



**Universidad**  
Zaragoza

## Trabajo Fin de Máster

Análisis, simulación y optimización de sistemas de  
generación de hidrógeno mediante fuentes  
renovables

Analysis, simulation and optimization of renewable  
hydrogen generation systems

*Autor/es*

Ariel Gargallo Cebolla

*Director/es*

Rodolfo Dufo López

Máster en Energías Renovables y Eficiencia Energética

Escuela de Ingeniería y Arquitectura

2024

## *Agradecimientos*

*A mi director Rodolfo Dufo, por estar siempre ahí para ayudarme con este proyecto.*

*A mi madre y padre, por ser mi hogar y apoyarme en todo lo que hago.*

*A Iván, por quererme como a una hija más.*

## RESUMEN

Este trabajo se basa en el análisis, simulación y optimización de sistemas de generación de hidrógeno mediante energías renovables como la eólica y la solar fotovoltaica. Se evalúan diferentes configuraciones de sistemas y estrategias de control con el objetivo de minimizar el LCOH (“Levelised cost of hydrogen”, coste nivelado del hidrógeno). Se consideran diferentes tamaños y tipos de electrolizadores como son los alcalinos y los de membrana polimérica protónica. Se estudian cinco tipos de proyectos diferentes según su estrategia de operación, pasando por sistemas aislados de la red, otros en los que se puede comprar y/o vender la energía producida a la red y por último considerando un electrolizador que funciona a plena carga. Para realizar el estudio se emplea el software MHOGA, que se basa en el uso de modelos numéricos y algoritmos de optimización. Los resultados obtenidos muestran una mayor rentabilidad de los electrolizadores alcalinos con el uso de energía eólica, presentando unos menores valores de LCOH y unos mayores valores del VAN y TIR. Por último, se realiza un análisis de sensibilidad para evaluar la influencia del recurso renovable y la inflación en el precio de la electricidad.

## ABSTRACT

This work is based on the analysis, simulation, and optimization of hydrogen generation systems using renewable energies such as wind and photovoltaic solar energy. Different system configurations and control strategies are evaluated with the aim of minimizing the Levelized Cost of Hydrogen (LCOH). Various sizes and types of electrolyzers are considered, including alkaline and proton exchange membrane (PEM) electrolyzers. Five different types of projects are studied based on their operational strategy, ranging from isolated systems, those that can buy and/or sell the produced energy to the grid, and finally, systems with an electrolyzer operating at full capacity. The study is conducted using MHOGA software, which uses numerical models and optimization algorithms. The results obtained showed higher profitability of alkaline electrolyzers when using wind energy, presenting lower LCOH values and higher Net Present Value (NPV) and Internal Rate of Return (IRR). Lastly, a sensitivity analysis is performed to evaluate the influence of renewable resources and electricity price inflation.

# ÍNDICE

<b>RESUMEN</b> .....	<b>3</b>
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>4</b>
<b>ÍNDICE</b> .....	<b>5</b>
<b>ÍNDICE DE ILUSTRACIONES</b> .....	<b>7</b>
<b>ÍNDICE DE TABLAS</b> .....	<b>9</b>
<b>1. INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>10</b>
<b>2. ANTECEDENTES</b> .....	<b>10</b>
2.1. SITUACIÓN ACTUAL DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES.....	10
2.2. SISTEMAS GREEN TO GREEN .....	11
2.3. HIDRÓGENO VERDE .....	14
<b>3. OBJETO Y CONDICIONES DE LA SIMULACIÓN</b> .....	<b>15</b>
3.1. OBJETIVO .....	15
3.2. CONDICIONES DE LA SIMULACIÓN .....	15
3.2.1. <i>Condiciones generales</i> .....	15
3.2.2. <i>Recurso renovable</i> .....	15
3.2.3. <i>Precio de la electricidad</i> .....	17
3.2.4. <i>Datos financieros</i> .....	18
3.2.5. <i>Electrolizador</i> .....	18
3.2.6. <i>Generación fotovoltaica</i> .....	19
3.2.7. <i>Generación eólica</i> .....	20
3.3. TIPOS DE SISTEMAS .....	21
• <i>Tipo 1</i> .....	21
• <i>Tipo 2</i> .....	21
• <i>Tipo 3</i> .....	22
• <i>Tipo 4</i> .....	22
• <i>Tipo 5</i> .....	23
<b>4. RESULTADOS DE LA OPTIMIZACIÓN</b> .....	<b>23</b>
4.1. RESULTADOS TIPO 1 .....	23
4.1.1 <i>Electrolizador ALE</i> .....	23
4.1.2 <i>Electrolizador PEM</i> .....	24
4.2. RESULTADOS TIPO 2 .....	26
4.2.1 <i>Electrolizador ALE</i> .....	26
4.2.2 <i>Electrolizador PEM</i> .....	28
4.3. RESULTADOS TIPO 3 .....	30
4.3.1 <i>Electrolizador ALE</i> .....	30
4.3.2 <i>Electrolizador PEM</i> .....	31
4.4. RESULTADOS TIPO 4 .....	33
4.4.1 <i>Electrolizador ALE</i> .....	33
4.4.2 <i>Electrolizador PEM</i> .....	34
4.5. RESULTADOS TIPO 5 .....	36
4.5.1 <i>Electrolizador ALE</i> .....	36
4.5.2 <i>Electrolizador PEM</i> .....	37
<b>5. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD</b> .....	<b>40</b>
5.1. RECURSO RENOVABLE .....	40
5.2. INFLACIÓN DEL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD .....	42
<b>6. CONCLUSIONES</b> .....	<b>43</b>

<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>45</b>
<b>ANEXOS.....</b>	<b>47</b>
ANEXO I. RESULTADOS DE MHOGA TIPO 1 ELECTROLIZADOR ALE .....	47
ANEXO II. RESULTADOS DE MHOGA TIPO 1 ELECTROLIZADOR PEM .....	50
ANEXO III. RESULTADOS DE MHOGA TIPO 2 ELECTROLIZADOR ALE .....	53
ANEXO IV. RESULTADOS DE MHOGA TIPO 2 ELECTROLIZADOR PEM .....	56
ANEXO V. RESULTADOS DE MHOGA TIPO 3 ELECTROLIZADOR ALE.....	59
ANEXO VI. RESULTADOS DE MHOGA TIPO 3 ELECTROLIZADOR PEM .....	62
ANEXO VII. RESULTADOS DE MHOGA TIPO 4 ELECTROLIZADOR ALE.....	65
ANEXO VIII. RESULTADOS DE MHOGA TIPO 4 ELECTROLIZADOR PEM .....	68
ANEXO IX. RESULTADOS DE MHOGA TIPO 5 ELECTROLIZADOR ALE .....	71
ANEXO X. RESULTADOS DE MHOGA TIPO 5 ELECTROLIZADOR PEM .....	74
ANEXO XI. RESULTADOS DE MHOGA ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD RECURSO RENOVABLE. ....	77
<i>VIENTO +25%</i> .....	77
<i>VIENTO -25%</i> .....	80
ANEXO XI. RESULTADOS DE MHOGA ANALISIS DE SENSIBILIDAD INFLACIÓN DEL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD. ....	83
<i>INFLACIÓN 2,3%</i> .....	83
<i>INFLACIÓN 4,3%</i> .....	86

## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

ILUSTRACIÓN 1. VARIACIÓN DEL LCOE DEL AÑO 2021 AL 2022 SEGÚN TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN [2].	11
ILUSTRACIÓN 2. ESQUEMA DE FUNCIONAMIENTO DE SISTEMA G2G MEDIANTE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA E HIDRÓGENO [3].	12
ILUSTRACIÓN 3. EMISIONES DE CO <sub>2</sub> (KG CO <sub>2</sub> /KG H <sub>2</sub> ) SEGÚN EL PROCESO PRODUCTIVO DEL HIDRÓGENO [4].	13
ILUSTRACIÓN 4. COMPARACIÓN DE LCOE SEGÚN LA TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN [5].	13
ILUSTRACIÓN 5. CADENA DE SUMINISTRO DE UN SISTEMA HÍBRIDO BASADO EN EERR E HIDRÓGENO [6].	14
ILUSTRACIÓN 7. TEMPERATURA AMBIENTAL (°C) DEL AÑO 2019.	16
ILUSTRACIÓN 8. IRRADIACIÓN HORARIA (W/M <sup>2</sup> ) DEL AÑO 2019 PARA UNA INCLINACIÓN DE 34º Y UN AZIMUT DE 0º.	16
ILUSTRACIÓN 6. VELOCIDAD DE VIENTO HORARIA (M/S) A UNA ALTURA DE 100 M EN 2019	16
ILUSTRACIÓN 9. PRECIO DE VENTA DE LA ELECTRICIDAD HORARIO EN ESPAÑA EN 2019 [10].	17
ILUSTRACIÓN 10. DIFERENCIA EN EL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD EN ESPAÑA EN LOS ENTRE LOS AÑOS 2019, 2020, 2021, 2022.	17
ILUSTRACIÓN 11. EFICIENCIA DEL ELECTROLIZADOR FRENTE AL CAUDAL MÁXICO DE SALIDA (% HVV-TON/H).	19
ILUSTRACIÓN 12. EFICIENCIA DEL INVERSOR FOTOVOLTAICO.	19
ILUSTRACIÓN 13. CURVA DE POTENCIA SG 2.1-114 [18].	20
ILUSTRACIÓN 14. EJEMPLO DE FUNCIONAMIENTO DEL TIPO 1.	21
ILUSTRACIÓN 15. EJEMPLO DE FUNCIONAMIENTO DEL TIPO 2.	22
ILUSTRACIÓN 16. EJEMPLO DE FUNCIONAMIENTO DEL TIPO 3.	22
ILUSTRACIÓN 17. EJEMPLO DE FUNCIONAMIENTO DEL TIPO 5.	23
ILUSTRACIÓN 18. PRODUCCIÓN MENSUAL DE HIDRÓGENO EN TONELADAS PARA EL TIPO 1 CON ELECTROLIZADOR ALE.	23
ILUSTRACIÓN 19. ENERGÍA EÓLICA, ENERGÍA CONSUMIDA POR EL ELECTROLIZADOR ALE Y ENERGÍA VENDIDA A LA RED ELÉCTRICA PARA EL TIPO 1 EN UN PERIODO DE 25 AÑOS EN GWH.	24
ILUSTRACIÓN 20. PRODUCCIÓN MENSUAL DE HIDRÓGENO EN TONELADAS PARA EL TIPO 1 CON ELECTROLIZADOR PEM.	25
ILUSTRACIÓN 21. ENERGÍA EÓLICA, ENERGÍA CONSUMIDA POR EL ELECTROLIZADOR PEM Y ENERGÍA VENDIDA A LA RED ELÉCTRICA PARA EL TIPO 1 EN UN PERIODO DE 25 AÑOS EN GWH.	25
ILUSTRACIÓN 22. PRODUCCIÓN MENSUAL DE HIDRÓGENO EN TONELADAS PARA EL TIPO 2 CON ELECTROLIZADOR ALE.	27
ILUSTRACIÓN 23. ENERGÍA EÓLICA, ENERGÍA CONSUMIDA POR EL ELECTROLIZADOR ALE Y ENERGÍA VENDIDA A LA RED ELÉCTRICA PARA EL TIPO 2 EN UN PERIODO DE 25 AÑOS EN GWH.	27
ILUSTRACIÓN 24. PRODUCCIÓN MENSUAL DE HIDRÓGENO EN TONELADAS PARA EL TIPO 2 CON ELECTROLIZADOR PEM.	28
ILUSTRACIÓN 25. ENERGÍA EÓLICA, ENERGÍA CONSUMIDA POR EL ELECTROLIZADOR PEM Y ENERGÍA VENDIDA A LA RED ELÉCTRICA PARA EL TIPO 2 EN UN PERIODO DE 25 AÑOS EN GWH.	29
ILUSTRACIÓN 26. PRODUCCIÓN MENSUAL DE HIDRÓGENO EN TONELADAS PARA EL TIPO 3 CON ELECTROLIZADOR ALE.	30
ILUSTRACIÓN 27. ENERGÍA EÓLICA, ENERGÍA CONSUMIDA POR EL ELECTROLIZADOR ALE Y ENERGÍA VENDIDA A LA RED ELÉCTRICA PARA EL TIPO 3 EN UN PERIODO DE 25 AÑOS EN GWH.	31
ILUSTRACIÓN 28. PRODUCCIÓN MENSUAL DE HIDRÓGENO EN TONELADAS PARA EL TIPO 3 CON ELECTROLIZADOR PEM.	32
ILUSTRACIÓN 29. ENERGÍA EÓLICA, ENERGÍA CONSUMIDA POR EL ELECTROLIZADOR PEM Y ENERGÍA VENDIDA A LA RED ELÉCTRICA PARA EL TIPO 3 EN UN PERIODO DE 25 AÑOS EN GWH.	32
ILUSTRACIÓN 30. PRODUCCIÓN MENSUAL DE HIDRÓGENO EN TONELADAS PARA EL TIPO 4 CON ELECTROLIZADOR ALE.	34
ILUSTRACIÓN 31. ENERGÍA EÓLICA, ENERGÍA CONSUMIDA POR EL ELECTROLIZADOR ALE Y ENERGÍA COMPRADA Y ENERGÍA VENDIDA A LA RED ELÉCTRICA PARA EL TIPO 4 EN UN PERIODO DE 25 AÑOS EN GWH.	34
ILUSTRACIÓN 32. PRODUCCIÓN MENSUAL DE HIDRÓGENO EN TONELADAS PARA EL TIPO 4 CON ELECTROLIZADOR PEM.	35
ILUSTRACIÓN 33. ENERGÍA EÓLICA, ENERGÍA CONSUMIDA POR EL ELECTROLIZADOR PEM Y ENERGÍA COMPRADA Y ENERGÍA VENDIDA A LA RED ELÉCTRICA PARA EL TIPO 4 EN UN PERIODO DE 25 AÑOS EN GWH.	35
ILUSTRACIÓN 34. PRODUCCIÓN MENSUAL DE HIDRÓGENO EN TONELADAS PARA EL TIPO 5 CON ELECTROLIZADOR ALE.	37
ILUSTRACIÓN 35. ENERGÍA EÓLICA, ENERGÍA CONSUMIDA POR EL ELECTROLIZADOR ALE Y ENERGÍA COMPRADA Y ENERGÍA VENDIDA A LA RED ELÉCTRICA PARA EL TIPO 5 EN UN PERIODO DE 25 AÑOS EN GWH.	37
ILUSTRACIÓN 36. PRODUCCIÓN MENSUAL DE HIDRÓGENO EN TONELADAS PARA EL TIPO 5 CON ELECTROLIZADOR PEM.	38
ILUSTRACIÓN 37. ENERGÍA EÓLICA, ENERGÍA CONSUMIDA POR EL ELECTROLIZADOR PEM Y ENERGÍA COMPRADA Y ENERGÍA VENDIDA A LA RED ELÉCTRICA PARA EL TIPO 5 EN UN PERIODO DE 25 AÑOS EN GWH.	38
ILUSTRACIÓN 38. VALORES DE LCOH OBTENIDOS EN LAS SIMULACIONES.	39
ILUSTRACIÓN 39. VALORES DEL VAN Y TIR OBTENIDOS EN LAS SIMULACIONES.	40
ILUSTRACIÓN 40. VELOCIDAD DEL VIENTO EN M/S EL DÍA 1 DE ENERO.	41
ILUSTRACIÓN 41. VALORES DE LCOH OBTENIDOS EN EL ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD CAMBIANDO LA VELOCIDAD DEL VIENTO.	41

ILUSTRACIÓN 42. VALORES DEL VAN Y TIR OBTENIDOS EN EL ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD VARIANDO LA VELOCIDAD DEL VIENTO. .....	42
ILUSTRACIÓN 43. VALORES DEL LCOG EN EL ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LA INFLACIÓN DEL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD. ..	42
ILUSTRACIÓN 44. VALORES DEL VAN Y TIR OBTENIDOS EN EL ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD VARIANDO LA INFLACIÓN DEL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD.....	43

## ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1. PARÁMETROS DE LOS ELECTROLIZADORES [9].....	18
TABLA 2. CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LOS GENERADORES FOTOVOLTAICOS. ....	20
TABLA 3. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS SG 2.1-114 [18]. ....	20
TABLA 4. RESULTADOS OBTENIDOS CON MHOGA PARA EL TIPO 1.....	26
TABLA 5. RESULTADOS OBTENIDOS CON MHOGA PARA EL TIPO 2.....	29
TABLA 6. RESULTADOS OBTENIDOS CON MHOGA PARA EL TIPO 3.....	33
TABLA 7. RESULTADOS OBTENIDOS CON MHOGA PARA EL TIPO 4.....	36
TABLA 8. RESULTADOS OBTENIDOS CON MHOGA PARA EL TIPO 5.....	39

# 1. INTRODUCCIÓN

El objetivo de este trabajo es realizar un análisis, simulación y optimización de sistemas de generación de hidrógeno con energías renovables, para evaluar la viabilidad técnica y económica y minimizar el LCOH (Levelised cost of hydrogen).

El alcance del trabajo es la evaluación de distintas configuraciones de sistemas combinando el uso de energías renovables (eólica y/o solar fotovoltaica) y diferentes electrolizadores, como son los alcalinos y los de membrana de intercambio de protones. Se analizarán cinco tipos de proyectos en función de su estrategia de control y operación, pasando por sistemas aislados de la red, configuraciones que permitan la venta y/o compra de energía eléctrica a la red hasta el último caso que será usando un electrolizador a plena carga.

Para realizar la optimización de los sistemas de generación de hidrógeno se han usado métodos de simulación y técnicas de optimización basados en software especializado (software MHOGA, <https://ihoga.unizar.es/>). Este software evalúa todas las combinaciones posibles o aplica algoritmos genéticos en casos en los que el tiempo de cálculo es elevado para obtener la mejor combinación de componentes y estrategias de control

La metodología del trabajo se basa en la recopilación de datos de recurso renovable (velocidad de viento, irradiación solar...) y de precios de venta de electricidad, los cuales se introducen en los modelos de simulación. También se incluye una búsqueda de costes de los componentes del sistema para considerar unos valores realistas de inversión y costes de operación de los sistemas. Por último, se analizan los resultados obtenidos para ver qué sistemas son los más eficientes se estudiará la sensibilidad ante variaciones de los recursos renovables o en la fluctuación del precio del mercado de la energía eléctrica.

## 2. ANTECEDENTES

### 2.1. SITUACIÓN ACTUAL DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

La crisis energética mundial está impulsando aún más la implantación de sistemas de energías renovables y crecimiento de la capacidad total. Se predice que se duplicará la capacidad total en los siguientes cinco años. La inquietud sobre la seguridad energética derivada de la invasión rusa a Ucrania ha impulsado a los países a recurrir a las energías renovables como la solar y la eólica para disminuir la dependencia de los combustibles fósiles, cuyo precio se ha disparado dramáticamente [1].

Según el informe anual de la IEA, *Renewables 2022*, la capacidad mundial de las energías renovables aumente en 2.400 GW entre 2022 y 2027, cifra equivalente a toda la capacidad eléctrica de China.

La inflación que se experimentó en 2022 dio lugar a una tendencia en los costes diferentes según el país, aunque a escala mundial el LCOE (costo medio ponderado de la electricidad) de la energía solar fotovoltaica a escala de distribución se redujo en un 3%,

el de la eólica terrestre en un 5%. Solo aumentaron los costes de la energía eólica marina en un 2% y los costes de la energía hidroeléctrica en un 18% [2].

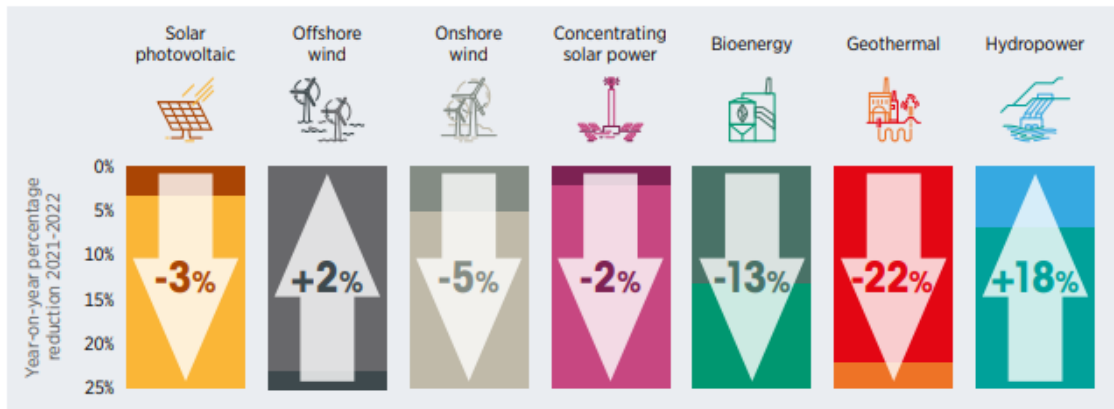


Ilustración 1. Variación del LCOE del año 2021 al 2022 según tecnología de generación [2].

## 2.2. SISTEMAS GREEN TO GREEN

Un sistema energético consta de dos partes, la fuente de generación de energía y el sistema de almacenamiento. La generación renovable se beneficia de los sistemas de almacenamiento para garantizar un suministro de energía estable y responder a los picos de demanda.

Para que un sistema de energía sea considerado completamente verde, tanto la fuente de energía como el sistema de almacenamiento deben ser respetuosos con el medio ambiente, basándose en fuentes renovables y sostenibles, con el objetivo de minimizar el impacto negativo en el medioambiente. Así es como aparece el concepto G2G (Green to green). Los sistemas de generación renovable abarcan la energía solar, eólica, hidráulica y geotérmica y como sistemas de almacenamiento verde se considera el bombeo hidráulico, el hidrógeno, el volante de inercia y el aire comprimido.

Los sistemas G2G basados en la energía solar como fuente de generación y en hidrógeno como sistema de almacenamiento son:

- Discos parabólicos e hidrógeno
- Torre solar e hidrógeno
- Chimenea solar e hidrógeno
- Energía solar fotovoltaica e hidrógeno

Este último es el más usado debido a factores como la flexibilidad a distintas escalas de trabajo, el bajo coste y fácil instalación. En estos sistemas el excedente energético se aprovecha para generar hidrógeno mediante electrolizadores. El esquema de funcionamiento puede verse en la Ilustración 2 [3].

Otro proceso energético de gran interés es la combinación de energía eólica e hidrógeno.

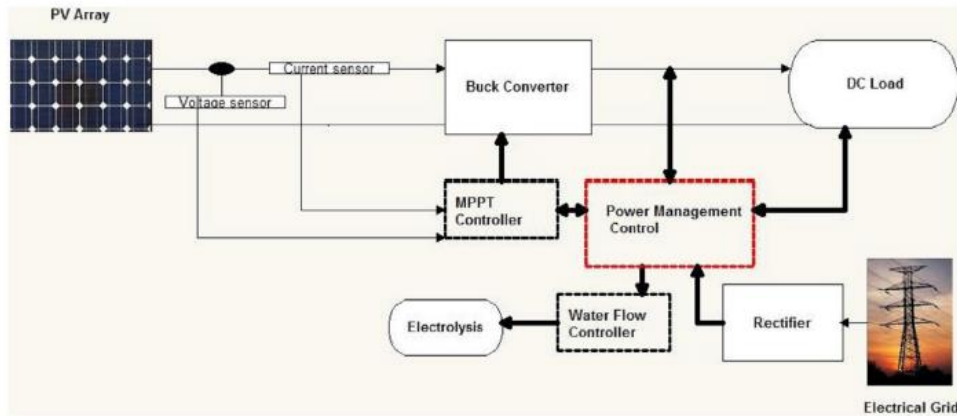


Ilustración 2. Esquema de funcionamiento de sistema G2G mediante energía solar fotovoltaica e hidrógeno [3]

La energía eólica se caracteriza por su generación intermitente debido a su dependencia de las condiciones climatológicas y del viento. Por ello es interesante su combinación con sistemas de almacenamiento para combatir los cambios de carga provenientes de la fluctuación de la demanda.

Una opción que considerar son los sistemas de almacenamiento basados en electrolizadores frente a las baterías tradicionales ya que estas últimas son fuente de residuos tóxicos y requieren de recursos naturales para producir sus componentes dando lugar a un mayor impacto medioambiental.

Los electrolizadores alimentados por energía eólica producen menor emisión de CO<sub>2</sub>, generando 1 kg de CO<sub>2</sub> por cada kg de hidrógeno generado, mientras que, en otros procesos de generación de hidrógeno, como la gasificación del carbón o el reformado de gas natural presentan emisiones de entre 9 y 27,7 kg de CO<sub>2</sub> por cada kg de hidrógeno

[4]. En la Ilustración 3 se muestran los niveles de emisión para diferentes procesos de generación de hidrógeno.

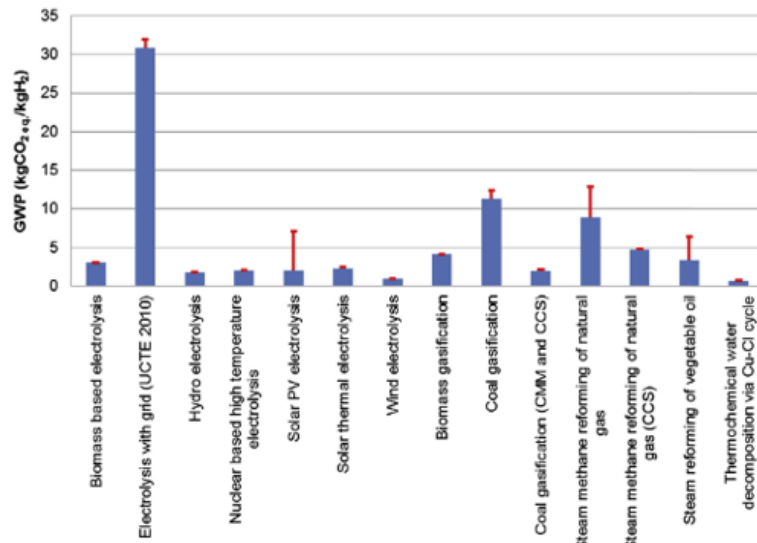
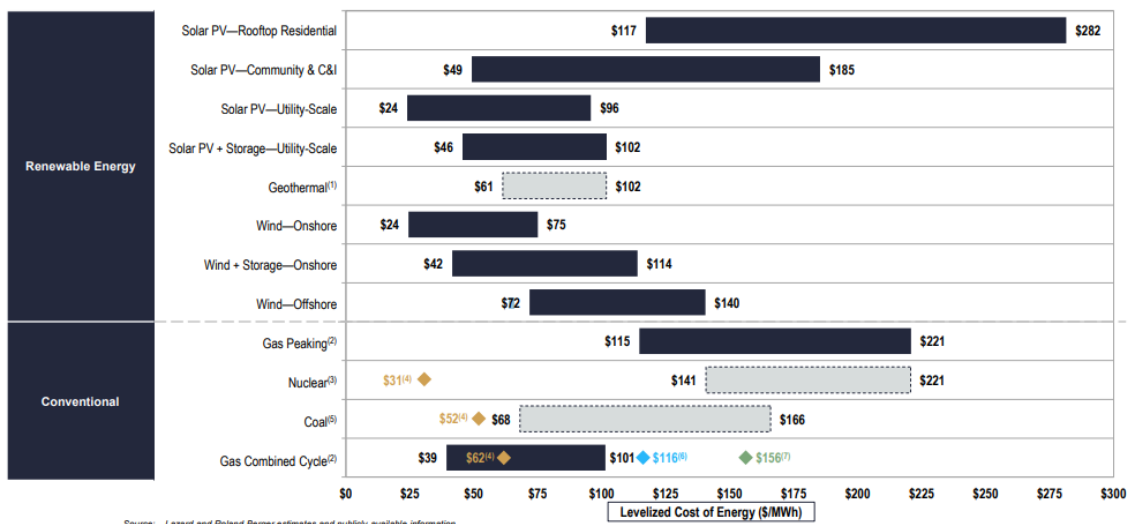


Ilustración 3. Emisiones de CO2 (kg CO2/kg H2) según el proceso productivo del hidrógeno [4].

Un factor importante a tener en cuenta en estos procesos energéticos es el coste del sistema de almacenamiento, que se suma al del sistema de generación energética. Según el último informe de Lazard, el LCOE (coste nivelado de la energía) de la energía eólica está considerablemente por debajo de los costes de generación que usan fuentes fósiles pero el LCOE de la energía eólica con almacenamiento es mayor debido a la aportación en el coste del almacenamiento [5]. En la Ilustración 4 se muestran los resultados obtenidos del LCOE por Lazard en 2023 para diferentes tecnologías de generación energética.



Source: Lazard and Rabouat Power estimates and publicly available information

Ilustración 4. Comparación de LCOE según la tecnología de generación [5].

### 2.3. HIDRÓGENO VERDE

Tradicionalmente se ha empleado el hidrógeno como materia prima en procesos como el refinado de petróleo y en la producción de fertilizantes. Sin embargo, también se puede usar como vector energético flexible y limpio que puede producirse a través de fuentes de energía renovable.

La hibridación de las energías renovables con hidrógeno potencia la contribución de las energías limpias ya que contribuye a minimizar los desajustes entre el suministro eléctrico y la demanda derivados de la intermitencia de generación como la eólica y la solar.

Existen diferentes formas de integrar las EERR y el hidrógeno:

- **Power to power:** el hidrógeno se genera mediante electrolizador alimentado por energía renovable. Este hidrógeno se almacena y se emplea para generar energía mediante celdas de combustible o con turbinas de ciclo combinado.
- **Power to gas:** el hidrógeno generado con el electrolizador se almacena, transporta y distribuye como gas.
- **Power to fuel:** el hidrógeno generado se usa como combustible para vehículos de pila de hidrógeno. También puede ser transformado en amoníaco para su posterior uso como combustible de embarcaciones.
- **Power to feedstock:** el hidrógeno se emplea como materia prima para la producción de componentes químicos o combustibles sintéticos [6].

En la Ilustración 5 puede verse una representación de cómo sería la cadena de suministro energético de un sistema que combine EERR e hidrógeno.

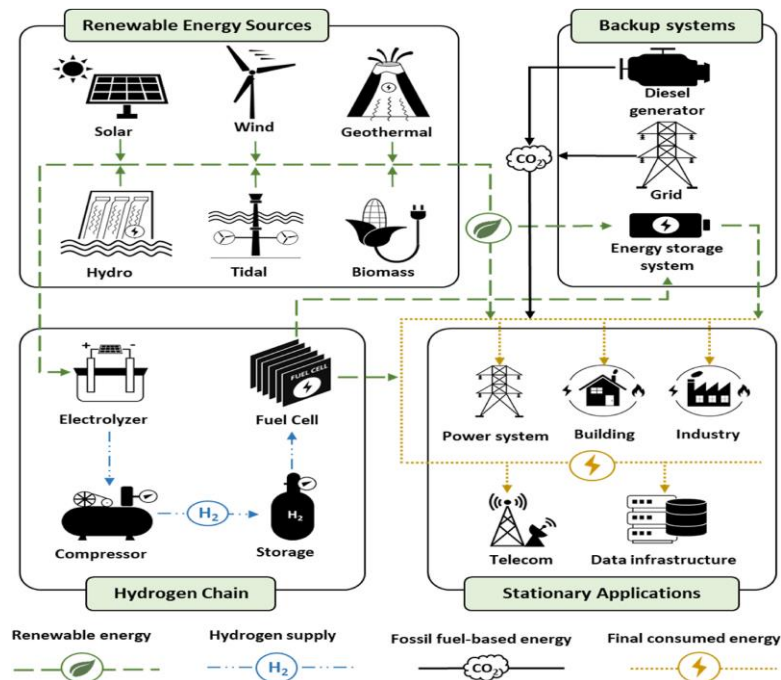


Ilustración 5. Cadena de suministro de un sistema híbrido basado en EERR e hidrógeno [6].

## 3. OBJETO Y CONDICIONES DE LA SIMULACIÓN

### 3.1. OBJETIVO

Para este estudio, el objetivo de la simulación es minimizar el LCOH (Levelised Cost of Hydrogen). El software realiza dos tipos de optimizaciones en la simulación mediante métodos enumerativos (evaluando todas las combinaciones posibles) o algoritmos genéticos. Estos algoritmos se usan en los casos en los que el tiempo de cálculo es muy elevado.

Las dos optimizaciones que se llevan a cabo son, la optimización de la combinación de los componentes del sistema y la optimización de la estrategia de control. En el primer algoritmo, las diferentes variables que se optimizan en nuestro caso son: el número de generadores fotovoltaicos en paralelo, el tipo de generadores fotovoltaicos, el número de turbinas eólicas en paralelo, el tipo de turbinas eólicas y el tipo de electrolizador. El segundo algoritmo determina la estrategia de control del sistema para cada una de las combinaciones de los componentes, determinando cuándo hay que inyectar electricidad a la red y cuándo alimentar el electrolizador para producir hidrógeno.

### 3.2. CONDICIONES DE LA SIMULACIÓN

#### 3.2.1. Condiciones generales

Para este estudio se va a realizar un periodo de simulación de 25 años, tiempo el cual consideramos también como tiempo de vida del sistema en pasos de 60 minutos con un tiempo de ejecución máximo de 15 minutos.

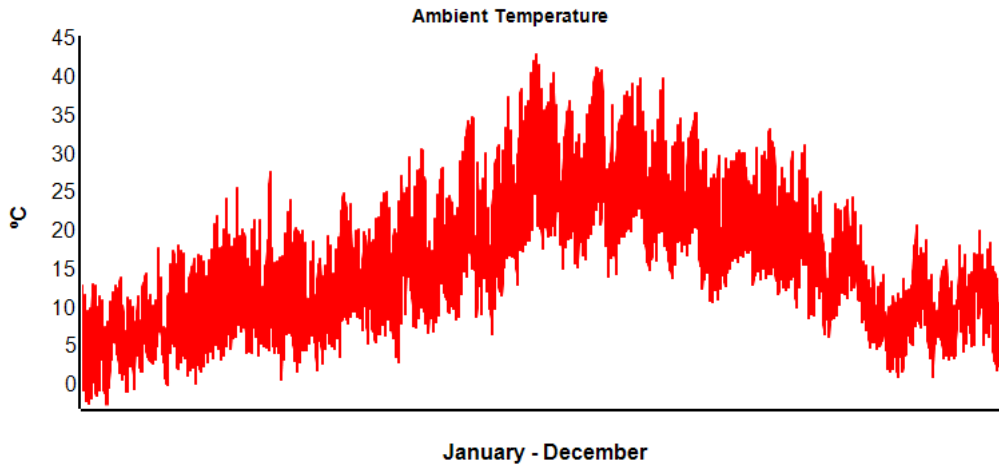
En cuanto a la optimización económica, se ha considerado la minimización del valor de LCOH. Se ha considerado un CAPEX máximo del sistema de 60 M€.

Una de las hipótesis que se han tenido en cuenta es la potencia de acceso de conexión a la red eléctrica. Las nuevas instalaciones de generación que quieran conectarse a la red eléctrica deben tramitar el permiso de acceso y conexión a la red con REE (gestor y titular de la red de transporte) [7]. Se ha considerado para este proyecto una potencia de 2 MW.

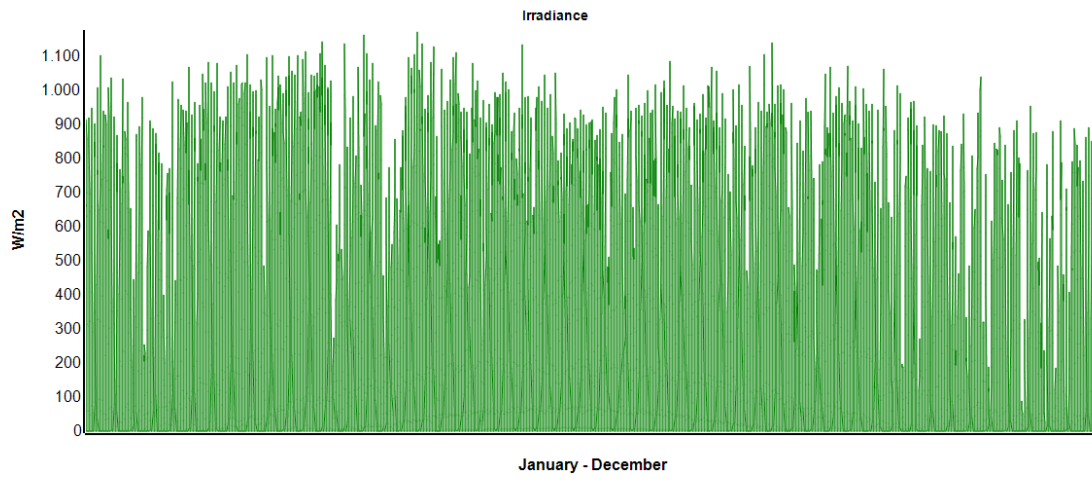
#### 3.2.2. Recurso renovable

La localización escogida para este trabajo es el municipio de Fuentes de Ebro, en la ciudad de Zaragoza (latitud 41,512998 °N; longitud 0,654638 °W y altitud 212 metros). Se ha usado como base de datos Renewables Ninja [8] para obtener los datos horarios de irradiación, temperatura y velocidad de viento del año 2019.

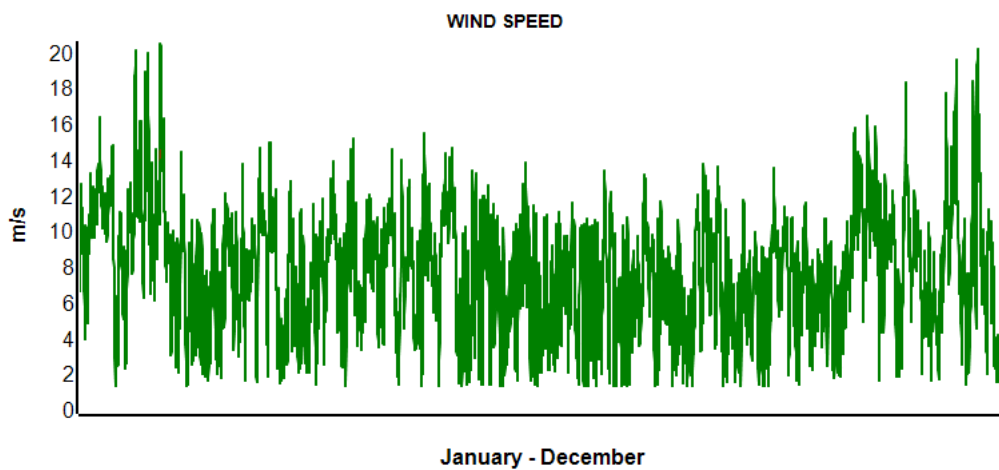
Se obtiene una irradiación anual total de 2140,96 kWh/m<sup>2</sup> en la superficie inclinada. Se puede ver en la Ilustración 7 la irradiación anual para una inclinación de 34° (inclinación óptima de los paneles fotovoltaicos fijos orientados al sur para maximizar la producción anual) y un azimut de 0°. En la Ilustración 8 y en la Ilustración 6 se muestran respectivamente la temperatura ambiental y la velocidad de viento (m/s) a 100 metros de altura para cada hora del año 2019. Para este año se tiene una temperatura media anual de 15,5 °C y una velocidad media anual de viento de 7,72 m/s.



