

# PROYECTO DE INTERÉS GENERAL DE ARAGÓN

PROYECTO “H2 PILLAR de Producción de Hidrógeno Verde a partir de energías renovables (eólica y fotovoltaica)” en los TT. MM. de El Burgo de Ebro y Fuentes de Ebro

TOMO V. ESTUDIO ECONÓMICO - FINANCIERO

DOCUMENTO PARA APROBACIÓN INICIAL

Julio 2023

PROMOTOR: ARAGONESA DEL HIDRÓGENO VERDE S.L.



**enagasrenovable**



ÍNDICE TOMO V. ESTUDIO ECONÓMICO - FINANCIERO

<b>1. Introducción. Marco Legal .....</b>	<b>5</b>
<b>2. Descripción de la Actuación .....</b>	<b>6</b>
<b>3. Principales magnitudes Económico-Financieras del Proyecto.....</b>	<b>7</b>
3.1. Presupuesto global de inversión (CAPEX). Activos incluidos y fases .....	7
3.1.1. Presupuesto global por activos.....	7
3.1.2. Fases .....	7
3.2. Principales magnitudes económicas y de explotación de los activos .....	10
3.2.1. Marco general de actuación inter-empresas/activos. Precios de transferencia.....	10
3.2.2. Activos renovables. Cálculo de LCoE y precio de PPA.....	12
3.2.3. Planta de producción de hidrógeno Fase 1 -30 MW-. Cálculo del precio del hidrógeno (EUR/kg.) y rentabilidad esperada .....	12
3.2.4. Magnitudes económico-financieras agregadas del Proyecto.....	13
<b>4. Impacto económico del Proyecto en las HAciendas Locales de los municipios afectados 14</b>	
4.1. Incremento de ingresos corrientes (EUR/año) por Impuesto sobre Bienes Inmuebles (IBI) y por el Impuesto sobre Actividades Económicas (IAE) .....	14



## 1. INTRODUCCIÓN. MARCO LEGAL

El artículo 22 del Real Decreto Legislativo 7/2015, de 30 de octubre, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Suelo y Rehabilitación Urbana (TRLSRU), bajo el título «Evaluación y seguimiento de la sostenibilidad del desarrollo urbano, y garantía de la viabilidad técnica y económica de las actuaciones sobre el medio urbano», exige la presentación de la presente Memoria.

El precepto dispone, en sus apartados cuarto y quinto, lo siguiente:

*“4. La documentación de los instrumentos de ordenación de las actuaciones de transformación urbanística deberá incluir un informe o memoria de sostenibilidad económica, en el que se ponderará, en particular, el impacto de la actuación en las Haciendas Públicas afectadas por la implantación y el mantenimiento de las infraestructuras necesarias o la puesta en marcha y la prestación de los servicios resultantes, así como la suficiencia y adecuación del suelo destinado a usos productivos.*

*5. La ordenación y ejecución de las actuaciones sobre el medio urbano sean o no de transformación urbanística, requerirá la elaboración de una memoria que asegure su viabilidad económica, en términos de rentabilidad, de adecuación a los límites del deber legal de conservación y de un adecuado equilibrio entre los beneficios y las cargas derivados de la misma, para los propietarios incluidos en su ámbito de actuación, y contendrá, al menos, los siguientes elementos:”*

Por su parte el Texto Refundido de la Ley de Ordenación del Territorio de Aragón (TRLOTA), en su artículo 43 concreta una exigencia documental, para los Planes de Interés General, de contenido similar al del 22.4 del TRLSRU, literalmente dice lo siguiente:

*“Los documentos integrantes de los Planes o Proyectos de Interés General de Aragón establecerán, como mínimo, las siguientes determinaciones:*

*f. Un estudio económico-financiero en el que se precisarán los costes del Plan o Proyecto de Interés General de Aragón, la evaluación económica de la implantación de los servicios y de la ejecución de las obras de urbanización y las fuentes de financiación a utilizar, con la justificación de su viabilidad económica y del canon que, en su caso, deba pagar al municipio.”*

En cumplimiento de dichas exigencias se formula a continuación el apartado de esta propuesta, mediante el PIGA que nos ocupa, en el que se pone de manifiesto el impacto de la actuación sobre las Haciendas de las administraciones afectadas.

