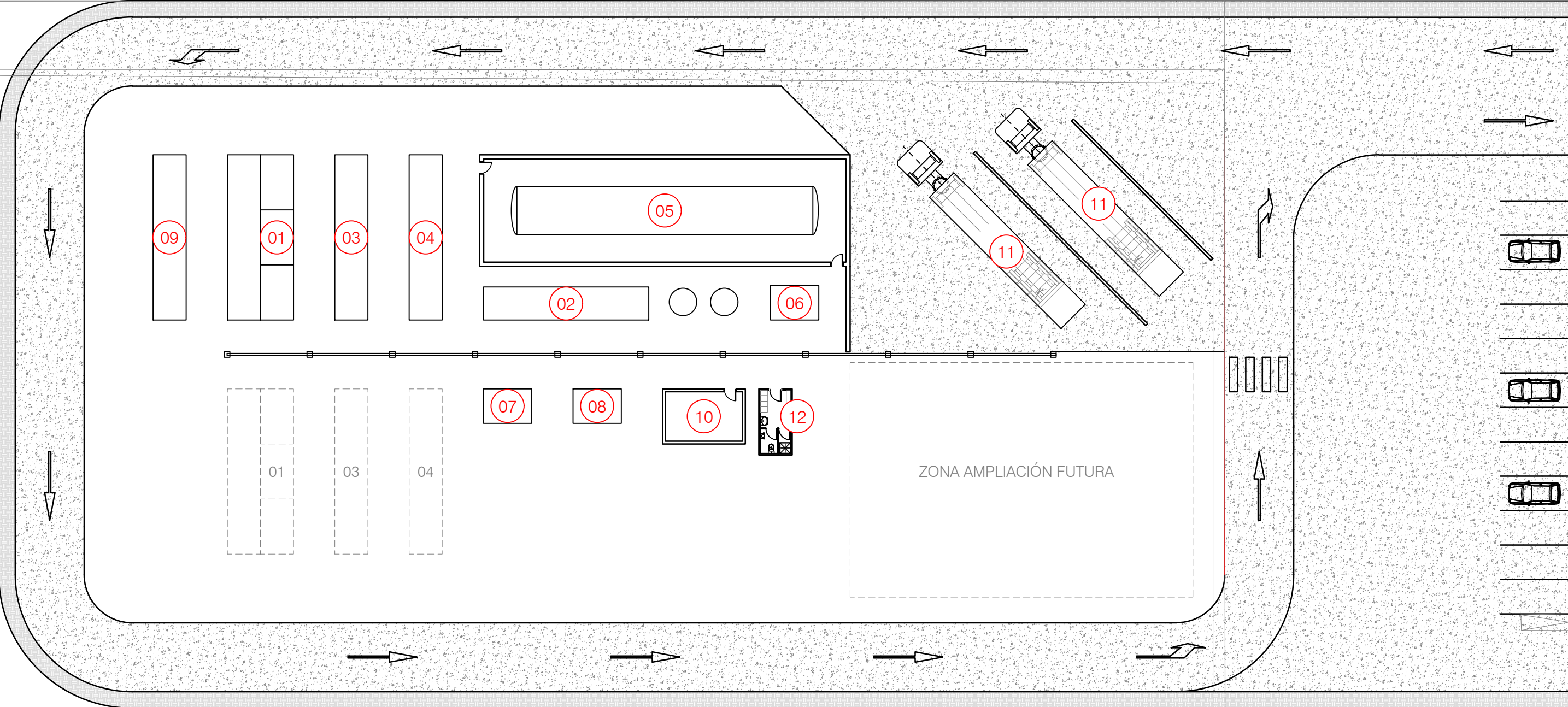
2km

CENTRAL INFRAESTRUCTURAS
CIUDAD AGROALIMENTARIA TUDELA

-	10-05-23	JCG	Creación de plano
REVISIÓN	FECHA	DIBUJADO	DESCRIPCIÓN MODIFICACIÓN
		CLIENTE: GOBIERNO DE NAVARRA CIUDAD AGROALIMENTARIA DE TUDELA	El Ingeniero Técnico Industrial INFORME Nº: T9IF23064 PLANO Nº: 02
INFORME: ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO Y VIABILIDAD. PROYECTO PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO. GREENH2CATUDELA		D. J. JOAQUÍN ERICE LACUNZA	REVISIÓN:
ESCALA : S/E		DENOMINACIÓN PLANO : ESQUEMA DE PRINCIPIO	UNIDADES DE DIBUJO: Milímetros FORMATO: 594x420