*Ilustración 8. Temperatura ambiental (°C) del año 2019.*



*Ilustración 7. Irradiación horaria (W/m²) del año 2019 para una inclinación de 34° y un azimut de 0°.*



*Ilustración 6. Velocidad de viento horaria (m/s) a una altura de 100 m en 2019*

### 3.2.3. Precio de la electricidad

Se han considerado los precios de la electricidad en España en el año 2019 (Ilustración 9) para el año 0 de la simulación del sistema. Se han tomado estos datos ya que son considerados como normales, ya que en los posteriores años el precio de la electricidad de España se vio influenciado por factores como el COVID, o la guerra entre Rusia y Ucrania. En el estudio el precio de compra de la electricidad se ha considerado un 30% mayor que el de venta [9].

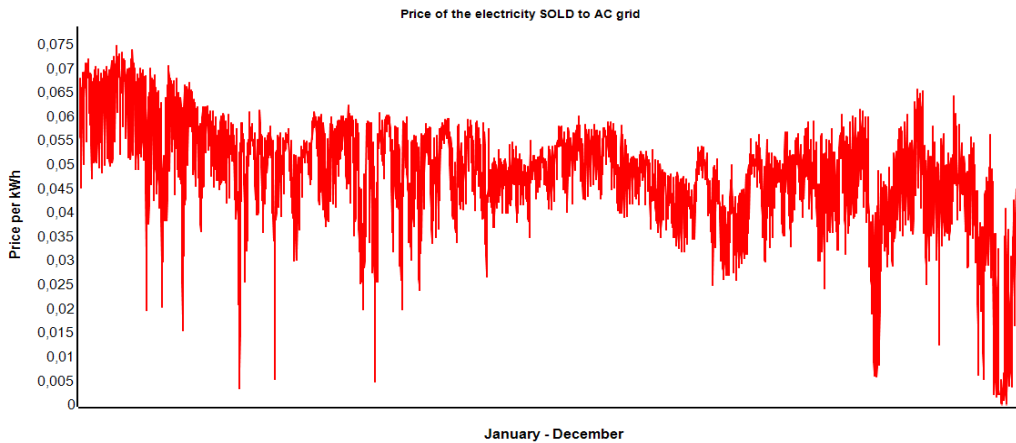


Ilustración 9. Precio de venta de la electricidad horario en España en 2019 [10].

En el 2019 el precio medio de venta de la electricidad fue de 0,034 €/kWh, el máximo 0,069 €/kWh y el mínimo 0,001 €/kWh [10]. En la Ilustración 10 puede verse la diferencia de precios de estos 3 valores en los años 2019, 2020, 2021 y 2022.

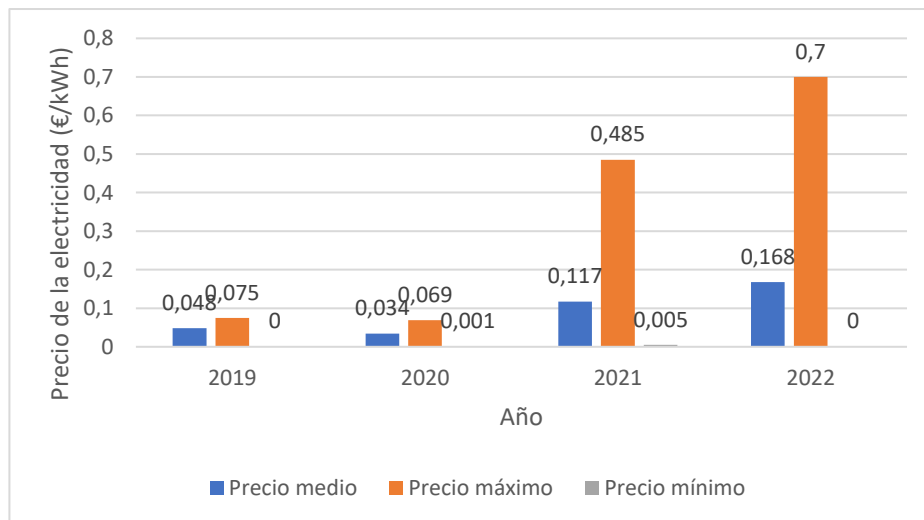


Ilustración 10. Diferencia en el precio de la electricidad en España entre los años 2019, 2020, 2021, 2022.

Se ha considerado un 3,3% de inflación anual del precio de la electricidad tomando como referencia el valor de la variación anual del IPC en abril de 2024 en España [11].

### 3.2.4. Datos financieros

El estudio se ha realizado para un periodo de 25 años teniendo en cuenta los siguientes datos financieros: tasa de descuento del 8%, tasa de inflación anual del 2%, costes iniciales extra (adquisición de terrenos, tramitaciones, proyecto, dirección de obra...) de un 25% del valor del CAPEX.

### 3.2.5. Electrolizador

Para el estudio se han considerado dos tipos de electrolizadores, uno alcalino y uno PEM. Las características de estos pueden verse en la Tabla 1. Se ha considerado para cada uno una potencia de electrólisis de entre 1 MW y 5 MW en saltos de 1 MW y un compresor de 20 kg/h por cada MW de electrólisis [12]. El electrolizador al trabajar en corriente continua tiene asociado un rectificador con una eficiencia del 90%, por lo que también se tienen en cuenta esas pérdidas al pasar de AC a DC. En este caso no se va a considerar el uso de un tanque de almacenamiento de hidrógeno, ya que todo el hidrógeno producido se venderá para uso externo. El coste real del almacenamiento del hidrógeno antes de vender se incluye en los costes del electrolizador. En el CAPEX del electrolizador se incluyen los costes del rectificador y compresor. En la Ilustración 11 se muestra la gráfica de eficiencia del electrolizador frente al caudal másico.

	Alcalino	PEM
CAPEX (€/kWh)	2100	2460
OPEX (% CAPEX/año)	13,2	15,4
Coste del cambio de stack (% CAPEX)	30	30
Tiempo de vida del stack (horas)	80.000	60.000
Consumo de agua (l/kg)	15	15
Coefficientes A (kWh/kg), B (kWh/kg)	41, 2	41, 3
Eficiencia a potencia máxima (kWh/kg)	61	61
Consumo mínimo (%)	20	5
Tiempo de arranque en frío (minutos)	40	20

Tabla 1. Parámetros de los electrolizadores [9].

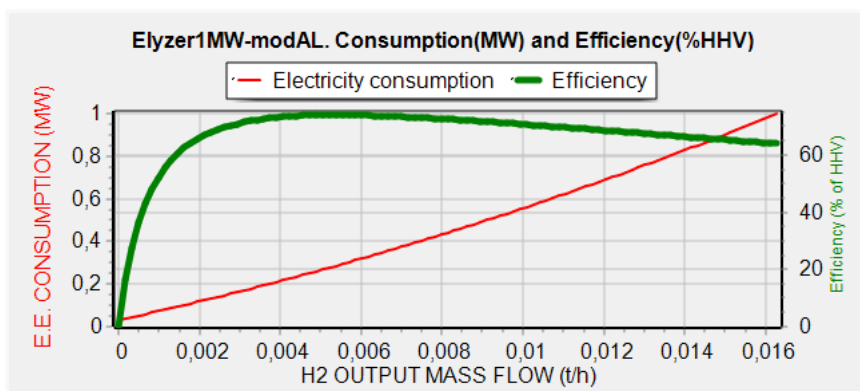


Ilustración 11. Eficiencia del electrolizador frente al caudal másico de salida (% HHV-ton/h).

### 3.2.6. Generación fotovoltaica

El sistema de generación de energía fotovoltaica consta de dos elementos, los paneles fotovoltaicos y los inversores. La potencia del inversor es la que determina la potencia del sistema fotovoltaico, teniendo una relación de CC/CA de 1,25. Para este estudio se va a considerar una potencia fotovoltaica máxima de 8 MW con inversores de 1 MW (generadores fotovoltaicos de 1,25 MW), por lo que la simulación tendrá en cuenta el no poner ningún generador fotovoltaico o poder poner hasta 8 generadores fotovoltaicos en paralelo. En la Ilustración 11 puede verse la curva de eficiencia del inversor frente a la potencia entregada [13]. En la Tabla 2 se resumen las principales características de los generadores fotovoltaicos.

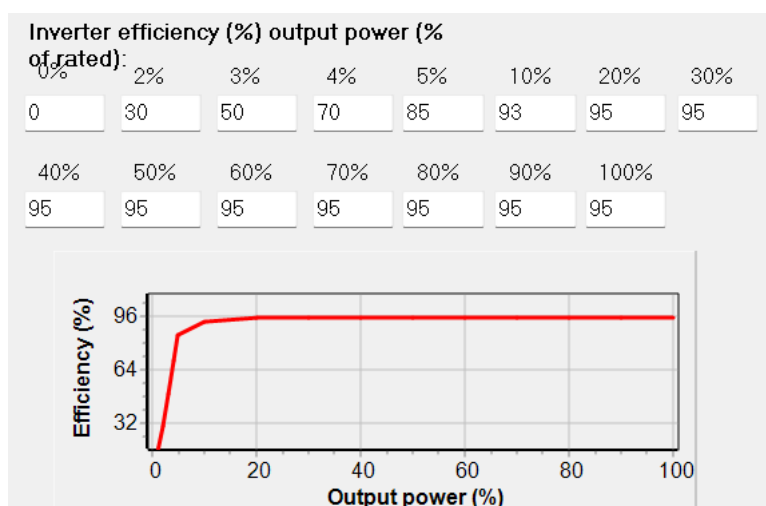


Ilustración 12. Eficiencia del inversor fotovoltaico.

Según el informe *Renewable Power Generation Costs in 2022* de IRENA [14], el CAPEX de la generación solar fotovoltaica en 2022 era de 876 \$/kW (815 €/kW aproximadamente), del cual un 5% del coste (40,75 €/kW) corresponde al inversor [15]. En cuanto a los gastos de operación y mantenimiento del sistema fotovoltaico, se considera un valor del OPEX del 1% del CAPEX por año [17].

Potencia (MWp)	1 MW
TONC (°C)	43
Coef. Potencia frente T <sup>a</sup>	-0,4 %/ °C
CAPEX (€/kW)	815
OPEX (% CAPEX/año)	1

Tabla 2. Características principales de los generadores fotovoltaicos.

### 3.2.7. Generación eólica

Para el sistema de generación eólico se va a considerar una potencia total de generación de 8,4 MW con aerogeneradores de 2,1 MW por lo que en la simulación se tendrá en cuenta el poder poner entre 0 y 4 aerogeneradores.

Las características técnicas de los aerogeneradores que pueden verse en la Tabla 3 y en la Ilustración 13 se toman del modelo comercial SG 2.1-114 de Siemens Gamesa.

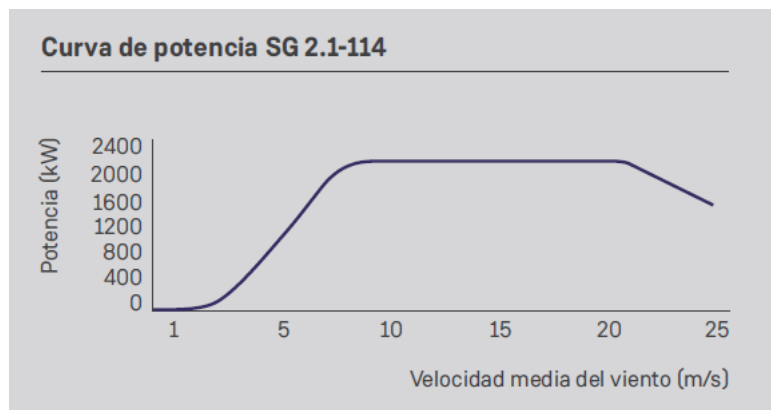


Ilustración 13. Curva de potencia SG 2.1-114 [18].

Tensión	690 V AC
Potencia nominal	2,1 MW
Altura de la torre	106 m
Control	Pitch

Tabla 3. Características técnicas SG 2.1-114 [18].

Según el informe *Renewable Power Generation Costs in 2022* de IRENA [14], el CAPEX de la generación eólica onshore en 2022 era de 1.274 \$/kW (1.189,25 €/kW aproximadamente). El valor del OPEX considerado es del 2% del CAPEX por año [19].

### 3.3. TIPOS DE SISTEMAS

Para el estudio se han considerado 5 tipos de sistemas en función de la estrategia de control.

- Tipo 1

En este caso se considera un sistema aislado de la red. No se puede consumir energía de la red para alimentar el electrolizador ni se puede inyectar energía eléctrica a la red, por lo que el 100% de la energía renovable generada por el parque fotovoltaico y/o eólico se usa para alimentar el electrolizador y generar hidrógeno que posteriormente será vendido. Cuando la potencia renovable es superior a la potencia mínima del electrolizador, este se pone en funcionamiento, y si la potencia renovable es superior a la potencia nominal del electrolizador, este trabaja a la potencia nominal y el excedente de energía se pierde. Tal como se observa en la Ilustración 14 la potencia de salida del aerogenerador es superior a la potencia del electrolizador debido a eficiencia del rectificador del electrolizador ya que este trabaja en corriente continua, y hay unas pérdidas asociadas a este rectificador.

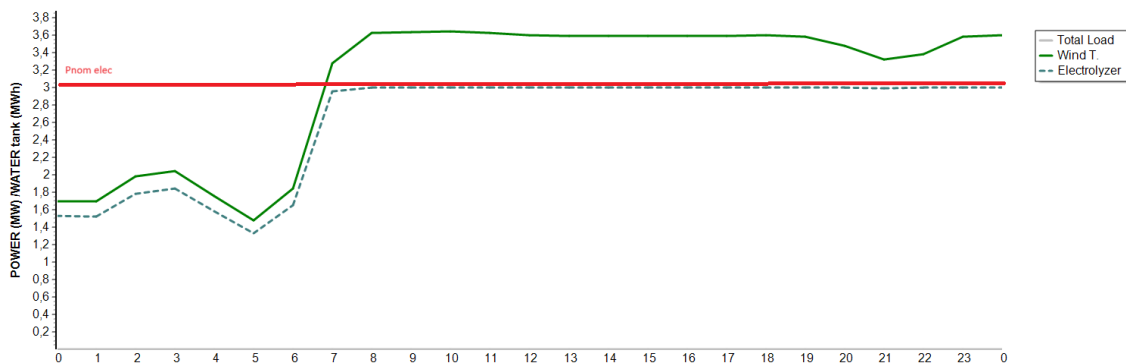


Ilustración 14. Ejemplo de funcionamiento del tipo 1.

- Tipo 2

Solo se genera hidrógeno cuándo la generación renovable supera la potencia máxima de conexión a red (en este caso 2 MW), priorizando la inyección de energía eléctrica renovable a la red. El electrolizador solo se alimenta con los excedentes por lo que tampoco puede comprarse energía de la red eléctrica.

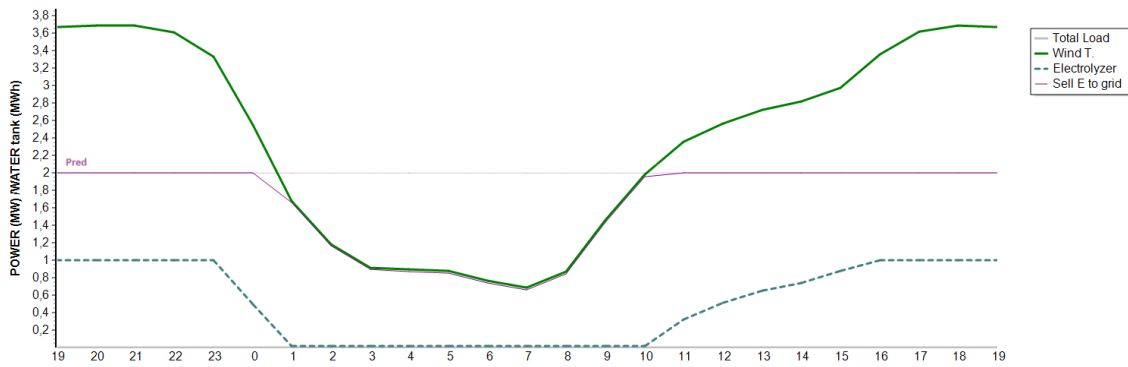


Ilustración 15. Ejemplo de funcionamiento del tipo 2.

- Tipo 3

En este caso tampoco se puede comprar energía eléctrica de la red para alimentar el electrolizador como en el caso anterior, pero la diferencia es que se establece un precio de venta de la electricidad a partir del cual, si el precio real del mercado eléctrico es mayor, se prioriza la inyección de energía eléctrica renovable en la red y solo se alimenta el electrolizador si la generación renovable supera la potencia máxima de acceso a la red. Si el precio del mercado eléctrico es inferior al precio establecido, entonces se prioriza la electrólisis. De esta forma nos aprovechamos de las horas caras del mercado para vender nuestra energía y en las horas baratas alimentamos el electrolizador ya que es más rentable invertir esa energía en generar el hidrógeno que posteriormente se va a vender.

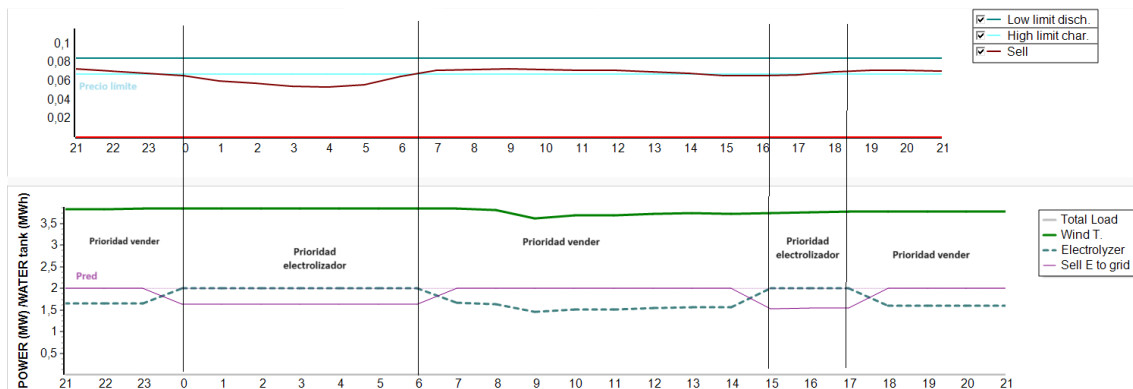


Ilustración 16. Ejemplo de funcionamiento del tipo 3.

- Tipo 4

En este caso sí se puede comprar energía de la red eléctrica para alimentar el electrolizador. A diferencia del tipo 4, se establece un precio de compra de energía eléctrica. Si el precio de compra de la energía eléctrica del mercado es mayor al establecido, entonces se prioriza vender la energía renovable a la red, y si es menor al establecido, se prioriza generar hidrógeno, pudiendo comprar energía en los momentos en los que la energía renovable es inferior a la potencia nominal del electrolizador y si la energía renovable es superior a la potencia nominal del electrolizador se inyecta en la red.

- Tipo 5

En este último tipo el electrolizador está siempre trabajando a plena carga, por lo que toda la energía renovable se prioriza para alimentar al electrolizador, solo se inyecta a la red si la producción es superior a la potencia nominal del electrolizador. Como el electrolizador trabaja a plena carga, cuándo la energía renovable es inferior a la potencia nominal del electrolizador se compra a la red.

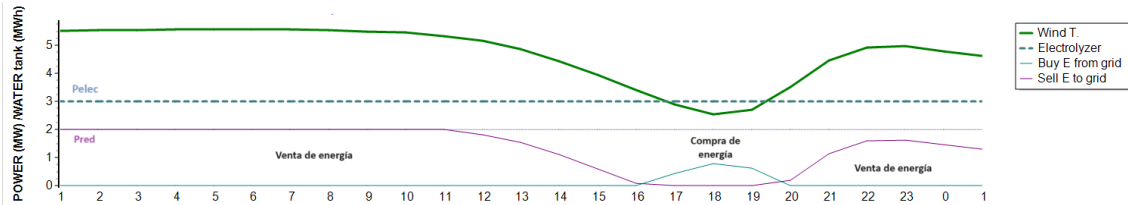


Ilustración 17. Ejemplo de funcionamiento del tipo 5

## 4. RESULTADOS DE LA OPTIMIZACIÓN

### 4.1. RESULTADOS TIPO 1

En estas simulaciones se han evaluado 900 casos de estudio en cada una, con electrolizador tipo ALE y tipo PEM, evaluando todas las combinaciones posibles en un tiempo de 12 minutos y 38 segundos en un ordenador Lenovo con procesador Intel Core i7 con una memoria RAM de 16 GB.

#### 4.1.1 Electrolizador ALE

Para un electrolizador tipo ALE con las características mencionadas en el apartado 3.2.5, la mejor solución encontrada ha sido el sistema que consta de 2 turbinas eólicas de 2,1 MW y un electrolizador de 3 MW, obteniendo un valor de LCOH de 4,3382 €/kgH<sub>2</sub>. En la Tabla 4 se muestran a modo de resumen los resultados obtenidos.

En la Ilustración 18 puede verse la producción mensual de hidrógeno al final de cada mes, obteniendo un valor medio de 336,077 toneladas de hidrógeno vendido al año.

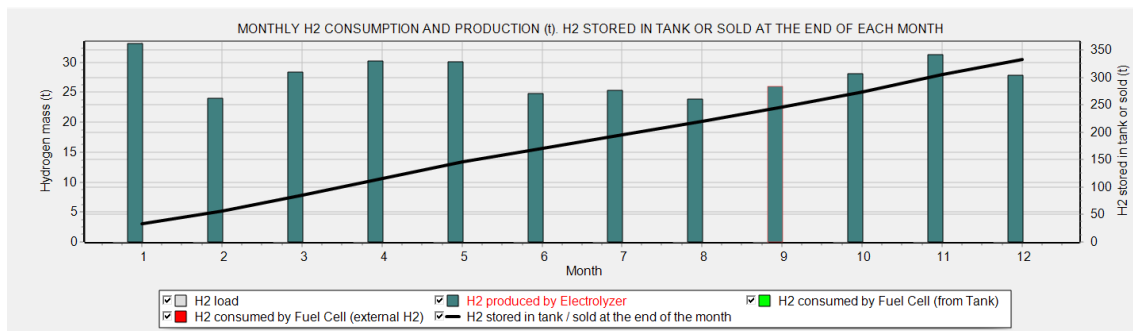
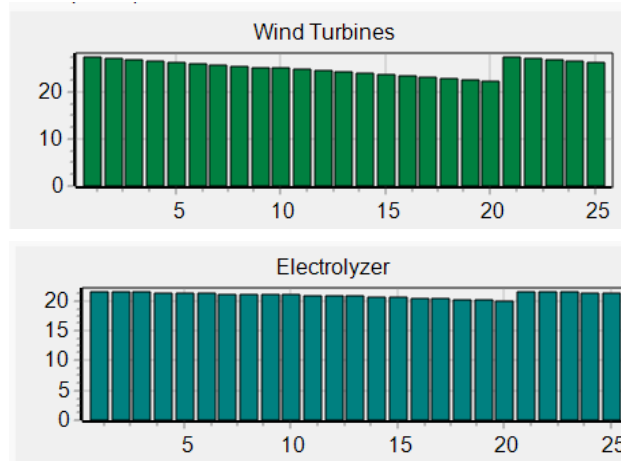


Ilustración 18. Producción mensual de hidrógeno en toneladas para el tipo 1 con electrolizador ALE.

Se puede comparar en la Ilustración 19 la energía generada (GWh) por las turbinas eólicas en el periodo de 25 años y la energía consumida por el electrolizador. Se aprecia una disminución de la energía eólica debido a la degradación de los aerogeneradores con el paso del tiempo, llegando hasta el año 20 que es el tiempo de vida estimado para los aerogeneradores. La energía eólica media a lo largo de los años es de 25,395 GWh y la energía anual media consumida por el electrolizador es de 20,959 GWh.

En el Anexo I se incluye el informe de Mhoga con los resultados obtenidos a lo largo de los 25 años de simulación.



*Ilustración 19. Energía eólica, energía consumida por el electrolizador ALE y energía vendida a la red eléctrica para el tipo 1 en un periodo de 25 años en GWh.*

#### 4.1.2 Electrolizador PEM

Para un electrolizador tipo PEM con las características mencionadas en el apartado 3.2.5, la mejor solución encontrada ha sido el sistema que consta de 2 turbinas eólicas de 2,1 MW y un electrolizador de 3 MW, al igual que en el caso anterior, obteniendo un valor de LCOH de 5,0473 €/kgH<sub>2</sub>. En la Tabla 4 se muestran a modo de resumen los resultados obtenidos.

En la Ilustración 20 puede verse la producción mensual de hidrógeno al final de cada mes, obteniendo un valor medio de 329,385 toneladas de hidrógeno vendido al año, al igual que en el caso con electrolizador tipo ALE.

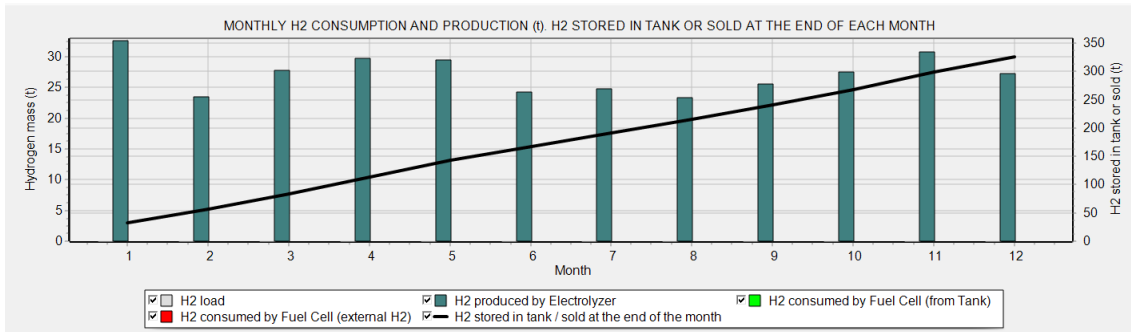


Ilustración 20. Producción mensual de hidrógeno en toneladas para el tipo 1 con electrolizador PEM.

En la Ilustración 21 se muestran la energía eólica y la energía consumida por el electrolizador. Al igual que en el caso con electrolizador tipo ALE, el sistema de generación renovable consta de 4,2 MW de potencia eólica, por lo que la energía eólica media generada en un año es también 25,395 GWh y la energía consumida por el electrolizador 20,959 GWh.

En el Anexo II se incluye el informe de Mhoga con los resultados obtenidos a lo largo de los 25 años de simulación.

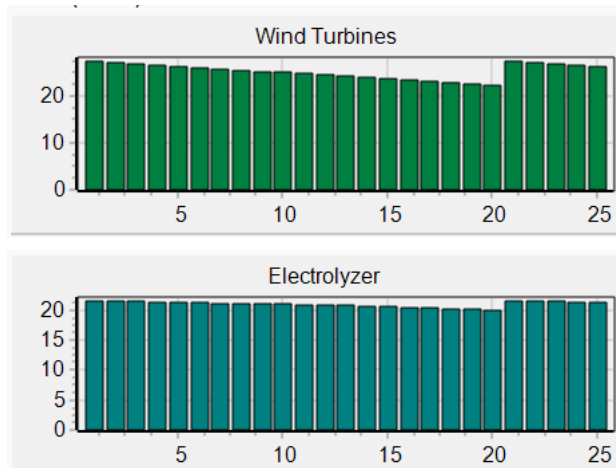


Ilustración 21. Energía eólica, energía consumida por el electrolizador PEM y energía vendida a la red eléctrica para el tipo 1 en un periodo de 25 años en GWh.

Si comparamos los resultados de la Tabla 4 podemos comprobar que el menor valor del LCOH lo obtenemos para el electrolizador tipo ALE, diferenciándose con el de tipo PEM en 0,7091 €/kgH<sub>2</sub>. Obtenemos un mayor valor del VAN y del TIR en el caso del electrolizador tipo ALE, debido a una menor inversión, 1,475 M€ menos que en el tipo PEM. Esto se debe a los mayores valores del CAPEX y OPEX en los electrolizadores tipo PEM.

	ALE	PEM
LCOH (€/kgH <sub>2</sub> )	4,3382	5,0473
Inversión (M€)	13,993	15,468
VAN (M€)	41,69	37,527
TIR (%)	31,98	27,31
Payback (años)	3,94	4,59
Hidrógeno producido (t/año)	336,077	329,385

Tabla 4. Resultados obtenidos con Mhoga para el tipo 1.

#### 4.2. RESULTADOS TIPO 2

En estas simulaciones se han evaluado 900 casos de estudio en cada una, con electrolizador tipo ALE y tipo PEM, evaluando todas las combinaciones posibles en un tiempo de 12 minutos y 38 segundos.

##### 4.2.1 Electrolizador ALE

Para el segundo tipo de estrategia, en la que se prioriza la venta de energía eólica, y solo se alimenta el electrolizador cuándo la potencia eólica supera la potencia máxima de acceso a la red, con un electrolizador tipo ALE, la mejor solución es un sistema que consta de 2 turbinas eólicas de 2,1 MW, un total de 4,2 MW, y un electrolizador de 1 MW. El valor del LCOH para esta solución es de 3,1357 €/kgH<sub>2</sub>. En la Tabla 5 se muestran los resultados obtenidos.

Para este caso obtenemos un valor medio de 94,077 toneladas de hidrógeno vendidas al año. En la Ilustración 22 se muestra la producción mensual de hidrógeno al final de cada mes. Este valor es menor que en el tipo 1 ya que el electrolizador es de menor potencia.

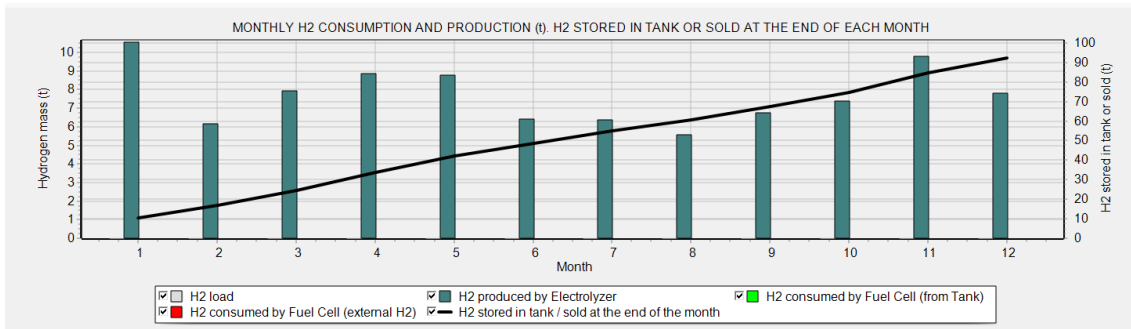


Ilustración 22. Producción mensual de hidrógeno en toneladas para el tipo 2 con electrolizador ALE.

En este segundo tipo, se prioriza la venta de la energía eólica, produciendo solo hidrógeno cuándo la potencia eólica es superior a 2 MW. En la Ilustración 23 se muestran la energía eólica, la energía consumida por el electrolizador y la energía vendida a la red eléctrica a lo largo de los 25 años de estudio. La energía eólica media anual es de 25,395 GWh, la energía media anual consumida por el electrolizador es de 5,969 GWh y la energía media anual vendida a la red es de 15,549 GWh.

En el Anexo III se incluye el informe de Mhoga con los resultados obtenidos a lo largo de los 25 años de simulación.

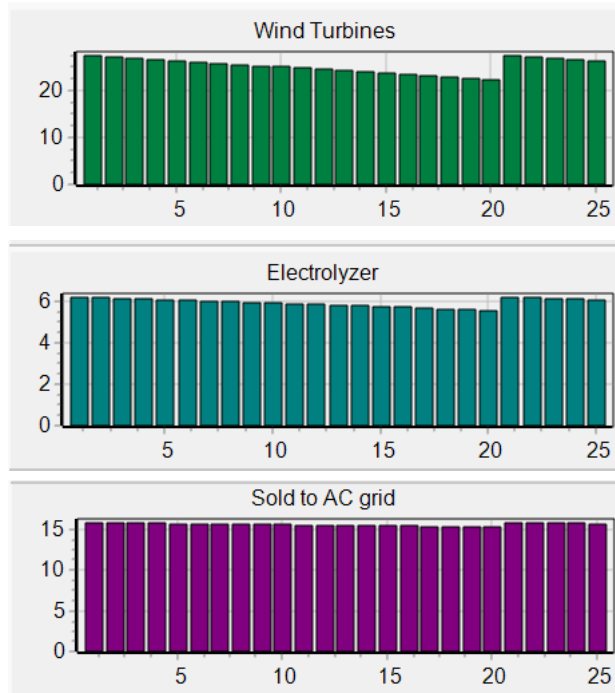


Ilustración 23. Energía eólica, energía consumida por el electrolizador ALE y energía vendida a la red eléctrica para el tipo 2 en un periodo de 25 años en GWh.

#### 4.2.2 Electrolizador PEM

En el caso del electrolizador PEM la mejor solución también consta de 2 turbinas eólicas de 2,1 MW cada una y un electrolizador de 1 MW, obteniendo un valor del LCOH de 3,7584 €/kgH<sub>2</sub>.

En la Ilustración 24 se muestra la producción mensual de hidrógeno al final de cada mes. Para este caso con el electrolizador PEM se ha obtenido una producción media anual de hidrógeno de 92,385 toneladas de hidrógeno.

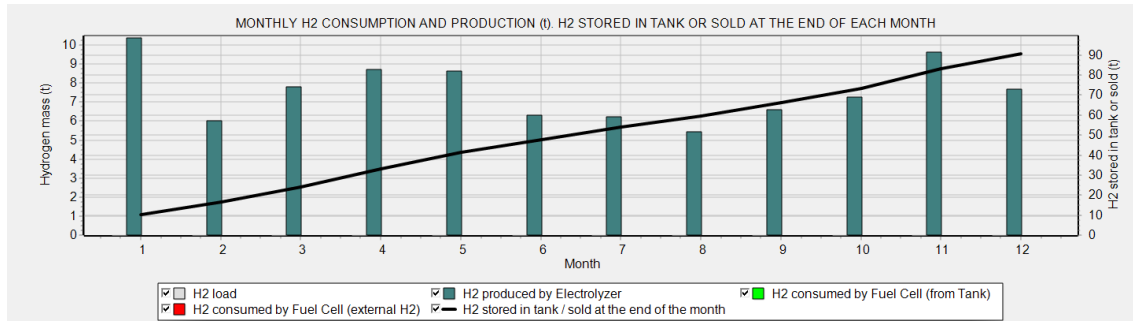


Ilustración 24. Producción mensual de hidrógeno en toneladas para el tipo 2 con electrolizador PEM.

En la Ilustración 25 se muestran la energía eólica, la energía consumida por el electrolizador y la energía vendida a la red eléctrica a lo largo de los 25 años de estudio. La energía eólica media anual es de 25,395 GWh, la energía media anual consumida por el electrolizador es de 5,969 GWh y la energía media anual vendida a la red es de 15,549 GWh. Estos valores coinciden con los obtenidos en el caso del electrolizador tipo ALE.

En el Anexo IV se incluye el informe de Mhoga con los resultados obtenidos a lo largo de los 25 años de simulación.

Comparando los resultados de la Tabla 5 observamos que el menor valor del LCOH lo obtenemos para el electrolizador tipo ALE, diferenciándose con el de tipo PEM en 0,6227 €/kgH<sub>2</sub>. Obtenemos un mayor valor del VAN y del TIR en el caso del electrolizador tipo ALE, debido a una menor inversión, 0,45 M€ menos que en el tipo PEM.

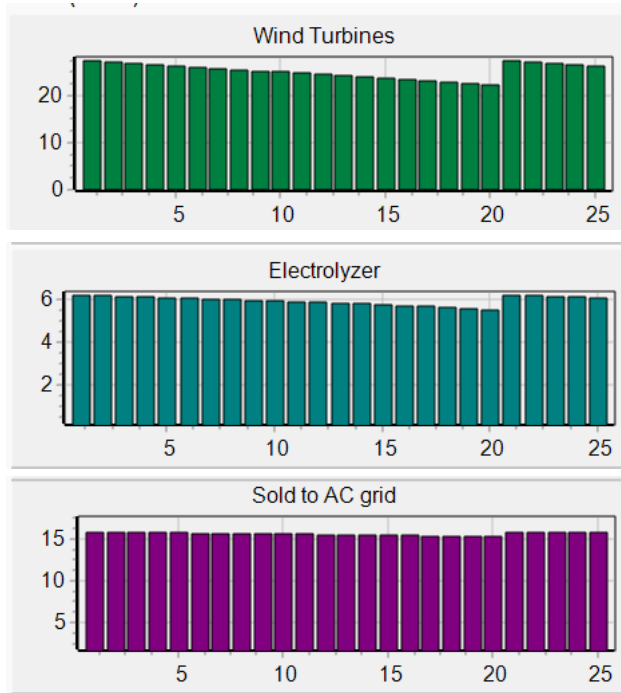


Ilustración 25. Energía eólica, energía consumida por el electrolizador PEM y energía vendida a la red eléctrica para el tipo 2 en un periodo de 25 años en GWh.

	ALE	PEM
LCOH (€/kgH <sub>2</sub> )	3,1357	3,7584
Inversión (M€)	8,868	9,318
VAN (M€)	13,29	12,233
TIR (%)	20,79	19,33
Payback (años)	6,66	7,26
Hidrógeno producido (t/año)	94,077	92,385

Tabla 5. Resultados obtenidos con Mhoga para el tipo 2.