En concreto se aportan las estimaciones respecto a gasto de inversión que se requiere para hacer efectiva la transformación territorial objeto de la ordenación, el gasto corriente que requerirá su conservación ordinaria, así como, en sentido inverso, los incrementos patrimoniales y de ingreso corriente que de ella se derivan.

En cuanto a la justificación de suficiencia y adecuación del suelo destinado a las infraestructuras previstas en el proyecto que nos ocupa, consideramos que ha quedado sobradamente razonado en la memoria en el apartado 4 en el que se analiza la adecuación urbanística.

## 2. DESCRIPCIÓN DE LA ACTUACIÓN

Si bien en la memoria descriptiva y justificativa (Tomo I) del PIGA se señala la idoneidad de los distintos proyectos para la implantación de la actividad, corresponde describir en este apartado su conveniencia a efectos económicos.

La declaración del PIGA resulta un marco normativo adecuado para la implantación de este Proyecto singular, ubicuo y complejo en sus partes, que le dota de un sistema de actuación coordinado y eficiente tutelado desde la propia administración autonómica. Efectivamente, como se ha descrito en otros apartados, este proyecto además de ubicarse en más de un término municipal tiene un ámbito de incidencia territorial y económica que trasciende dichos ámbitos.

La actividad que se pretende implantar tiene unas necesidades de instalación muy concretas y sensiblemente coincidentes con los de cualquier otra actividad de producción energética renovable, a la que se suma el centro de producción de hidrógeno: accesos rodados a las infraestructuras de producción de energía renovable, acceso a infraestructuras de servicio de suministro de agua y, en particular, a las de suministro de la producción de hidrógeno mediante los hidrogenoductos. La peculiaridad precisamente radica en el número de infraestructuras a ejecutar y que la puesta en servicio de la fase inicial ha de ser en un periodo muy corto, debido a los plazos de puesta en servicio previstos por la convocatoria de subvención vía PERTE H2 Pioneros, 36 meses, a computar desde el 5 de abril de 2023, como se ha señalado en otros apartados. Por otra parte, los propios requisitos de seguridad inherentes a su implantación evitan zonas en las que pueda haber ningún riesgo natural.

La conjunción de todos estos factores determina que la mejor ubicación para su implantación sea en entornos rurales, donde se ubican las infraestructuras de producción de energía renovable, de captación de agua, líneas eléctricas de suministro y evacuación, así como, los hidrogenoductos, todas ellas de fácil acceso a la parcela donde se ubica el centro de producción de hidrogeno, en la que el resto de los servicios ya estén disponibles. Por otra parte, las características de la actividad son perfectamente compatibles con la de la mayoría de las áreas industriales existentes.

Frente a la opción prevista en la LOTA de que pudieran afectarse justificadamente otros suelos en los que pudiera haber algún valor propio, en este Proyecto de Interés General de Aragón no resulta necesario desarrollar suelo para la ubicación del centro de producción. Por lo tanto, la opción más razonable desde el punto de vista técnico y medioambiental es su implantación en el Polígono El Espartal.

### 3. PRINCIPALES MAGNITUDES ECONÓMICO-FINANCIERAS DEL PROYECTO

#### 3.1. Presupuesto global de inversión (CAPEX). Activos incluidos y fases

##### 3.1.1. Presupuesto global por activos

Tal y como sea descrito en los puntos anteriores, el proyecto en su conjunto supone el desarrollo y ejecución de diversos proyectos individuales que, junto con sus correspondientes actuaciones complementarias, permitirán viabilizar la puesta en explotación de una planta de producción de hidrógeno verde que contará, finalmente, con una capacidad de electrólisis de 60 MW.