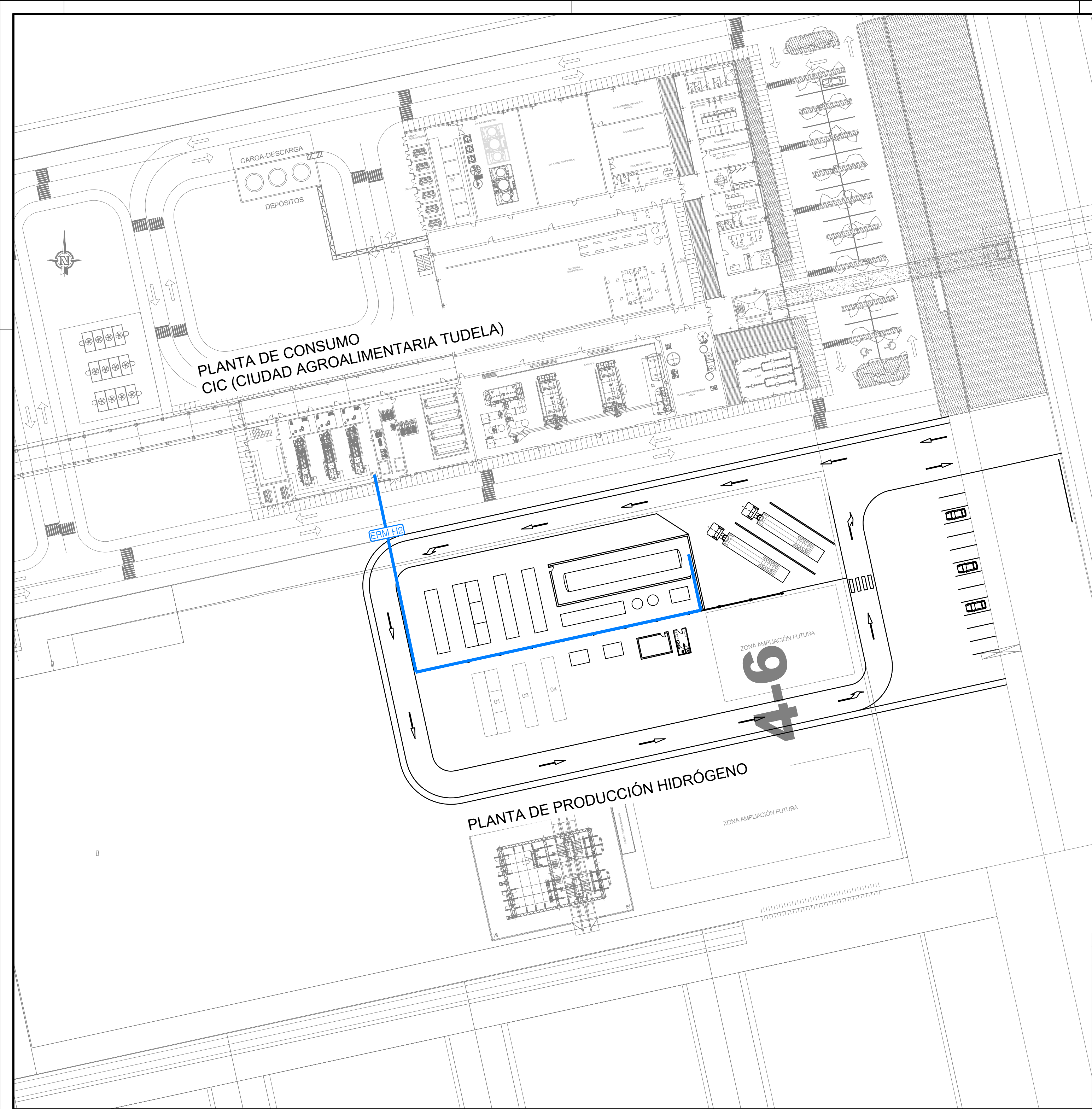
CIC

4-6



- 00 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA 66/20kV 2x5MVA
- 01 CENTROS DE TRANSFORMACIÓN 20/0,4kV
- 02 UNIDAD TRATAMIENTO DE AGUA 2 m³/h
- 03 RECTIFICADORES
- 04 ELECTROLIZADOR + BOP 3,1MW
- 05 DEPÓSITO ALMACENAMIENTO 200m³ 40bar (720kg H2)
- 06 COMPRESOR 180m³/h 20/200bar
- 07 COMPRESOR AIRE 30m³/h 10bar
- 08 GENERADOR DE N2
- 09 SALA ELÉCTRICA BAJA TENSIÓN
- 10 SALA DE CONTROL
- 11 ZONA SEMIRREMOLQUES
- 12 EDIFICIO SANITARIO. ASEO Y VESTUARIO

-	10-05-23	JCG	Creación de plano
REVISIÓN	FECHA	DIBUJADO	DESCRIPCIÓN MODIFICACIÓN
ain 31191 CORDOVILLA PAMPLONA (NAVARRA) TEL: (948) 421101 FAX: (948) 421100 MAIL: ain@ain.es		CLIENTE: GOBIERNO DE NAVARRA CIUDAD AGROALIMENTARIA DE TUDELA	
Departamento de Ingeniería y Tecnología		INFORME: ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO Y VIABILIDAD. PROYECTO PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO. GREENH2CATUDELA	
ESCALA : 1/300		DENOMINACIÓN PLANO : DISTRIBUCIÓN EN PLANTA	
		UNIDADES DE DIBUJO: Milímetros FORMATO: 804x420	



LEYENDA:

- TRAZADO TUBERÍA SUMINISTRO HIDRÓGENO
- ERM H2 ESTACIÓN REGULACIÓN Y MEDIDA HIDÓGENO

-	10-05-23	JCG	Creación de plano		
REVISIÓN	FECHA	DIBUJADO	DESCRIPCIÓN MODIFICACIÓN		
		CLIENTE: GOBIERNO DE NAVARRA CIUDAD AGROALIMENTARIA DE TUDELA		El Ingeniero Técnico Industrial	INFORME Nº: T9IF23064
		INFORME: ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO Y VIABILIDAD. PROYECTO PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO. GREENH2CATUDELA			PLANO Nº: 04
		ESCALA : 1/500		D. J. JOAQUÍN ERICE LACUNZA	REVISIÓN:
		DENOMINACIÓN PLANO : LÍNEA DISTRIBUCIÓN HIDRÓGENO A LA CIC			UNIDADES DE DIBUJO: Milímetros FORMATO: 594x420