### 4.3. RESULTADOS TIPO 3

En estas simulaciones se han evaluado 2400 casos de estudio en cada una, con electrolizador tipo ALE y tipo PEM, mediante algoritmos genéticos, en un tiempo de 33 minutos y 42 segundos.

#### 4.3.1 Electrolizador ALE

Para un electrolizador tipo ALE dado el tipo 3, en el cual se establece un precio de venta de la energía eléctrica y si el precio del mercado es superior se prioriza la venta de la energía antes que la producción de hidrógeno, la mejor solución encontrada ha sido el sistema que consta de 2 turbinas eólicas de 2,1 MW y un electrolizador de 1 MW, obteniendo un valor de LCOH de 3,1137 €/kgH<sub>2</sub>. La estrategia de control a seguir en este caso es priorizar la venta de la energía eólica siempre que el precio de venta de electricidad sea mayor a 0,0345 €/kWh. En la Tabla 6 se muestran los resultados obtenidos.

En la Ilustración 26 puede verse la producción mensual de hidrógeno al final de cada mes, obteniendo un valor medio de 110,923 toneladas de hidrógeno vendido al año.

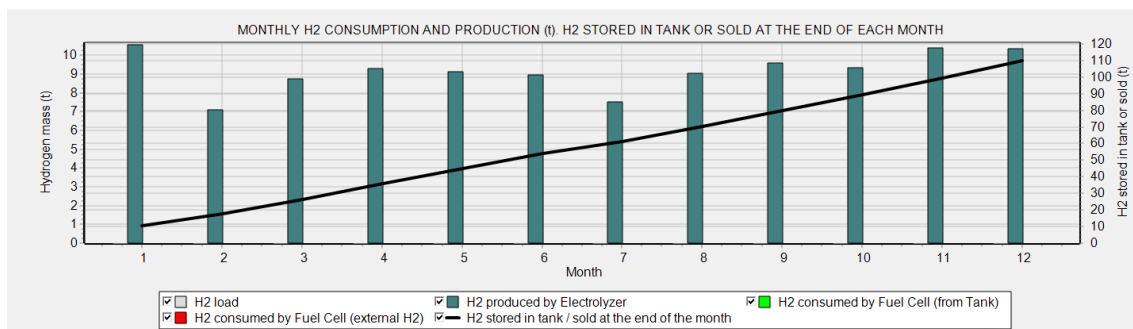
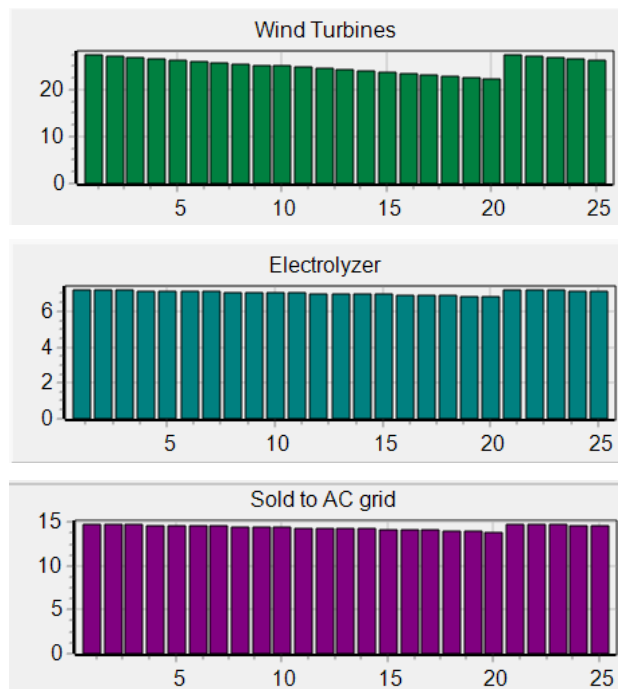


Ilustración 26. Producción mensual de hidrógeno en toneladas para el tipo 3 con electrolizador ALE.

En la Ilustración 27 se muestra la energía eólica, la consumida por el electrolizador y la vendida a la red eléctrica en los 25 años de simulación. La energía eólica media a lo largo de los años es de 25,395 GWh y la energía anual media consumida por el electrolizador es de 7,044 GWh y la vendida a la red eléctrica 14,355 GWh.

En el Anexo V se incluye el informe de Mhoga con los resultados obtenidos a lo largo de los 25 años de simulación.



*Ilustración 27. Energía eólica, energía consumida por el electrolizador ALE y energía vendida a la red eléctrica para el tipo 3 en un periodo de 25 años en GWh.*

#### 4.3.2 Electrolizador PEM

Para un electrolizador tipo PEM la mejor solución encontrada para el tipo 3 ha sido también un sistema que consta de 2 turbinas eólicas de 2,1 MW y un electrolizador de 1 MW, obteniendo un valor de LCOH de 3,7076 €/kgH<sub>2</sub>. La estrategia de control a seguir en este caso es priorizar la venta de la energía eólica siempre que el precio de venta de electricidad sea mayor a 0,0345 €/kWh. En la Tabla 6 se muestran los resultados obtenidos.

En la Ilustración 28 puede verse la producción mensual de hidrógeno al final de cada mes, obteniendo un valor medio de 109 toneladas de hidrógeno vendido al año.

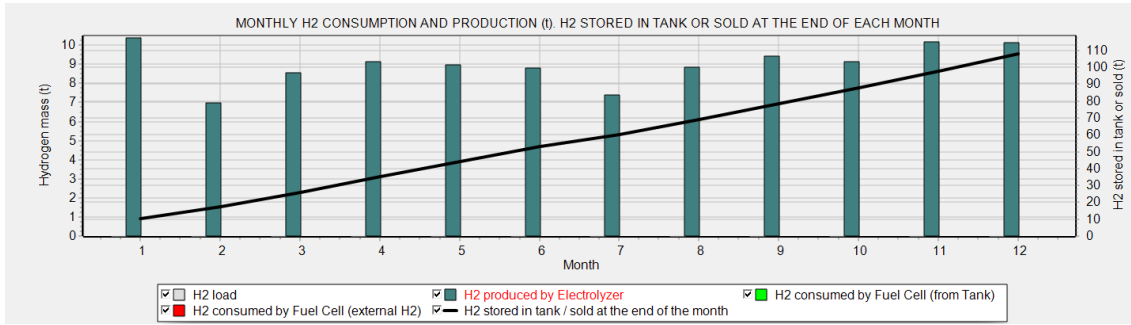


Ilustración 28. Producción mensual de hidrógeno en toneladas para el tipo 3 con electrolizador PEM.

En la Ilustración 29 se muestran la energía eólica, la energía consumida por el electrolizador y la vendida a la red eléctrica. La energía eólica media generada en un año es también 25,395 GWh, la energía consumida por el electrolizador 7,044 GWh y la energía media anual vendida a la red 14,355 GWh.

En el Anexo VI se incluye el informe de Mhoga con los resultados obtenidos a lo largo de los 25 años de simulación.

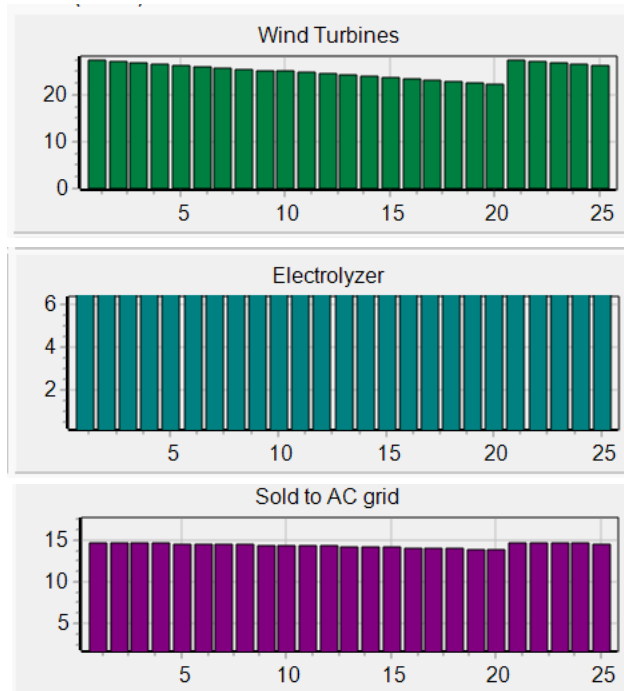


Ilustración 29. Energía eólica, energía consumida por el electrolizador PEM y energía vendida a la red eléctrica para el tipo 3 en un periodo de 25 años en GWh.

Si comparamos los resultados de la Tabla 6 podemos comprobar que el menor valor del LCOH lo obtenemos para el electrolizador tipo ALE, diferenciándose con el de tipo PEM en 0,5939 €/kgH<sub>2</sub>. Obtenemos un mayor valor del VAN y del TIR en el caso del electrolizador tipo ALE, debido a una menor inversión, 0,45 M€ menos que en el tipo

PEM. Esto se debe a los mayores valores del CAPEX y OPEX en los electrolizadores tipo PEM.

	ALE	PEM
LCOH (€/kgH <sub>2</sub> )	3,1137	3,7076
Inversión (M€)	8,868	9,318
VAN (M€)	15,697	14,501
TIR (%)	22,83	21,17
Payback (años)	5,95	6,58
Hidrógeno producido (t/año)	110,923	109
Precio de referencia de venta de electricidad (€/kWh)	0,0345	0,0345

Tabla 6. Resultados obtenidos con Mhoga para el tipo 3.

#### 4.4. RESULTADOS TIPO 4

En estas simulaciones se han evaluado 2400 casos de estudio en cada una, con electrolizador tipo ALE y tipo PEM, mediante algoritmos genéticos, en un tiempo de 33 minutos y 42 segundos.

##### 4.4.1 Electrolizador ALE

Para el cuarto tipo de estrategia, en la cual se puede vender energía a la red y también comprar energía para alimentar el electrolizador cuándo el precio de compra de electricidad establecido sea mejor al precio de compra del mercado eléctrico, con un electrolizador tipo ALE, la mejor solución es un sistema que consta de 3 turbinas eólicas de 2,1 MW, un total de 6,3 MW, y un electrolizador de 4 MW. El valor del LCOH para esta solución es de 4,2189 €/kgH<sub>2</sub>. En la Tabla 7 se muestran los resultados obtenidos.

Para este caso obtenemos un valor medio de 461,308 toneladas de hidrógeno vendidas al año. En la Ilustración 30 se muestra la producción mensual de hidrógeno al final de cada mes.

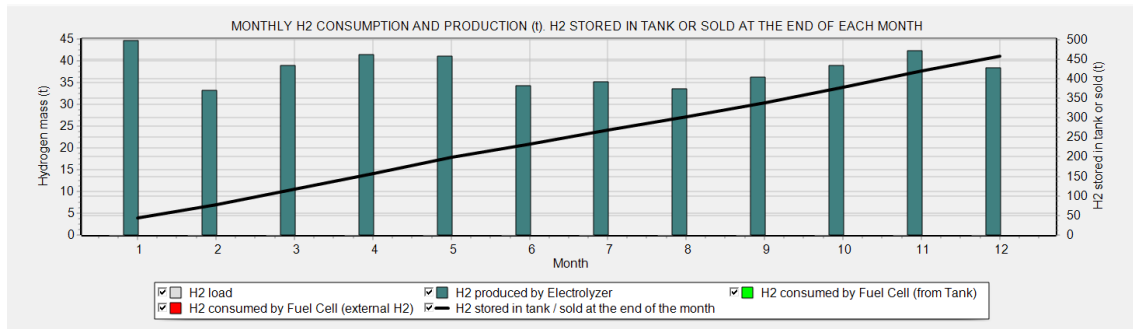


Ilustración 30. Producción mensual de hidrógeno en toneladas para el tipo 4 con electrolizador ALE.

Para el tipo 4 obtenemos resultados de energía eólica, energía consumida por el electrolizador, energía comprada a la red eléctrica, y energía vendida a la red eléctrica. La energía eólica media anual es 38,093 GWh, la energía consumida por el electrolizador media anual es 28,868 GWh, la energía media anual vendida a la red es de 6,017 GWh y en este caso aun teniendo la posibilidad de comprar energía a la red eléctrica, se han comprado 0 GWh. Esto se debe a que la mejor estrategia de control obtenida ha sido la de generar hidrógeno solo con la energía eólica cuándo el precio de venta de la electricidad sea inferior a 0,0575 €/kWh.

En el Anexo VII se incluye el informe de Mhoga con los resultados obtenidos a lo largo de los 25 años de simulación.

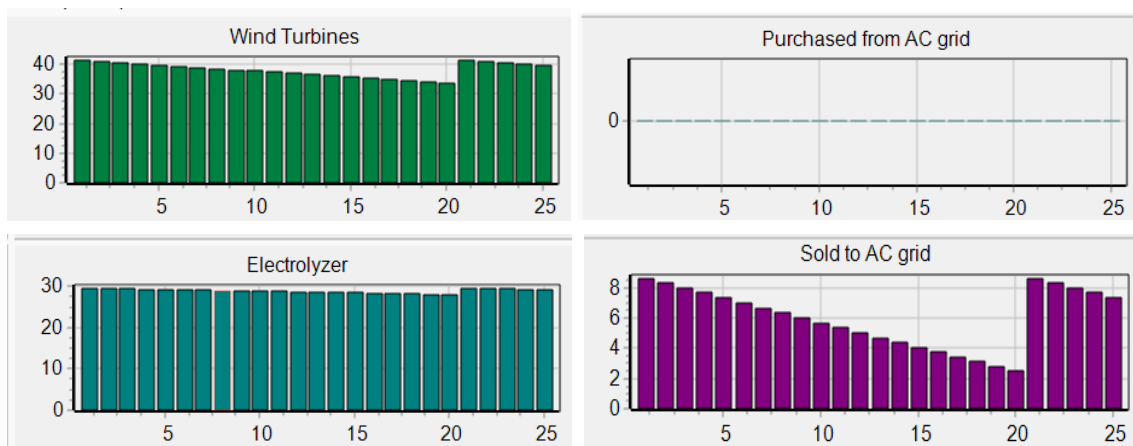


Ilustración 31. Energía eólica, energía consumida por el electrolizador ALE y energía comprada y energía vendida a la red eléctrica para el tipo 4 en un periodo de 25 años en GWh.

#### 4.4.2 Electrolizador PEM

En el caso del electrolizador PEM la mejor solución consta de 2 turbinas eólicas de 2,1 MW cada una y un electrolizador de 1 MW, obteniendo un valor del LCOH de 4,5909 €/kgH<sub>2</sub>.

En la Ilustración 32 se muestra la producción mensual de hidrógeno al final de cada mes. Para este caso con el electrolizador PEM se ha obtenido una producción media anual de hidrógeno de 128,615 toneladas de hidrógeno.

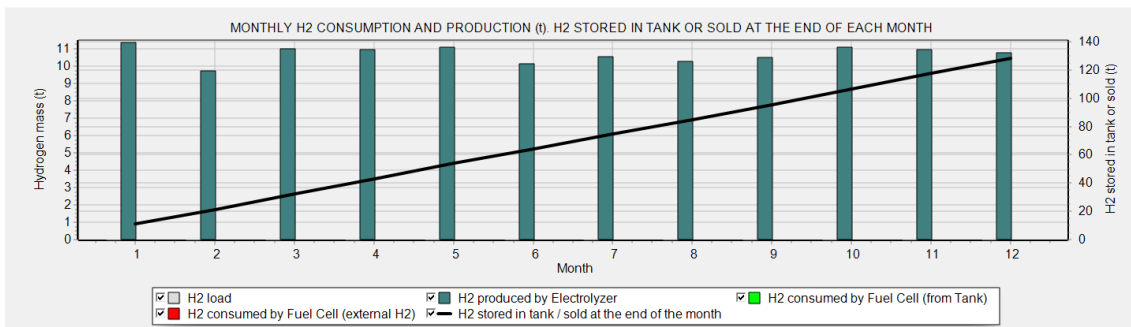


Ilustración 32. Producción mensual de hidrógeno en toneladas para el tipo 4 con electrolizador PEM.

En la Ilustración 33 se muestran la energía eólica, la energía consumida por el electrolizador, la energía vendida a la red eléctrica y la energía comprada a la red a lo largo de los 25 años de estudio. La energía eólica media anual es de 25,395 GWh, la energía media anual consumida por el electrolizador es de 8,3 GWh y la energía media anual vendida a la red es de 12,96 GWh. En este caso la energía comprada a la red también es 0 GWh ya que la estrategia de control es igual que en el caso con el electrolizador tipo ALE.

En el Anexo VIII se incluye el informe de Mhoga con los resultados obtenidos a lo largo de los 25 años de simulación.

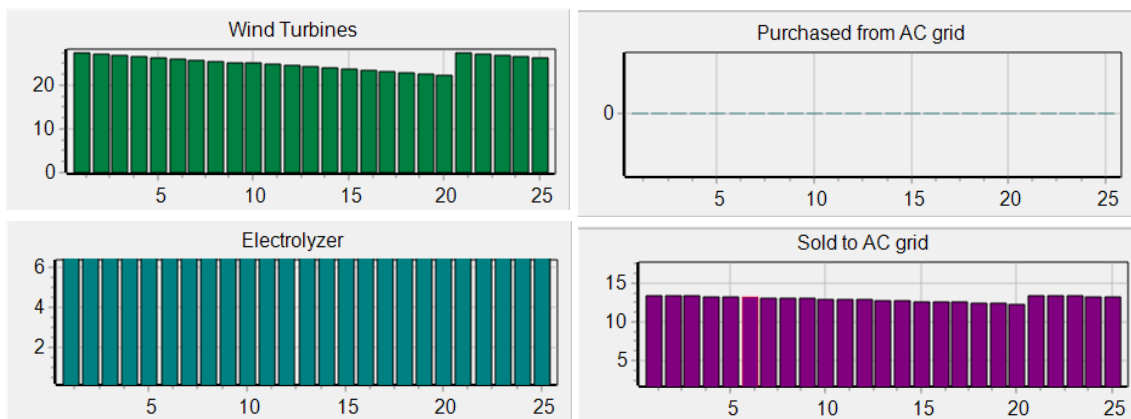


Ilustración 33. Energía eólica, energía consumida por el electrolizador PEM y energía comprada y energía vendida a la red eléctrica para el tipo 4 en un periodo de 25 años en GWh.

Comparando los resultados de la Tabla 7 observamos que el menor valor del LCOH lo obtenemos para el electrolizador tipo ALE, diferenciándose con el de tipo PEM en 0,372 €/kgH<sub>2</sub>. Obtenemos un mayor valor del VAN y del TIR en el caso del electrolizador tipo ALE.

	ALE	PEM
LCOH (€/kgH <sub>2</sub> )	4,2189	4,5909
Inversión (M€)	19,864	9,318
VAN (M€)	57,989	15,474
TIR (%)	31,63	15,474
Payback (años)	3,97	6,39
Hidrógeno producido (t/año)	461,308	128,615
Precio de referencia de venta de electricidad (€/kWh)	0,0575	0,0575

Tabla 7. Resultados obtenidos con Mhoga para el tipo 4.

#### 4.5. RESULTADOS TIPO 5

En estas simulaciones se han evaluado 2400 casos de estudio en cada una, con electrolizador tipo ALE y tipo PEM, mediante algoritmos genéticos, en un tiempo de 33 minutos y 42 segundos.

##### 4.5.1 Electrolizador ALE

Para un electrolizador tipo ALE dado el tipo 5, en el cual el electrolizador está funcionando siempre a plena carga pudiendo comprar y vender energía a la red, la mejor solución encontrada ha sido el sistema que consta de 2 turbinas eólicas de 2,1 MW y un electrolizador de 1 MW, obteniendo un valor de LCOH de 3,1137 €/kgH<sub>2</sub>. En la Tabla 8 se muestran los resultados obtenidos.

En la Ilustración 34 puede verse la producción mensual de hidrógeno al final de cada mes, obteniendo un valor medio de 137,462 toneladas de hidrógeno vendido al año.

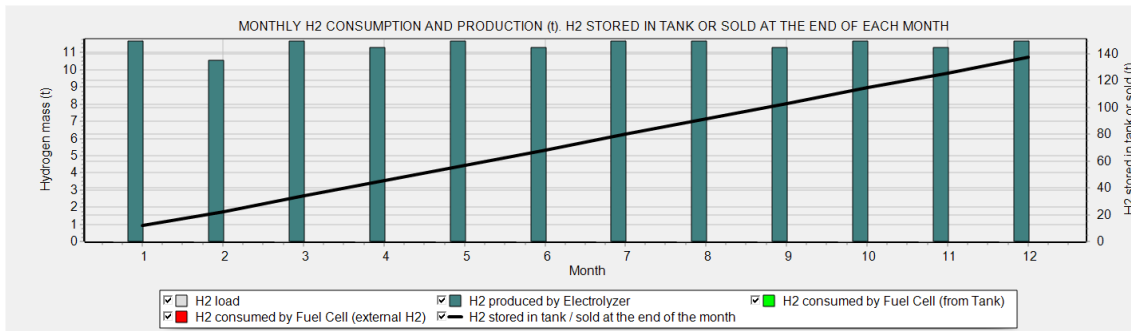


Ilustración 34. Producción mensual de hidrógeno en toneladas para el tipo 5 con electrolizador ALE.

En la Ilustración 35 se muestra la energía eólica, la consumida por el electrolizador, la vendida a la red eléctrica y la energía comprada a la red en los 25 años de simulación. La energía eólica media anual es de 25,395 GWh y la energía anual media consumida por el electrolizador es de 8,76 GWh, la vendida a la red eléctrica 12,96 GWh y la energía anual media comprada a la red es 0,511 GWh. En este caso sí que tenemos consumo de la red ya que el electrolizador al estar funcionando a plena carga, hay que comprar la energía de la red en los momentos en los que no se puede cubrir toda la demanda con la energía eólica.

En el Anexo IX se incluye el informe de Mhoga con los resultados obtenidos a lo largo de los 25 años de simulación.

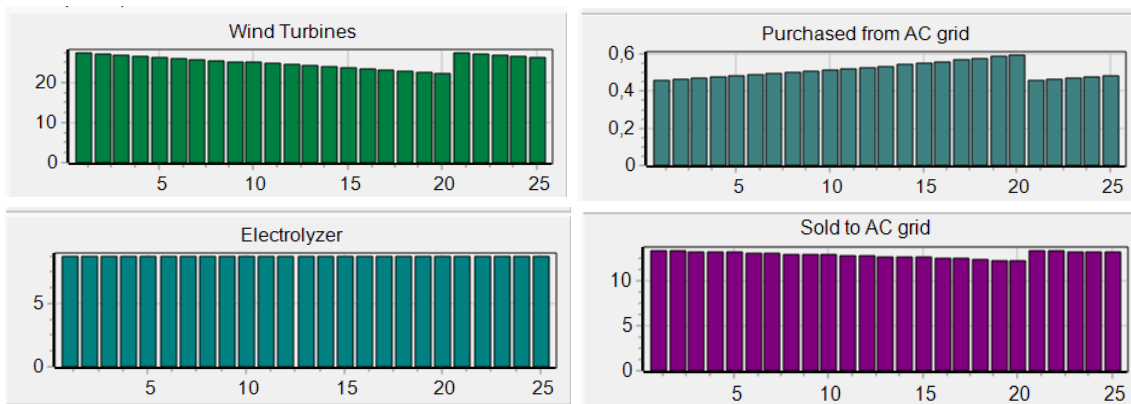


Ilustración 35. Energía eólica, energía consumida por el electrolizador ALE y energía comprada y energía vendida a la red eléctrica para el tipo 5 en un periodo de 25 años en GWh.

#### 4.5.2 Electrolizador PEM

Para un electrolizador tipo PEM la mejor solución encontrada para el tipo 5 ha sido un sistema que consta de 3 turbinas eólicas de 2,1 MW y un electrolizador de 3 MW, obteniendo un valor de LCOH de 4,6106 €/kgH<sub>2</sub>. En la Tabla 6 se muestran los resultados obtenidos.

En la Ilustración 36 puede verse la producción mensual de hidrógeno al final de cada mes, obteniendo un valor medio de 400,231 toneladas de hidrógeno vendido al año.

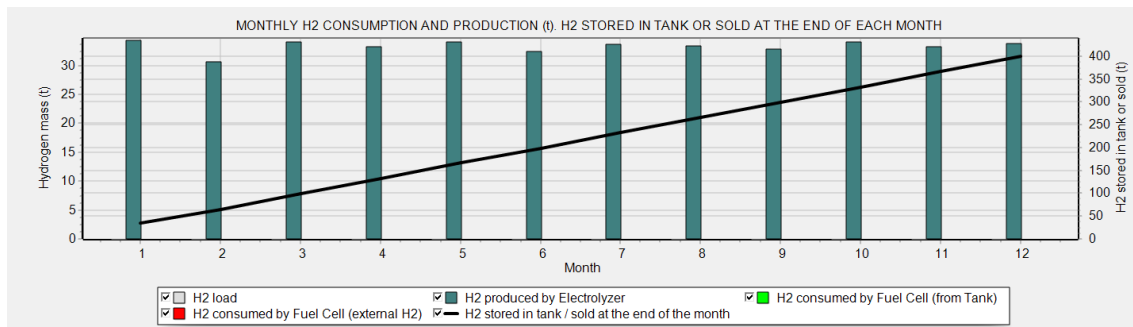


Ilustración 36. Producción mensual de hidrógeno en toneladas para el tipo 5 con electrolizador PEM.

En la Ilustración 37 se muestran la energía eólica, la energía consumida por el electrolizador, la vendida a la red eléctrica y la comprada a la red eléctrica. La energía eólica media generada en un año es 38,093 GWh, la energía consumida por el electrolizador 25,858 GWh y la energía media anual vendida a la red 10,784 GWh y la energía anual media comprada a la red 3,181 GWh.

En el Anexo X se incluye el informe de Mhoga con los resultados obtenidos a lo largo de los 25 años de simulación.

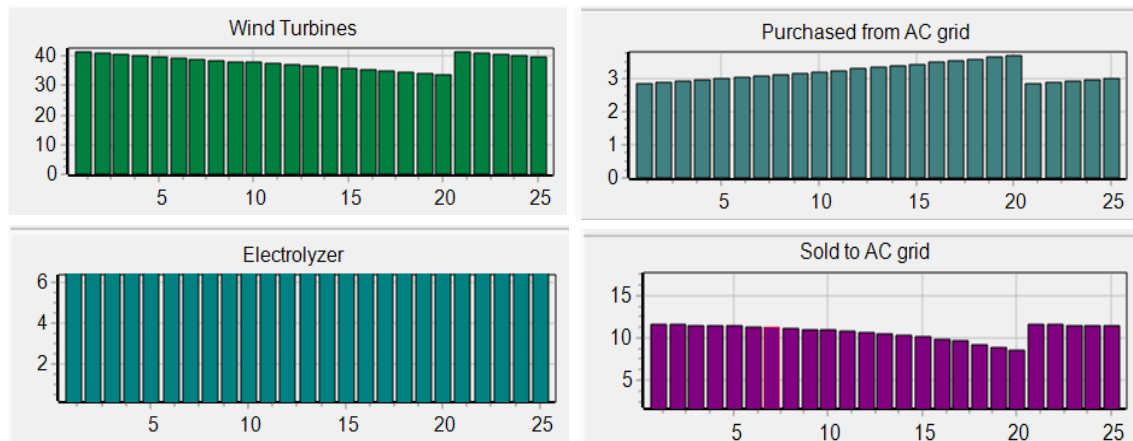


Ilustración 37. Energía eólica, energía consumida por el electrolizador PEM y energía comprada y energía vendida a la red eléctrica para el tipo 5 en un periodo de 25 años en GWh.

Si comparamos los resultados de la Tabla 8 podemos comprobar que el menor valor del LCOH lo obtenemos para el electrolizador tipo ALE, diferenciándose con el de tipo PEM en 0,6003 €/kgH<sub>2</sub>. Obtenemos un mayor valor del VAN y del TIR en el caso del electrolizador tipo ALE.

	ALE	PEM
LCOH (€/kgH <sub>2</sub> )	4,0103	4,6106
Inversión (M€)	8,868	18,589
VAN (M€)	17,672	48,028
TIR (%)	24,47	28,88
Payback (años)	5,48	4,42
Hidrógeno producido (t/año)	137,462	400,231

Tabla 8. Resultados obtenidos con Mhoga para el tipo 5.

En la Ilustración 38 se muestra a modo resumen los valores de LCOH obtenidos en las 10 simulaciones realizadas. Se observa que el mejor valor de LCOH obtenido se da para el tipo 3 con el electrolizador tipo ALE con un valor de 3,1137 €/kgH<sub>2</sub>. En todos los casos de estudio se comprueba que, comparando el tipo de electrolizador, el menor LCOH se obtiene en todos los casos para el tipo ALE.

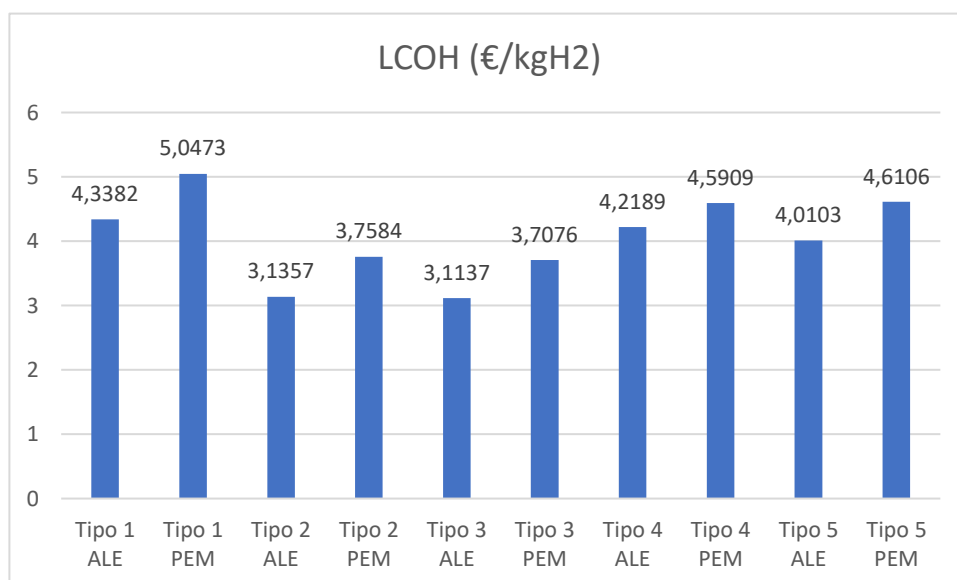


Ilustración 38. Valores de LCOH obtenidos en las simulaciones.

En cuanto a la rentabilidad del sistema, también en todos los casos de estudio se obtiene una mayor viabilidad económica en los casos con un electrolizador tipo ALE, obteniendo unos mayores valores del VAN y el TIR. En cuestión de rentabilidad del proyecto el más atractivo es el tipo 4. En la Ilustración 39 se muestra el resumen de los valores del VAN y TIR obtenidos para todos los tipos de sistemas estudiados.

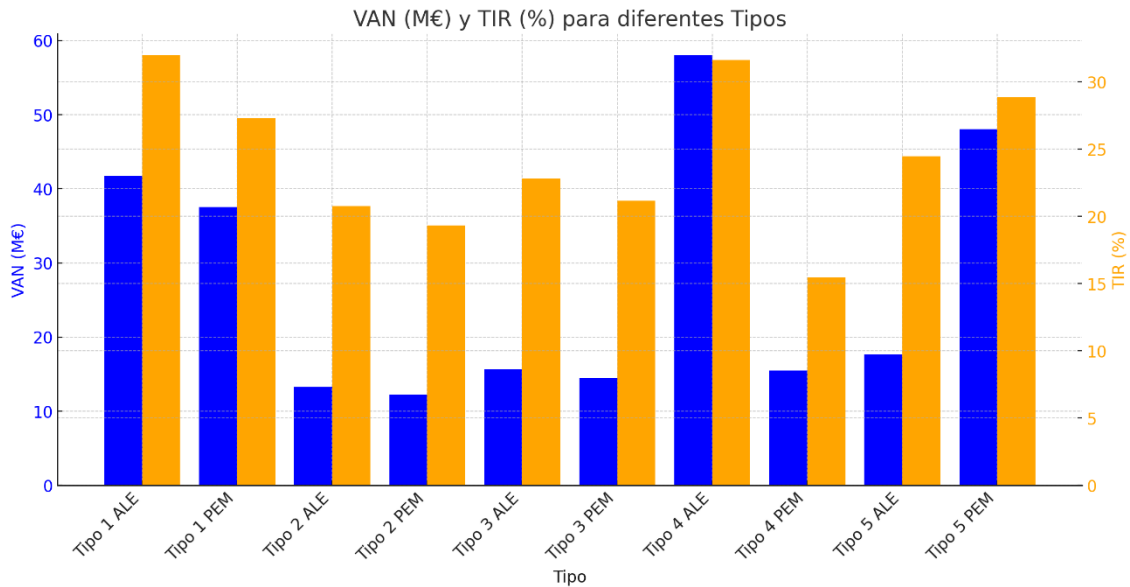


Ilustración 39. Valores del VAN y TIR obtenidos en las simulaciones.

## 5. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

En este apartado se va a realizar un análisis de sensibilidad sobre el caso de estudio en el que se ha obtenido un menor valor del LCOH, que es el caso con electrolizador tipo ALE para el tercer caso de estudio, en el que se puede vender energía a la red eléctrica priorizándose sobre la producción de hidrógeno cuándo el precio de venta del mercado eléctrico es superior a un valor establecido. Se va a mantener el mismo sistema, con dos turbinas eólicas de 2,1 MW y un electrolizador de 1MW.

En análisis de sensibilidad va a estudiarse variando los valores de velocidad de viento, y de inflación del precio de la electricidad.

### 5.1. RECURSO RENOVABLE

Para ver cómo afecta el recurso renovable en la rentabilidad del proyecto y el valor del LCOH, se ha considerado un factor de escala para la velocidad de viento del caso base de un 25% superior y de un 25% inferior, por lo que, si en el caso base teníamos una velocidad media de viento de 7,71 m/s, en el caso de mayor viento tendremos una velocidad media de 9,64 m/s y en el caso de menor velocidad 5,78 m/s. En la Ilustración 40 se muestran los perfiles de viento para el día 1 de enero.

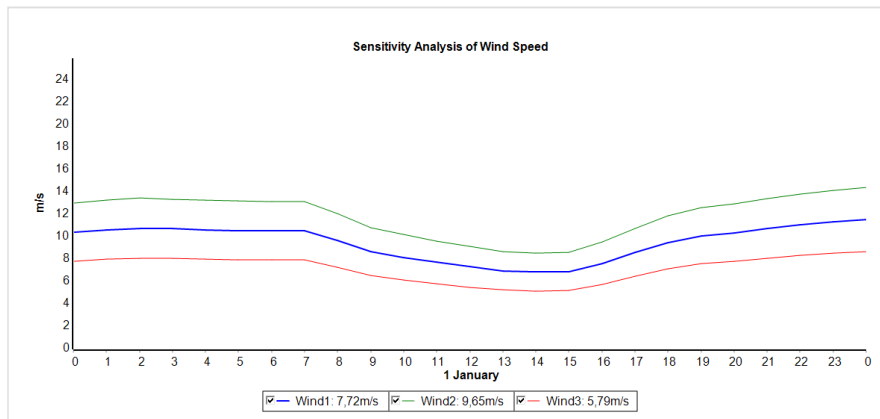


Ilustración 40. Velocidad del viento en m/s el día 1 de enero.

Los valores de LCOH obtenidos se muestran en la Ilustración 41. El menor valor se ha obtenido para el caso en el que se multiplica la velocidad del viento por un factor de escala de 1,25, siendo este de 2,5576 €/kgH2. Al tener una mayor velocidad de viento, la energía eólica generada es mayor que en los otros dos casos siendo 28,057 GWh. El valor más desfavorable del LCOH es de 4,1662 en el caso de menor viento, en el cual la energía eólica media anual es de 20,506 GWh.

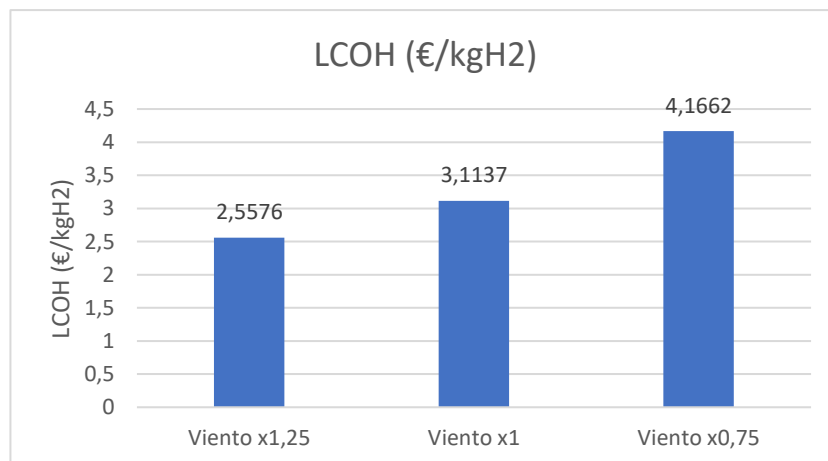


Ilustración 41. Valores de LCOH obtenidos en el análisis de sensibilidad cambiando la velocidad del viento.

En base a lo anterior, al ser los tres casos iguales en cuanto a componentes, e inversión inicial, obtenemos una mayor rentabilidad en el caso con mayor velocidad de viento. El valor del VAN y del TIR en el mejor de los casos es de 16,373 M€ y 23,42% mientras que en el peor de los casos es de 15,412 M€ y 22,59%. En la Ilustración 42 se muestra la comparación de los resultados.

En los Anexos XI y XII se incluyen los resultados de estos casos estudiados en el análisis de sensibilidad.