La inversión total prevista se situará en un nivel próximo a los **182 millones de euros**, e incluye:

- (i) los proyectos renovables -con origen eólico (40 MW) y fotovoltaico (13,6 MWp)-, junto con sus correspondientes infraestructuras de evacuación (subestaciones y líneas), además de la futura ampliación de la capacidad de generación mediante la hibridación de los parques iniciales., alcanzando una potencia total entorno a 103 MW La inversión prevista en dichos activos alcanzará la cifra de **86 millones de euros** (47% del total de la inversión);
- (ii) la planta de producción de hidrógeno verde (60 MW), junto con sus infraestructuras anexas de suministro y conexión eléctrica a red, captación y suministro de agua, y los nuevos ductos a ejecutar para el suministro del hidrógeno producido tanto al/a los clientes finales como a la futura red troncal del hidrógeno para blending. En conjunto, la totalidad de estas actuaciones alcanzará un importe de inversión de **93 millones de euros** (52% de la inversión);  
y
- (iii) finalmente, la instalación de una hidrolinera para el futuro repostaje de autobuses urbanos, que incluye una previsible ampliación futura de dicha instalación para dar respuesta al más que probable incremento de la demanda de combustible destinado a la movilidad. La inversión total prevista para este activo es algo superior a los **3 millones de euros** (entorno al 1,6% de la inversión total).

##### 3.1.2. Fases

Aunque pueda parecer obvio hacer mención de ello, no está de más señalar que el sector del hidrógeno verde se encuentra todavía en un estadio de desarrollo incipiente, y su peso como vector en la descarbonización de determinados sectores ha de seguir creciendo. En estas circunstancias, donde los retos económicos -en mayor medida-, pero también los tecnológicos sigue estando presentes, el interés de los promotores del proyecto no es otro sino el de acomodar el ritmo de las inversiones

conforme las necesidades de demanda se vayan materializando y, de esta forma, asegurar la viabilidad de todo el proyecto.

A vista de dichas consideraciones, la totalidad de la inversión prevista se prevé materializar, en un principio, en dos (2) fases:

- **Fase 1.** Con un horizonte final de puesta en marcha de finales de 2025/primer trimestre de 2026, y un importe global de **119,1 millones de euros** de inversión, dicha fase incluye la inversión en los siguientes activos:
  - a) por un lado, la totalidad de los 53,6 MW de los proyectos renovables iniciales, con capacidad de acceso y conexión a la red, y la totalidad de las infraestructuras de evacuación previstas (**56 millones de euros de inversión**);
  - b) por otro lado, el desarrollo y construcción de la planta de producción de hidrógeno verde con una capacidad de electrólisis de hasta 30 MW, junto con la ejecución de la infraestructura necesaria para la captación y suministro de agua desde el Canal Imperial de Aragón, la línea dedicada de conexión eléctrica que permita el autoabastecimiento de energía a la planta procedente de los proyectos renovables, y la construcción de un ducto de 41 km de longitud para dar suministro de hidrógeno verde desde la planta de producción hasta las instalaciones del principal cliente final (**61,6 millones de euros de inversión**).

No obstante, lo anterior, y en línea con lo señalado al principio de este apartado, en tanto no acabasen de materializarse a lo largo de los próximos meses nuevas demandas de hidrógeno verde por parte de nuevos potenciales clientes, los promotores podrían plantearse la posibilidad de subdividir la inversión inicialmente prevista de 30 MW de capacidad del electrolizador, entre una fase 1a) de 20 MW y otra fase 1b) de 10 MW (5 + 5), manteniéndose invariables el resto de las partidas consideradas en esta Fase 1; y

- c) por último, la inversión inicial en la hidrolinera (**1,5 millones de euros**).

Dado que el presente proyecto ha sido adjudicatario de una **ayuda a fondo perdido**, para su primera fase, (expediente PR-H2PION-2022-000162), dentro del Programa de ayudas a proyectos pioneros y singulares de hidrógeno renovable (PERTE ERHA Programa H2 PIONEROS) por un importe global de la subvención de algo más de 14,3 millones de euros, **la inversión neta final de la Fase 1** ascenderá a una cuantía de **104,8 millones de euros**.