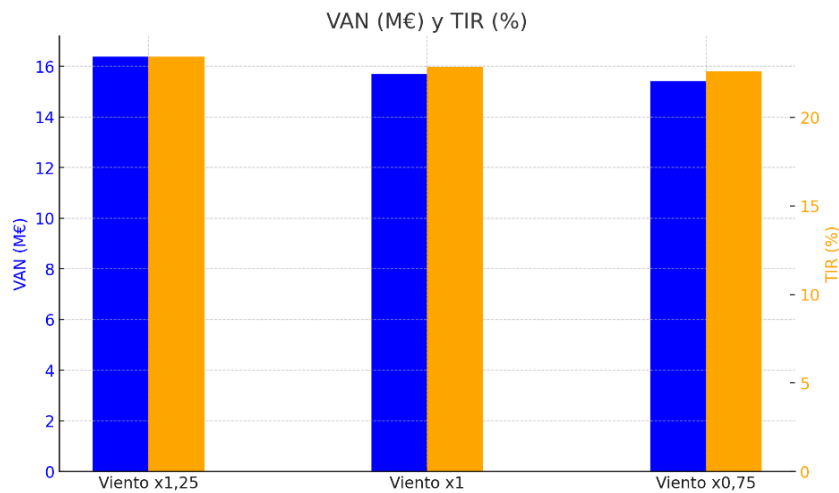


Ilustración 42. Valores del VAN y TIR obtenidos en el análisis de sensibilidad variando la velocidad del viento.

## 5.2. INFLACIÓN DEL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD

En este caso se hace un análisis de sensibilidad de la inflación del precio de la electricidad. En el caso base se ha considerado una inflación del 3,3%, por lo que se va a estudiar qué ocurre teniendo una inflación mayor del 4,3% y una inflación menor del 2,3%.

Los valores de LCOH obtenidos se muestran en la Ilustración 43. Al tratarse del caso en el que se prioriza la venta de energía a la red, produciendo solo hidrógeno en el caso de que el precio de venta de electricidad del mercado esté por debajo de un valor establecido, el caso en el que obtenemos un menor valor del LCOH, 2,4415 €/kgH<sub>2</sub>, es el caso con una mayor inflación del precio de la electricidad, ya que en este caso solo vendemos electricidad y no compramos. En el caso de menor inflación obtenemos un valor de 3,4825 €/kgH<sub>2</sub>.

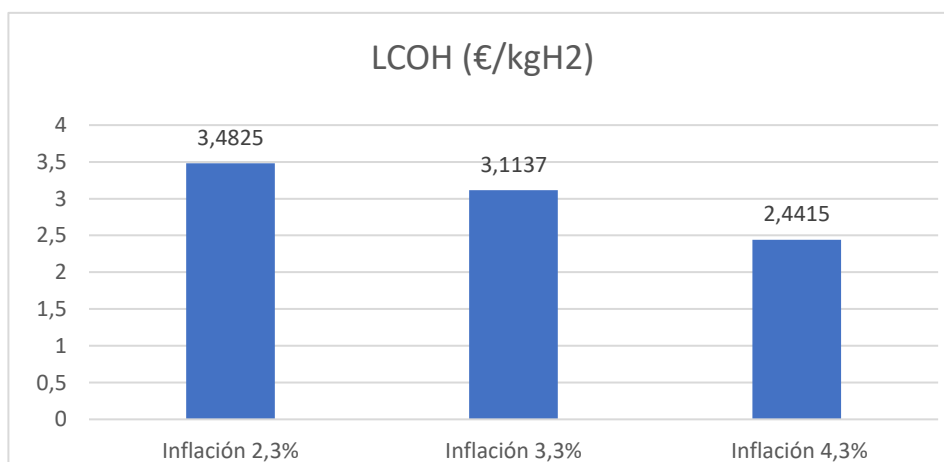
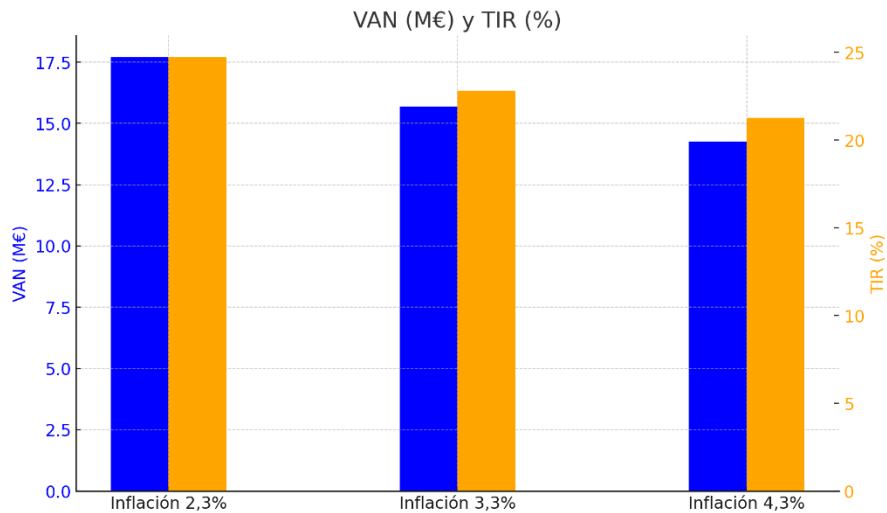


Ilustración 43. Valores del LCOG en el análisis de sensibilidad de la inflación del precio de la electricidad.

En cuanto a la rentabilidad, en el caso de menor inflación obtenemos unos valores del VAN y TIR de 17,699 M€ y 24,72%, a diferencia del caso de mayor inflación que se obtienen unos valores de 14,256 M€ y 21,28%. En la Ilustración 44 se comparan los resultados. Esto se debe a que, el caso de mayor inflación, aunque las ganancias por la venta de energía a la red son mayores (8,475 M€ frente a 5,753 M€) las ganancias por la venta del hidrógeno producido son menores (17,535 M€ frente a 24,17 M€). En la Ilustración 44 se comparan los resultados del VAN y TIR obtenidos.



*Ilustración 44. Valores del VAN y TIR obtenidos en el análisis de sensibilidad variando la inflación del precio de la electricidad.*

## 6. CONCLUSIONES

En este trabajo se ha realizado un análisis, simulación y optimización de sistemas de generación de hidrógeno con energías renovables, en este caso se ha estudiado la posibilidad de hacerlo con energía eólica y energía fotovoltaica, aunque en todos los casos de estudio la solución óptima se ha dado solo con el uso de aerogeneradores y sin placas solares, esto se debe a que en la localización escogida hay un elevado recurso eólico disponible por lo que resulta muy eficiente el uso de aerogeneradores.

Se han planteado 5 tipos de proyectos diferentes en función de la estrategia de control a seguir en el sistema, pasando por sistemas aislados de la red eléctrica, sistemas que pueden vender energía a la red, otros en los que se puede comprar y terminando en un sistema funcionando con un electrolizador a plena carga.

Para cada caso de estudio se ha valorado la posibilidad de implementar un electrolizador tipo ALE o un electrolizador tipo PEM. Basándonos en los resultados obtenidos, los proyectos que combinan la energía eólica y los electrolizadores tipo ALE son los más rentables, obteniendo unos valores de LCOH inferiores a los obtenidos con los tipos PEM, unos valores mayores del VAN y el TIR, traduciéndose en una mayor viabilidad económica, y presentando unos menores tiempos de recuperación de la inversión.

Un factor importante en este estudio ha sido la optimización de la estrategia de control. En concreto, el tipo de proyecto que prioriza la venta de energía eléctrica a la red en los

periodos de precios de venta de la energía elevados y producción de hidrógeno solo en los momentos en los que el precio es bajo, ha mostrado ser el más eficiente, maximizando los ingresos por venta de energía, obteniendo el menor valor del LCOH de entre todos los tipos estudiados.

Realizando un análisis de sensibilidad de los factores más influyentes, en este caso el recurso renovable y la fluctuación del precio de la electricidad, se ha demostrado cómo influyen directamente en el LCOH y la rentabilidad del sistema. Se comprueba como una mayor inflación del precio de la electricidad impacta favorablemente en la rentabilidad financiera debido a unos mayores ingresos por la venta de la electricidad, y como un aumento del 25% del recurso renovable, en este caso la velocidad del viento reduce los costes de generación del hidrógeno.

En cuanto a líneas futuras de investigación sería interesante estudiar cómo afectaría el uso de sistemas de almacenamiento, como baterías, en casos como el del electrolizador funcionando a plena carga, o la integración de otras fuentes de energía renovables.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] IEA (2022), *Renovables 2022*, IEA, París <https://www.iea.org/reports/renewables-2022>, Licencia: CC BY 4.0.
- [2] IRENA (2023), *Renewable power generation costs in 2022*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. ISBN 978-92-9260-544-5
- [3] Mohamad Ramadan, A review on coupling Green sources to Green storage (G2G): Case study on solar-hydrogen coupling, *International Journal of Hydrogen Energy*, Volume 46, Issue 59, 2021, Pages 30547-30558, ISSN 0360-3199, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.12.165>.  
(<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319920347972>)
- [4] Ramchandra Bhandari, Clemens A. Trudewind, Petra Zapp, Life cycle assessment of hydrogen production via electrolysis – a review, *Journal of Cleaner Production*, Volume 85, 2014, Pages 151-163, ISSN 0959-6526, <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2013.07.048>.  
(<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S095965261300509X>)
- [5] LAZARD, “Lazard’s Levelized Cost of Energy Analysis—Version 16.0”, Abril de 2023. Accedido el 18 de octubre de 2023. [En línea]. Disponible: <https://www.lazard.com/research-insights/2023-levelized-cost-of-energyplus/>
- [6] V.M. Maestre, A. Ortiz, I. Ortiz, Challenges and prospects of renewable hydrogen-based strategies for full decarbonization of stationary power applications, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 152, 2021, 111628, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111628>.  
(<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032121009035>)
- [7] Conoce la capacidad de acceso. Red Eléctrica. Accedido el 18 de junio de 2024. [En línea]. Disponible: <https://www.ree.es/es/clientes/generador/acceso-conexion/conoce-la-capacidad-de-acceso>
- [8] Renewables.ninja. [En línea]. Disponible: <https://www.renewables.ninja/>
- [9] Rodolfo Dufo-López, Juan M. Lujano-Rojas, José L. Bernal-Agustín Optimisation of size and control strategy in utility-scale green hydrogen production systems, *International Journal of Hydrogen Energy*. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.08.273>.
- [10] Red eléctrica española, “Sistema de información del operador de sistema.” [Online]. Available: <https://www.esios.ree.es/es>.
- [11] INE. “Índice de Precios de Consumo (IPC)”. INE. Instituto Nacional de Estadística. Accedido el 6 de junio de 2024. [En línea]. Disponible: <https://www.ine.es/dyngs/Prensa/IPC0424.htm>

- [12] Matute G, Yusta JM, Naval N. Techno-economic model and feasibility assessment of green hydrogen projects based on electrolysis supplied by photovoltaic PPAs. *Int J Hydrogen Energy* 2022. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.11.035>.
- [13] Rodolfo Dufo-López, Iván R. Cristóbal-Monreal, José M. Yusta, Optimisation of PV-wind-diesel-battery stand-alone systems to minimise cost and maximise human development index and job creation. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.03.065>.
- [14] IRENA (2023), Renewable power generation costs in 2022, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. [https://mc-cd8320d4-36a1-40ac-83cc-3389-cdn-endpoint.azureedge.net/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2023/Aug/IRENA\\_Renewable\\_power\\_generation\\_costs\\_in\\_2022.pdf?rev=cccb713bf8294cc5bec3f870e1fa15c2](https://mc-cd8320d4-36a1-40ac-83cc-3389-cdn-endpoint.azureedge.net/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2023/Aug/IRENA_Renewable_power_generation_costs_in_2022.pdf?rev=cccb713bf8294cc5bec3f870e1fa15c2)
- [15] Utility-scale PV investment cost structure by component and by commodity breakdown – Charts – Data & Statistics - IEA”. IEA. Accedido el 19 de junio de 2024. [En línea]. Disponible: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/utility-scale-pv-investment-cost-structure-by-component-and-by-commodity-breakdown>
- [16] Wiser R, Bolinger M, Hoen B. Land-based wind market report: 2022 edition. 2022. p. 1-96. <https://www.energy.gov/eere/wind/articles/land-based-wind-market-report-2023-edition>
- [17] PV LCOE IN EUROPE 2014-30 – European PV Technology Platform. Disponible: <https://etip-pv.eu/publications/etip-pv-publications/download/pv-costs-in-europe-2014-2030>
- [18] “Aerogenerador onshore SG 2.1-114 I Siemens Gamesa”. Siemens Gamesa. Accedido el 20 de junio de 2024. Disponible: <https://www.siemensgamesa.com/es-es/products-and-services/onshore/aerogenerador-sg-2-1-114>
- [19] 2021 Cost of Wind Energy Review – National Renewable Energy Laboratory. Disponible: <https://www.nrel.gov/docs/fy23osti/84774.pdf>

# ANEXOS

## ANEXO I. RESULTADOS DE MHOGA TIPO 1 ELECTROLIZADOR ALE

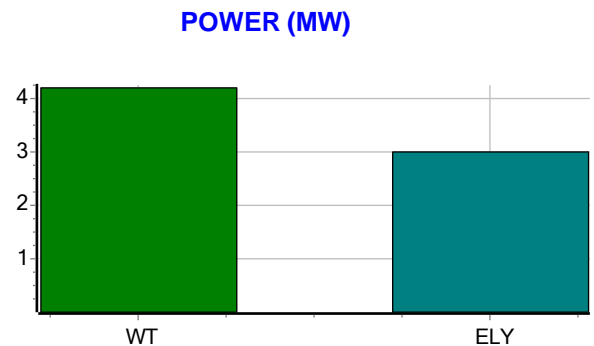
### **MHOGA software. Report**

Project: TIPO1-ALE\_2MW.mho. Solution # 1. Multiperiod  
DC Voltage: 1 kV. AC: 20 kV.

### **COMPONENTS:**

PV gen. PV1-MOD, 0x1 MWp. P total = 0 MWp\_dc (100% PV#1)  
Without Batteries  
2 Wind T. WindT1-mod, 2x2,1 MW (@14m/s). P. total 4,2 MW  
Without Hydro Turbine  
Without AC Generator  
Without Fuel Cell  
Elyzer. Elyzer3MW-modAL, 3 MW.  
Without Inverter-charger

Land use: 75,6 ha.



### **CONTROL STRATEGY:**

THERE IS NO LOAD CONSUMPTION -> NO CONTROL STRATEGIES RELATED TO THE LOAD CONSUMPTION SUPPLY

### **ECONOMIC CALCULATIONS:**

Initial Investment: 13,993 M€. Loan: 100 %, int. 8% in 25 years, annual quota: 1,311 M€/yr. 1st. year net incomes (incomes of sell minus cost of O&M + fuel + purchase): 4,031 M€/yr.

NPV OF THE SYSTEM (25 years lifetime) (Incomes +, expenses -):

**Total Net Present Value (NPV):** 40,445 M€. Internal Rate of Return (IRR): 31,32 %. LCOH : 4,4259 €/kgH2.  
Payback: 4,03 years

Distribution of NPV:

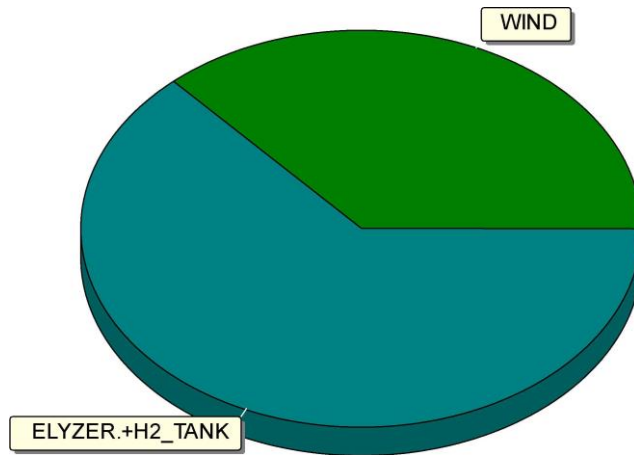
Wind turbines (NPV): -6,574 M€

Electrolyzer+H2Tank (NPV): -11,423 M€

Buy/Sell. Bought Energy (NPV): 0 M€ (included 0 M€ due emissions of bought E.). Sold Energy: Electrical E. (NPV): 0 M€ (FCR 0%). H2 (NPV): 61,241 M€.

Installation + financing + extra cash (NPV): -2,799M€

### NPC / NPV (M€)



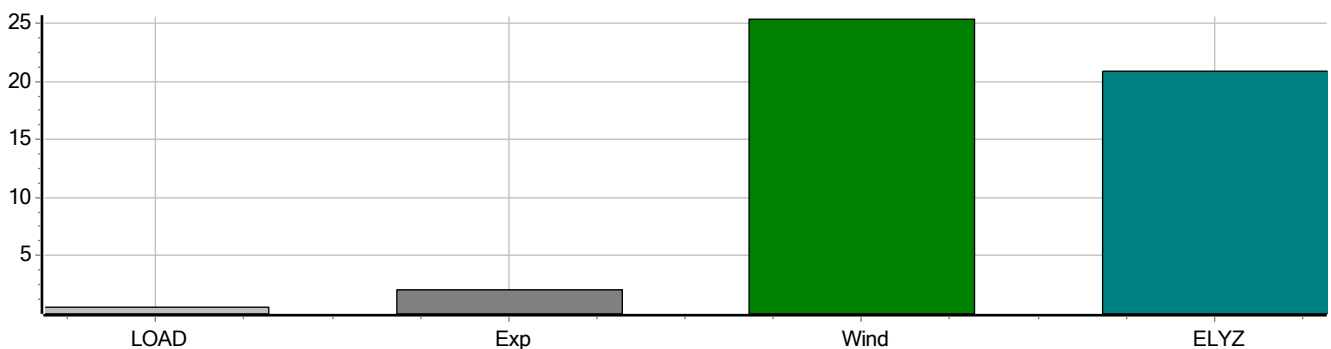
### ENERGY BALANCE DURING 1 YEAR (GWh/year), AVERAGE OF THE STUDY PERIOD OF 25 YEARS:

Overall Load Energy: 0,584 GWh/yr.  
 Unmet load: 0 GWh/yr (0 % load)  
 E. Purchased from AC grid: 0 GWh/yr  
 Export Energy: 2,107 GWh/yr  
 E. sold to AC grid: 0 GWh/yr. Unexported E. = 100 %  
 Renewable Capacity Factor (sold\_energy/(renew\_peak\_power\*8760)): 35,27 %; Renew. fraction: 0 %  
 Energy delivered by PV generator: 0 GWh/yr  
 Energy delivered by Wind Turbines: 25,395 GWh/yr  
 E. delivered by Hydro Turbine: 0 GWh/yr. Pumped 0 GWh/yr  
 Energy delivered by AC Generator: 0 GWh/yr  
 Energy delivered by Fuel Cell: 0 GWh/yr  
 Energy at Electrolyzer: 20,959 GWh/yr  
 Energy charged by Batteries: 0 GWh/yr  
 Energy discharged by Batteries: 0 GWh/yr

### OTHER RESULTS (AVERAGE VALUES OF THE STUDY PERIOD OF 25 YEARS):

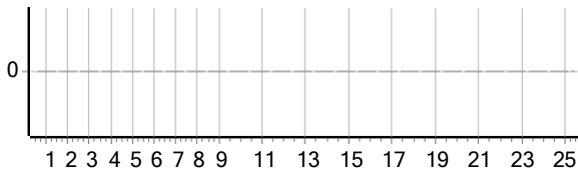
Batteries Lifetime: - (no battery)  
 Hours eq. of AC Generator operation (all units): 0 h/yr. Number of starts (all units): 0  
 Hours of Electrolyzer operation: 8623,4 h/yr. Number of starts: 0  
 Hours of Fuel Cell operation: 0 h/yr. Number of starts: 0  
 Hours of Hydro Turb.: 0 h/yr; starts: 0. Hours of Pump: 0 h/yr; starts: 0  
 Total CO2 emissions: 0,36ktCO2/yr  
 H2 sold in one year: 329,385 t H2/yr

### ENERGY BALANCE DURING 1 YEAR (GWh/year)

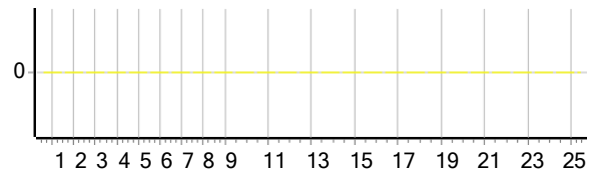


**MULTI-PERIOD SIMULATION. Energy results (GWh/yr) for each year of the study period**

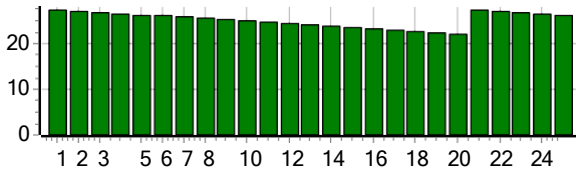
TOTAL LOAD:



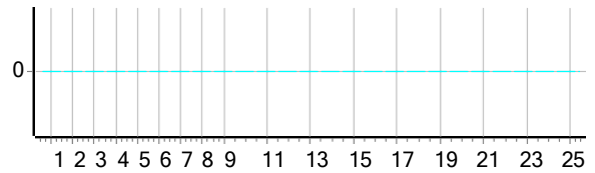
PV GENERATOR:



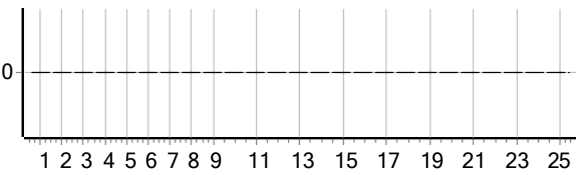
WIND TURBINES:



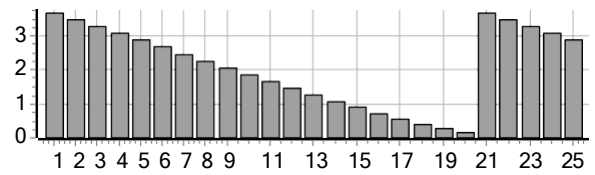
HYDRO TURBINE:



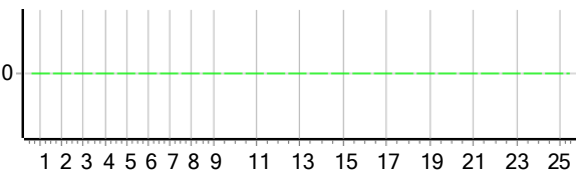
AC GENERATOR:



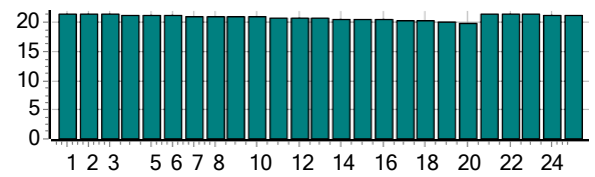
EXPORT:



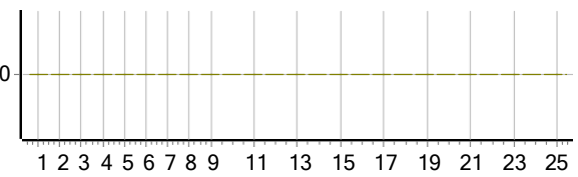
FUEL CELL:



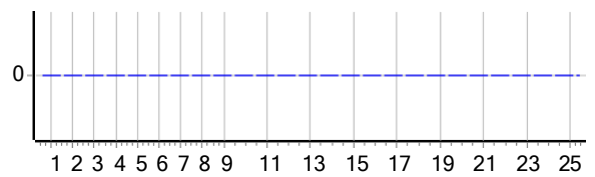
ELECTROLYZER:



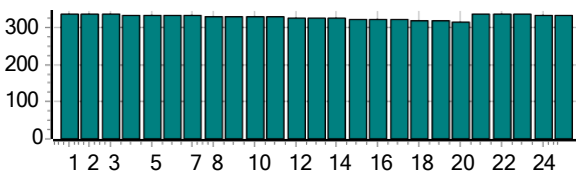
BATTERY BANK CHARGE:



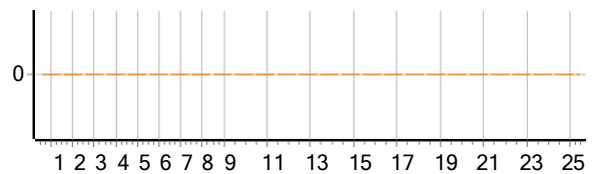
BATTERY BANK DISCHARGE:



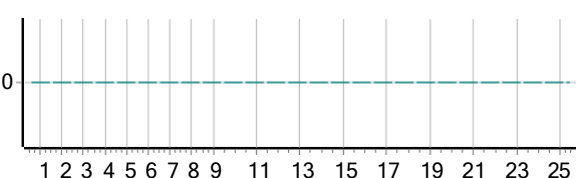
HYDROGEN TANK CAP. OR H2 SOLD (t):



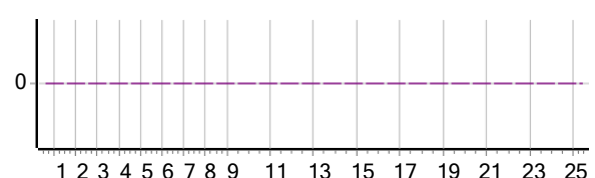
UNMET LOAD:



PURCHASED FROM AC GRID:



SOLD TO AC GRID:



## ANEXO II. RESULTADOS DE MHOGA TIPO 1 ELECTROLIZADOR PEM

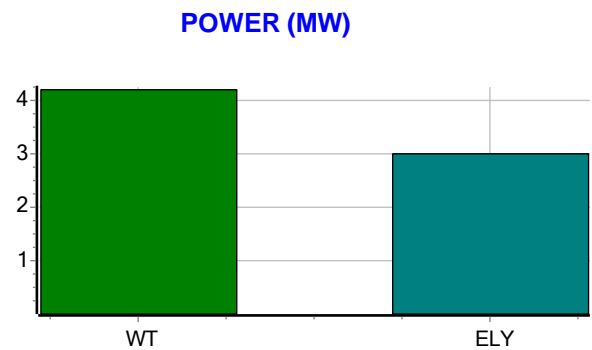
### **MHOGA software. Report**

Project: TIPO1-PEM\_2MW.mho. Solution # 1. Multiperiod  
DC Voltage: 1 kV. AC: 20 kV.

### **COMPONENTS:**

PV gen. PV1-MOD, 0x1 MWp. P total = 0 MWp\_dc (100% PV#1)  
Without Batteries  
2 Wind T. WindT1-mod, 2x2,1 MW (@14m/s). P. total 4,2 MW  
Without Hydro Turbine  
Without AC Generator  
Without Fuel Cell  
Elyzer. Elyzer3MW-modPEM, 3 MW.  
Without Inverter-charger

Land use: 75,6 ha.



### **CONTROL STRATEGY:**

THERE IS NO LOAD CONSUMPTION -> NO CONTROL STRATEGIES RELATED TO THE LOAD CONSUMPTION SUPPLY

### **ECONOMIC CALCULATIONS:**

Initial Investment: 15,468 M€. Loan: 100 %, int. 8% in 25 years, annual quota: 1,449 M€/yr. 1st. year net incomes (incomes of sell minus cost of O&M + fuel + purchase): 3,973 M€/yr.

NPV OF THE SYSTEM (25 years lifetime) (Incomes +, expenses -):

**Total Net Present Value (NPV):** 37,526 M€. Internal Rate of Return (IRR): 27,81 %. LCOH : 5,0473 €/kgH2.  
Payback: 4,59 years

Distribution of NPV:

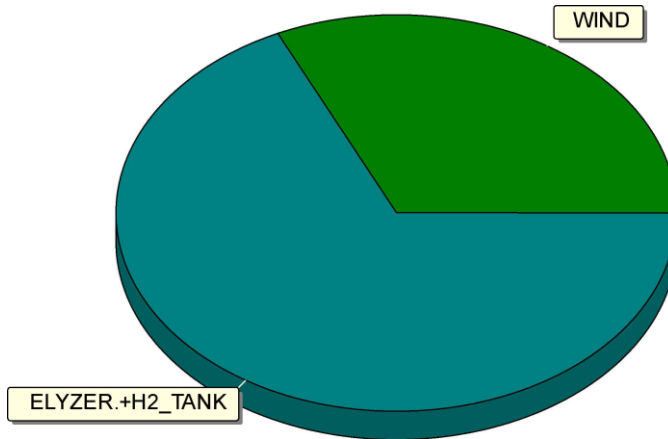
Wind turbines (NPV): -6,574 M€

Electrolyzer+H2Tank (NPV): -14,047 M€

Buy/Sell. Bought Energy (NPV): 0 M€ (included 0 M€ due emssions of bought E.). Sold Energy: Electrical E. (NPV): 0 M€ (FCR 0%). H2 (NPV): 61,241 M€.

Installation + financing + extra cash (NPV): -3,094M€

**NPC / NPV (M€)**



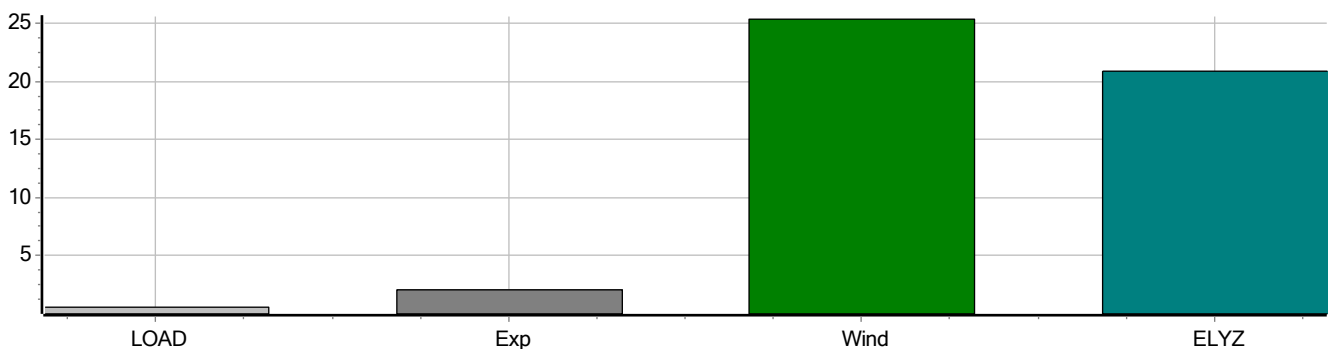
**ENERGY BALANCE DURING 1 YEAR (GWh/year), AVERAGE OF THE STUDY PERIOD OF 25 YEARS:**

Overall Load Energy: 0,584 GWh/yr.  
 Unmet load: 0 GWh/yr (0 % load)  
 E. Purchased from AC grid: 0 GWh/yr  
 Export Energy: 2,107 GWh/yr  
 E. sold to AC grid: 0 GWh/yr. Unexported E. = 100 %  
 Renewable Capacity Factor (sold\_energy/(renew\_peak\_power\*8760)): 35,27 %; Renew. fraction: 0 %  
 Energy delivered by PV generator: 0 GWh/yr  
 Energy delivered by Wind Turbines: 25,395 GWh/yr  
 E. delivered by Hydro Turbine: 0 GWh/yr. Pumped 0 GWh/yr  
 Energy delivered by AC Generator: 0 GWh/yr  
 Energy delivered by Fuel Cell: 0 GWh/yr  
 Energy at Electrolyzer: 20,959 GWh/yr  
 Energy charged by Batteries: 0 GWh/yr  
 Energy discharged by Batteries: 0 GWh/yr

**OTHER RESULTS (AVERAGE VALUES OF THE STUDY PERIOD OF 25 YEARS):**

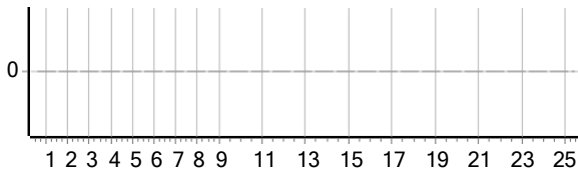
Batteries Lifetime: - (no battery)  
 Hours eq. of AC Generator operation (all units): 0 h/yr. Number of starts (all units): 0  
 Hours of Electrolyzer operation: 8623,4 h/yr. Number of starts: 0  
 Hours of Fuel Cell operation: 0 h/yr. Number of starts: 0  
 Hours of Hydro Turb.: 0 h/yr; starts: 0. Hours of Pump: 0 h/yr; starts: 0  
 Total CO2 emissions: 0,4ktCO2/yr  
 H2 sold in one year: 329,385 t H2/yr

**ENERGY BALANCE DURING 1 YEAR (GWh/year)**

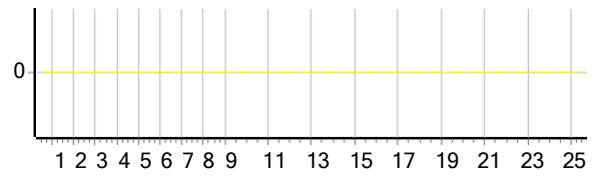


**MULTI-PERIOD SIMULATION. Energy results (GWh/yr) for each year of the study period**

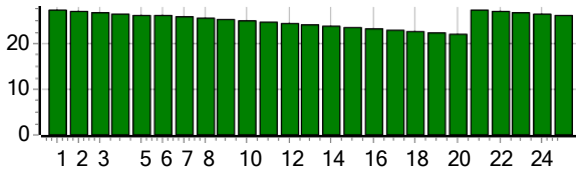
TOTAL LOAD:



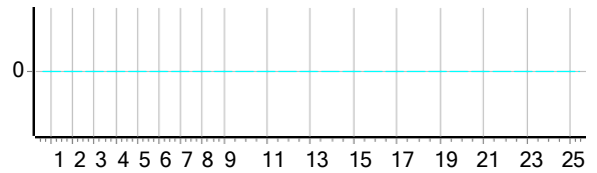
PV GENERATOR:



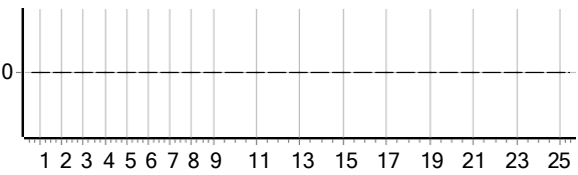
WIND TURBINES:



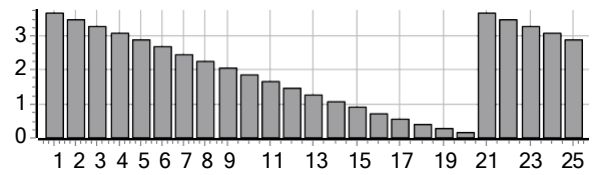
HYDRO TURBINE:



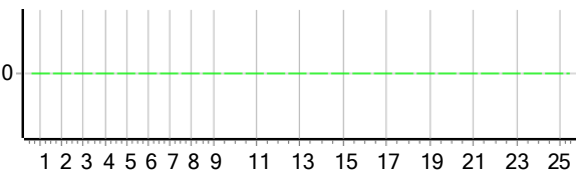
AC GENERATOR:



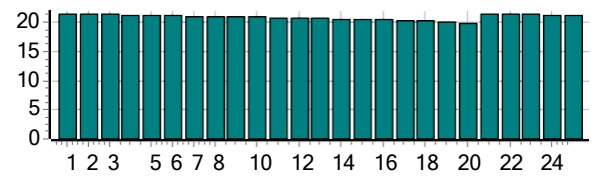
EXPORT:



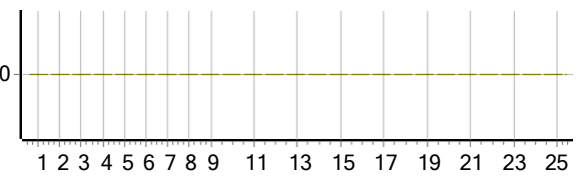
FUEL CELL:



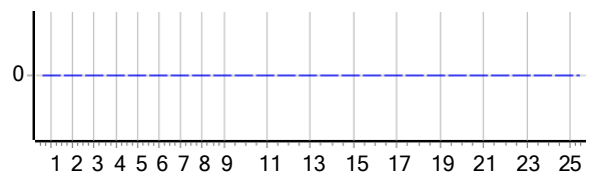
ELECTROLYZER:



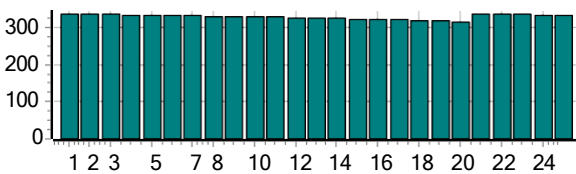
BATTERY BANK CHARGE:



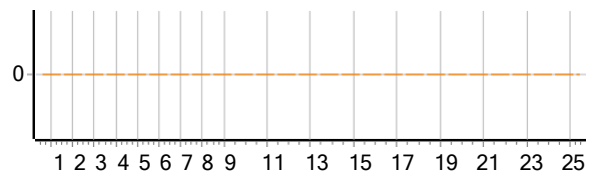
BATTERY BANK DISCHARGE:



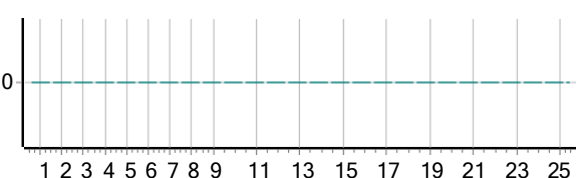
HYDROGEN TANK CAP. OR H2 SOLD (t):



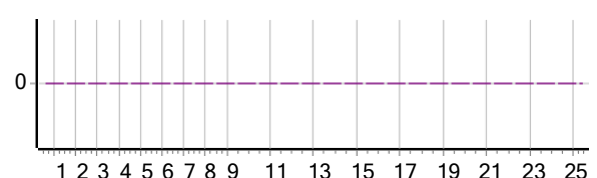
UNMET LOAD:



PURCHASED FROM AC GRID:



SOLD TO AC GRID:



## ANEXO III. RESULTADOS DE MHOGA TIPO 2 ELECTROLIZADOR ALE

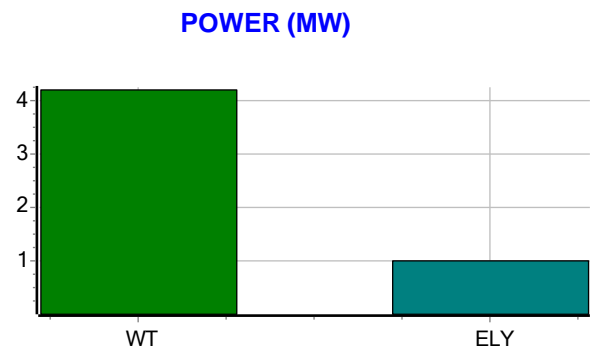
### **MHOGA software. Report**

Project: TIPO2-ALE.mho. Solution # 1. Multiperiod  
DC Voltage: 1 kV. AC: 20 kV.

### **COMPONENTS:**

PV gen. PV1-MOD, 0x1 MWp. P total = 0 MWp\_dc (100% PV#1)  
Without Batteries  
2 Wind T. WindT1-mod, 2x2,1 MW (@14m/s). P. total 4,2 MW  
Without Hydro Turbine  
Without AC Generator  
Without Fuel Cell  
Elyzer. Elyzer1MW-modAL, 1 MW.  
Without Inverter-charger

Land use: 75,6 ha.



### **CONTROL STRATEGY:**

THERE IS NO LOAD CONSUMPTION -> NO CONTROL STRATEGIES RELATED TO THE LOAD CONSUMPTION SUPPLY

### CONTROL STRATEGY FOR GENERATING GREEN H2:

Max. electricity price for generating H2 (only from renewable): 0 €/kWh.

### **ECONOMIC CALCULATIONS:**

Initial Investment: 8,868 M€. Loan: 100 %, int. 8% in 25 years, annual quota: 0,831 M€/yr. 1st. year net incomes (incomes of sell minus cost of O&M + fuel + purchase): 1,649 M€/yr.

NPV OF THE SYSTEM (25 years lifetime) (Incomes +, expenses -):

**Total Net Present Value (NPV):** 13,29 M€. Internal Rate of Return (IRR): 20,79 %. LCOH: 3,1357 €/kgH2. Payback: 6,66 years

Distribution of NPV:

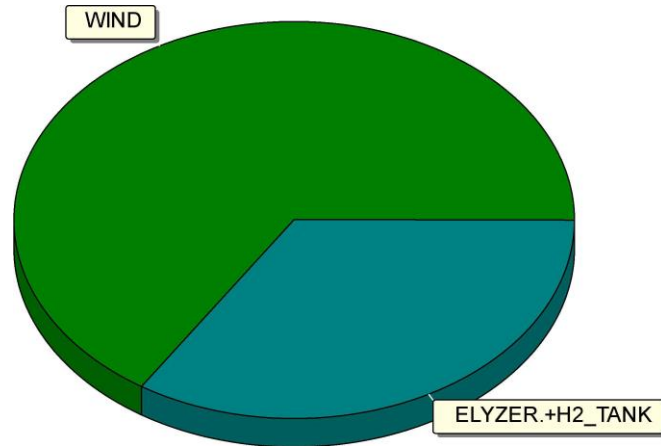
Wind turbines (NPV): -6,574 M€

Electrolyzer+H2Tank (NPV): -3,403 M€

Buy/Sell. Bought Energy (NPV): 0 M€ (included 0 M€ due emissions of bought E.). Sold Energy: Electrical E. (NPV): 7,55 M€ (FCR 0%). H2 (NPV): 17,489 M€.

Installation + financing + extra cash (NPV): -1,772M€

### NPC / NPV (M€)



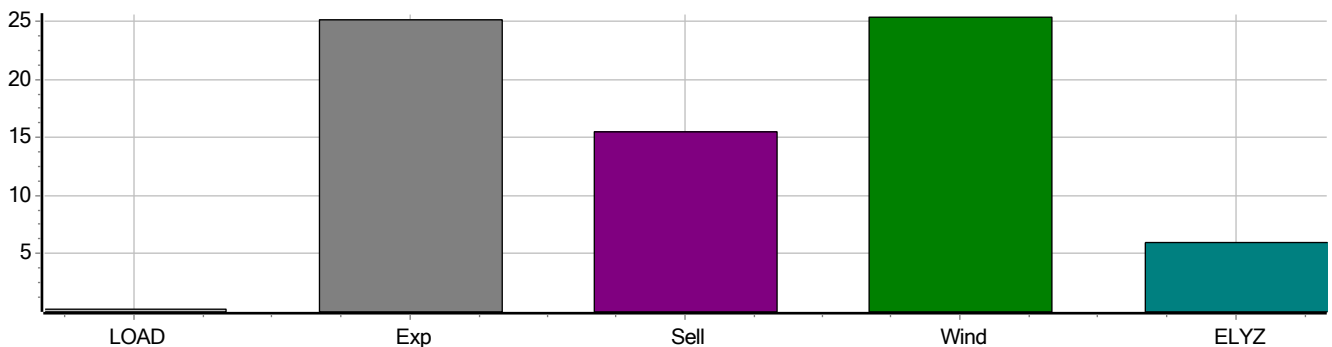
### ENERGY BALANCE DURING 1 YEAR (GWh/year), AVERAGE OF THE STUDY PERIOD OF 25 YEARS:

Overall Load Energy: 0,195 GWh/yr.  
 Unmet load: 0 GWh/yr (0 % load)  
 E. Purchased from AC grid: 0 GWh/yr  
 Export Energy: 25,2 GWh/yr  
 E. sold to AC grid: 15,549 GWh/yr. Unexported E. = 38,3 %  
 Renewable Capacity Factor (sold\_energy/(renew\_peak\_power\*8760)): 52,34 %; Renew. fraction: 100 %  
 Energy delivered by PV generator: 0 GWh/yr  
 Energy delivered by Wind Turbines: 25,395 GWh/yr  
 E. delivered by Hydro Turbine: 0 GWh/yr. Pumped 0 GWh/yr  
 Energy delivered by AC Generator: 0 GWh/yr  
 Energy delivered by Fuel Cell: 0 GWh/yr  
 Energy at Electrolyzer: 5,969 GWh/yr  
 Energy charged by Batteries: 0 GWh/yr  
 Energy discharged by Batteries: 0 GWh/yr

### OTHER RESULTS (AVERAGE VALUES OF THE STUDY PERIOD OF 25 YEARS):

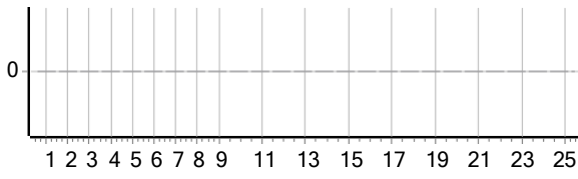
Batteries Lifetime: - (no battery)  
 Hours eq. of AC Generator operation (all units): 0 h/yr. Number of starts (all units): 0  
 Hours of Electrolyzer operation: 6525,8 h/yr. Number of starts: 0  
 Hours of Fuel Cell operation: 0 h/yr. Number of starts: 0  
 Hours of Hydro Turb.: 0 h/yr; starts: 0. Hours of Pump: 0 h/yr; starts: 0  
 Total CO2 emissions: 0,28ktCO2/yr  
 H2 sold in one year: 94,077 t H2/yr

### ENERGY BALANCE DURING 1 YEAR (GWh/year)

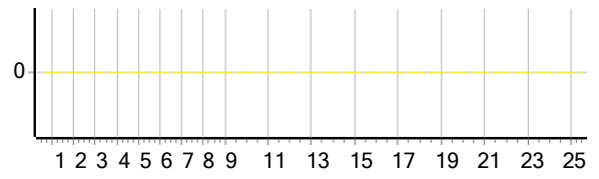


**MULTI-PERIOD SIMULATION. Energy results (GWh/yr) for each year of the study period**

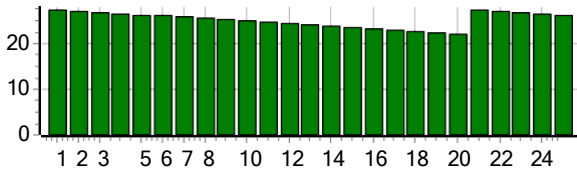
TOTAL LOAD:



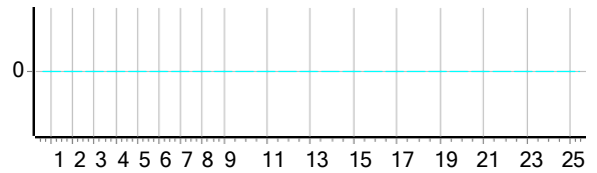
PV GENERATOR:



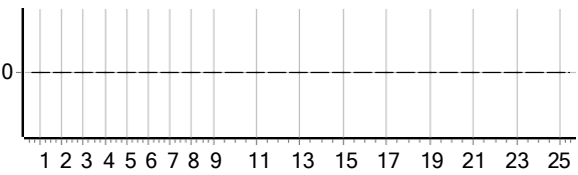
WIND TURBINES:



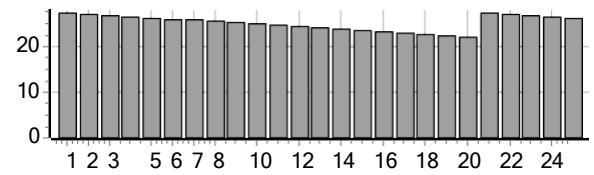
HYDRO TURBINE:



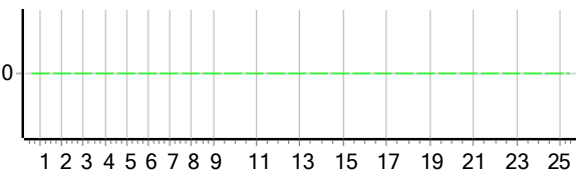
AC GENERATOR:



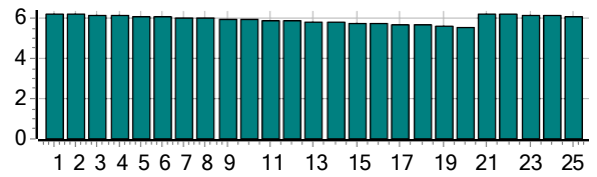
EXPORT:



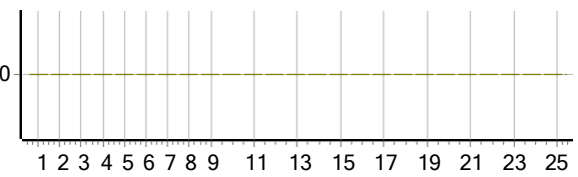
FUEL CELL:



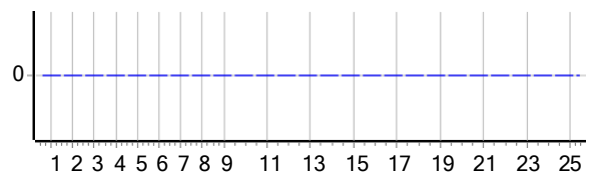
ELECTROLYZER:



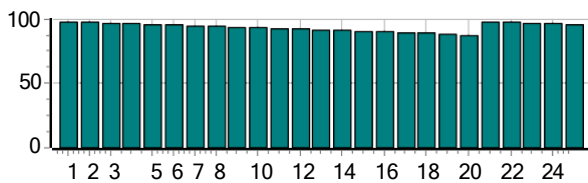
BATTERY BANK CHARGE:



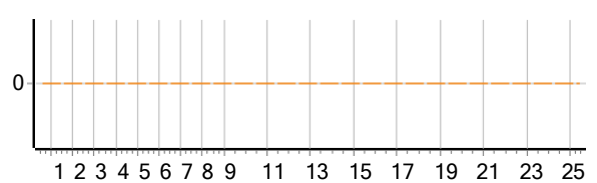
BATTERY BANK DISCHARGE:



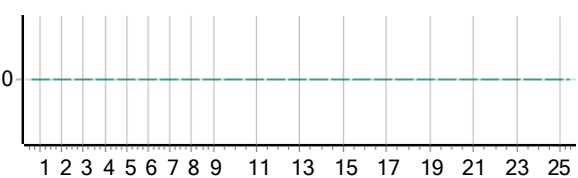
HYDROGEN TANK CAP. OR H2 SOLD (t):



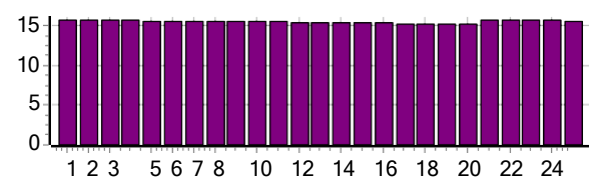
UNMET LOAD:



PURCHASED FROM AC GRID:



SOLD TO AC GRID:



## ANEXO IV. RESULTADOS DE MHOGA TIPO 2 ELECTROLIZADOR PEM

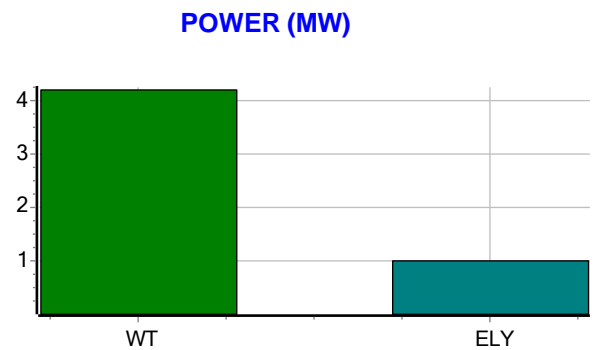
### **MHOGA software. Report**

Project: TIPO2-PEM.mho. Solution # 1. Multiperiod  
DC Voltage: 1 kV. AC: 20 kV.

### **COMPONENTS:**

PV gen. PV1-MOD, 0x1 MWp. P total = 0 MWp\_dc (100% PV#1)  
Without Batteries  
2 Wind T. WindT1-mod, 2x2,1 MW (@14m/s). P. total 4,2 MW  
Without Hydro Turbine  
Without AC Generator  
Without Fuel Cell  
Elyzer. Elyzer1MW-modPEM, 1 MW.  
Without Inverter-charger

Land use: 75,6 ha.



### **CONTROL STRATEGY:**

THERE IS NO LOAD CONSUMPTION -> NO CONTROL STRATEGIES RELATED TO THE LOAD CONSUMPTION SUPPLY

### CONTROL STRATEGY FOR GENERATING GREEN H2:

Max. electricity price for generating H2 (only from renewable): 0 €/kWh.

### **ECONOMIC CALCULATIONS:**

Initial Investment: 9,318 M€. Loan: 100 %, int. 8% in 25 years, annual quota: 0,873 M€/yr. 1st. year net incomes (incomes of sell minus cost of O&M + fuel + purchase): 1,61 M€/yr.

NPV OF THE SYSTEM (25 years lifetime) (Incomes +, expenses -):

**Total Net Present Value (NPV):** 12,233 M€. Internal Rate of Return (IRR): 19,33 %. LCOH : 3,7584 €/kgH2.  
Payback: 7,26 years

Distribution of NPV:

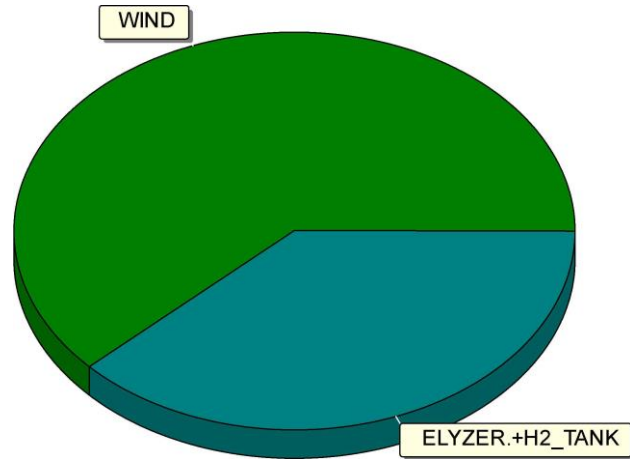
Wind turbines (NPV): -6,574 M€

Electrolyzer+H2Tank (NPV): -4,057 M€

Buy/Sell. Bought Energy (NPV): 0 M€ (included 0 M€ due emissions of bought E.). Sold Energy: Electrical E. (NPV): 7,55 M€ (FCR 0%). H2 (NPV): 17,177 M€.

Installation + financing + extra cash (NPV): -1,863M€

### NPC / NPV (M€)



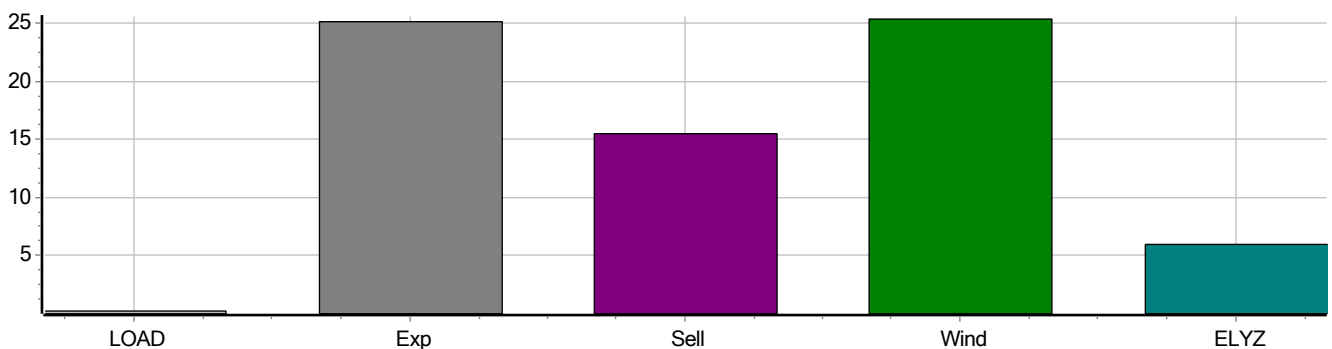
### ENERGY BALANCE DURING 1 YEAR (GWh/year), AVERAGE OF THE STUDY PERIOD OF 25 YEARS:

Overall Load Energy: 0,195 GWh/yr.  
 Unmet load: 0 GWh/yr (0 % load)  
 E. Purchased from AC grid: 0 GWh/yr  
 Export Energy: 25,2 GWh/yr  
 E. sold to AC grid: 15,549 GWh/yr. Unexported E. = 38,3 %  
 Renewable Capacity Factor (sold\_energy/(renew\_peak\_power\*8760)): 52,16 %; Renew. fraction: 100 %  
 Energy delivered by PV generator: 0 GWh/yr  
 Energy delivered by Wind Turbines: 25,395 GWh/yr  
 E. delivered by Hydro Turbine: 0 GWh/yr. Pumped 0 GWh/yr  
 Energy delivered by AC Generator: 0 GWh/yr  
 Energy delivered by Fuel Cell: 0 GWh/yr  
 Energy at Electrolyzer: 5,969 GWh/yr  
 Energy charged by Batteries: 0 GWh/yr  
 Energy discharged by Batteries: 0 GWh/yr

### OTHER RESULTS (AVERAGE VALUES OF THE STUDY PERIOD OF 25 YEARS):

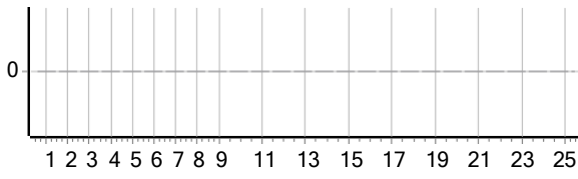
Batteries Lifetime: - (no battery)  
 Hours eq. of AC Generator operation (all units): 0 h/yr. Number of starts (all units): 0  
 Hours of Electrolyzer operation: 6525,8 h/yr. Number of starts: 0  
 Hours of Fuel Cell operation: 0 h/yr. Number of starts: 0  
 Hours of Hydro Turb.: 0 h/yr; starts: 0. Hours of Pump: 0 h/yr; starts: 0  
 Total CO2 emissions: 0,28ktCO2/yr  
 H2 sold in one year: 92,385 t H2/yr

### ENERGY BALANCE DURING 1 YEAR (GWh/year)

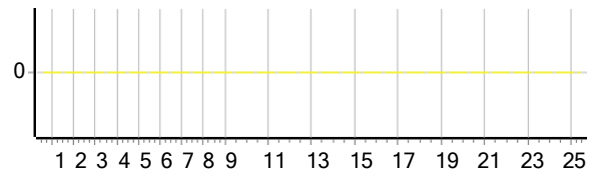


**MULTI-PERIOD SIMULATION. Energy results (GWh/yr) for each year of the study period**

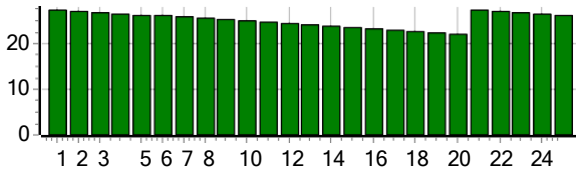
TOTAL LOAD:



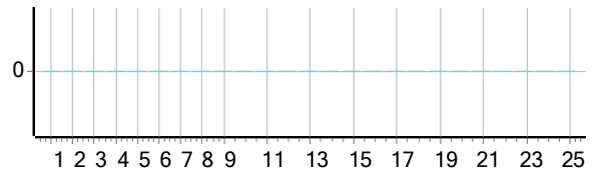
PV GENERATOR:



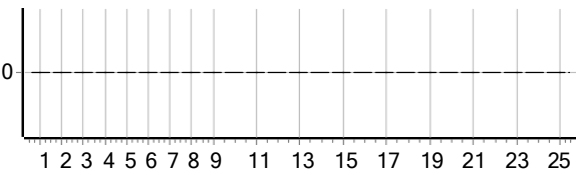
WIND TURBINES:



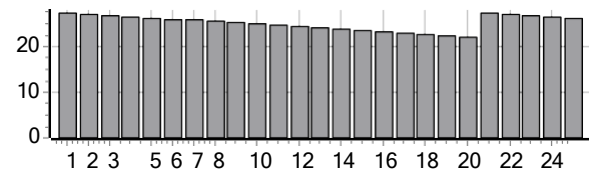
HYDRO TURBINE:



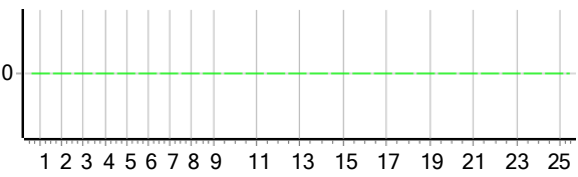
AC GENERATOR:



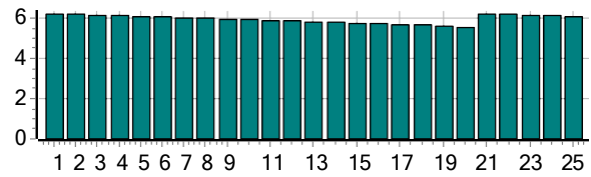
EXPORT:



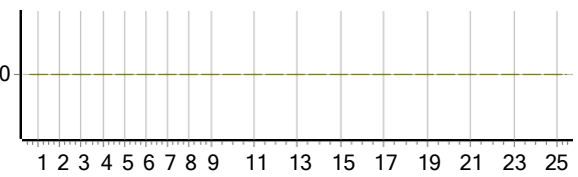
FUEL CELL:



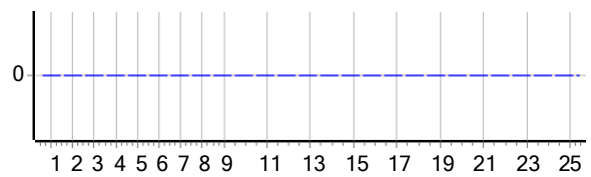
ELECTROLYZER:



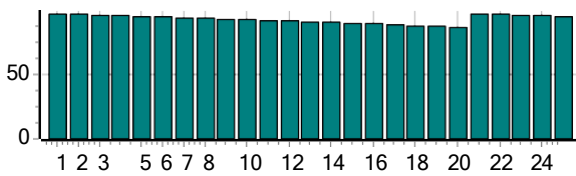
BATTERY BANK CHARGE:



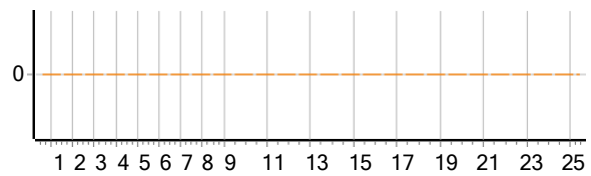
BATTERY BANK DISCHARGE:



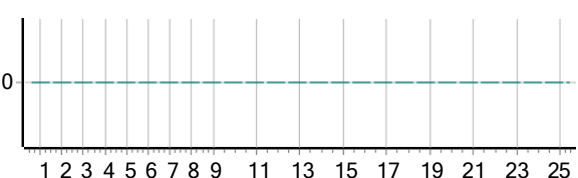
HYDROGEN TANK CAP. OR H2 SOLD (t):



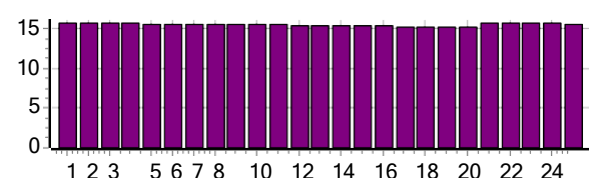
UNMET LOAD:



PURCHASED FROM AC GRID:



SOLD TO AC GRID:



## ANEXO V. RESULTADOS DE MHOGA TIPO 3 ELECTROLIZADOR ALE

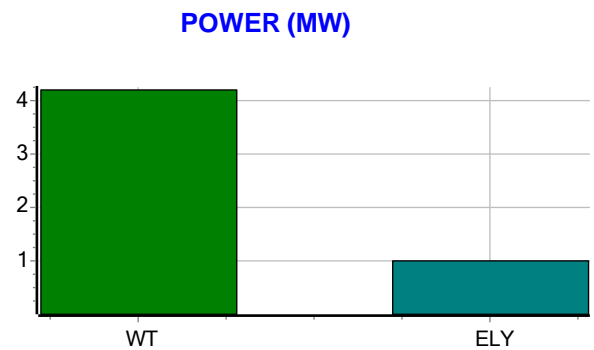
### **MHOGA software. Report**

Project: TIPO3-ALE.mho. Generation # 8. Multiperiod  
DC Voltage: 1 kV. AC: 20 kV.

### **COMPONENTS:**

PV gen. PV1-MOD, 0x1 MWp. P total = 0 MWp\_dc (100% PV#1)  
Without Batteries  
2 Wind T. WindT1-mod, 2x2,1 MW (@14m/s). P. total 4,2 MW  
Without Hydro Turbine  
Without AC Generator  
Without Fuel Cell  
Elyzer. Elyzer1MW-modAL, 1 MW.  
Without Inverter-charger

Land use: 75,6 ha.



### **CONTROL STRATEGY:**

THERE IS NO LOAD CONSUMPTION -> NO CONTROL STRATEGIES RELATED TO THE LOAD CONSUMPTION SUPPLY

CONTROL STRATEGY FOR GENERATING GREEN H2 (load + injecting to the grid):

Max. electricity price for generating H2: 0,0345 €/kWh (sell price)

### **ECONOMIC CALCULATIONS:**

Initial Investment: 8,868 M€. Loan: 100 %, int. 8% in 25 years, annual quota: 0,831 M€/yr. 1st. year net incomes (incomes of sell minus cost of O&M + fuel + purchase): 1,808 M€/yr.

NPV OF THE SYSTEM (25 years lifetime) (Incomes +, expenses -):

**Total Net Present Value (NPV):** 15,697 M€. Internal Rate of Return (IRR): 22,83 %. LCOH : 3,1137 €/kgH2.  
Payback: 5,95 years

Distribution of NPV:

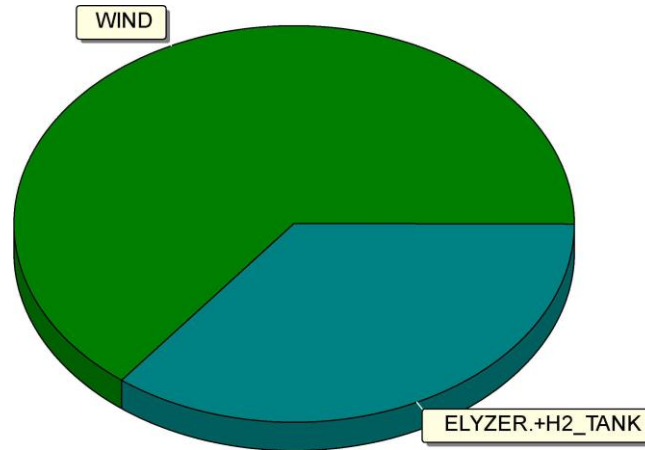
Wind turbines (NPV): -6,574 M€

Electrolyzer+H2Tank (NPV): -3,621 M€

Buy/Sell. Bought Energy (NPV): 0 M€ (included 0 M€ due emissions of bought E.). Sold Energy: Electrical E. (NPV): 7,039 M€ (FCR 0%). H2 (NPV): 20,628 M€.

Installation + financing + extra cash (NPV): -1,775M€

**NPC / NPV (M€)**



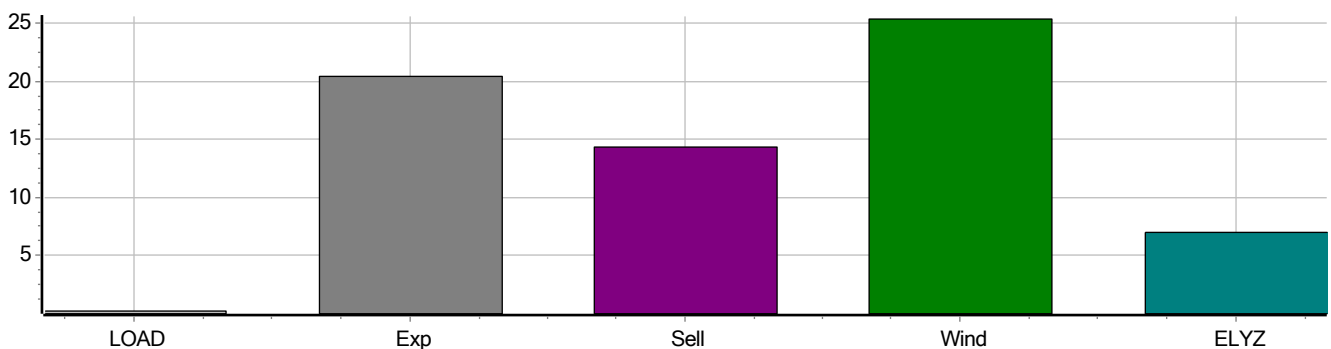
**ENERGY BALANCE DURING 1 YEAR (GWh/year), AVERAGE OF THE STUDY PERIOD OF 25 YEARS:**

Overall Load Energy: 0,195 GWh/yr.  
 Unmet load: 0 GWh/yr (0 % load)  
 E. Purchased from AC grid: 0 GWh/yr  
 Export Energy: 20,474 GWh/yr  
 E. sold to AC grid: 14,355 GWh/yr. Unexported E. = 29,89 %  
 Renewable Capacity Factor (sold\_energy/(renew\_peak\_power\*8760)): 50,9 %; Renew. fraction: 100 %  
 Energy delivered by PV generator: 0 GWh/yr  
 Energy delivered by Wind Turbines: 25,395 GWh/yr  
 E. delivered by Hydro Turbine: 0 GWh/yr. Pumped 0 GWh/yr  
 Energy delivered by AC Generator: 0 GWh/yr  
 Energy delivered by Fuel Cell: 0 GWh/yr  
 Energy at Electrolyzer: 7,044 GWh/yr  
 Energy charged by Batteries: 0 GWh/yr  
 Energy discharged by Batteries: 0 GWh/yr

**OTHER RESULTS (AVERAGE VALUES OF THE STUDY PERIOD OF 25 YEARS):**

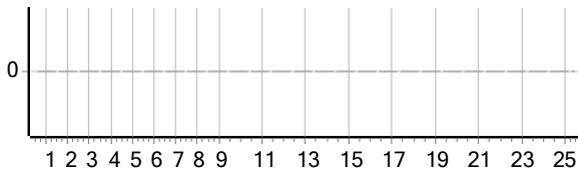
Batteries Lifetime: - (no battery)  
 Hours eq. of AC Generator operation (all units): 0 h/yr. Number of starts (all units): 0  
 Hours of Electrolyzer operation: 7514,68 h/yr. Number of starts: 0  
 Hours of Fuel Cell operation: 0 h/yr. Number of starts: 0  
 Hours of Hydro Turb.: 0 h/yr; starts: 0. Hours of Pump: 0 h/yr; starts: 0  
 Total CO2 emissions: 0,28ktCO2/yr  
 H2 sold in one year: 110,923 t H2/yr

**ENERGY BALANCE DURING 1 YEAR (GWh/year)**

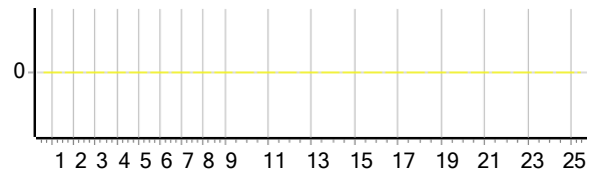


**MULTI-PERIOD SIMULATION. Energy results (GWh/yr) for each year of the study period**

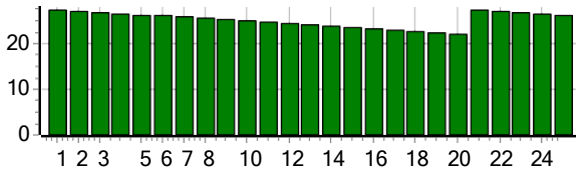
TOTAL LOAD:



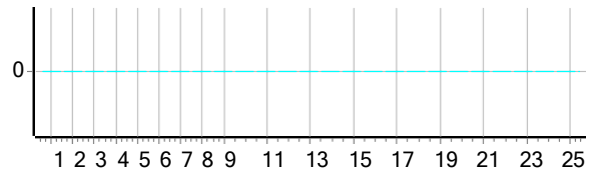
PV GENERATOR:



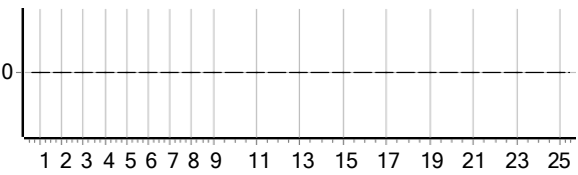
WIND TURBINES:



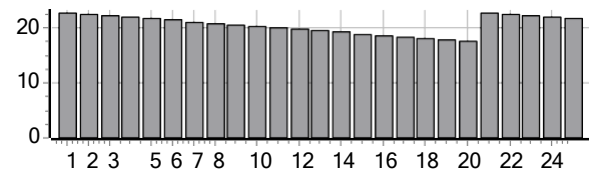
HYDRO TURBINE:



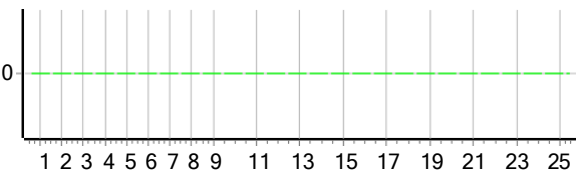
AC GENERATOR:



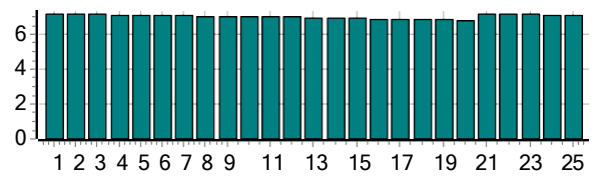
EXPORT:



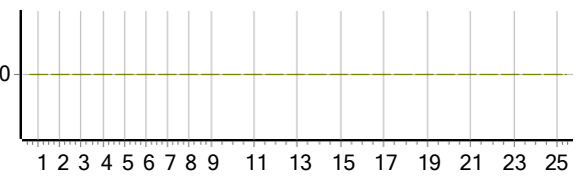
FUEL CELL:



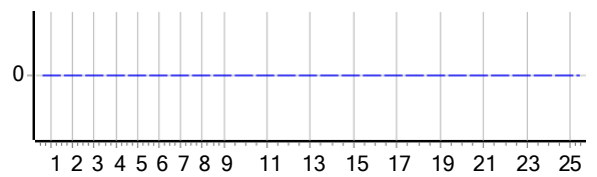
ELECTROLYZER:



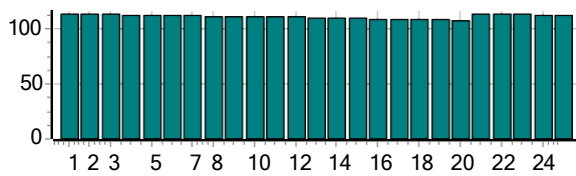
BATTERY BANK CHARGE:



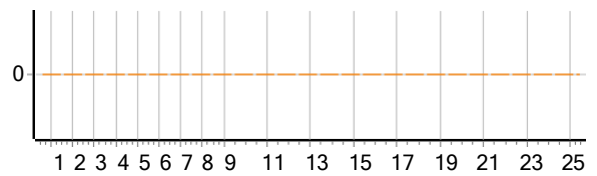
BATTERY BANK DISCHARGE:



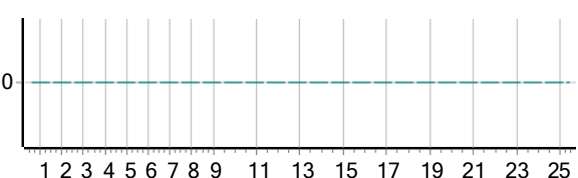
HYDROGEN TANK CAP. OR H2 SOLD (t):



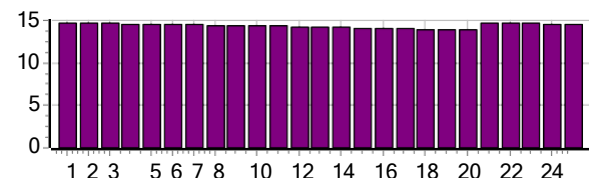
UNMET LOAD:



PURCHASED FROM AC GRID:



SOLD TO AC GRID:



## ANEXO VI. RESULTADOS DE MHOGA TIPO 3 ELECTROLIZADOR PEM

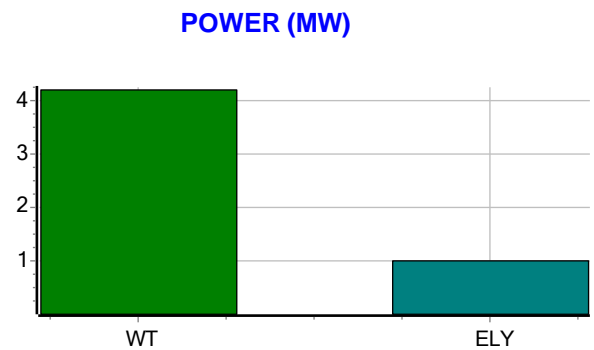
### **MHOGA software. Report**

Project: TIPO3-PEM.mho. Generation # 1. Multiperiod  
DC Voltage: 1 kV. AC: 20 kV.