- Fase 2. Esta segunda fase, que se prevé acometer una vez finalizada la Fase 1 con un horizonte final de inversión y puesta en marcha en 2030, conllevaría nuevas inversiones por un importe total de **62,9 millones de euros**, con la siguiente identificación de activos:
  - a) por el lado de los proyectos renovables, en esta segunda fase se acometería el desarrollo y puesta en marcha de la hibridación de los proyectos iniciales. Con ello, se prevé incorporar hasta 50 MW de nueva capacidad de generación, con un importe previsto de inversión de **30 millones de euros**;
  - b) en lo que se refiere a la planta de producción de hidrógeno, ésta se irá escalando mediante la incorporación de nuevos módulos de electrolizador (+30 MW) hasta alcanzar los 60 MW inicialmente planificados. Adicionalmente, se acometerá la inversión en un nuevo ducto que conecte la planta de hidrógeno con la futura red troncal con objeto de poder evacuar, en concepto de *blending*, aquellos volúmenes de producción de hidrógeno que no fueran consumidos por clientes finales industriales y/o de movilidad situados en un entorno físico próximo a la planta. El volumen previsto de inversión para ambos conceptos se situaría en el entorno de los **31,4 millones de euros**; y
  - c) por último, en esta segunda fase se completaría la inversión prevista en la ampliación de las instalaciones de la hidrolinera ya existente, por un importe de **1,5 millones de euros** nuevos de inversión.

El siguiente cuadro refleja, de manera resumida, las magnitudes hasta aquí expuestas:

ACTIVO (descripción)	('000 €)		TOTAL
	FASE 1	FASE 2	
<b>a) RENOVABLES</b>	<b>53.772,7</b>	<b>30.000,0</b>	<b>83.772,7</b>
Proyectos renovables iniciales	47.220,0		47.220,0
Infraestructuras de evacuación	8.770,0		8.770,0
Proyectos híbridos		30.000,0	30.000,0
Subsidio PERTE PIONEROS	-2.217,3		-2.217,3
<b>b) PLANTA DE HIDRÓGENO</b>	<b>50.251,3</b>	<b>31.400,0</b>	<b>81.651,3</b>
Planta 30 MW iniciales	45.138,0		45.138,0
Infraestructuras eléctricas conexión red + autoconsumo	7.613,0		7.613,0
Captación y suministro de agua	2.000,0		2.000,0
Ducto cliente 41 km	6.923,0		6.923,0
Ducto red troncal		6.000,0	6.000,0
Ampliación planta 30 MW		25.400,0	25.400,0
Subsidio PERTE PIONEROS	-11.422,7		-11.422,7
<b>c) HIDROLINERA</b>	<b>822,6</b>	<b>1.500,0</b>	<b>2.322,6</b>
Inversión inicial	1.500,0		1.500,0
Inversión adicional		1.500,0	1.500,0
Subsidio PERTE PIONEROS	-677,4		-677,4
<b>TOTAL</b>	<b>104.846,7</b>	<b>62.900,0</b>	<b>167.746,7</b>

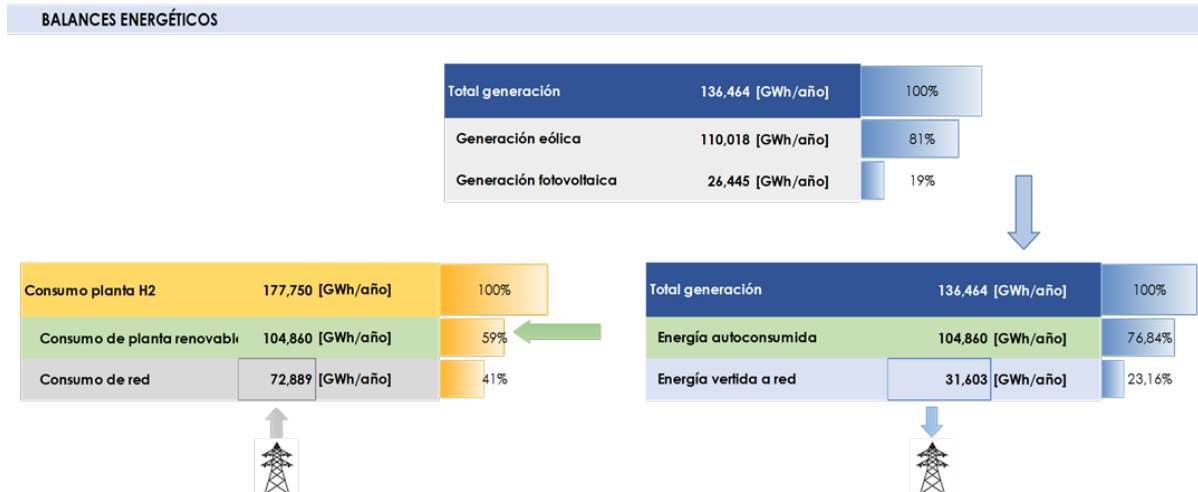
## 3.2. Principales magnitudes económicas y de explotación de los activos