### **COMPONENTS:**

Without PV  
Without Batteries  
2 Wind T. WindT1-mod, 2x2,1 MW (@14m/s). P. total 4,2 MW  
Without Hydro Turbine  
Without AC Generator  
Without Fuel Cell  
Elyzer. Elyzer1MW-modPEM, 1 MW.  
Without Inverter-charger

Land use: 75,6 ha.



### **CONTROL STRATEGY:**

THERE IS NO LOAD CONSUMPTION -> NO CONTROL STRATEGIES RELATED TO THE LOAD CONSUMPTION SUPPLY

CONTROL STRATEGY FOR GENERATING GREEN H2 (load + injecting to the grid):

Max. electricity price for generating H2: 0,0345 €/kWh (sell price)

### **ECONOMIC CALCULATIONS:**

Initial Investment: 9,318 M€. Loan: 100 %, int. 8% in 25 years, annual quota: 0,873 M€/yr. 1st. year net incomes (incomes of sell minus cost of O&M + fuel + purchase): 1,765 M€/yr.

NPV OF THE SYSTEM (25 years lifetime) (Incomes +, expenses -):

**Total Net Present Value (NPV):** 14,501 M€. Internal Rate of Return (IRR): 21,17 %. LCOH : 3,7076 €/kgH2.  
Payback: 6,58 years

Distribution of NPV:

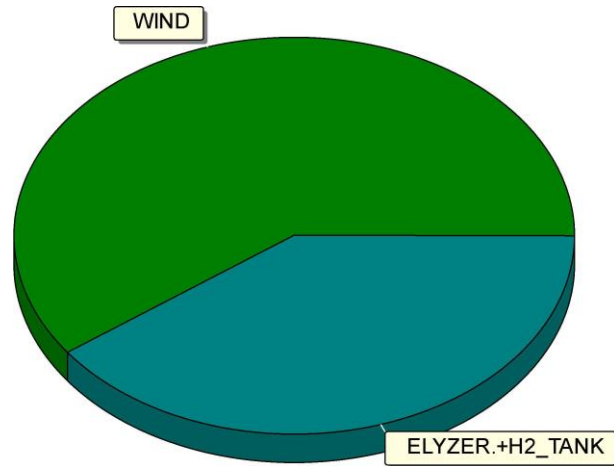
Wind turbines (NPV): -6,574 M€

Electrolyzer+H2Tank (NPV): -4,37 M€

Buy/Sell. Bought Energy (NPV): 0 M€ (included 0 M€ due emissions of bought E.). Sold Energy: Electrical E. (NPV): 7,039 M€ (FCR 0%). H2 (NPV): 20,27 M€.

Installation + financing + extra cash (NPV): -1,864M€

**NPC / NPV (M€)**



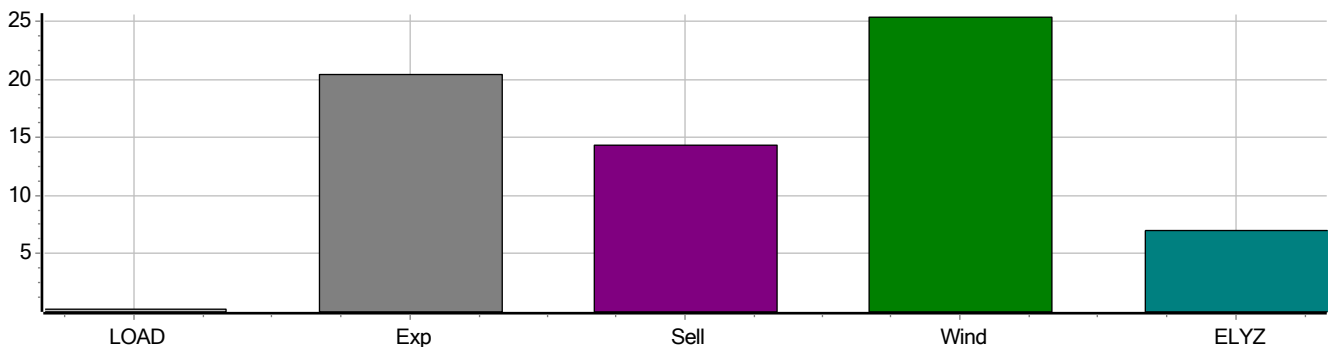
**ENERGY BALANCE DURING 1 YEAR (GWh/year), AVERAGE OF THE STUDY PERIOD OF 25 YEARS:**

Overall Load Energy: 0,195 GWh/yr.  
 Unmet load: 0 GWh/yr (0 % load)  
 E. Purchased from AC grid: 0 GWh/yr  
 Export Energy: 20,474 GWh/yr  
 E. sold to AC grid: 14,355 GWh/yr. Unexported E. = 29,89 %  
 Renewable Capacity Factor (sold\_energy/(renew\_peak\_power\*8760)): 50,69 %; Renew. fraction: 100 %  
 Energy delivered by PV generator: 0 GWh/yr  
 Energy delivered by Wind Turbines: 25,395 GWh/yr  
 E. delivered by Hydro Turbine: 0 GWh/yr. Pumped 0 GWh/yr  
 Energy delivered by AC Generator: 0 GWh/yr  
 Energy delivered by Fuel Cell: 0 GWh/yr  
 Energy at Electrolyzer: 7,044 GWh/yr  
 Energy charged by Batteries: 0 GWh/yr  
 Energy discharged by Batteries: 0 GWh/yr

**OTHER RESULTS (AVERAGE VALUES OF THE STUDY PERIOD OF 25 YEARS):**

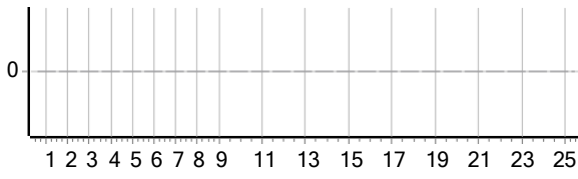
Batteries Lifetime: - (no battery)  
 Hours eq. of AC Generator operation (all units): 0 h/yr. Number of starts (all units): 0  
 Hours of Electrolyzer operation: 7514,68 h/yr. Number of starts: 0  
 Hours of Fuel Cell operation: 0 h/yr. Number of starts: 0  
 Hours of Hydro Turb.: 0 h/yr; starts: 0. Hours of Pump: 0 h/yr; starts: 0  
 Total CO2 emissions: 0,29ktCO2/yr  
 H2 sold in one year: 109 t H2/yr

**ENERGY BALANCE DURING 1 YEAR (GWh/year)**

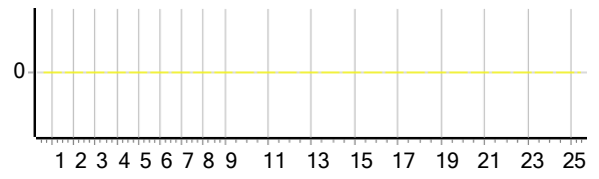


**MULTI-PERIOD SIMULATION. Energy results (GWh/yr) for each year of the study period**

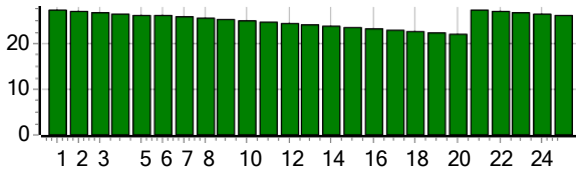
TOTAL LOAD:



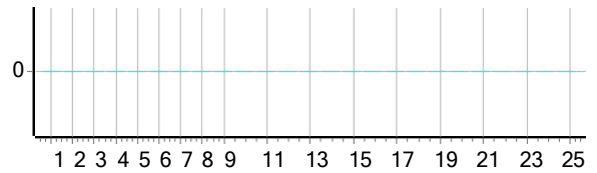
PV GENERATOR:



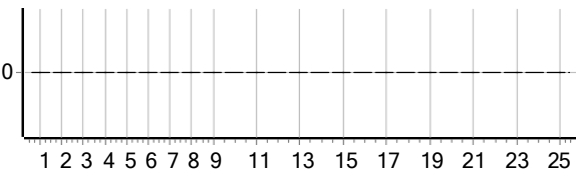
WIND TURBINES:



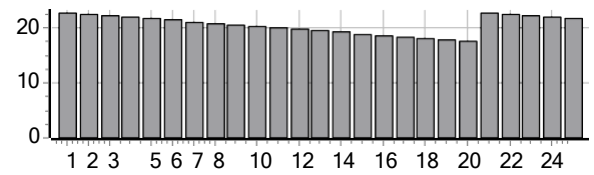
HYDRO TURBINE:



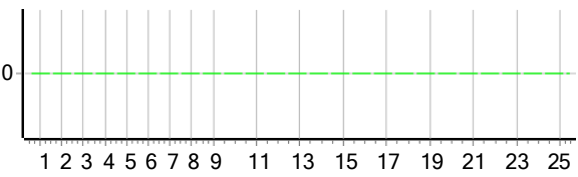
AC GENERATOR:



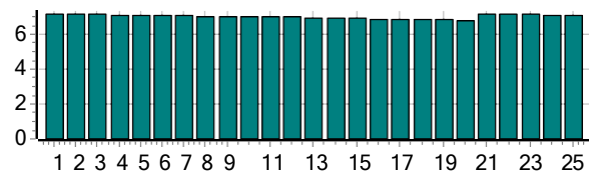
EXPORT:



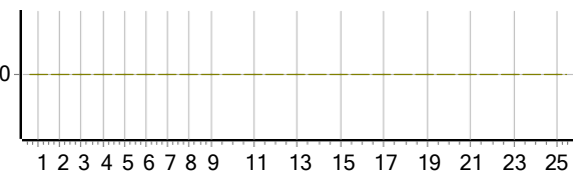
FUEL CELL:



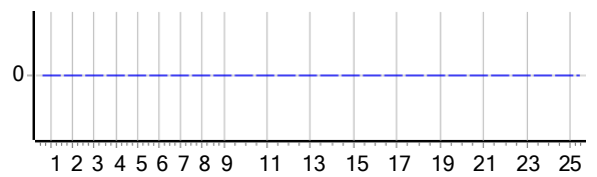
ELECTROLYZER:



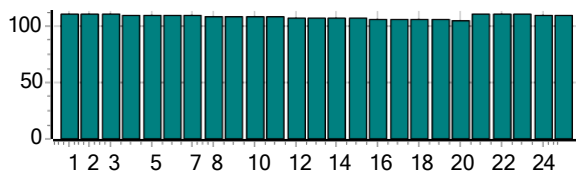
BATTERY BANK CHARGE:



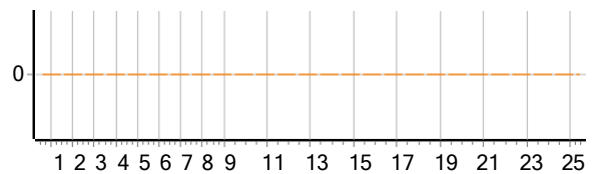
BATTERY BANK DISCHARGE:



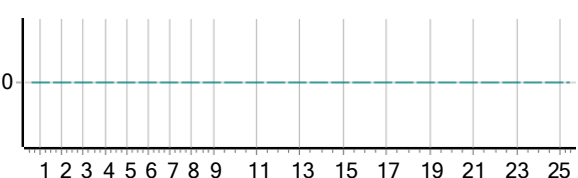
HYDROGEN TANK CAP. OR H2 SOLD (t):



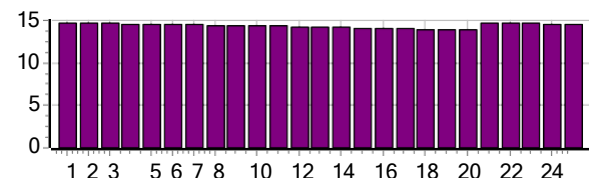
UNMET LOAD:



PURCHASED FROM AC GRID:



SOLD TO AC GRID:



## ANEXO VII. RESULTADOS DE MHOGA TIPO 4 ELECTROLIZADOR ALE

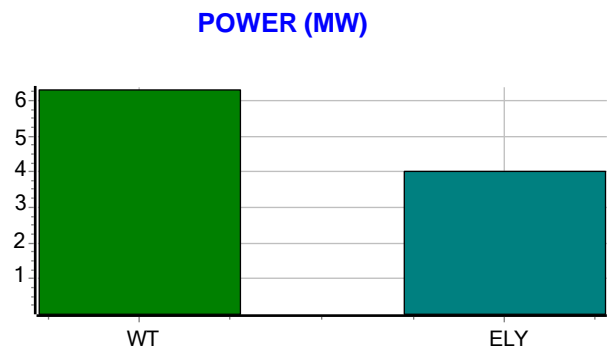
### **MHOGA software. Report**

Project: TIPO4-ALE.mho. Generation # 1. Multiperiod  
DC Voltage: 1 kV. AC: 20 kV.

### **COMPONENTS:**

Without PV  
Without Batteries  
3 Wind T. WindT1-mod, 3x2,1 MW (@14m/s). P. total 6,3 MW  
Without Hydro Turbine  
Without AC Generator  
Without Fuel Cell  
Elyzer. Elyzer4MW-modAL, 4 MW.  
Without Inverter-charger

Land use: 113,4 ha.



### **CONTROL STRATEGY:**

THERE IS NO LOAD CONSUMPTION -> NO CONTROL STRATEGIES RELATED TO THE LOAD CONSUMPTION SUPPLY

CONTROL STRATEGY FOR GENERATING GREEN H2 (load + injecting to the grid):

Max. electricity price for generating H2: 0,0575 €/kWh (sell price)

### **ECONOMIC CALCULATIONS:**

Initial Investment: 19,864 M€. Loan: 100 %, int. 8% in 25 years, annual quota: 1,861 M€/yr. 1st. year net incomes (incomes of sell minus cost of O&M + fuel + purchase): 5,816 M€/yr.

NPV OF THE SYSTEM (25 years lifetime) (Incomes +, expenses -):

**Total Net Present Value (NPV):** 57,989 M€. Internal Rate of Return (IRR): 31,63 %. LCOH : 4,2189 €/kgH2.  
Payback: 3,97 years

Distribution of NPV:

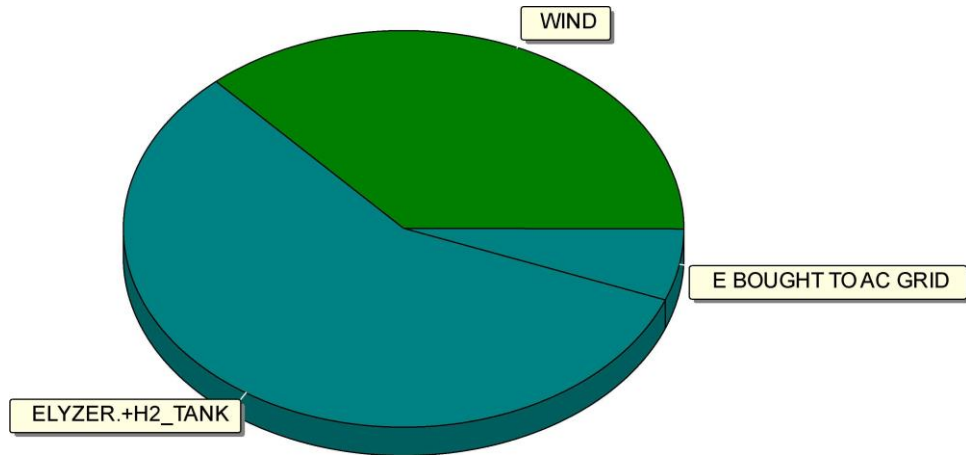
Wind turbines (NPV): -9,861 M€

Electrolyzer+H2Tank (NPV): -15,405 M€

Buy/Sell. Bought Energy (NPV): -1,534 M€ (included 0 M€ due emissions of bought E.). Sold Energy: Electrical E. (NPV): 2,993 M€ (FCR 0%). H2 (NPV): 85,769 M€.

Installation + financing + extra cash (NPV): -3,973M€

**NPC / NPV (M€)**



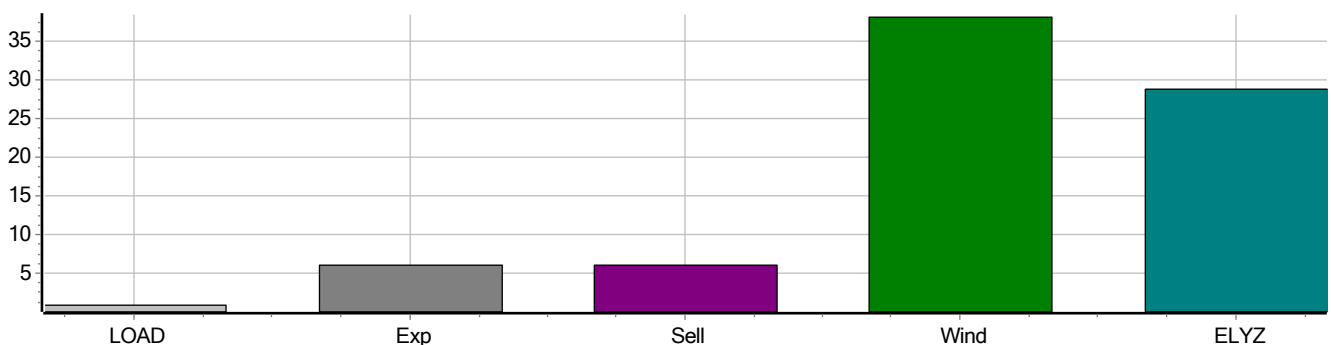
**ENERGY BALANCE DURING 1 YEAR (GWh/year), AVERAGE OF THE STUDY PERIOD OF 25 YEARS:**

Overall Load Energy: 0,779 GWh/yr.  
 Unmet load: 0 GWh/yr (0 % load)  
 E. Purchased from AC grid: 0 GWh/yr  
 Export Energy: 6,017 GWh/yr  
 E. sold to AC grid: 6,017 GWh/yr. Unexported E. = 0 %  
 Renewable Capacity Factor (sold\_energy/(renew\_peak\_power\*8760)): 43,84 %; Renew. fraction: 100 %  
 Energy delivered by PV generator: 0 GWh/yr  
 Energy delivered by Wind Turbines: 38,093 GWh/yr  
 E. delivered by Hydro Turbine: 0 GWh/yr. Pumped 0 GWh/yr  
 Energy delivered by AC Generator: 0 GWh/yr  
 Energy delivered by Fuel Cell: 0 GWh/yr  
 Energy at Electrolyzer: 28,868 GWh/yr  
 Energy charged by Batteries: 0 GWh/yr  
 Energy discharged by Batteries: 0 GWh/yr

**OTHER RESULTS (AVERAGE VALUES OF THE STUDY PERIOD OF 25 YEARS):**

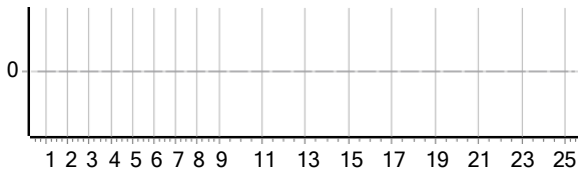
Batteries Lifetime: - (no battery)  
 Hours eq. of AC Generator operation (all units): 0 h/yr. Number of starts (all units): 0  
 Hours of Electrolyzer operation: 8639,56 h/yr. Number of starts: 0  
 Hours of Fuel Cell operation: 0 h/yr. Number of starts: 0  
 Hours of Hydro Turb.: 0 h/yr; starts: 0. Hours of Pump: 0 h/yr; starts: 0  
 Total CO2 emissions: 0,52ktCO2/yr  
 H2 sold in one year: 461,308 t H2/yr

**ENERGY BALANCE DURING 1 YEAR (GWh/year)**

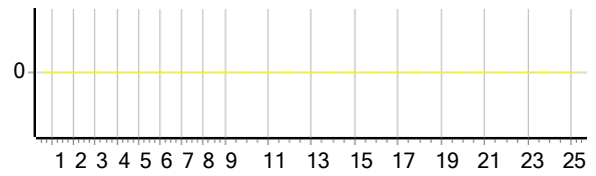


**MULTI-PERIOD SIMULATION. Energy results (GWh/yr) for each year of the study period**

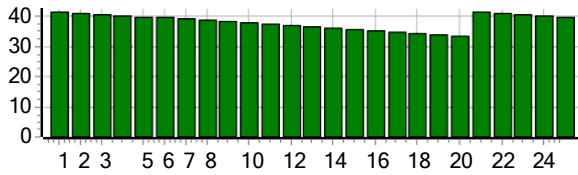
TOTAL LOAD:



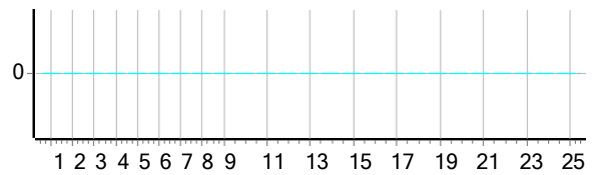
PV GENERATOR:



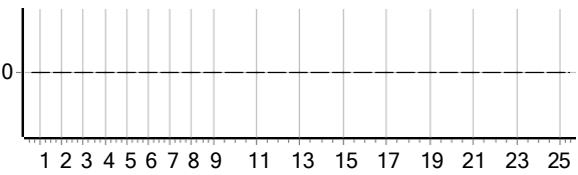
WIND TURBINES:



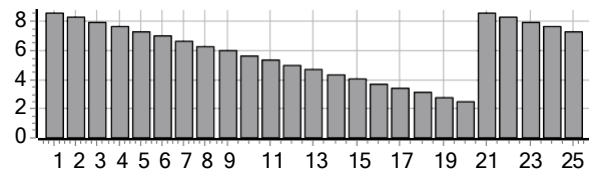
HYDRO TURBINE:



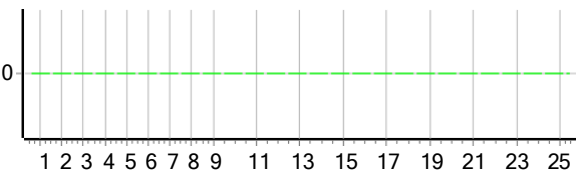
AC GENERATOR:



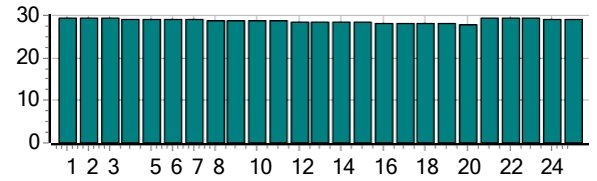
EXPORT:



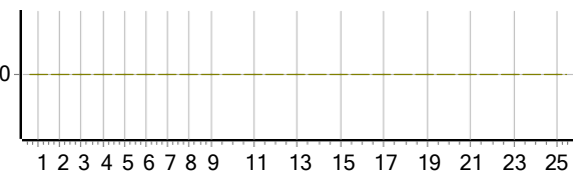
FUEL CELL:



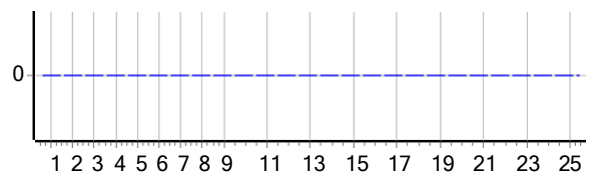
ELECTROLYZER:



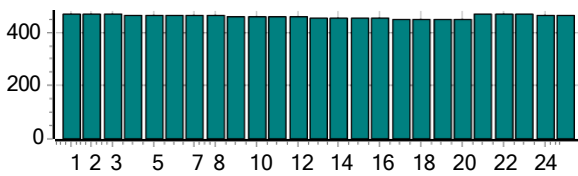
BATTERY BANK CHARGE:



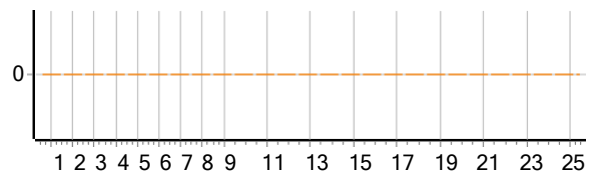
BATTERY BANK DISCHARGE:



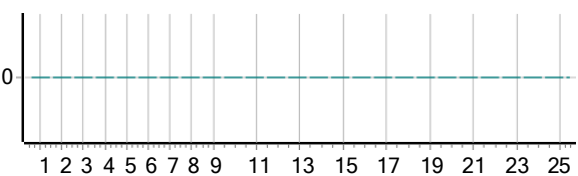
HYDROGEN TANK CAP. OR H2 SOLD (t):



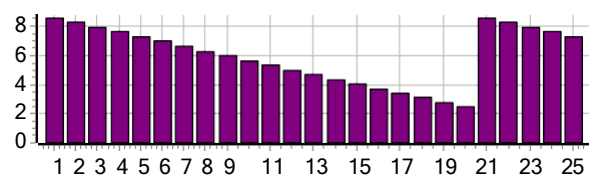
UNMET LOAD:



PURCHASED FROM AC GRID:



SOLD TO AC GRID:



## ANEXO VIII. RESULTADOS DE MHOGA TIPO 4 ELECTROLIZADOR PEM

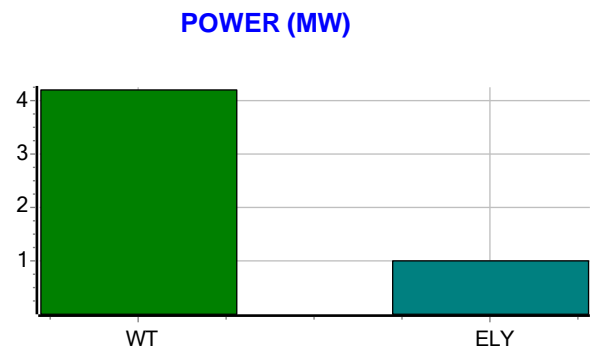
### **MHOGA software. Report**

Project: TIPO4-PEM.mho. Generation # 1. Multiperiod  
DC Voltage: 1 kV. AC: 20 kV.

### **COMPONENTS:**

Without PV  
Without Batteries  
2 Wind T. WindT1-mod, 2x2,1 MW (@14m/s). P. total 4,2 MW  
Without Hydro Turbine  
Without AC Generator  
Without Fuel Cell  
Elyzer. Elyzer1MW-modPEM, 1 MW.  
Without Inverter-charger

Land use: 75,6 ha.



### **CONTROL STRATEGY:**

THERE IS NO LOAD CONSUMPTION -> NO CONTROL STRATEGIES RELATED TO THE LOAD CONSUMPTION SUPPLY

CONTROL STRATEGY FOR GENERATING GREEN H2 (load + injecting to the grid):

Max. electricity price for generating H2: 0,0575 €/kWh (sell price)

### **ECONOMIC CALCULATIONS:**

Initial Investment: 9,318 M€. Loan: 100 %, int. 8% in 25 years, annual quota: 0,873 M€/yr. 1st. year net incomes (incomes of sell minus cost of O&M + fuel + purchase): 1,832 M€/yr.

NPV OF THE SYSTEM (25 years lifetime) (Incomes +, expenses -):

**Total Net Present Value (NPV):** 15,474 M€. Internal Rate of Return (IRR): 21,94 %. LCOH : 4,5909 €/kgH2.  
Payback: 6,39 years

Distribution of NPV:

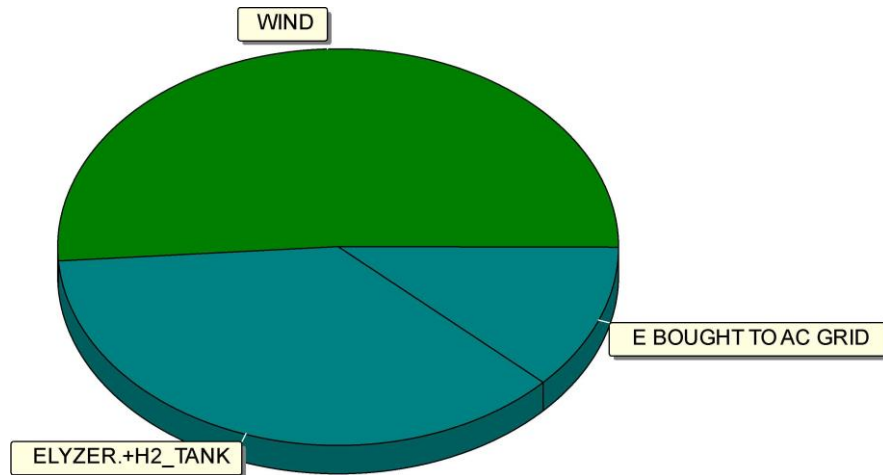
Wind turbines (NPV): -6,574 M€

Electrolyzer+H2Tank (NPV): -4,727 M€

Buy/Sell. Bought Energy (NPV): -1,534 M€ (included 0 M€ due emissions of bought E.). Sold Energy: Electrical E. (NPV): 6,259 M€ (FCR 0%). H2 (NPV): 23,914 M€.

Installation + financing + extra cash (NPV): -1,864M€

### NPC / NPV (M€)



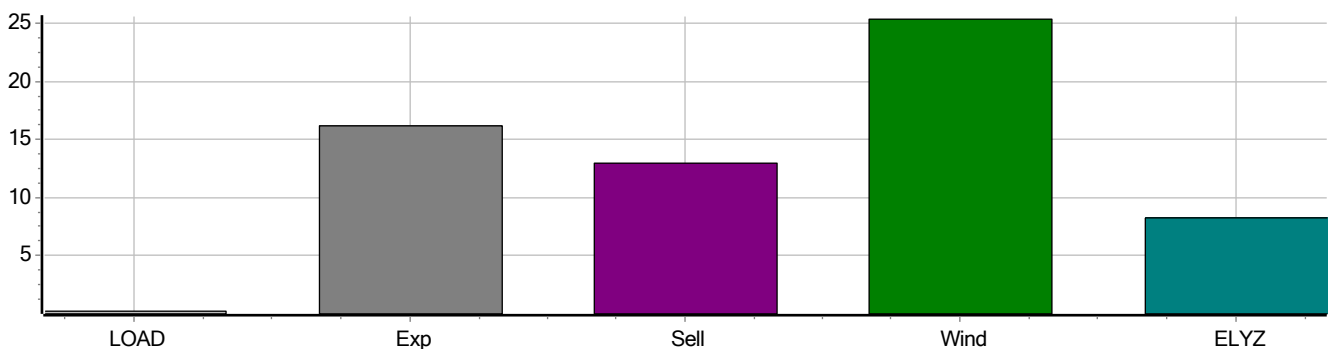
### ENERGY BALANCE DURING 1 YEAR (GWh/year), AVERAGE OF THE STUDY PERIOD OF 25 YEARS:

Overall Load Energy: 0,195 GWh/yr.  
 Unmet load: 0 GWh/yr (0 % load)  
 E. Purchased from AC grid: 0 GWh/yr  
 Export Energy: 16,173 GWh/yr  
 E. sold to AC grid: 12,96 GWh/yr. Unexported E. = 19,87 %  
 Renewable Capacity Factor (sold\_energy/(renew\_peak\_power\*8760)): 49 %; Renew. fraction: 100 %  
 Energy delivered by PV generator: 0 GWh/yr  
 Energy delivered by Wind Turbines: 25,395 GWh/yr  
 E. delivered by Hydro Turbine: 0 GWh/yr. Pumped 0 GWh/yr  
 Energy delivered by AC Generator: 0 GWh/yr  
 Energy delivered by Fuel Cell: 0 GWh/yr  
 Energy at Electrolyzer: 8,3 GWh/yr  
 Energy charged by Batteries: 0 GWh/yr  
 Energy discharged by Batteries: 0 GWh/yr

### OTHER RESULTS (AVERAGE VALUES OF THE STUDY PERIOD OF 25 YEARS):

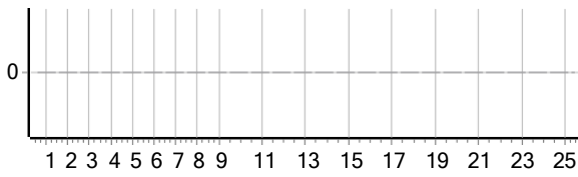
Batteries Lifetime: - (no battery)  
 Hours eq. of AC Generator operation (all units): 0 h/yr. Number of starts (all units): 0  
 Hours of Electrolyzer operation: 8760 h/yr. Number of starts: 0  
 Hours of Fuel Cell operation: 0 h/yr. Number of starts: 0  
 Hours of Hydro Turb.: 0 h/yr; starts: 0. Hours of Pump: 0 h/yr; starts: 0  
 Total CO2 emissions: 0,29ktCO2/yr  
 H2 sold in one year: 128,615 t H2/yr

### ENERGY BALANCE DURING 1 YEAR (GWh/year)

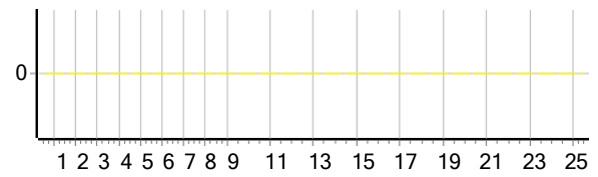


**MULTI-PERIOD SIMULATION. Energy results (GWh/yr) for each year of the study period**

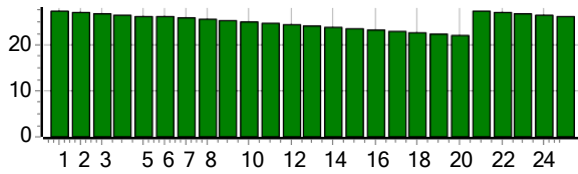
TOTAL LOAD:



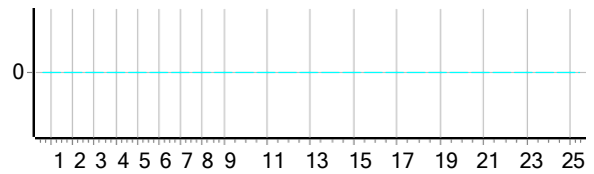
PV GENERATOR:



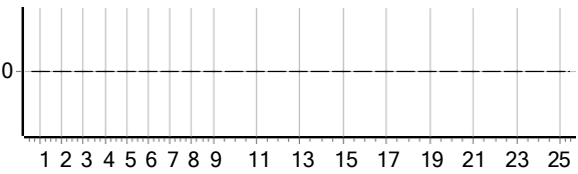
WIND TURBINES:



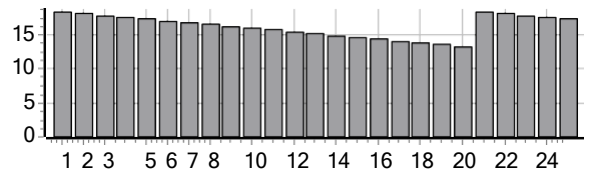
HYDRO TURBINE:



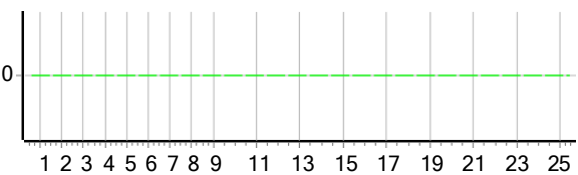
AC GENERATOR:



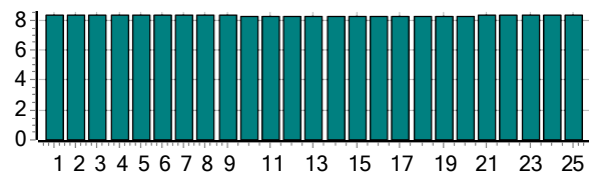
EXPORT:



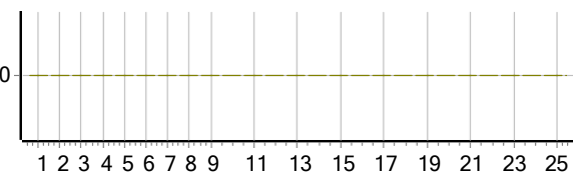
FUEL CELL:



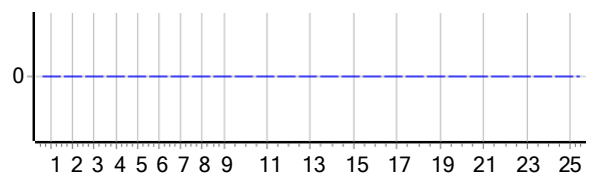
ELECTROLYZER:



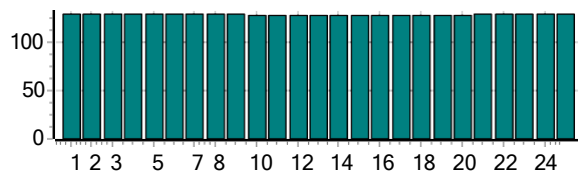
BATTERY BANK CHARGE:



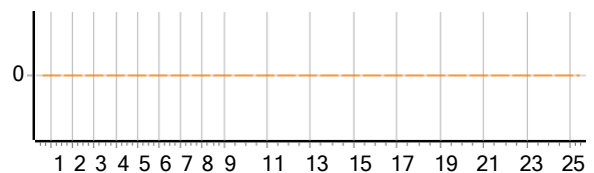
BATTERY BANK DISCHARGE:



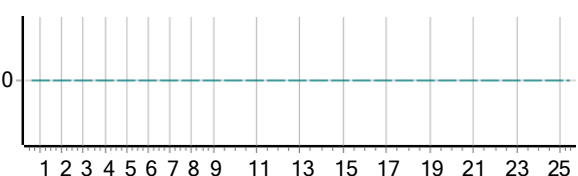
HYDROGEN TANK CAP. OR H2 SOLD (t):



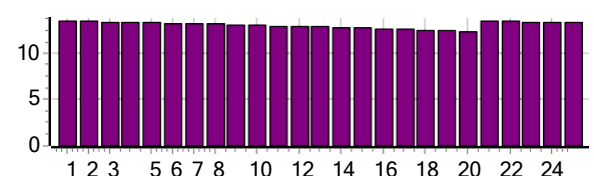
UNMET LOAD:



PURCHASED FROM AC GRID:



SOLD TO AC GRID:



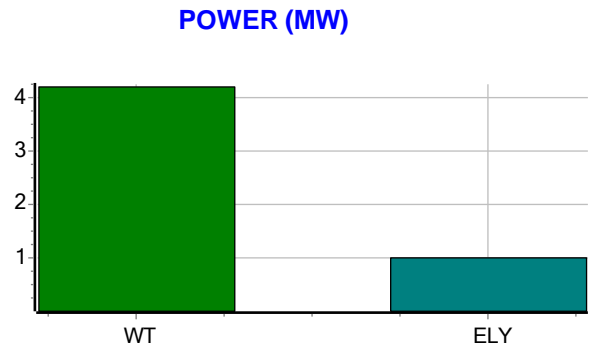
**MHOGA software. Report**

Project: TIPO5-ALE.mho. Generation # 1. Multiperiod  
 DC Voltage: 1 kV. AC: 20 kV.

**COMPONENTS:**

PV gen. PV1-MOD, 0x1 MWp. P total = 0 MWp\_dc (100% PV#1)  
 Without Batteries  
 2 Wind T. WindT1-mod, 2x2,1 MW (@14m/s). P. total 4,2 MW  
 Without Hydro Turbine  
 Without AC Generator  
 Without Fuel Cell  
 Elyzer. Elyzer1MW-modAL, 1 MW.  
 Without Inverter-charger

Land use: 75,6 ha.



**CONTROL STRATEGY:**

THERE IS NO LOAD CONSUMPTION -> NO CONTROL STRATEGIES RELATED TO THE LOAD CONSUMPTION SUPPLY

CONTROL STRATEGY FOR GENERATING GREEN H2 (load + injecting to the grid):

Max. electricity price for generating H2: 0 €/kWh (sell price)

**ECONOMIC CALCULATIONS:**

Initial Investment: 8,868 M€. Loan: 100 %, int. 8% in 25 years, annual quota: 0,831 M€/yr. 1st. year net incomes (incomes of sell minus cost of O&M + fuel + purchase): 1,938 M€/yr.

NPV OF THE SYSTEM (25 years lifetime) (Incomes +, expenses -):

**Total Net Present Value (NPV):** 17,672 M€. Internal Rate of Return (IRR): 24,47 %. LCOH : 4,0103 €/kgH2.  
 Payback: 5,48 years

Distribution of NPV:

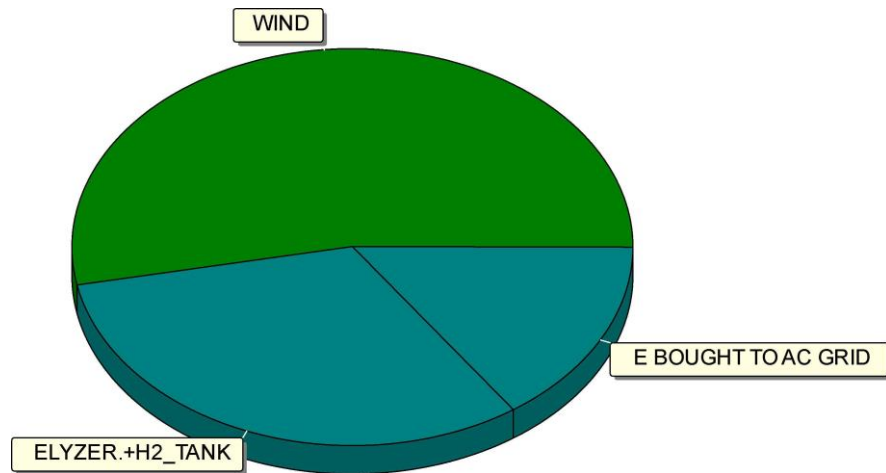
Wind turbines (NPV): -6,574 M€

Electrolyzer+H2Tank (NPV): -3,891 M€

Buy/Sell. Bought Energy (NPV): -1,904 M€ (included 0 M€ due emssions of bought E.). Sold Energy: Electrical E. (NPV): 6,259 M€ (FCR 0%). H2 (NPV): 25,556 M€.

Installation + financing + extra cash (NPV): -1,774M€

### NPC / NPV (M€)



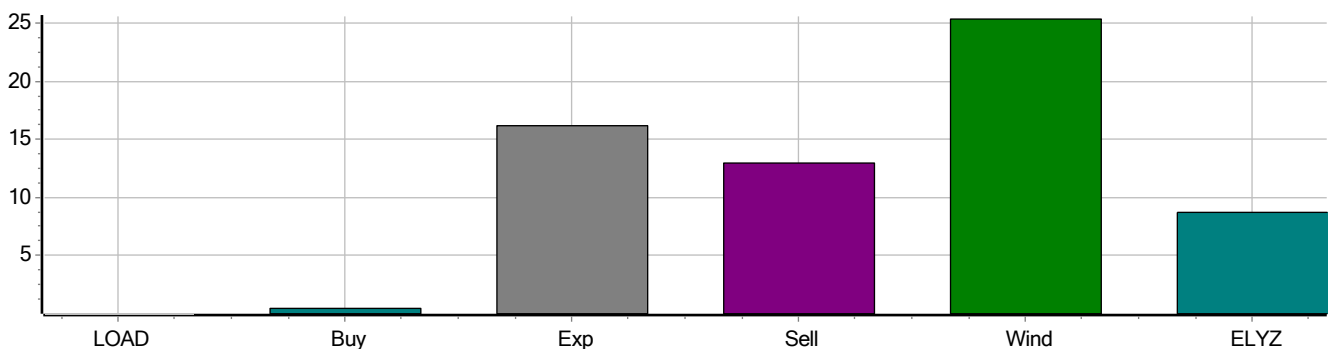
### ENERGY BALANCE DURING 1 YEAR (GWh/year), AVERAGE OF THE STUDY PERIOD OF 25 YEARS:

Overall Load Energy: 0 GWh/yr.  
 Unmet load: 0 GWh/yr (0 % load)  
 E. Purchased from AC grid: 0,511 GWh/yr  
 Export Energy: 16,173 GWh/yr  
 E. sold to AC grid: 12,96 GWh/yr. Unexported E. = 19,87 %  
 Renewable Capacity Factor (sold\_energy/(renew\_peak\_power\*8760)): 49,94 %; Renew. fraction: 100 %  
 Energy delivered by PV generator: 0 GWh/yr  
 Energy delivered by Wind Turbines: 25,395 GWh/yr  
 E. delivered by Hydro Turbine: 0 GWh/yr. Pumped 0 GWh/yr  
 Energy delivered by AC Generator: 0 GWh/yr  
 Energy delivered by Fuel Cell: 0 GWh/yr  
 Energy at Electrolyzer: 8,76 GWh/yr  
 Energy charged by Batteries: 0 GWh/yr  
 Energy discharged by Batteries: 0 GWh/yr

### OTHER RESULTS (AVERAGE VALUES OF THE STUDY PERIOD OF 25 YEARS):

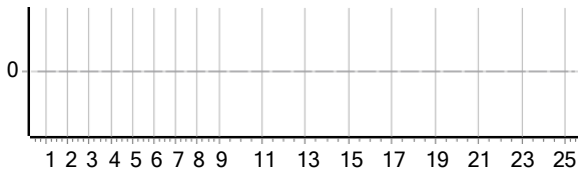
Batteries Lifetime: - (no battery)  
 Hours eq. of AC Generator operation (all units): 0 h/yr. Number of starts (all units): 0  
 Hours of Electrolyzer operation: 8760 h/yr. Number of starts: 0  
 Hours of Fuel Cell operation: 0 h/yr. Number of starts: 0  
 Hours of Hydro Turb.: 0 h/yr; starts: 0. Hours of Pump: 0 h/yr; starts: 0  
 Total CO2 emissions: 0,48ktCO2/yr  
 H2 sold in one year: 137,462 t H2/yr

### ENERGY BALANCE DURING 1 YEAR (GWh/year)

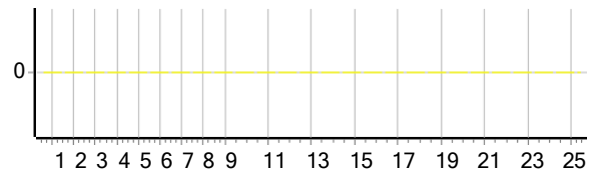


**MULTI-PERIOD SIMULATION. Energy results (GWh/yr) for each year of the study period**

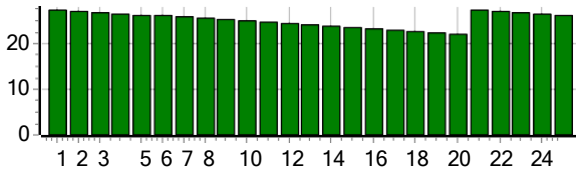
TOTAL LOAD:



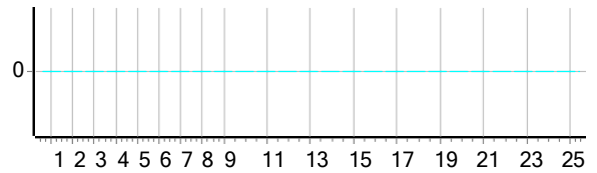
PV GENERATOR:



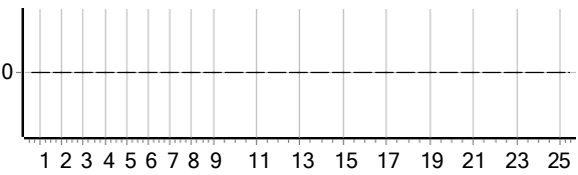
WIND TURBINES:



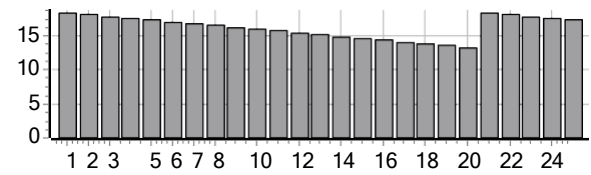
HYDRO TURBINE:



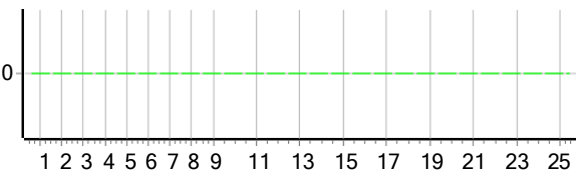
AC GENERATOR:



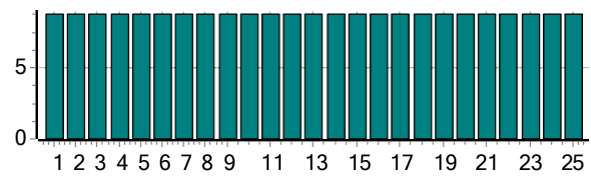
EXPORT:



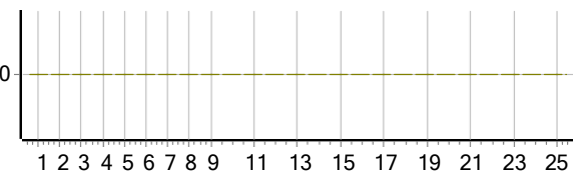
FUEL CELL:



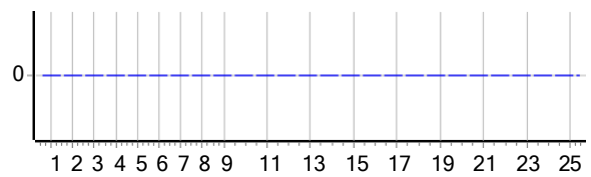
ELECTROLYZER:



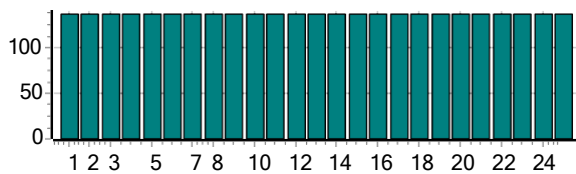
BATTERY BANK CHARGE:



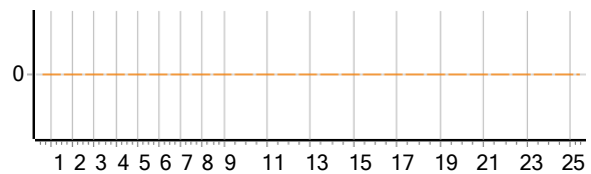
BATTERY BANK DISCHARGE:



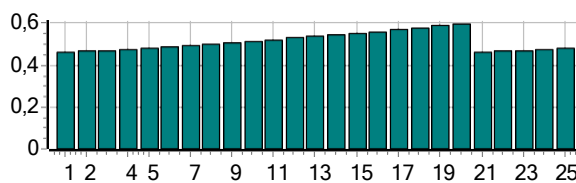
HYDROGEN TANK CAP. OR H2 SOLD (t):



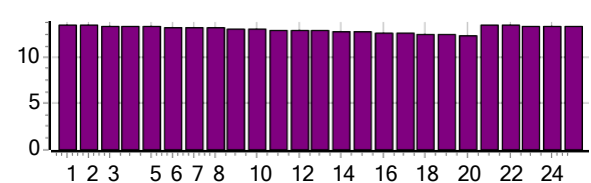
UNMET LOAD:



PURCHASED FROM AC GRID:



SOLD TO AC GRID:



## ANEXO X. RESULTADOS DE MHOGA TIPO 5 ELECTROLIZADOR PEM

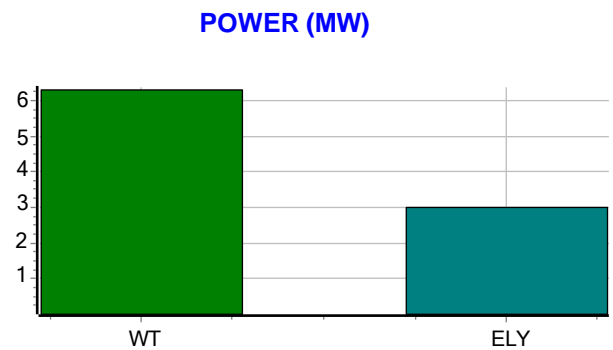
### **MHOGA software. Report**

Project: TIPO5-PEM.mho. Generation # 1. Multiperiod  
DC Voltage: 1 kV. AC: 20 kV.

### **COMPONENTS:**

Without PV  
Without Batteries  
3 Wind T. WindT1-mod, 3x2,1 MW (@14m/s). P. total 6,3 MW  
Without Hydro Turbine  
Without AC Generator  
Without Fuel Cell  
Elyzer. Elyzer3MW-modPEM, 3 MW.  
Without Inverter-charger

Land use: 113,4 ha.



### **CONTROL STRATEGY:**

THERE IS NO LOAD CONSUMPTION -> NO CONTROL STRATEGIES RELATED TO THE LOAD CONSUMPTION SUPPLY

CONTROL STRATEGY FOR GENERATING GREEN H2 (load + injecting to the grid):

Max. electricity price for generating H2: 0 €/kWh (sell price)

### **ECONOMIC CALCULATIONS:**

Initial Investment: 18,589 M€. Loan: 100 %, int. 8% in 25 years, annual quota: 1,741 M€/yr. 1st. year net incomes (incomes of sell minus cost of O&M + fuel + purchase): 4,917 M€/yr.

NPV OF THE SYSTEM (25 years lifetime) (Incomes +, expenses -):

**Total Net Present Value (NPV):** 48,028 M€. Internal Rate of Return (IRR): 28,88 %. LCOH : 4,6106 €/kgH2.  
Payback: 4,42 years

Distribution of NPV:

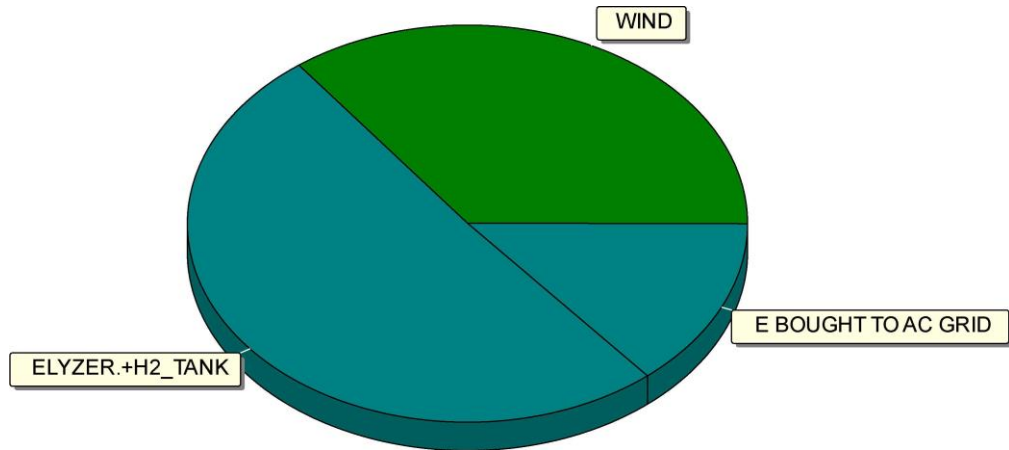
Wind turbines (NPV): -9,861 M€

Electrolyzer+H2Tank (NPV): -14,194 M€

Buy/Sell. Bought Energy (NPV): -3,835 M€ (included 0 M€ due emissions of bought E.). Sold Energy: Electrical E. (NPV): 5,218 M€ (FCR 0%). H2 (NPV): 74,417 M€.

Installation + financing + extra cash (NPV): -3,717M€

**NPC / NPV (M€)**



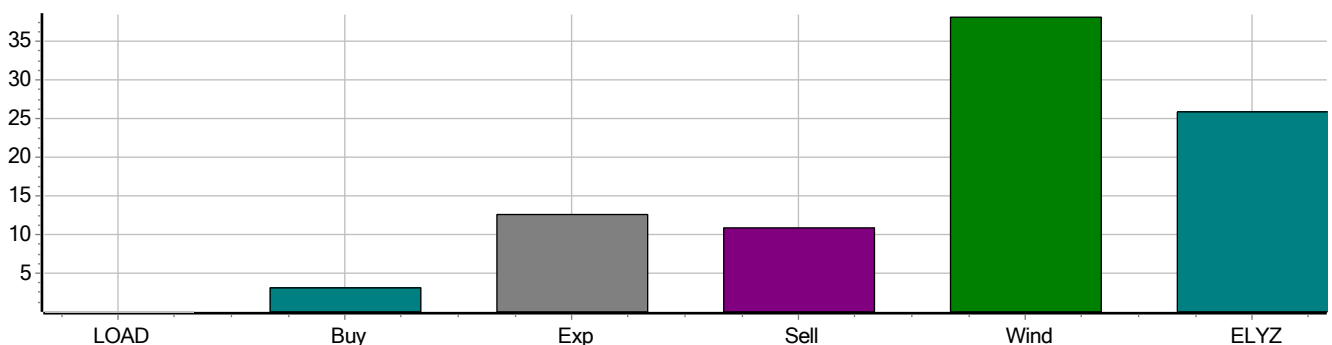
**ENERGY BALANCE DURING 1 YEAR (GWh/year), AVERAGE OF THE STUDY PERIOD OF 25 YEARS:**

Overall Load Energy: 0 GWh/yr.  
 Unmet load: 0 GWh/yr (0 % load)  
 E. Purchased from AC grid: 3,181 GWh/yr  
 Export Energy: 12,543 GWh/yr  
 E. sold to AC grid: 10,784 GWh/yr. Unexported E. = 14,02 %  
 Renewable Capacity Factor (sold\_energy/(renew\_peak\_power\*8760)): 48,12 %; Renew. fraction: 100 %  
 Energy delivered by PV generator: 0 GWh/yr  
 Energy delivered by Wind Turbines: 38,093 GWh/yr  
 E. delivered by Hydro Turbine: 0 GWh/yr. Pumped 0 GWh/yr  
 Energy delivered by AC Generator: 0 GWh/yr  
 Energy delivered by Fuel Cell: 0 GWh/yr  
 Energy at Electrolyzer: 25,858 GWh/yr  
 Energy charged by Batteries: 0 GWh/yr  
 Energy discharged by Batteries: 0 GWh/yr

**OTHER RESULTS (AVERAGE VALUES OF THE STUDY PERIOD OF 25 YEARS):**

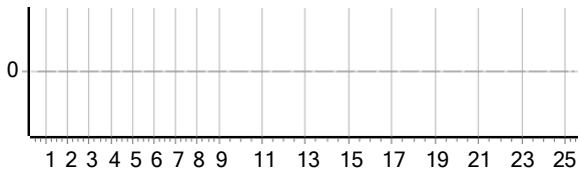
Batteries Lifetime: - (no battery)  
 Hours eq. of AC Generator operation (all units): 0 h/yr. Number of starts (all units): 0  
 Hours of Electrolyzer operation: 8760 h/yr. Number of starts: 0  
 Hours of Fuel Cell operation: 0 h/yr. Number of starts: 0  
 Hours of Hydro Turb.: 0 h/yr; starts: 0. Hours of Pump: 0 h/yr; starts: 0  
 Total CO2 emissions: 1,79ktCO2/yr  
 H2 sold in one year: 400,231 t H2/yr

**ENERGY BALANCE DURING 1 YEAR (GWh/year)**

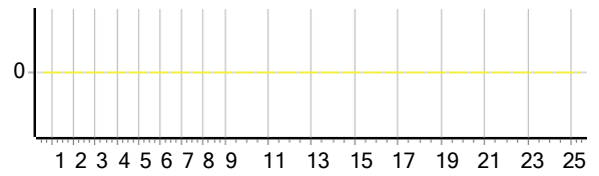


**MULTI-PERIOD SIMULATION. Energy results (GWh/yr) for each year of the study period**

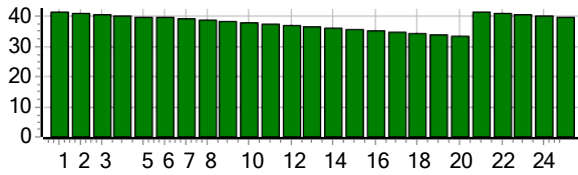
TOTAL LOAD:



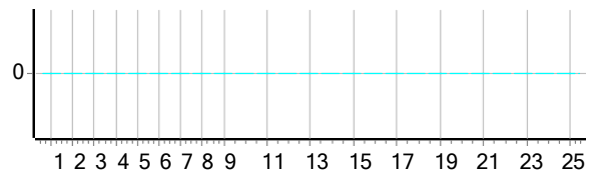
PV GENERATOR:



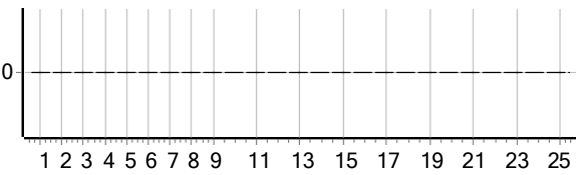
WIND TURBINES:



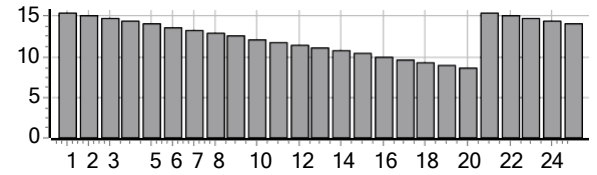
HYDRO TURBINE:



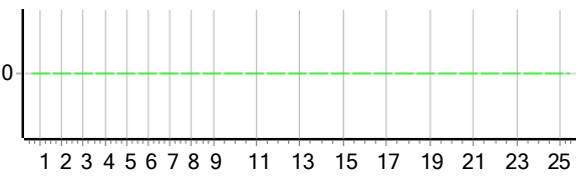
AC GENERATOR:



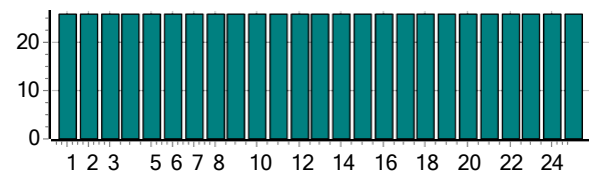
EXPORT:



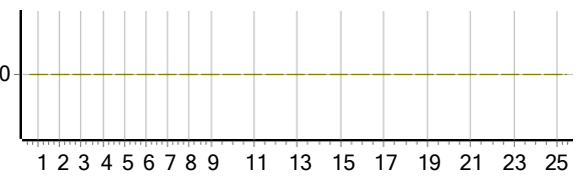
FUEL CELL:



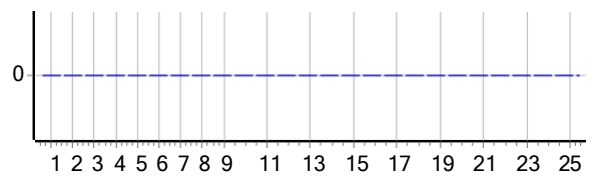
ELECTROLYZER:



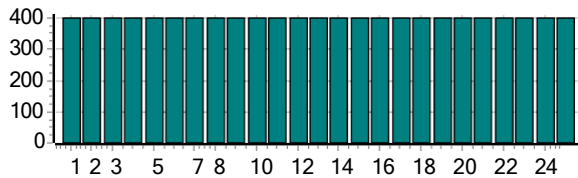
BATTERY BANK CHARGE:



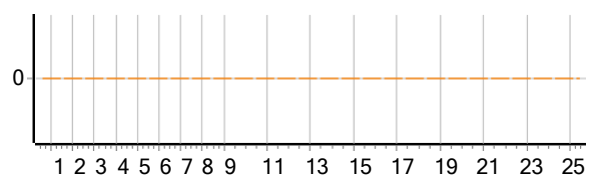
BATTERY BANK DISCHARGE:



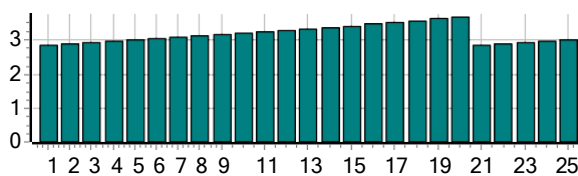
HYDROGEN TANK CAP. OR H2 SOLD (t):



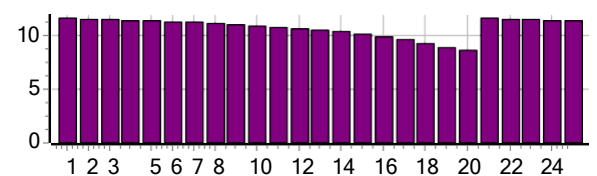
UNMET LOAD:



PURCHASED FROM AC GRID:



SOLD TO AC GRID:



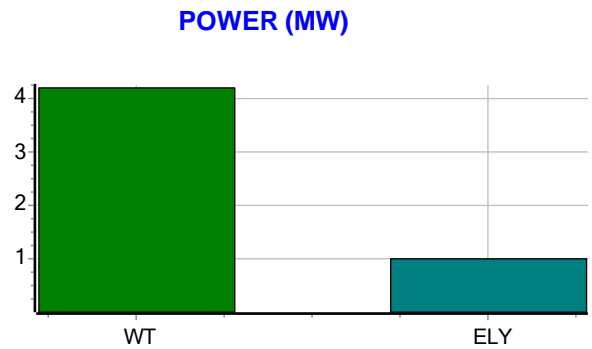
**MHOGA software. Report**

Project: ASVIENTO.mho. Sensitivity analysis # 4. Solution # 1. Multiperiod  
 Sensitivity analysis # 4 (Wind.2: 9,65m/s Load.1: 0GWh/day (I-gE)1: 8%-3,3\3,2% Inf.F.1:Base Pr.1: x1 x1 x1 x1). DC  
 Voltage: 1 kV. AC: 20 kV.

**COMPONENTS:**

- Without PV
- Without Batteries
- 2 Wind T. WindT1-mod, 2x2,1 MW (@14m/s). P. total 4,2 MW
- Without Hydro Turbine
- Without AC Generator
- Without Fuel Cell
- Elyzer. Elyzer1MW-modAL, 1 MW.
- Without Inverter-charger

Land use: 75,6 ha.



**CONTROL STRATEGY:**

THERE IS NO LOAD CONSUMPTION -> NO CONTROL STRATEGIES RELATED TO THE LOAD CONSUMPTION SUPPLY

CONTROL STRATEGY FOR GENERATING GREEN H2 (load + injecting to the grid):

Max. electricity price for generating H2: 0,023 €/kWh (sell price)

**ECONOMIC CALCULATIONS:**

Initial Investment: 8,868 M€. Loan: 100 %, int. 8% in 25 years, annual quota: 0,831 M€/yr. 1st. year net incomes (incomes of sell minus cost of O&M + fuel + purchase): 1,861 M€/yr.

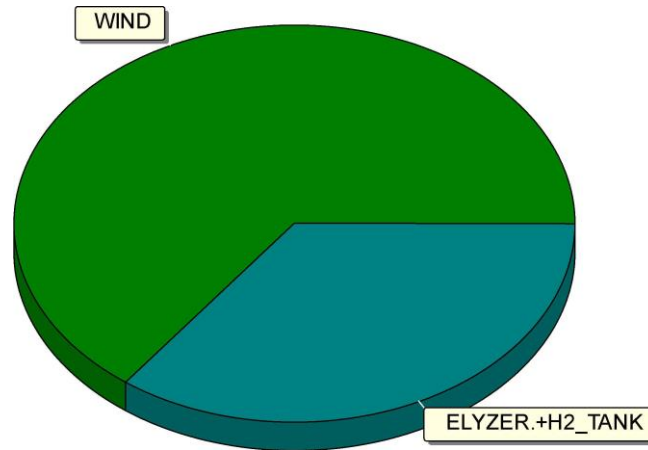
NPV OF THE SYSTEM (25 years lifetime) (Incomes +, expenses -):

**Total Net Present Value (NPV):** 16,373 M€. Internal Rate of Return (IRR): 23,42 %. LCOH : 2,5576 €/kgH2.  
 Payback: 5,76 years

Distribution of NPV:

- Wind turbines (NPV): -6,574 M€
- Electrolyzer+H2Tank (NPV): -3,601 M€
- Buy/Sell. Bought Energy (NPV): 0 M€ (included 0 M€ due emssions of bought E.). Sold Energy: Electrical E. (NPV): 7,954 M€ (FCR 0%). H2 (NPV): 20,367 M€.
- Installation + financing + extra cash (NPV): -1,773M€

**NPC / NPV (M€)**



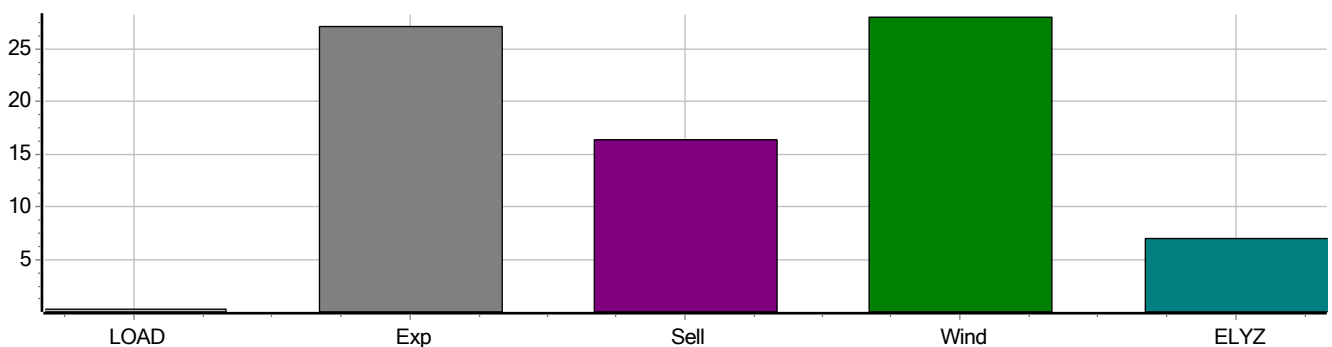
**ENERGY BALANCE DURING 1 YEAR (GWh/year), AVERAGE OF THE STUDY PERIOD OF 25 YEARS:**

Overall Load Energy: 0,195 GWh/yr.  
 Unmet load: 0 GWh/yr (0 % load)  
 E. Purchased from AC grid: 0 GWh/yr  
 Export Energy: 27,144 GWh/yr  
 E. sold to AC grid: 16,319 GWh/yr. Unexported E. = 39,88 %  
 Renewable Capacity Factor (sold\_energy/(renew\_peak\_power\*8760)): 56,09 %; Renew. fraction: 100 %  
 Energy delivered by PV generator: 0 GWh/yr  
 Energy delivered by Wind Turbines: 28,057 GWh/yr  
 E. delivered by Hydro Turbine: 0 GWh/yr. Pumped 0 GWh/yr  
 Energy delivered by AC Generator: 0 GWh/yr  
 Energy delivered by Fuel Cell: 0 GWh/yr  
 Energy at Electrolyzer: 6,95 GWh/yr  
 Energy charged by Batteries: 0 GWh/yr  
 Energy discharged by Batteries: 0 GWh/yr

**OTHER RESULTS (AVERAGE VALUES OF THE STUDY PERIOD OF 25 YEARS):**

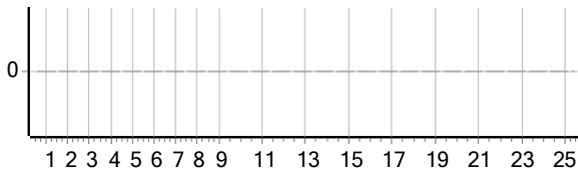
Batteries Lifetime: - (no battery)  
 Hours eq. of AC Generator operation (all units): 0 h/yr. Number of starts (all units): 0  
 Hours of Electrolyzer operation: 7407,24 h/yr. Number of starts: 0  
 Hours of Fuel Cell operation: 0 h/yr. Number of starts: 0  
 Hours of Hydro Turb.: 0 h/yr; starts: 0. Hours of Pump: 0 h/yr; starts: 0  
 Total CO2 emissions: 0,28ktCO2/yr  
 H2 sold in one year: 109,538 t H2/yr

**ENERGY BALANCE DURING 1 YEAR (GWh/year)**

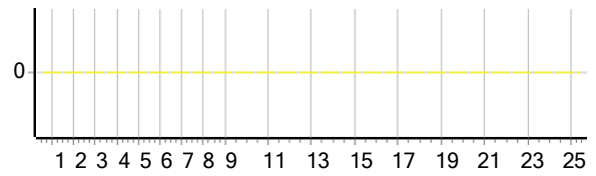


**MULTI-PERIOD SIMULATION. Energy results (GWh/yr) for each year of the study period**

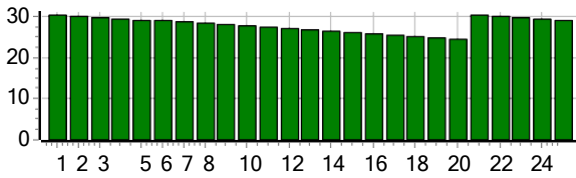
TOTAL LOAD:



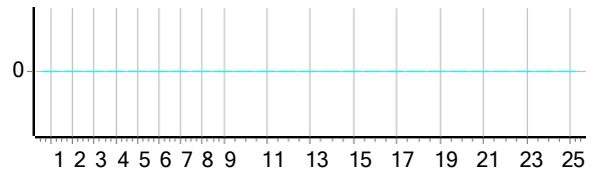
PV GENERATOR:



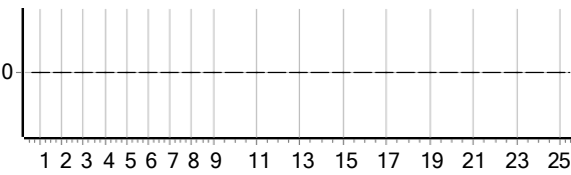
WIND TURBINES:



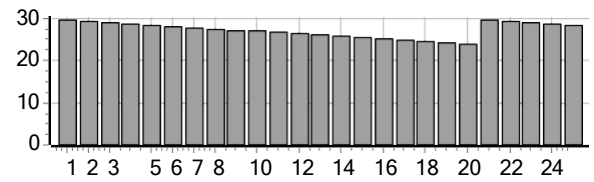
HYDRO TURBINE:



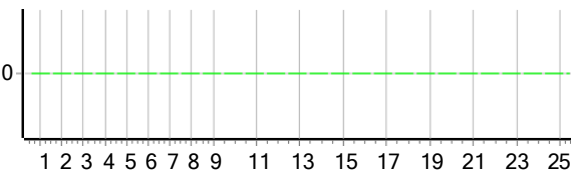
AC GENERATOR:



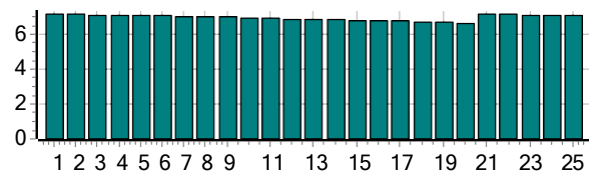
EXPORT:



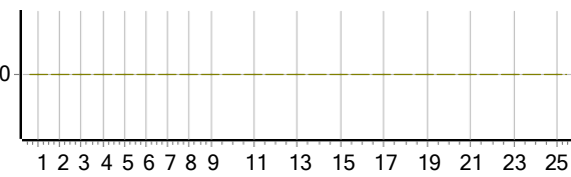
FUEL CELL:



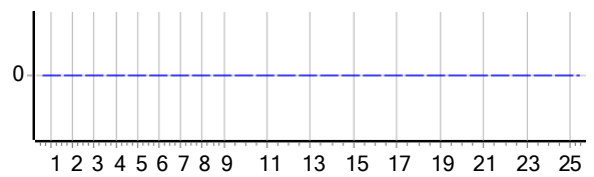
ELECTROLYZER:



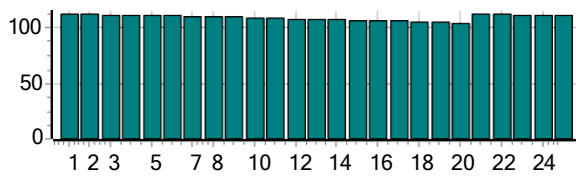
BATTERY BANK CHARGE:



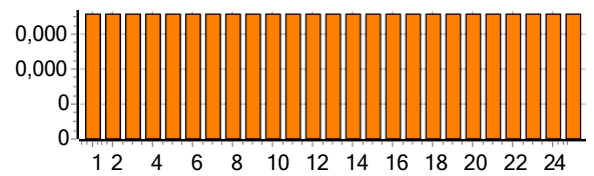
BATTERY BANK DISCHARGE:



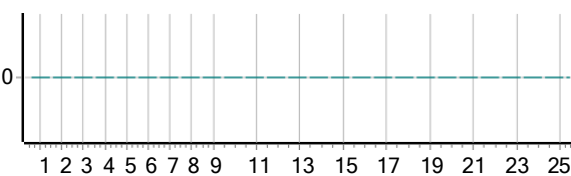
HYDROGEN TANK CAP. OR H2 SOLD (t):



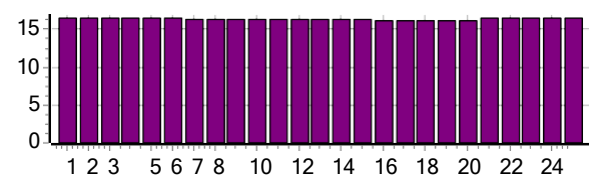
UNMET LOAD:



PURCHASED FROM AC GRID:



SOLD TO AC GRID:



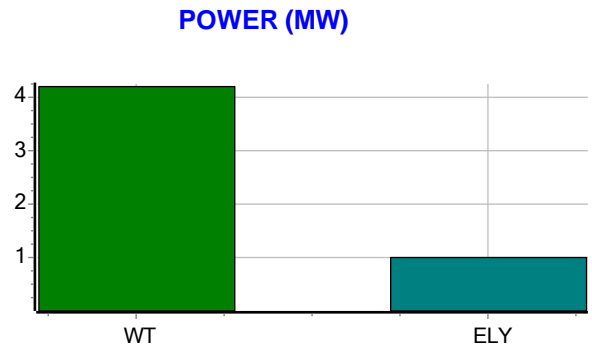
**MHOGA software. Report**

Project: ASVIENTO.mho. Sensitivity analysis # 7. Solution # 1. Multiperiod  
 Sensitivity analysis # 7 (Wind3: 5,79m/s Load1: 0GWh/day (I-gE)1: 8%-3,3\3,2% Inf.F.1:Base Pr.1: x1 x1 x1 x1). DC  
 Voltage: 1 kV. AC: 20 kV.