### 3.2.1. Marco general de actuación inter-empresas/activos. Precios de transferencia

Si hay algún elemento distintivo de este proyecto de generación de hidrógeno renovable frente a otros de similar naturaleza y características es que integra, bajo un mismo paraguas empresarial, proyectos de generación de energía eléctrica mediante fuentes renovables que no sólo son capaces de nutrir de energía a la planta de hidrógeno --mediante la firma del correspondiente Contrato de venta de energía a largo plazo con entrega física ("PPA", en su terminología en inglés)- en un alto porcentaje (>76%) de la energía generada, sino que el hecho de tratarse de instalaciones con capacidad, asimismo, de vertido a red, por contar con permisos de acceso y conexión, permite que la energía excedentaria no consumida por la planta de hidrógeno pueda ser vendida en la red.

En un entorno (i) en el que el precio de venta del hidrógeno verde, en términos de €/kg, es sumamente crítico para favorecer la creación de nueva demanda de clientes que persigan el objetivo de la descarbonización, y (ii) donde el coste más importante en la configuración del precio final del hidrógeno es el coste de la energía, el hecho de contar con activos propios de generación renovable convierte al proyecto que nos ocupa en comparativamente más competitivo y flexible.

A modo ilustrativo, el cuadro siguiente muestra el esquema de los balances energéticos<sup>1</sup> entre los proyectos renovables versus planta de hidrógeno (autoconsumo) y venta de excedentes a la red, por un lado, y el nivel de autosuficiencia de las necesidades energéticas de la planta de hidrógeno cubierto con la generación renovable propia (59%), reduciéndose de esta forma el recurso al mercado para captar el resto de la energía necesaria.



Pero es que, además de ser capaces de generar un elevado nivel de cobertura en lo que se refiere a las necesidades energéticas de la planta de hidrógeno, los proyectos renovables proporcionan también un elemento no menos importante como lo es la estabilidad y, por tanto, predictibilidad, en un insumo tan importante para la planta de hidrógeno como lo es el coste de la energía eléctrica.

De acuerdo con todo ello, el **criterio general** que prima la relación entre las empresas titulares de los activos renovables y la correspondiente a la planta de hidrógeno es que aquéllas establezcan, a través de la instrumentación de los correspondientes Contratos de suministro de energía a largo plazo -lo que se conoce como "PPA", por su terminología en inglés- un precio de transferencia para la energía basado exclusivamente en el cálculo del coste medio de generación de la energía renovable -"LCoE", en su terminología en inglés- sobre el que se aplica un determinado margen de beneficio con objeto de la obtención de un nivel de rentabilidad interna del proyecto -"IRR", en su terminología en inglés- que permita la financiación en mercado de dichos activos renovables.

<sup>1</sup> Los balances energéticos mostrados en la anterior figura muestran las cifras de consumo y necesidades de la Planta de producción de hidrógeno verde en el Escenario asumido de implementación de la Fase 1a); es decir (i) proyectos renovables iniciales sin considerar futuras hibridaciones, y (ii) una capacidad de electrólisis de la planta de 20 MW

### 3.2.2. Activos renovables. Cálculo de LCoE y precio de PPA<sup>2</sup>

El cálculo del LCoE para un determinado activo renovable se obtiene como el cociente entre la suma del valor actualizado de todos los costes incurridos -tanto de inversión (CAPEX) como operativos (OPEX)- a lo largo de toda la vida útil del proyecto dividido por la suma del valor actualizado de toda la energía generada, también, durante su vida útil. Así, el **LCoE** para los **proyectos eólicos y fotovoltaicos** se sitúa en **42,15 EUR/MWh** y en **40,64 EUR/MWh**, respectivamente, de acuerdo con las siguientes hipótesis de cálculo:

	Eólico	Fotovoltaico
Total MW instalados	40,0	13,6
CAPEX (EUR/MW)	1.100.000	769.000
OPEX (EUR/año)	745.000	206.000
Vida útil (años)	30	30
Producción anual (horas equivalentes)	2.879	1.980
Disponibilidad del parque (%)	96,5%	99,0%
Pérdida anual por degradación (%)		0,40%
Ratio de pérdidas (%)	1%	

Dado que el objetivo perseguido de rentabilidad de los activos renovables -IRR- se sitúa en el entorno del 7%, y estimándose que aproximadamente un 23,1% de la energía generada será exportada a la red -de la que se obtendrán unos determinados ingresos variables en función de los distintos precios de mercado estimados según la escala horaria-, los precios de transferencia que se han previsto para la energía entregada a la planta de hidrógeno -PPA- serán de **48,7 EUR/MWh para el caso eólico y de 46,74 EUR/MWh** para los proyectos fotovoltaicos, parámetros que comparan muy favorablemente frente a otros del mercado.

### 3.2.3. Planta de producción de hidrógeno Fase 1 -30 MW-. Cálculo del precio del hidrógeno (EUR/kg.) y rentabilidad esperada

Una vez definidas (i) las necesidades energéticas de la planta de producción de hidrógeno, (ii) la capacidad de cobertura de dichas necesidades por parte de los proyectos renovables y, por tanto, el volumen de energía requerido en el mercado, (iii) los costes de inversión (CAPEX), una vez descontados los subsidios a la inversión, y los costes operativos (OPEX) en los que se prevé incurrir (aproximadamente 1,76 millones de euros/año), y (iv) conocida la capacidad de producción de la planta

<sup>2</sup> Al igual que sucede con los Balances energéticos anteriores, las cifras proporcionadas en los siguientes apartados están basadas en los cálculos e hipótesis utilizados bajo el escenario asumido de implementación de la Fase 1 completa; es decir, con una capacidad de electrólisis de la planta de 30 MW.

(4.424 Tn/año), todo ello nos proporciona los parámetros necesarios para definir un **precio del hidrógeno de 5,2 EUR/kg**.

Dicho precio, así calculado, servirá de base para la formalización de los respectivos contratos de venta de hidrógeno a largo plazo –“HPA”, por sus siglas en inglés- con los clientes finales. De confirmarse el nivel de precio sugerido, pero también, y quizás más importante, el acuerdo sobre la propia estructura de configuración del precio final del hidrógeno se conseguirá mitigar notablemente uno de los principales riesgos operativos de un proyecto de estas características, y que no es otro que la variabilidad del precio de la energía.

Con todo ello, y presentando un nivel de rentabilidad esperada de la planta de hidrógeno -IRR- en el entorno del **10,6%** (después de impuestos), el proyecto está en condiciones de presentar unos fundamentos económico y financieros suficientemente solventes no sólo para asegurar su viabilidad económica, sino también en poder captar financiación del mercado en condiciones aceptables para sus accionistas.

### 3.2.4. Magnitudes económico-financieras agregadas del Proyecto

El siguiente cuadro muestra, a modo de resumen, las principales magnitudes económico y financieras de los distintos proyectos/activos, identificados tanto de manera individualizada como agregada. En su cálculo se han tenido en cuenta las distintas hipótesis de trabajo y los criterios expuestos en los apartados anteriores, con los que se pretende responder adecuadamente a los condicionantes y retos actuales -tanto tecnológicos como económicos- a los que ha de enfrentarse el sector de la producción de hidrógeno verde en España y Europa.

Proyectos/Activos	Capacidad Instalada (MW)	Total años operativos	Datos Agregados Total Vida útil ('000 €)						IRR - Tasa Rentabilidad Proyecto (%)
			Ingresos	Gastos Operativos OPEX	Depreciación	Beneficio antes de Impto.	Impto. Soc.	Beneficio Neto	
FV-Fotovoltaicos	13,6	30	24.953,78	-6.952,81	-7.122,69	10.878,28	-2.719,57	8.158,71	6,0%
Eólicos	40	30	113.897,25	-29.935,99	-26.410,61	57.550,65	-14.387,66	43.162,99	7,3%
Planta de Hidrógeno	30	20	120.436,87	-46.540,43	-32.246,53	41.649,91	-10.412,48	31.237,43	10,6%
<b>Total Agregado</b>			<b>259.287,90</b>	<b>-83.429,23</b>	<b>-65.779,82</b>	<b>110.078,84</b>	<b>-27.519,71</b>	<b>82.559,13</b>	<b>7,5%</b>

Los datos que allí aparecen corresponden a las cifras acumuladas a lo largo de la totalidad de los años de explotación de los distintos activos considerados, treinta (30) años en lo que se refiere a los proyectos renovables, y de veinte (20) años en el caso de la planta de hidrógeno, ésta última en el escenario correspondiente a la Fase 1, es decir, con 30 MW de capacidad de electrólisis.

En conclusión, un **beneficio neto agregado de 82,5 millones de euros y una rentabilidad conjunta para la totalidad de los proyectos de un 7,5%** permiten confirmar que la viabilidad del proyecto en su conjunto está perfectamente asegurada.

## 4. IMPACTO ECONÓMICO DEL PROYECTO EN LAS HACIENDAS LOCALES DE LOS MUNICIPIOS AFECTADOS

El Proyecto afecta en conjunto, y por su localización, a dos municipios: Fuentes de Ebro, en lo que respecta a los proyectos renovables, y El Burgo de Ebro, en lo referente a la Planta de Hidrógeno. Es indudable que la puesta de los proyectos va a suponer un notable efecto positivo en las respectivas haciendas locales, como consecuencia del incremento en la recaudación recurrente de determinados impuestos, tales como IBI e IAE.

El siguiente apartado muestra la liquidación provisional de los impuestos mencionados, desglosados por activos y municipios afectados, y en aplicación de las respectivas Ordenanzas Fiscales de ambos ayuntamientos. En todo caso, las liquidaciones mostradas podrían verse reducidas si finalmente, como así también aparece establecido en las mencionadas ordenanzas fiscales, a los proyectos se les pudiera aplicar determinadas bonificaciones fiscales por tratarse de proyectos calificados de interés general y/o por la creación prevista de empleo.

### 4.1. Incremento de ingresos corrientes (EUR/año) por Impuesto sobre Bienes Inmuebles (IBI) y por el Impuesto sobre Actividades Económicas (IAE)

En aplicación de las respectivas ordenanzas fiscales de los municipios de Fuentes de Ebro y El Burgo de Ebro, se prevén las siguientes liquidaciones provisionales en concepto de IBI e IAE, todo ello en términos de EUR/año:

**FUENTES - PV (13,6 MWp)**

IMPUESTO / TASA	MWp	Inversión €/MWp	Base Imponible	Tipo	Coefficiente	Cuota Previa
<b>IBI (anual)</b>	13,6	400.015,00	2.720.102,00 138.801,60	1,30%	1,00	37.165,75
<b>IAE (anual)</b>	13,6		1.346.400,00	--	1,29	12.653,00
<b>Recargo provincial IAE (anual)</b>				30%		3.795,90
						<b>53.614,64</b>

**FUENTES - EÓLICO (40 MW)**

IMPUESTO / TASA	MWp	Inversión €/MWp	Base Imponible	Tipo	Coefficiente	Cuota Previa
<b>IBI (anual)</b>	40	400.015,00	8.000.300,00 12.474,00	1,30%	1,00	104.166,06
<b>IAE (anual)</b>	40		5.800.000,00	--	1,30	37.503,18
<b>Recargo provincial IAE (anual)</b>				30%		11.250,95
						<b>152.920,20</b>

**EL BURGO - H2 PILLAR (30 MW)**

IMPUESTO / TASA		Inversión €/MWp	Base Imponible	Tipo	Coefficiente	Cuota Previa
<b>IBI (anual)</b>		Suelo Construcción	1.500.000,00 5.000.000,00	0,40%	1,00	26.000,00
<b>IAE (anual)</b>	40	3,173344	126,93			
<b>IAE (anual)</b>	30	3,299556	98.986,68	--	1,32	130.829,97
<b>Recargo provincial IAE (anual)</b>				30%		39.248,99
						<b>196.078,96</b>

Zaragoza, julio 2023