**COMPONENTS:**

- Without PV
- Without Batteries
- 2 Wind T. WindT1-mod, 2x2,1 MW (@14m/s). P. total 4,2 MW
- Without Hydro Turbine
- Without AC Generator
- Without Fuel Cell
- Elyzer. Elyzer1MW-modAL, 1 MW.
- Without Inverter-charger

Land use: 75,6 ha.



**CONTROL STRATEGY:**

THERE IS NO LOAD CONSUMPTION -> NO CONTROL STRATEGIES RELATED TO THE LOAD CONSUMPTION SUPPLY

CONTROL STRATEGY FOR GENERATING GREEN H2 (load + injecting to the grid):

Max. electricity price for generating H2: 0,046 €/kWh (sell price)

**ECONOMIC CALCULATIONS:**

Initial Investment: 8,868 M€. Loan: 100 %, int. 8% in 25 years, annual quota: 0,831 M€/yr. 1st. year net incomes (incomes of sell minus cost of O&M + fuel + purchase): 1,791 M€/yr.

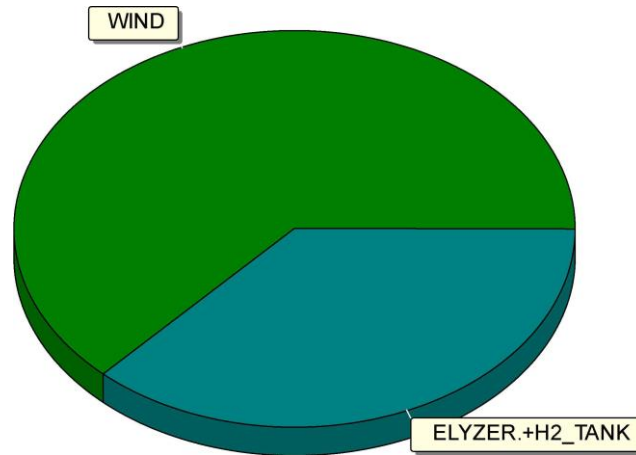
NPV OF THE SYSTEM (25 years lifetime) (Incomes +, expenses -):

**Total Net Present Value (NPV):** 15,412 M€. Internal Rate of Return (IRR): 22,59 %. LCOH : 4,1662 €/kgH2.  
 Payback: 6,01 years

Distribution of NPV:

- Wind turbines (NPV): -6,574 M€
- Electrolyzer+H2Tank (NPV): -3,842 M€
- Buy/Sell. Bought Energy (NPV): 0 M€ (included 0 M€ due emssions of bought E.). Sold Energy: Electrical E. (NPV): 4,933 M€ (FCR 0%). H2 (NPV): 22,668 M€.
- Installation + financing + extra cash (NPV): -1,773M€

### NPC / NPV (M€)



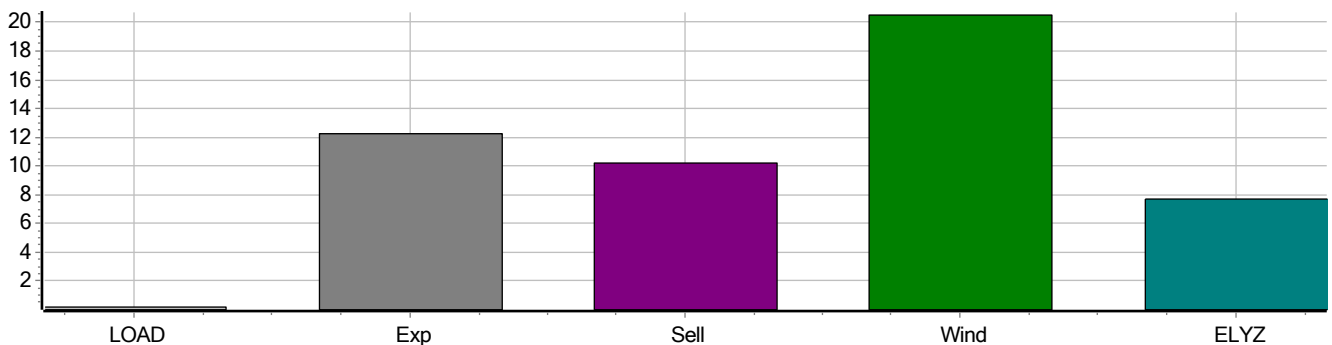
### ENERGY BALANCE DURING 1 YEAR (GWh/year), AVERAGE OF THE STUDY PERIOD OF 25 YEARS:

Overall Load Energy: 0,195 GWh/yr.  
 Unmet load: 0 GWh/yr (0 % load)  
 E. Purchased from AC grid: 0 GWh/yr  
 Export Energy: 12,252 GWh/yr  
 E. sold to AC grid: 10,213 GWh/yr. Unexported E. = 16,64 %  
 Renewable Capacity Factor (sold\_energy/(renew\_peak\_power\*8760)): 40,81 %; Renew. fraction: 100 %  
 Energy delivered by PV generator: 0 GWh/yr  
 Energy delivered by Wind Turbines: 20,506 GWh/yr  
 E. delivered by Hydro Turbine: 0 GWh/yr. Pumped 0 GWh/yr  
 Energy delivered by AC Generator: 0 GWh/yr  
 Energy delivered by Fuel Cell: 0 GWh/yr  
 Energy at Electrolyzer: 7,697 GWh/yr  
 Energy charged by Batteries: 0 GWh/yr  
 Energy discharged by Batteries: 0 GWh/yr

### OTHER RESULTS (AVERAGE VALUES OF THE STUDY PERIOD OF 25 YEARS):

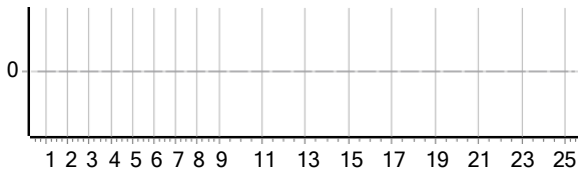
Batteries Lifetime: - (no battery)  
 Hours eq. of AC Generator operation (all units): 0 h/yr. Number of starts (all units): 0  
 Hours of Electrolyzer operation: 8560,04 h/yr. Number of starts: 0  
 Hours of Fuel Cell operation: 0 h/yr. Number of starts: 0  
 Hours of Hydro Turb.: 0 h/yr; starts: 0. Hours of Pump: 0 h/yr; starts: 0  
 Total CO2 emissions: 0,28ktCO2/yr  
 H2 sold in one year: 121,923 t H2/yr

### ENERGY BALANCE DURING 1 YEAR (GWh/year)

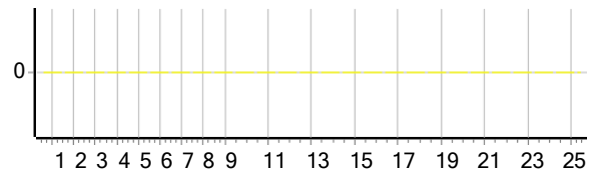


**MULTI-PERIOD SIMULATION. Energy results (GWh/yr) for each year of the study period**

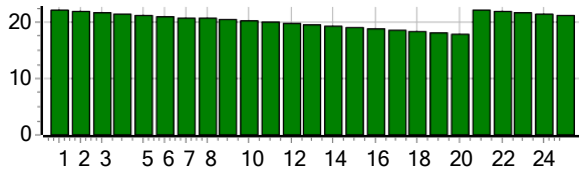
TOTAL LOAD:



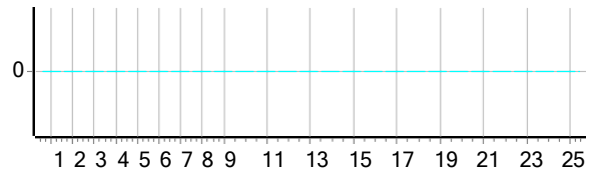
PV GENERATOR:



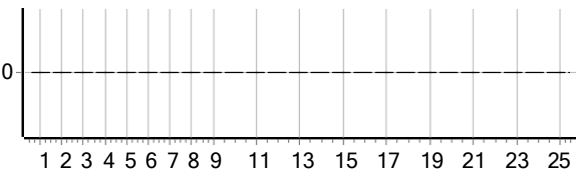
WIND TURBINES:



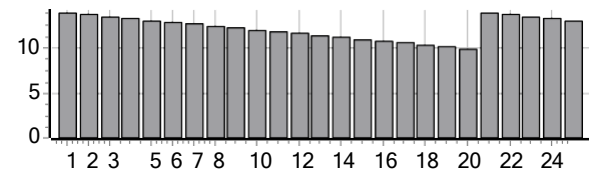
HYDRO TURBINE:



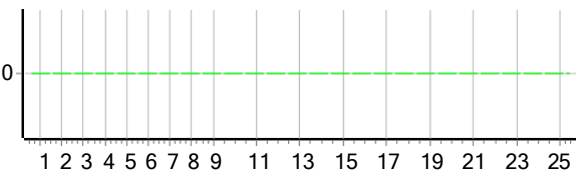
AC GENERATOR:



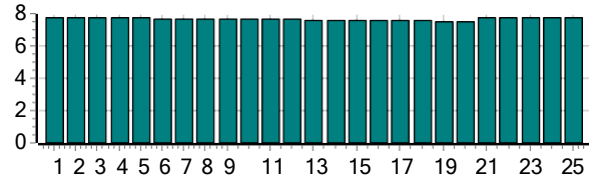
EXPORT:



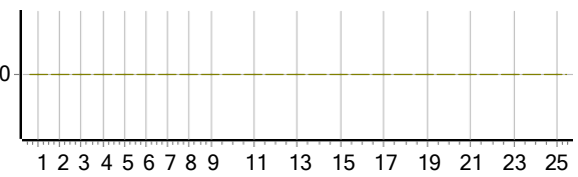
FUEL CELL:



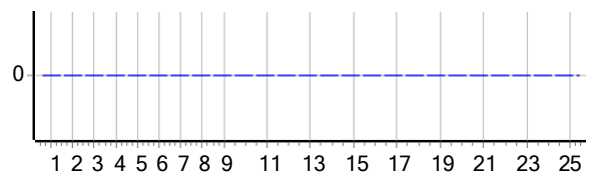
ELECTROLYZER:



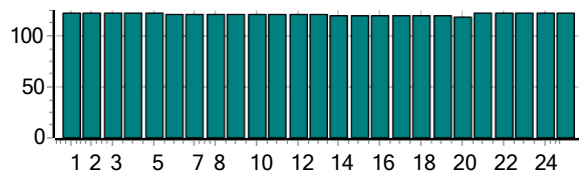
BATTERY BANK CHARGE:



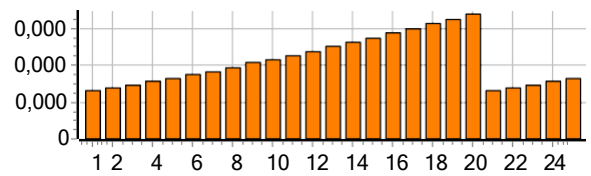
BATTERY BANK DISCHARGE:



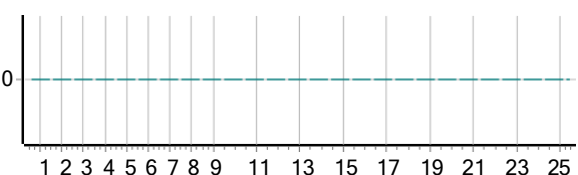
HYDROGEN TANK CAP. OR H2 SOLD (t):



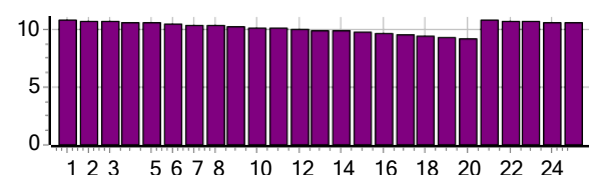
UNMET LOAD:



PURCHASED FROM AC GRID:



SOLD TO AC GRID:



# ANEXO XI. RESULTADOS DE MHOGA ANALISIS DE SENSIBILIDAD INFLACIÓN DEL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD.

INFLACIÓN 2,3%

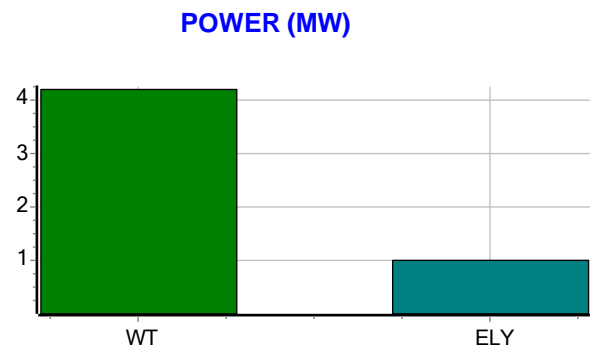
## **MHOGA software. Report**

Project: ASVIENTO.mho. Sensitivity analysis # 2. Solution # 1. Multiperiod  
Sensitivity analysis # 2 (Wind.1: 7,72m/s Load.1: 0GWh/day (I-gE)2: 8%-2,3% Inf.F.1:Base Pr.1: x1 x1 x1 x1). DC  
Voltage: 1 kV. AC: 20 kV.

### **COMPONENTS:**

Without PV  
Without Batteries  
2 Wind T. WindT1-mod, 2x2,1 MW (@14m/s). P. total 4,2 MW  
Without Hydro Turbine  
Without AC Generator  
Without Fuel Cell  
Elyzer. Elyzer1MW-modAL, 1 MW.  
Without Inverter-charger

Land use: 75,6 ha.



### **CONTROL STRATEGY:**

THERE IS NO LOAD CONSUMPTION -> NO CONTROL STRATEGIES RELATED TO THE LOAD CONSUMPTION SUPPLY

CONTROL STRATEGY FOR GENERATING GREEN H2 (load + injecting to the grid):

Max. electricity price for generating H2: 0,046 €/kWh (sell price)

### **ECONOMIC CALCULATIONS:**

Initial Investment: 8,868 M€. Loan: 100 %, int. 8% in 25 years, annual quota: 0,831 M€/yr. 1st. year net incomes (incomes of sell minus cost of O&M + fuel + purchase): 1,977 M€/yr.

NPV OF THE SYSTEM (25 years lifetime) (Incomes +, expenses -):

**Total Net Present Value (NPV):** 17,699 M€. Internal Rate of Return (IRR): 24,72 %. LCOH : 3,4825 €/kgH2.  
Payback: 5,39 years

Distribution of NPV:

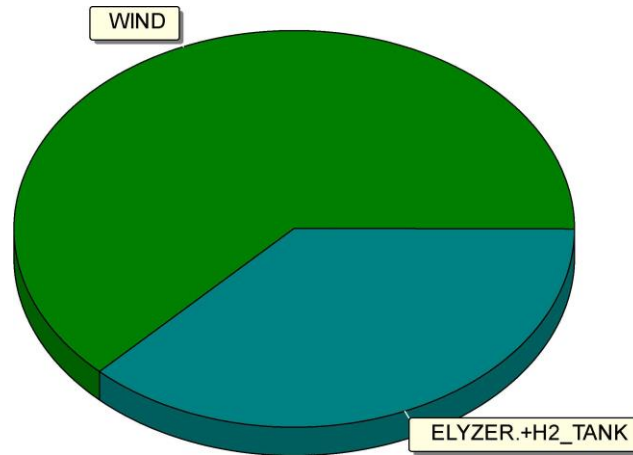
Wind turbines (NPV): -6,574 M€

Electrolyzer+H2Tank (NPV): -3,876 M€

Buy/Sell. Bought Energy (NPV): 0 M€ (included 0 M€ due emissions of bought E.). Sold Energy: Electrical E. (NPV): 5,753 M€ (FCR 0%). H2 (NPV): 24,17 M€.

Installation + financing + extra cash (NPV): -1,774M€

### NPC / NPV (M€)



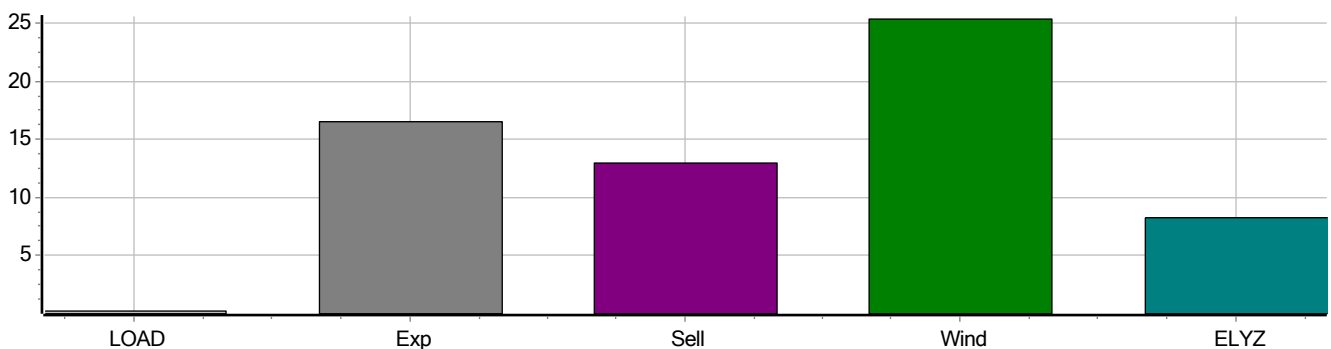
### ENERGY BALANCE DURING 1 YEAR (GWh/year), AVERAGE OF THE STUDY PERIOD OF 25 YEARS:

Overall Load Energy: 0,195 GWh/yr.  
 Unmet load: 0 GWh/yr (0 % load)  
 E. Purchased from AC grid: 0 GWh/yr  
 Export Energy: 16,571 GWh/yr  
 E. sold to AC grid: 13,02 GWh/yr. Unexported E. = 21,43 %  
 Renewable Capacity Factor (sold\_energy/(renew\_peak\_power\*8760)): 49,31 %; Renew. fraction: 100 %  
 Energy delivered by PV generator: 0 GWh/yr  
 Energy delivered by Wind Turbines: 25,395 GWh/yr  
 E. delivered by Hydro Turbine: 0 GWh/yr. Pumped 0 GWh/yr  
 Energy delivered by AC Generator: 0 GWh/yr  
 Energy delivered by Fuel Cell: 0 GWh/yr  
 Energy at Electrolyzer: 8,246 GWh/yr  
 Energy charged by Batteries: 0 GWh/yr  
 Energy discharged by Batteries: 0 GWh/yr

### OTHER RESULTS (AVERAGE VALUES OF THE STUDY PERIOD OF 25 YEARS):

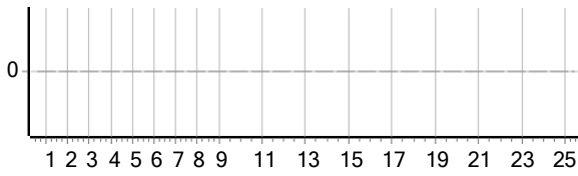
Batteries Lifetime: - (no battery)  
 Hours eq. of AC Generator operation (all units): 0 h/yr. Number of starts (all units): 0  
 Hours of Electrolyzer operation: 8713,4 h/yr. Number of starts: 0  
 Hours of Fuel Cell operation: 0 h/yr. Number of starts: 0  
 Hours of Hydro Turb.: 0 h/yr; starts: 0. Hours of Pump: 0 h/yr; starts: 0  
 Total CO2 emissions: 0,28ktCO2/yr  
 H2 sold in one year: 130 t H2/yr

### ENERGY BALANCE DURING 1 YEAR (GWh/year)

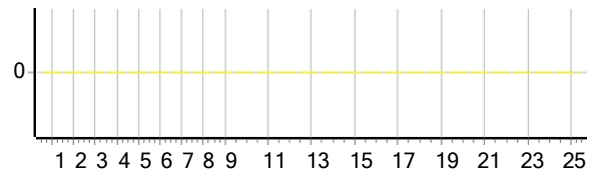


**MULTI-PERIOD SIMULATION. Energy results (GWh/yr) for each year of the study period**

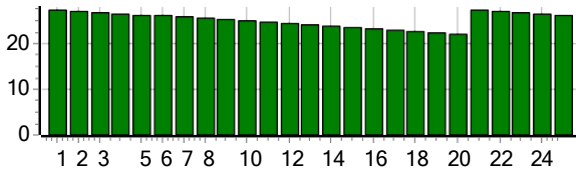
TOTAL LOAD:



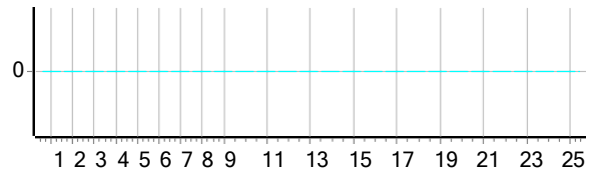
PV GENERATOR:



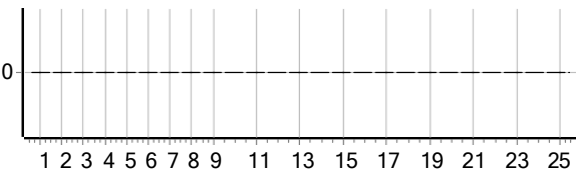
WIND TURBINES:



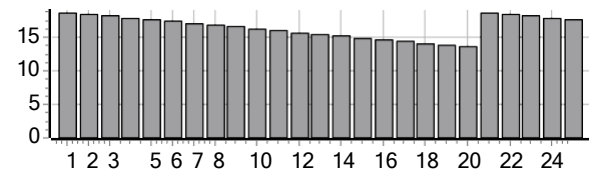
HYDRO TURBINE:



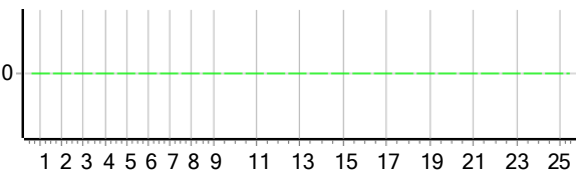
AC GENERATOR:



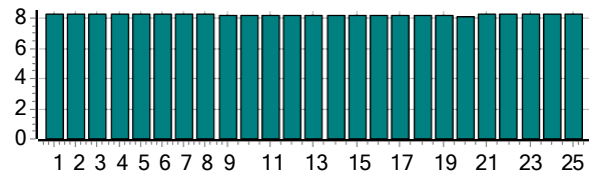
EXPORT:



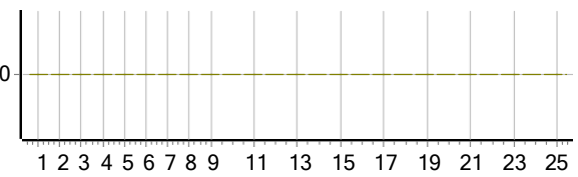
FUEL CELL:



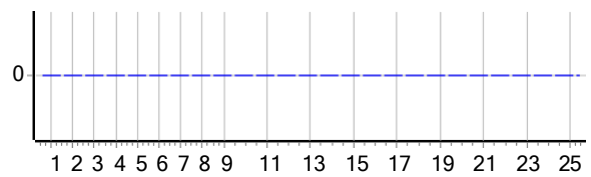
ELECTROLYZER:



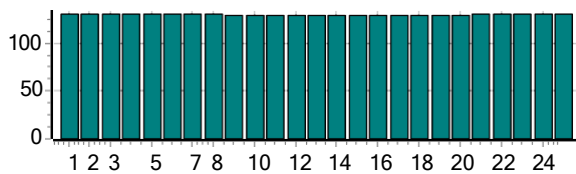
BATTERY BANK CHARGE:



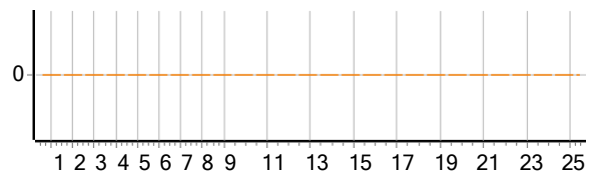
BATTERY BANK DISCHARGE:



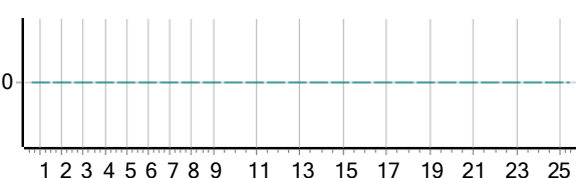
HYDROGEN TANK CAP. OR H2 SOLD (t):



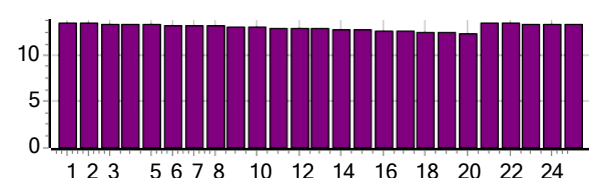
UNMET LOAD:



PURCHASED FROM AC GRID:



SOLD TO AC GRID:



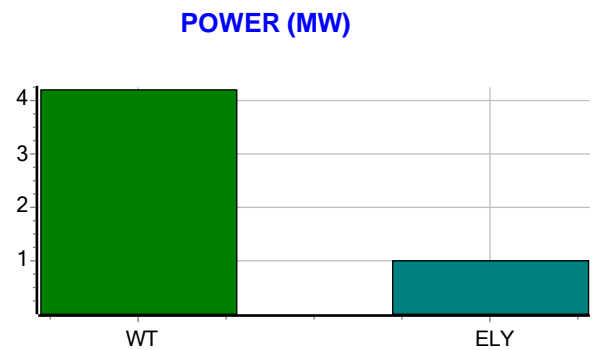
**MHOGA software. Report**

Project: ASVIENTO.mho. Sensitivity analysis # 3. Solution # 1. Multiperiod  
Sensitivity analysis # 3 (Wind.1: 7,72m/s Load.1: 0GWh/day (I-gE)3: 8%-4,3% Inf.F.1:Base Pr.1: x1 x1 x1 x1). DC  
Voltage: 1 kV. AC: 20 kV.

**COMPONENTS:**

- Without PV
- Without Batteries
- 2 Wind T. WindT1-mod, 2x2,1 MW (@14m/s). P. total 4,2 MW
- Without Hydro Turbine
- Without AC Generator
- Without Fuel Cell
- Elyzer. Elyzer1MW-modAL, 1 MW.
- Without Inverter-charger

Land use: 75,6 ha.



**CONTROL STRATEGY:**

THERE IS NO LOAD CONSUMPTION -> NO CONTROL STRATEGIES RELATED TO THE LOAD CONSUMPTION SUPPLY

CONTROL STRATEGY FOR GENERATING GREEN H2 (load + injecting to the grid):

Max. electricity price for generating H2: 0,0115 €/kWh (sell price)

**ECONOMIC CALCULATIONS:**

Initial Investment: 8,868 M€. Loan: 100 %, int. 8% in 25 years, annual quota: 0,831 M€/yr. 1st. year net incomes (incomes of sell minus cost of O&M + fuel + purchase): 1,657 M€/yr.

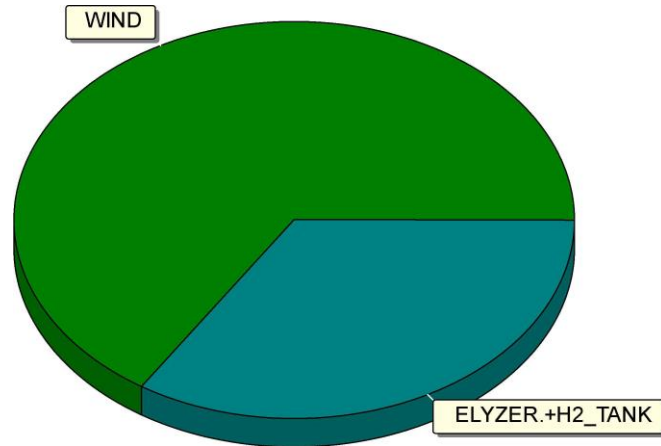
NPV OF THE SYSTEM (25 years lifetime) (Incomes +, expenses -):

**Total Net Present Value (NPV):** 14,256 M€. Internal Rate of Return (IRR): 21,28 %. LCOH : 2,4415 €/kgH2.  
Payback: 6,54 years

Distribution of NPV:

- Wind turbines (NPV): -6,574 M€
- Electrolyzer+H2Tank (NPV): -3,406 M€
- Buy/Sell. Bought Energy (NPV): 0 M€ (included 0 M€ due emssions of bought E.). Sold Energy: Electrical E. (NPV): 8,475 M€ (FCR 0%). H2 (NPV): 17,535 M€.
- Installation + financing + extra cash (NPV): -1,774M€

**NPC / NPV (M€)**



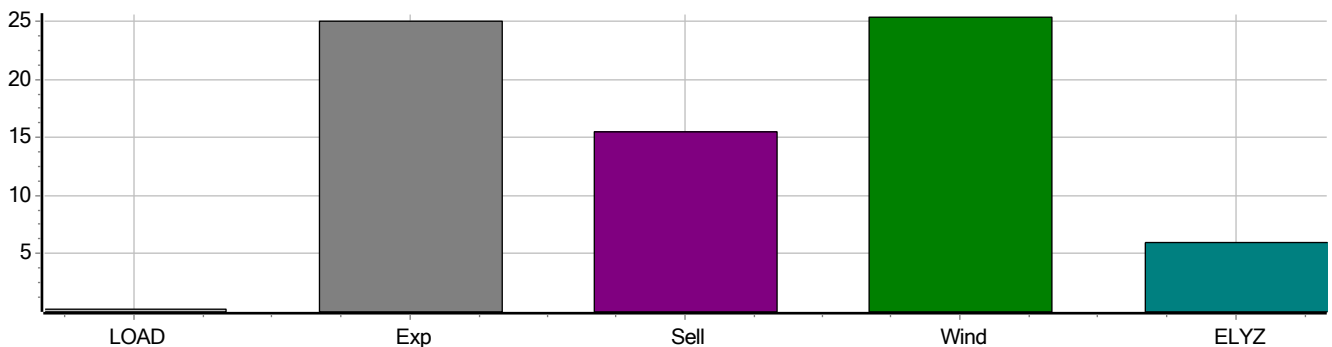
**ENERGY BALANCE DURING 1 YEAR (GWh/year), AVERAGE OF THE STUDY PERIOD OF 25 YEARS:**

Overall Load Energy: 0,195 GWh/yr.  
 Unmet load: 0 GWh/yr (0 % load)  
 E. Purchased from AC grid: 0 GWh/yr  
 Export Energy: 25,039 GWh/yr  
 E. sold to AC grid: 15,532 GWh/yr. Unexported E. = 37,97 %  
 Renewable Capacity Factor (sold\_energy/(renew\_peak\_power\*8760)): 52,32 %; Renew. fraction: 100 %  
 Energy delivered by PV generator: 0 GWh/yr  
 Energy delivered by Wind Turbines: 25,395 GWh/yr  
 E. delivered by Hydro Turbine: 0 GWh/yr. Pumped 0 GWh/yr  
 Energy delivered by AC Generator: 0 GWh/yr  
 Energy delivered by Fuel Cell: 0 GWh/yr  
 Energy at Electrolyzer: 5,984 GWh/yr  
 Energy charged by Batteries: 0 GWh/yr  
 Energy discharged by Batteries: 0 GWh/yr

**OTHER RESULTS (AVERAGE VALUES OF THE STUDY PERIOD OF 25 YEARS):**

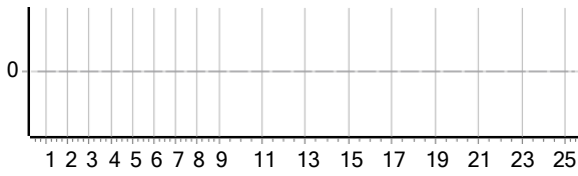
Batteries Lifetime: - (no battery)  
 Hours eq. of AC Generator operation (all units): 0 h/yr. Number of starts (all units): 0  
 Hours of Electrolyzer operation: 6541,72 h/yr. Number of starts: 0  
 Hours of Fuel Cell operation: 0 h/yr. Number of starts: 0  
 Hours of Hydro Turb.: 0 h/yr; starts: 0. Hours of Pump: 0 h/yr; starts: 0  
 Total CO2 emissions: 0,28ktCO2/yr  
 H2 sold in one year: 94,308 t H2/yr

**ENERGY BALANCE DURING 1 YEAR (GWh/year)**

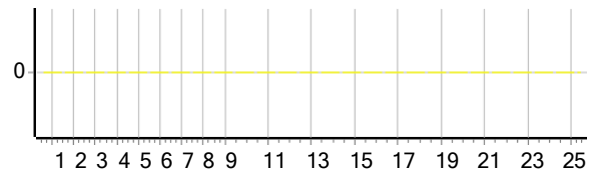


**MULTI-PERIOD SIMULATION. Energy results (GWh/yr) for each year of the study period**

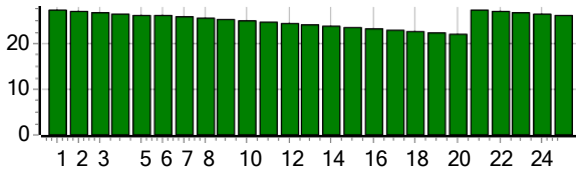
TOTAL LOAD:



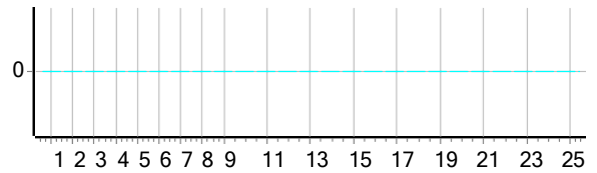
PV GENERATOR:



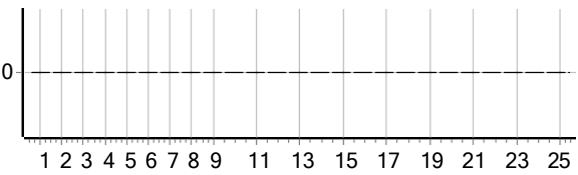
WIND TURBINES:



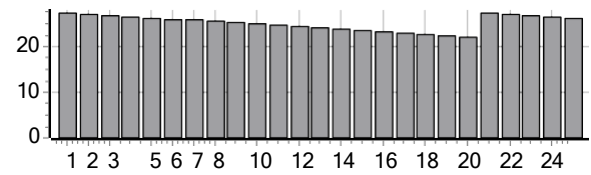
HYDRO TURBINE:



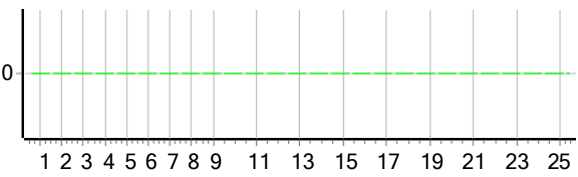
AC GENERATOR:



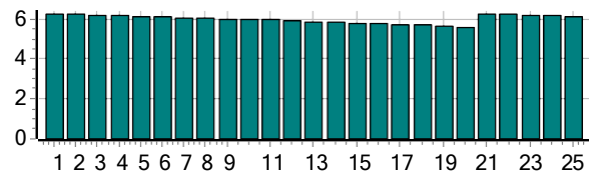
EXPORT:



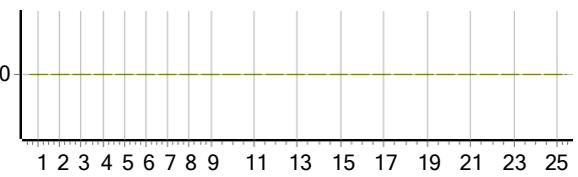
FUEL CELL:



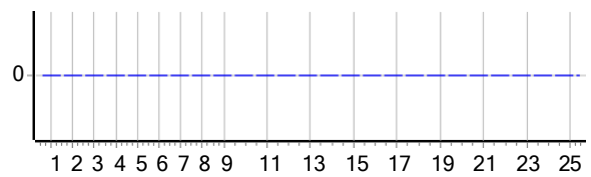
ELECTROLYZER:



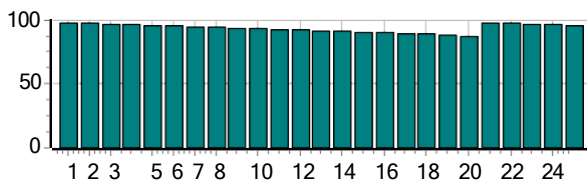
BATTERY BANK CHARGE:



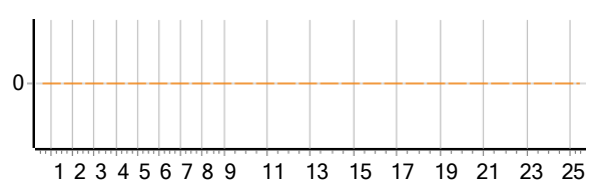
BATTERY BANK DISCHARGE:



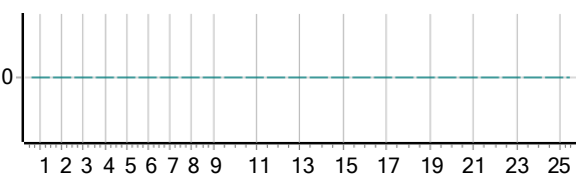
HYDROGEN TANK CAP. OR H2 SOLD (t):



UNMET LOAD:



PURCHASED FROM AC GRID:



SOLD TO AC GRID:

