



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

Estudio Técnico económico de una estación de repostaje
de hidrógeno (HRS) con producción on site alimentada por
energía solar fotovoltaica para el sector ferroviario

Trabajo Fin de Máster

Máster Universitario en Tecnología Energética para Desarrollo
Sostenible

AUTOR/A: Meneses Zuluaga, Juan Manuel

Tutor/a: Sánchez Díaz, Carlos

CURSO ACADÉMICO: 2022/2023



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



Instituto
Ingeniería
Energética



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIERÍA
INDUSTRIAL VALENCIA

TRABAJO FIN DE MÁSTER
TECNOLOGÍA ENERGÉTICA PARA DESARROLLO SOSTENIBLE

**“Estudio técnico económico de una
estación de repostaje de hidrógeno
(HRS) con producción in situ
alimentada por energía solar
fotovoltaica para el sector
ferroviario”**

AUTOR: MENESES ZULUAGA, JUAN MANUEL

TUTOR: SÁNCHEZ DÍAZ, CARLOS

Curso Académico: 2022-23

Fecha 02/2023

AGRADECIMIENTOS

“Quiero aprovechar la ocasión para agradecer a mis padres por el apoyo incondicional que me han brindado siempre y más aún en este gran reto que supone el máster. Asimismo, no puedo olvidar en este momento a mi compañera de investigación Patricia por las arduas horas trabajando codo a codo en la oficina de investigación en el IIE y por último a mi tutor Carlos el cual desde el primer momento me brindo su apoyo y creyó en mi para confiarme este proyecto.”

RESUMEN

Actualmente, la tendencia hacia las energías limpias y renovables es evidente en la transición energética en curso. Dada la urgente necesidad de actuar sobre el cambio climático y sus consecuencias, los gobiernos y las empresas están adoptando activamente soluciones que cambien el paradigma energético hacia una energía limpia, confiable y asequible. Para superar así la dependencia por los combustibles fósiles, la cual está presente en todos los sectores de la sociedad especialmente en el sector del transporte. En este marco el uso de combustibles alternativos como el hidrógeno verde puede ayudar a desarrollar un futuro más sostenible.

El presente trabajo se centra en el estudio técnico económico para el óptimo dimensionado de una estación de repostaje de hidrogeno (HRS) con producción in situ alimentada de energía eléctrica 100% verde/renovable, gracias a la producción de una planta solar fotovoltaica y al apoyo de un contrato de compra de energía verde (PPA). Los cuales alimentan un electrolizador tipo PEM, el cual seguirá la demanda de hidrógeno aprovechando la curva de producción solar y la capacidad de almacenamiento de los tanques para reducir la energía comprada y así minimizar el coste de dispensación del kg de H₂ verde, para propulsar la revolución del sector del transporte pesado en particular del sector ferroviario de transporte de pasajeros.

Palabras Clave: Hidrogeno verde, Hidrogenera, HRS, Electrolisis PEM, Sector ferroviario

RESUM

Actualment, la tendència cap a les energies netes i renovables és evident en la transició energètica en curs. Donada la urgent necessitat d'actuar sobre el canvi climàtic i les seues conseqüències, els governs i les empreses estan adoptant activament solucions que canvien el paradigma energètic cap a una energia neta, de confiança i assequible. Per a superar així la dependència pels combustibles fòssils, la qual és present en tots els sectors de la societat especialment en el sector del transport. En aquest marc l'ús de combustibles alternatius com l'hidrogen verd pot ajudar a desenvolupar un futur més sostenible.

El present treball se centra en l'estudi tecnicoeconòmic per a l'òptim dimensionament d'una estació de proveïment de carburant d'hidrogen (*HRS) amb producció in situ alimentada d'energia elèctrica 100% verd/renovable, gràcies a la producció d'una planta solar fotovoltaica i al suport d'un contracte de compra d'energia verda (*PPA). Els quals alimenten un *electrolizador tipus *PEM, el qual seguirà la demanda d'hidrogen aprofitant la corba de producció solar i la capacitat d'emmagatzematge dels tancs per a reduir l'energia comprada i així minimitzar el cost de dispensació del kg d'H₂ verd, per a propulsar la revolució del sector del transport pesat en particular del sector ferroviari de transport de passatgers.

Paraules clau: Hidrogen verd, *Hidrogenera, *HRS, *Electrolisis *PEM, Sector ferroviari

ABSTRACT

Currently, the trend towards clean and renewable energies is evident in the ongoing energy transition. Given the urgent need to act on climate change and its consequences, governments and companies are actively adopting solutions that change the energy paradigm towards a clean, reliable and affordable energy. In order to overcome the dependence on fossil fuels, which is present in all sectors of society, especially in the transport sector. In this framework, the use of alternative fuels such as green hydrogen can help to develop a more sustainable future.

The present work focuses on the technical economic study for the optimal sizing of a hydrogen refueling station (HRS) with on-site production powered by 100% green/renewable electric energy, thanks to the production of a solar photovoltaic plant and the support of a green power purchase agreement (PPA). These feed a PEM type electrolyzer, which will follow the hydrogen demand by exploiting the solar production curve and the storage capacity of the tanks to reduce the purchased energy and thus minimize the cost of dispensing the kg of green H₂, to propel the revolution of the heavy transport sector, in particular the passenger rail sector.

Keywords: Green hydrogen, Hydrogen refuelling station, HRS, PEM electrolysis, Railway sector.

ÍNDICE

AGRADECIMIENTOS.....	II
RESUMEN	III
RESUM.....	IV
ABSTRACT	V
ÍNDICE.....	VI
ÍNDICE DE FIGURAS	IX
ÍNDICE DE TABLAS	XIII
ACRONIMOS.....	XIV
1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. OBJETIVOS.....	2
1.2. CONTEXTUALIZACION DEL PROBLEMA	3
1.2.1. LA LINEA DEL TRANVIA.....	3
1.2.2. CARACTERISTICAS DEL PARQUE NATURAL.....	4
1.3. TRENES	5
1.3.1. TRENES ELECTRICOS A DIESEL	5
1.3.2. TRENES ELECTRICOS CON CATENARIA	6
1.3.3. TRENES ELECTRICOS HIBRIDOS DIESEL/CATENARIA	7
1.3.4. TRENES ELECTRICOS HIBRIDOS H2/CATENARIA.....	8
1.4. TECNOLOGIAS H2	8
1.4.1. PILAS DE COMBUSTIBLE	8
1.4.2. COMPONENTES DE UNA HRS CON PRODUCCION IN SITU	10
1.4.2.1. Producción.....	11
1.4.2.2. Almacenamiento	14
1.4.2.3. Compresión	14
1.4.2.4. Dispensación	15
2. MATERIALES Y METODOS.....	17
2.1. FUENTES DE ENERGIA	17
2.1.1. PLANTA FOTOVOLTAICA (PV).....	17
2.1.2. CONTRATO DE COMPRA DE ENERGÍA VERDE (PPA).....	19

2.2.	REGULACIONES PARA EL DISEÑO DE HRS	19
2.3.	METODOLOGIA DEL ESTUDIO	21
2.3.1.	CONDICIONES DE CONTORNO (DEMANDA DE LA HRS)	22
2.3.2.	CASO BASE: ESTUDIO TECNICO-ECONOMICO.....	22
2.3.3.	CASO #1: ALTERNATIVAS DE ALMACENAMIENTO	24
2.3.4.	ESTUDIOS DE SENSIBILIDAD	26
2.3.4.1.	Caso #2: base (PV y PPA) y variación de PPA	26
2.3.4.2.	Caso #3: base (sin PV y con PPA) y variación de PPA	26
2.3.4.3.	Caso #4: sin producción (compra y transporte H2).....	27
2.3.4.4.	Caso #5: sobredimensión electrolizador y tanques	27
2.3.4.5.	Caso #6: Caso #1 sin venta excedentes PV.....	28
2.3.4.6.	Caso #7: optimización para PV.....	28
2.3.4.7.	Análisis económico: costes financieros y subvenciones	29
2.3.5.	ESTUDIOS DE ESCALABILIDAD	29
2.3.6.	COMPARATIVA: H2 VS ELECTRIFICACIÓN.....	30
2.3.7.	LIMITACIONES DEL ESTUDIO	30
3.	RESULTADOS Y DISCUSION.....	33
3.1.	CASO BASE: ESTUDIO TECNICO-ECONOMICO.....	33
3.1.1.	DIMENSIONADO Y SELECCIÓN DE LOS ELEMENTOS DE LA INSTALACION CASO BASE	33
3.1.2.	RESULTADOS Y DISCUSION CASO BASE.....	39
3.2.	CASO #1: ALTERNATIVAS DE ALMACENAMIENTO	41
3.2.1.	DIMENSIONADO Y SELECCIÓN DE LOS TANQUES DE CADA ALTERNATIVA.....	41
3.2.2.	RESULTADOS Y DISCUSION CASO #1	45
3.3.	ESTUDIOS DE SENSIBILIDAD	49
3.3.1.	CASO #2: BASE (PV Y PPA) Y VARIACIÓN DE PPA	49
3.3.1.1.	RESULTADOS Y DISCUSION CASO #2	50
3.3.2.	CASO #3: BASE (SIN PV Y CON PPA) Y VARIACIÓN DE PPA.....	52
3.3.2.1.	Resultados y discusión Caso #3	52
3.3.3.	CASO #4: SIN PRODUCCIÓN (COMPRA Y TRANSPORTE H2).....	54
3.3.3.1.	Dimensionado y selección de las alternativas de transporte.....	54
3.3.3.2.	Resultados y discusión Caso #4	57

3.3.4.	CASO #5: SOBREDIMENSIÓN ELECTROLIZADOR Y TANQUES.....	59
3.3.4.1.	Dimensionado y selección de los equipos de la instalación.....	59
3.3.4.2.	Resultados y discusión Caso #5.....	61
3.3.5.	CASO #6: CASO #1 SIN VENTA EXCEDENTES PV	65
3.3.5.1.	Resultados y discusión Caso #6.....	65
3.3.6.	CASO #7: OPTIMIZACIÓN PARA PV	69
3.3.6.1.	Dimensionado y selección de los equipos de la instalación.....	69
3.3.6.2.	Resultados y discusión Caso #7.....	75
3.3.7.	ANALISIS ECONOMICO: COSTES FINANCIEROS Y SUBVENCIONES.....	80
3.3.7.1.	Tasas financieras	80
3.3.7.2.	Resultados y discusión análisis económico	81
3.4.	COMPARATIVA ENTRE CASOS	83
3.5.	ESTUDIOS DE ESCALABILIDAD	86
3.5.1.	DIMENSIONADO Y SELECCIÓN DE LOS EQUIPOS DE LA INSTALACION	87
3.5.2.	RESULTADOS Y DISCUSION ESTUDIOS DE ESCALABILIDAD	88
3.6.	COMPARATIVA: H2 VS ELECTRIFICACIÓN	89
4.	CONCLUSIONES	91
5.	BIBLIOGRAFÍA.....	96

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Ruta 9 del tranvía Benidorm – Denia y mapa del Tram Alicante [Tram Alicante, s.f.]....	4
Figura 2 Mapa de la ubicación del parque natural del macizo del Montgó [Google Maps, s.f.] ..	4
Figura 3 Sistema de propulsión de un tren eléctrico a Diesel [LGU 1, 2020].....	6
Figura 4 Sistema de propulsión de un tren eléctrico alimentado con catenaria [LGU 2, 2020]....	7
Figura 5 Sistema de propulsión de un tren eléctrico híbrido a pila de combustible y catenaria [Stadler, s.f.]	8
Figura 6 Diagrama de una celda de combustible [Centro nacional del hidrogeno, s.f.]	9
Figura 7 Diagrama de una celda de combustible tipo PEMFC [Electrochemical society, s.f.].....	10
Figura 8 Esquema general de las instalaciones.....	11
Figura 9 Diagrama de una celda de electrolisis	12
Figura 10 Diagrama de una celda de electrolisis tipo PEM [Sood, 2020].....	13
Figura 11 Dispensador de hidrogeno con sus componentes [ISO 19880-1, 2020]	15
Figura 12 Fotografía satelital de la ubicación de la planta solar fotovoltaica [Google Maps, s.f.]	18
Figura 13 Irradiancia mensual para la ubicación de la planta solar fotovoltaica [PVGIS, s.f.] ...	18
Figura 14 Esquema de la metodología del trabajo	21
Figura 15 Esquema de funcionamiento de la instalación Caso Base	23
Figura 16 Esquema general para el Caso Base.....	23
Figura 17 Diagrama de flujo de las condiciones de consumo de la energía generada por la planta solar fotovoltaica	24
Figura 18 Resumen Alternativas de almacenamiento Caso #1	25
Figura 19 Esquema ejemplo método almacenamiento en cascada [Saiz, 2019,2020]	25
Figura 20 Esquema general para el Caso #3	27
Figura 21 Esquema general para el Caso #4	27
Figura 22 Esquema general para el Caso #5	28
Figura 23 Electrolizador EL100N H2B2 [H2B2, s.f.]	33
Figura 24 Diagrama tanque de almacenamiento masivo lleno y vacío	35
Figura 25 Tanque LH50H Lapesa [Lapesa, s.f.]	36
Figura 26 Compresor hidráulico Integrado HGT-150/90 de Haskel [Haskel, s.f.]	36

<i>Figura 27 Diagrama de flujo cálculo del almacenamiento en cascada.....</i>	<i>37</i>
<i>Figura 28 Tanque 40ft PED NPROXX [NPROXX, s.f.].....</i>	<i>38</i>
<i>Figura 29 Dispensador "E" de Haskel</i>	<i>39</i>
<i>Figura 30 Desglose de la inversión Caso Base</i>	<i>39</i>
<i>Figura 31 Producción y Consumo de energía de la HRS para el Caso Base.....</i>	<i>40</i>
<i>Figura 32 Origen de la energía utilizada para producir el H2 verde para el Caso Base</i>	<i>41</i>
<i>Figura 33 Esquema de almacenamiento alternativa de baja presión.....</i>	<i>42</i>
<i>Figura 34 Tanque 20ft PED NPROXX [NPROXX, s.f.].....</i>	<i>43</i>
<i>Figura 35 Esquema de almacenamiento alternativa de media presión.....</i>	<i>44</i>
<i>Figura 36 Esquema de almacenamiento alternativa de alta presión</i>	<i>45</i>
<i>Figura 37 Desglose de la inversión e ingresos de ventas por cada alternativa para el Caso #1 .</i>	<i>45</i>
<i>Figura 38 Coste de la HRS al final de su vida útil por cada alternativa para el Caso #1</i>	<i>46</i>
<i>Figura 39 Coste de producción del kg H2 por cada alternativa para el Caso #1</i>	<i>47</i>
<i>Figura 40 Diagrama de planta de las instalaciones alternativa baja presión.....</i>	<i>48</i>
<i>Figura 41 Diagrama de planta de las instalaciones alternativa media presión.....</i>	<i>48</i>
<i>Figura 42 Diagrama de planta de las instalaciones alternativa alta presión</i>	<i>49</i>
<i>Figura 43 Desglose de la inversión e ingresos de ventas por cada precio de PPA para el Caso #2</i>	<i>50</i>
<i>Figura 44 Coste de la HRS al final de su vida útil por cada precio de PPA para el Caso #2.....</i>	<i>51</i>
<i>Figura 45 Coste de producción del kg H2 por cada precio de PPA para el Caso #2</i>	<i>51</i>
<i>Figura 46 Desglose de la inversión por cada precio de PPA para el Caso #3</i>	<i>52</i>
<i>Figura 47 Coste de la HRS al final de su vida útil por cada precio de PPA para el Caso #3.....</i>	<i>53</i>
<i>Figura 48 Coste de producción del kg H2 por cada precio de PPA para el Caso #3</i>	<i>53</i>
<i>Figura 49 Modelo de Calvera 400kg y Modelo de Hexagon 1130kg [Hexagon, s.f.] [Calvera, s.f.]</i>	<i>55</i>
<i>Figura 50 Desglose de costes de la instalación con compra y transporte de H2 para el Caso #457</i>	
<i>Figura 51 Coste de la HRS al final de su vida útil con compra y transporte de H2 para el Caso #4</i>	<i>58</i>
<i>Figura 52 Coste de dispensación del H2 vs alternativas de suministro</i>	<i>58</i>
<i>Figura 53 Diagrama de flujo de las condiciones de funcionamiento del electrolizador para el Caso #5.....</i>	<i>60</i>
<i>Figura 54 Comparación de la producción y consumo de energía entre el caso base y el Caso #5</i>	<i>60</i>

Figura 55 Desglose de la inversión por cada potencia pico para el Caso #5	61
Figura 56 Coste de la HRS al final de su vida útil por cada potencia pico con y sin venta de excedentes para el Caso #5	62
Figura 57 Coste de producción del kg H2 por cada potencia pico con y sin venta de excedentes para el Caso #5	63
Figura 58 Comparación entre el aumento del factor de utilización y el aumento en la inversión de la planta solar fotovoltaica	64
Figura 59 Desglose de la inversión con y sin ingresos de venta de excedentes de energía para el Caso #6	65
Figura 60 Coste de la HRS al final de su vida útil con y sin ingresos de venta de excedentes de energía para el Caso #6	66
Figura 61 Coste de producción del kg H2 con y sin ingresos de venta de excedentes de energía para el Caso #6	66
Figura 62 Variación del coste de dispensación con venta de excedentes de fotovoltaica	67
Figura 63 Variación del coste de dispensación sin venta de excedentes de fotovoltaica	68
Figura 64 Variación del coste de dispensación sin venta de excedentes de fotovoltaica (acercamiento al mínimo)	68
Figura 65 Fotografía satelital planta solar fotovoltaica actual [Google Maps, s.f.]	70
Figura 66 Fotografía satelital de la ubicación de la planta solar fotovoltaica actual y las tres nuevas [Google Maps, s.f.]	70
Figura 67 Calculo de la distancia entre paneles para evitar sombras	71
Figura 68 Grafica de la energía generada mensualmente por la planta solar fotovoltaica [PVGIS, s.f.]	73
Figura 69 Diagrama de flujo de las condiciones de funcionamiento del electrolizador para el Caso #7	74
Figura 70 Comparación de la producción y consumo de energía entre el caso base y el Caso #7	74
Figura 71 Coste de producción del kg H2 por cada potencia pico con y sin venta de excedentes para el Caso #7	75
Figura 72 Porcentajes del origen de la energía utilizada para producir el H2 verde y el porcentaje de excedentes por cada potencia pico	76
Figura 73 Comparación del desglose de la inversión e ingresos de venta de excedentes entre el Caso Base y #7	77
Figura 74 Comparación del coste de la HRS al final de su vida útil con y sin ingresos de venta de excedentes de energía entre el Caso Base y el #7	78

<i>Figura 75 Comparación coste de producción del kg H2 con y sin ingresos de venta de excedentes de energía entre el Caso Base y #7.....</i>	<i>78</i>
<i>Figura 76 Origen de la energía utilizada para producir el H2 verde para el Caso #7.....</i>	<i>79</i>
<i>Figura 77 Comparación del desglose de la inversión entre el análisis económico y el Caso #7 ..</i>	<i>82</i>
<i>Figura 78 coste de la HRS al final de su vida útil con y sin ingresos de venta de excedentes de energía el análisis económico</i>	<i>82</i>
<i>Figura 79 Coste de producción del kg H2 con y sin ingresos de venta de excedentes de energía para el análisis económico</i>	<i>83</i>
<i>Figura 80 Comparación de la inversión para cada Caso</i>	<i>85</i>
<i>Figura 81 Comparación del coste de producción para cada Caso.....</i>	<i>86</i>
<i>Figura 82 Coste de producción del kg H2 por cada potencia pico sin venta de excedentes para la demanda de 6 trenes.....</i>	<i>87</i>
<i>Figura 83 Comparación del desglose de la inversión para cada cantidad de trenes</i>	<i>88</i>
<i>Figura 84 Comparación del coste de producción para cada cantidad de trenes</i>	<i>89</i>

ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1 Volúmenes tanque almacenamiento masivo en baja presión.....</i>	<i>36</i>
<i>Tabla 2 Volúmenes almacenamiento en cascada tanque de alta presión Caso base.....</i>	<i>38</i>
<i>Tabla 3 Volúmenes tanque almacenamiento masivo en media presión.....</i>	<i>43</i>
<i>Tabla 4 Volúmenes tanque almacenamiento masivo en alta presión</i>	<i>45</i>
<i>Tabla 5 Características trailers transporte H2 [Hexagon, s.f.] [Calvera, s.f.].....</i>	<i>54</i>
<i>Tabla 6 Comparación de las características entre los modelos de paneles solares [Sun Power, s.f.] [Ja solar, s.f.]</i>	<i>71</i>
<i>Tabla 7 Comparación de las distancias entre paneles solares</i>	<i>72</i>
<i>Tabla 8 Comparación de la potencia pico y numero de paneles entre los dos modelos</i>	<i>72</i>
<i>Tabla 9 Comparación de las emisiones entre trenes Diesel y a pila de combustible</i>	<i>80</i>
<i>Tabla 10 Configuraciones de las HRS para cada caso</i>	<i>84</i>
<i>Tabla 11 Características de las HRS para cada caso</i>	<i>84</i>
<i>Tabla 12 Inversión por cada tipo de propulsión</i>	<i>90</i>

ACRONIMOS

H2	Hidrogeno
HRS	Hydrogen Refuelling Station – Estación de repostaje de hidrogeno
PV	Photovoltaic – Solar Fotovoltaica
PPA	Power Purchase Agreement – Contrato de Compra de Energía

1. INTRODUCCIÓN

En la Actualidad, la tendencia hacia las energías limpias y renovables es evidente dentro de la transición energética en curso. Dada la apremiante necesidad de actuar sobre el cambio climático y sus consecuencias, los gobiernos y las empresas están en camino de emplear soluciones que propulsen el paradigma energético hacia fuentes de energía limpias, fiables y accesibles; para superar así la dependencia por los combustibles fósiles, la cual está presente en todas las áreas, más agudamente en el sector del transporte. En este contexto, el uso de combustibles alternativos como el hidrógeno verde puede ser útil para el desarrollo de un futuro más sostenible.

El proyecto se centra en el dimensionado óptimo de una estación de repostaje de hidrógeno (HRS) en las actuales cocheras de FGV en Alicante para suplir la demanda de un proyecto piloto con trenes híbridos de pila de combustible, incluyendo todas las etapas de la cadena valor del hidrógeno verde, desde la producción de la energía eléctrica renovable por medio de una planta solar fotovoltaica apoyada por un contrato de compra de energía verde (PPA), los cuales alimentan la producción de hidrógeno verde mediante electrólisis del agua con membranas de intercambio de protones (PEM) hasta el uso final del hidrógeno en vehículos ferroviarios de pila de combustible. La instalación integra, por tanto, los sistemas intermedios de almacenamiento de hidrógeno necesarios y los componentes auxiliares para controlar el proceso, con el fin de garantizar un funcionamiento adecuado. Todos estos componentes fueron seleccionados en base a hipótesis de consumos diarios del proyecto piloto.

Se realiza un estudio técnico-económico para asegurar el correcto funcionamiento de las instalaciones de la HRS (Hidrogen refuelling station) y garantizar su habilidad de suplir correctamente la demanda. Se evalúa también la viabilidad económica de la instalación al conocer el coste de producir el kg de hidrogeno verde. Posteriormente se realizan estudios de sensibilidad variando parámetros críticos de la instalación para encontrar la configuración optima de la HRS y conocer como varia ese coste de producción. Una vez terminada la optimización, se realiza un estudio de escalabilidad aumentando el número de trenes a repostar en la HRS para conocer como varia el coste de producción del kg de hidrogeno verde a medida que se aumenta la demanda. Con lo que finalmente realizar una comparativa económica entre la solución de remplazar el tren existente (propulsado por Diesel) por un tren propulsado por pila de combustible o un tren eléctrico alimentado desde la catenaria.

1.1. OBJETIVOS

Los objetivos de este trabajo son:

1. Analizar las características del vehículo que va a repostar para determinar la demanda periódica de hidrógeno de la instalación.
2. Realizar la selección de los principales componentes la HRS: electrolizador, tanques de almacenamiento, compresores, dispensadores de hidrógeno y la planta solar fotovoltaica.
3. Realizar un análisis técnico para asegurar el correcto funcionamiento de las instalaciones de la HRS y garantizar su habilidad de suplir correctamente la demanda.
4. Realizar un análisis económico para evaluar la viabilidad económica de la instalación y conocer el coste de producción, almacenamiento y dispensación del kg de hidrogeno verde.
5. Realizar estudios de sensibilidad variando parámetros críticos de la instalación para encontrar la configuración optima de la HRS y conocer como varia el coste de producción, almacenamiento y dispensación del kg de hidrogeno verde.
6. Realizar un estudio de escalabilidad aumentando el número de trenes a repostar en la HRS para conocer como varia el coste de producción, almacenamiento y dispensación del kg de hidrogeno verde a medida que se aumenta la demanda.
7. Realizar una comparativa económica entre la solución de remplazar el tren existente por un tren propulsado por pila de combustible y un tren eléctrico alimentado desde la catenaria.
8. Recopilar la legislación existente, tanto a nivel nacional como europeo, así como las normas aplicables al diseño la HRS.

1.2. CONTEXTUALIZACION DEL PROBLEMA

Actualmente FGV a través de su filial TRAM Metropolitano de Alicante opera la línea 9 del tranvía que recorre la ruta Benidorm-Denia haciendo uso de un vehículo ferroviario propulsado por un sistema híbrido. Dicho sistema hace uso de una Catenaria para alimentarse (electricidad de la red) en un tramo y cuando no cuenta con esta hace uso de un generador Diesel para propulsarse. Esto representa un problema desde dos puntos de vista: el económico y el ambiental. Económico porque el hecho de que el tranvía consume Diesel es un riesgo para la viabilidad operativa debido al comportamiento altamente fluctuante y la tendencia alcista de los precios del carburante en el futuro lo cual repercute directamente en los costes operativos de la línea. Y ambiental porque si tenemos en cuenta que la ruta pasa cerca del “Parque Natural del Montgó” está generando contaminación que afecta directamente a la flora y fauna de esta zona.

Por los motivos expuestos anteriormente se propone la implementación de una prueba piloto con un vehículo ferroviario propulsado por un sistema híbrido, similar al que opera actualmente. La diferencia reside en que en lugar de usar un generador diésel este se sustituye por un sistema de pila de combustible alimentado por hidrogeno verde para apoyar a la propulsión del tranvía cuando no pueda hacer uso de la catenaria, para lo cual es necesario construir una estación de repostaje de hidrogeno (HRS).

1.2.1. LA LINEA DEL TRANVIA

La línea 9 del TRAM Metropolitano de Alicante se extiende por la costa norte de la provincia de Alicante, conectando Benidorm, Alfaz del Pi, Altea (Alicante), Calpe, Benisa, Teulada, Gata de Gorgos y Denia, desde la estación de Benidorm hasta la estación de Denia. Es un servicio de cercanías que se realiza en aproximadamente 90 minutos, recorriendo 50km a través de 18 paradas. Al ser la antigua línea que hacía el tren de La Marina todavía está sin electrificar. Es la única línea del Tram no electrificada, y por lo tanto por ella circulan los vehículos ferroviarios MAN propulsados por Diesel. [*Provincia de Alicante, s.f.*]. (Figura 1).

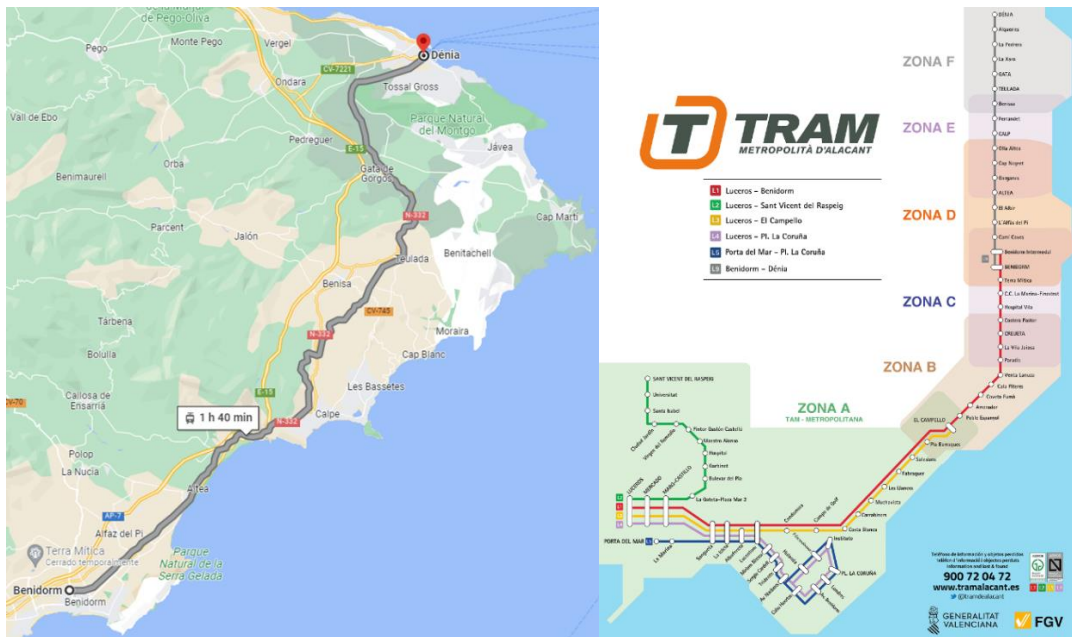


Figura 1 Ruta 9 del tranvía Benidorm – Dénia y mapa del Tram Alicante [Tram Alicante, s.f.]

1.2.2. CARACTERÍSTICAS DEL PARQUE NATURAL

El parque natural del Macizo del Montgó está situado en el noroeste de la provincia de Alicante en la Comunidad Valenciana, comprendido entre las ciudades de Dénia y Xàbia. Este lugar tiene una superficie de 2117 hectáreas y su máxima altitud es de 753 m. Fue declarado parque natural por el gobierno valenciano el 16 de marzo de 1987 para proteger las más de 650 especies de flora y las más de 150 especies de fauna que habitan sus terrenos. [Parques naturales, s.f.] (Figura 2).



Figura 2 Mapa de la ubicación del parque natural del macizo del Montgó [Google Maps, s.f.]

1.3. TRENES

La red de vías ferroviarias de la provincia de Alicante son explotadas por la filial comercial TRAM Metropolitano de Alicante propiedad de la empresa pública Ferrocarriles de la Generalitat Valenciana (FGV), la cual a su vez depende del gobierno autonómico de la Generalitat Valenciana. Esta filial presta 3 tipos de servicios diferentes: el tranvía tanto por vías tranviarias como por vías ferroviarias, el metro ligero adentro del núcleo urbano y metropolitano y por último el servicio de tren de cercanías con sus trenes híbridos (tren-tram). Dichos servicios se incluyen en las 6 líneas que recorren las 71 estaciones distribuidas a lo largo de los 13 municipios por los que circulan los vehículos ferroviarios. [FGV 1, s.f.]

El servicio de transporte ferroviario metropolitano de Alicante fue el quinto en ser inaugurado en territorio español, tras las ciudades de Madrid, Barcelona, Valencia y Bilbao. Adicionalmente Alicante fue la primera ciudad española en introducir el novedoso tren-tram (también llamado tranvía rápido), el cual es capaz de circular en régimen tranviario a velocidades bajas en los entornos urbanos y también alcanzar velocidades más elevadas cercanas a los 100 km/h cuando circula por vías interurbanas. [FGV 2, s.f.]

En los puntos siguientes, se hará una descripción de los distintos tipos de trenes con los que cuenta la empresa TRAM Metropolitano de Alicante y por último se hablará del nuevo tren híbrido propulsado por pila de combustible, para abarcar así todas las tecnologías de propulsión de trenes disponibles.

1.3.1. TRENES ELECTRICOS A DIESEL

Esta tecnología de propulsión es la más antigua de todas, debido a la simplicidad de la infraestructura necesaria para su funcionamiento, pues solo requieren de las vías férreas y de una estación de repostaje de Diesel. El sistema de propulsión de estos trenes consta de un motor de combustión interna a Diesel que acciona un generador eléctrico, luego esta energía eléctrica generada en corriente alterna (de una fase) pasa a través de un transformador para adecuar su nivel de voltaje, después pasa por un rectificador para transformar la corriente alterna en corriente continua, para finalmente ser convertida en alterna trifásica por un inversor para alimentar los motores eléctricos que dan tracción a las ruedas del vehículo ferroviario. A continuación, en la Figura 3 un diagrama del sistema de propulsión anteriormente descrito:

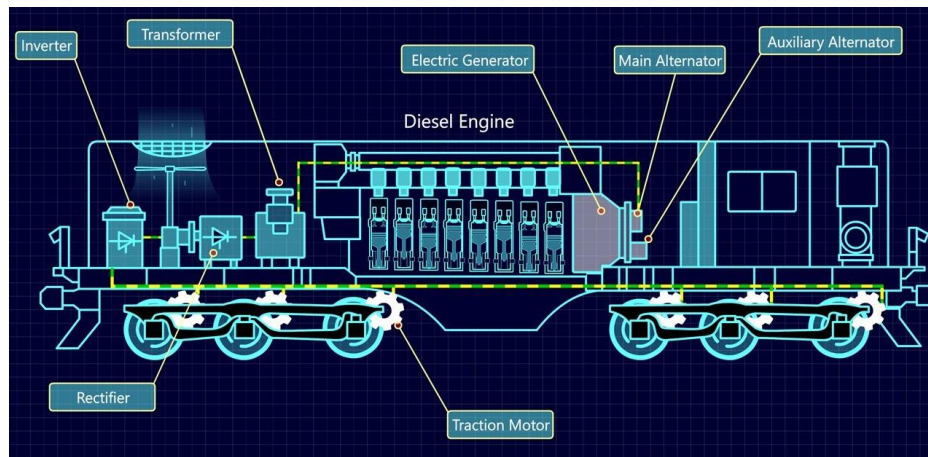


Figura 3 Sistema de propulsión de un tren eléctrico a Diesel [LGU 1, 2020]

Los trenes con esta tecnología que usaba el TRAM metropolitano de Alicante eran trenes fabricados en 1973 por MAN y reformados la empresa española Sunsundegui en el año 2005, nombrados Serie 2500, dichos trenes tenían la capacidad para transportar 259 pasajeros a una velocidad máxima de 80 km/h haciendo uso de 2 motores de combustión interna de seis cilindros 4 tiempos a Diesel de 182 kW cada uno, para un total de 362 kW, la flota en total contaba con 6 vehículos ferroviarios de este tipo, los cuales fueron reemplazados por trenes eléctricos híbridos a Diesel y catenaria de la serie 5000 debido al avance en la electrificación de las vías férreas. [FGV 3, s.f.]

1.3.2. TRENES ELECTRICOS CON CATENARIA

Esta tecnología de propulsión requiere una mayor infraestructura para su funcionamiento, pues necesita además de las vías férreas, que estas estén electrificadas, es decir, que exista sobre las vías una red de cables de alta tensión y una serie de transformadores para garantizar el suministro de energía eléctrica para propulsar los motores del vehículo férreo. Dicha infraestructura se llama catenaria y requiere de una alta inversión. El sistema de propulsión de estos trenes consta de un pantógrafo el cual cumple la función de conectar el sistema eléctrico del tren con los cables de alta tensión, los cuales suministran energía eléctrica en corriente alterna de una fase, luego esta energía eléctrica pasa por las protecciones de corto circuito del tren, para después adecuar su nivel de voltaje a través de un transformador y con la ayuda de un rectificador se transforma la corriente alterna en corriente continua, para finalmente ser convertida en alterna trifásica por un inversor para alimentar los motores eléctricos que dan tracción a las ruedas del vehículo ferroviario. A continuación, en la Figura 4 un diagrama del sistema de propulsión anteriormente descrito:

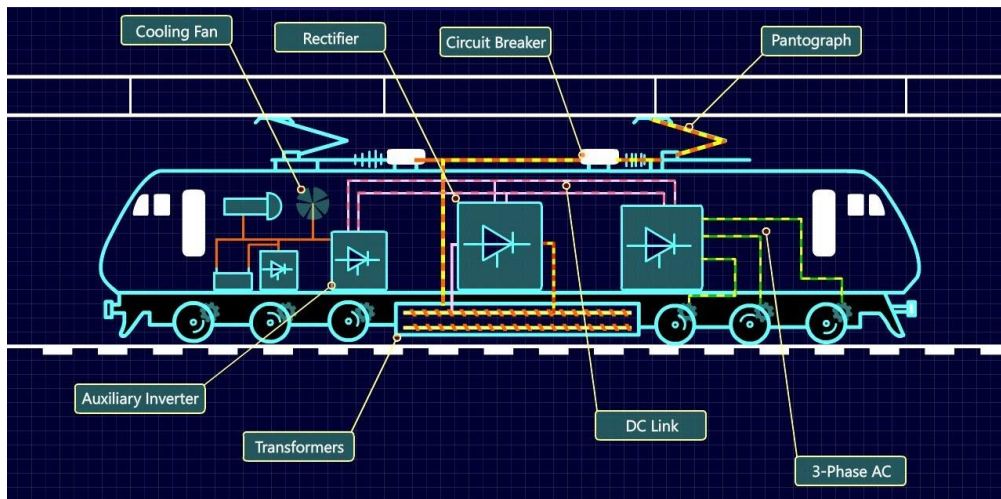


Figura 4 Sistema de propulsión de un tren eléctrico alimentado con catenaria [LGU 2, 2020]

Los trenes con esta tecnología que usa el TRAM metropolitano de Alicante son trenes fabricados en los años 2007 y 2008 por Vossloh, nombrados Serie 4100, los primeros tren-tram de España, dichos trenes tienen la capacidad para transportar 315 pasajeros a una velocidad máxima de 100 km/h haciendo uso de 6 motores eléctricos asíncronos de corriente alterna trifásica de 140 kW cada uno, para un total de 840 kW. La flota en total cuenta con 9 vehículos ferroviarios de este tipo. Además de la anterior serie de trenes el TRAM metropolitano de Alicante cuenta con una flota de 22 vehículos ferroviarios fabricados por Bombardier, a finales del 2007 11 unidades y en el 2013 otras 11, nombrados Serie 4200, son vehículos del tipo tranvía, dichos trenes tienen la capacidad para transportar 277 pasajeros a una velocidad máxima de 70 km/h haciendo uso de 4 motores eléctricos asíncronos de corriente alterna trifásica de 105 kW cada uno, para un total de 420 kW. [FGV 3, s.f.]

1.3.3. TRENES ELECTRICOS HIBRIDOS DIESEL/CATENARIA

Esta tecnología de propulsión es la más flexible de todas las anteriormente descritas, debido a su capacidad de alimentarse mediante el uso de la catenaria en modo eléctrico puro y cuando las vías férreas no cuentan con esta electrificación, el tren puede cambiar su modo de funcionamiento a eléctrico propulsado por el generador Diesel. El sistema de propulsión de estos trenes consta de una fusión entre los dos sistemas de propulsión anteriormente descritos el eléctrico puro y el eléctrico a Diesel.

Los trenes con esta tecnología que usa el TRAM metropolitano de Alicante son trenes fabricados en el año 2019 por Stadler, nombrados Serie 5000, la segunda generación de los tren-tram y los primeros con sistema de propulsión híbrido, dichos trenes tienen la capacidad para transportar 303 pasajeros a una velocidad máxima de 100 km/h haciendo uso de 4 motores eléctricos asíncronos de corriente alterna trifásica de 145 kW cada uno, para un total de 580 kW o haciendo uso de 2 motores de combustión interna de 4 tiempos a Diesel de 195 kW cada uno, para un total de 390 kW, la flota en total cuenta con 6 vehículos ferroviarios de este tipo. [FGV 3, s.f.]

1.3.4. TRENES ELECTRICOS HIBRIDOS H2/CATENARIA

Esta tecnología de propulsión combina la flexibilidad de los trenes híbridos descritos anteriormente con la tecnología baja en emisiones de las pilas de combustible de Hidrogeno. El sistema de propulsión de estos trenes utiliza la misma fusión descrita en los trenes híbridos de la sección anterior, pero reemplazando al contaminante generador Diesel por una pila de combustible de hidrogeno, de la siguiente manera: en primer lugar, el hidrogeno es almacenado a alta presión en los tanques de abordo, dichos tanques junto con un flujo de aire alimentan la pila de combustible del tren la cual produce energía eléctrica en corriente directa gracias a la reacción electroquímica que sucede en su interior, esta alimenta tanto a las baterías del tren como al inversor que finalmente convierte la energía eléctrica en corriente directa a corriente alterna trifásica para alimentar los motores eléctricos que dan tracción a las ruedas del vehículo ferroviario, adicionalmente el tren puede recuperar energía cuando frena al invertir el flujo de la misma, convirtiendo a los motores en generadores y al inversor en un cargador de baterías. A continuación, en la Figura 5 un diagrama del sistema de propulsión anteriormente descrito:

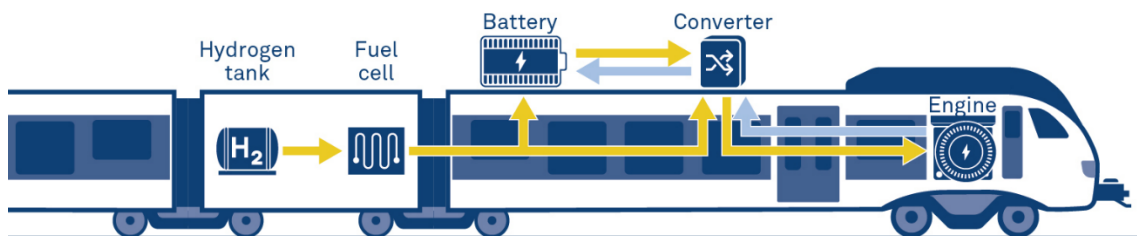


Figura 5 Sistema de propulsión de un tren eléctrico híbrido a pila de combustible y catenaria [Stadler, s.f.]

A principios del 2021 FGV en el marco de la Estrategia Valenciana del Hidrógeno Verde ha comenzado a estudiar la aplicación de este combustible limpio en la Línea 9 del TRAM d'Alacant (Benidorm-Dénia). Esta línea utiliza en la actualidad vehículos diésel por cuestiones de la infraestructura ferroviaria y está previsto que incorpore en los próximos años los trenes duales adquiridos por FGV que combinan la propulsión eléctrica y diésel, por lo que el uso del hidrógeno verde es una opción que se contempla como una alternativa más sostenible y eficaz. [FGV 4, 2021.]. es por esta razón que nace la iniciativa de este estudio.

1.4. TECNOLOGIAS H2

En esta sección se explorarán las tecnologías que utilizan al hidrogeno como vector energético en las cuales se basa este estudio, tanto las de propulsión como lo son las pilas de combustible, como las involucradas en su producción (electrolizadores) y dispensación (estaciones de repostaje de hidrogeno, HRS).

1.4.1. PILAS DE COMBUSTIBLE

Las pilas de combustible son la tecnología fundamental para el aprovechamiento del hidrogeno como vector energético, pues en el caso que nos compete cumplen un papel primordial como alternativa para generar la energía que los vehículos ferroviarios requieren para su

desplazamiento. Las pilas de combustible son máquinas electroquímicas que convierten la energía química contenida en el hidrógeno en energía eléctrica de corriente continua, con gran eficiencia, bajas emisiones de contaminantes y sin requerir de ningún proceso de combustión para lograrlo.

Los componentes principales de una celda de combustible son los electrodos (electrodo positivo o cátodo y el electrodo negativo o ánodo), el electrolito encargado de transportar los iones producidos en las reacciones redox (puede ser sólido o líquido), la matriz que sirve de estructura para contener el electrolito y la placa bipolar que cumple tres funciones, actúa como colector de la corriente eléctrica generada y además distribuye los gases y evacua el agua generada como subproducto. Las celdas individuales se apilan formando pilas de combustible para producir niveles de voltaje más elevados (el voltaje útil de una celda es de 0,7 V aproximadamente). A continuación, en la Figura 6 un diagrama de una celda de combustible con los componentes anteriormente mencionados:

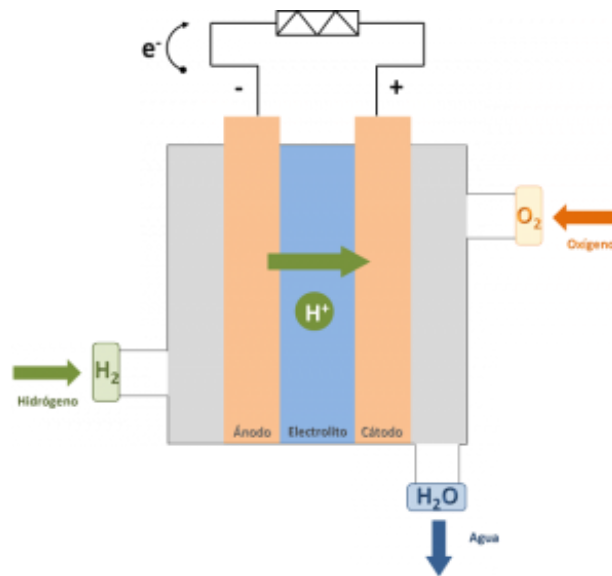


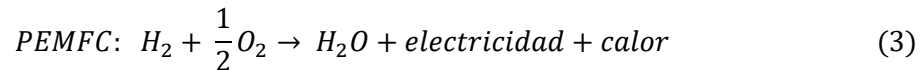
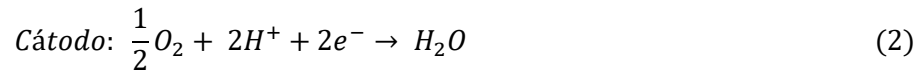
Figura 6 Diagrama de una celda de combustible [Centro nacional del hidrógeno, s.f.]

El principio por el cual operan las celdas de combustible es el siguiente, el combustible gaseoso (en nuestro caso el hidrógeno) fluye constantemente hacia la celda alimentando el ánodo mientras que el agente oxidante (en nuestro caso aire) fluye constantemente hacia el cátodo de la celda. La energía es producida en forma de electricidad en corriente continua y calor a través del proceso de oxidación electroquímica del combustible en el ánodo y la reducción electroquímica del oxidante en el cátodo.

Existe una gran variedad de tecnologías de celdas de combustible, sin embargo, la tecnología más idónea y estandarizada para el sector del transporte son las pilas tipo PEM, ampliamente usadas en los vehículos eléctricos de pila de combustible. Las pilas de combustible de membrana de electrolito polimérico o también llamadas pilas de combustible de membrana de intercambio de protones (PEMFC) son particularmente apropiadas para su uso en vehículos de pasajeros debido a su rápida puesta en marcha gracias a su baja temperatura de funcionamiento ($80\text{ }^\circ\text{C}$), su baja sensibilidad a la orientación, su alta densidad energética y bajo peso los cuales resultan en una ventajosa relación entre el peso y la energía producida. [Llera Sastresa y Zabalza Bribián, 2011]. Por lo tanto, este tipo de celda será la que usaran los vehículos ferroviarios del proyecto.

El electrolito usado en este tipo de celda es un polímero sólido y los electrodos están hechos de carbono poroso, además esta pila requiere catalizadores de platino, los cuales encarecen el sistema. A continuación, se hablará en detalle del proceso mediante el cual este tipo de pilas de combustible producen energía.

En las PEMFC el hidrogeno gaseoso (H₂) se suministra al ánodo y se separa en protones (H⁺) y electrones (e⁻) en su superficie, luego los protones se propagan a través de la membrana electrolítica de polímero, la cual es altamente conductora de iones. Por otra parte, los electrones liberados circulan por un circuito externo generando electricidad al poder realizar trabajo gracias a la placa bipolar que actúa como conductor, una vez que los protones y electrones llegan al cátodo junto con el oxidante (aire exterior) se promueve una reacción que forma agua. Seguidamente, se muestran las reacciones químicas que suceden en cada electrodo y la reacción global en la pila:



A continuación, en la Figura 7 un diagrama de una PEMFC con las reacciones anteriormente descritas y los flujos de reactivos y productos.

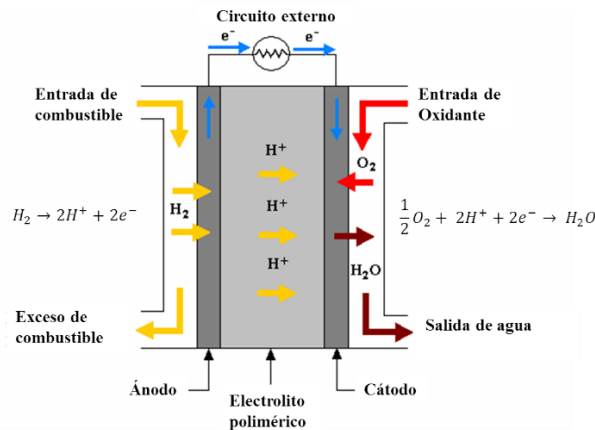


Figura 7 Diagrama de una celda de combustible tipo PEMFC [Electrochemical society, s.f.]

1.4.2. COMPONENTES DE UNA HRS CON PRODUCCION IN SITU

Las instalaciones de una estación de repostaje de hidrogeno (HRS) o también llamada hidrogenera, en nuestro caso contando con producción in situ se componen de 4 procesos principales: producción, almacenamiento, compresión y finalmente dispensación al vehículo ferroviario. A continuación, en la Figura 8 se muestra un esquema general de los equipos necesarios para la instalación:

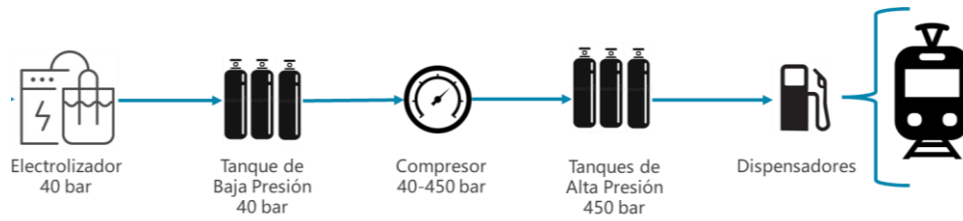


Figura 8 Esquema general de las instalaciones

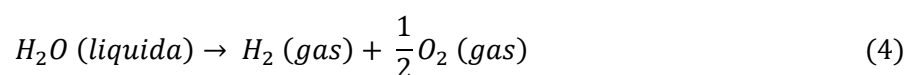
Dado que se desea producir hidrógeno verde, se debe garantizar el origen renovable de la energía utilizada en todo el proceso, por lo tanto, los componentes de la instalación se dividen en un parque solar fotovoltaico (para garantizar la fuente de energía eléctrica renovable), un electrolizador, los tanques de almacenamiento en baja presión para almacenar toda la producción, un compresor hidráulico capaz de elevar la presión del hidrógeno desde la baja presión de producción hasta la alta presión de almacenamiento para ser dispensado, un segundo conjunto de tanques de almacenamiento a alta presión para almacenar un buffer de hidrógeno necesario para el repostaje del Tren y por último los dispensadores de hidrógeno capaces de repostar los tanques del Tren.

1.4.2.1. Producción

El hidrógeno puede obtenerse a partir de cualquier sustancia que contenga el elemento, como el agua, los hidrocarburos y la materia orgánica tanto vegetal como animal. Existen diferentes métodos para producirlo y pueden clasificarse en función del origen de las fuentes de energía involucradas en el proceso, entre renovables y no renovables. Dado que en este estudio se desea producir hidrógeno verde (fabricado con fuentes de energía renovable) y que los métodos de producción a partir de combustibles fósiles producen un hidrógeno de baja pureza (para su uso en pilas de combustible) mientras provoca una alta emisión de gases de efecto invernadero, se opta por el método de producción llamado división del agua como una opción amigable con el medio ambiente.

La división del agua es el proceso mediante el cual a través de una reacción química se descompone la molécula del agua (H₂O) en sus dos elementos, hidrógeno y oxígeno. Existen tres caminos diferentes para lograrlo: la termólisis, la fotólisis y la electrolisis. Las eficiencias de estos procesos son 20 – 45 %, 0,06 % y 60 – 80 % respectivamente [Shiva Kumar y Himabindu, 2019], se consideran métodos limpios y sostenibles dado que su principal subproducto es el oxígeno. Teniendo en cuenta las eficiencias mencionadas anteriormente y la madurez de las diferentes tecnologías la electrolisis del agua es el método escogido para la producción in situ del hidrógeno en la HRS, dado también que la pureza obtenida a través de este proceso es del 99,999%. A continuación, se explicará más a fondo en que consiste el método de la electrolisis del agua.

La electrolisis del agua consiste básicamente en romper la molécula del agua (H₂O) en hidrógeno y oxígeno utilizando una corriente eléctrica para lograrlo. La reacción electroquímica es la siguiente:



Los componentes principales de una celda de electrolisis son los electrodos: un ánodo positivo y un cátodo negativo, el electrolito para el transporte de iones y una fuente de alimentación en corriente continua para polarizar los electrodos, de forma tal que los iones disueltos en el electrolito sean atraídos al electrodo con carga opuesta donde se da lugar la reacción electroquímica de separación. La Figura 9 muestra un diagrama de las partes de la celda electrolítica mencionadas anteriormente:

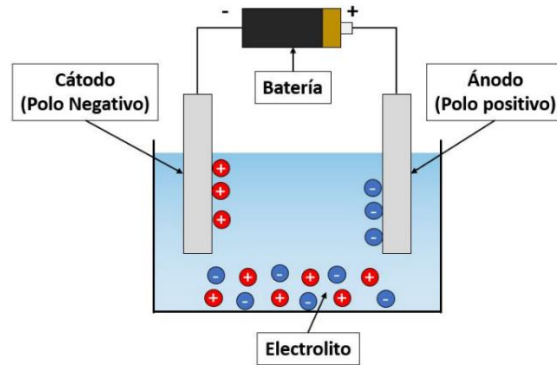


Figura 9 Diagrama de una celda de electrolisis

El elemento básico para llevar a cabo la electrolisis del agua es la energía eléctrica que se proporciona al agua líquida (un elemento de baja energía) y como productos se liberan hidrogeno y oxígeno (gases de alta energía). La energía necesaria para este proceso está representada por la variación de entalpia ΔH y esta a su vez viene dada por la siguiente ecuación termodinámica:

$$\Delta H(T, P) = \Delta G(T, P) + T\Delta S(T, P) \quad (5)$$

Donde ΔG es la energía libre de Gibbs (la cual es suministrada en forma de energía eléctrica en corriente continua), T es la temperatura y S es la entropía. El segundo término representa la parte de la energía procedente del exterior en forma de calor. Tanto ΔG como ΔS dependen de las variables termodinámicas de Temperatura y Presión, por lo tanto, cuando estas varían también variara la cantidad de trabajo eléctrico (ΔG) y la energía térmica ($T\Delta S$) necesarias para que tenga lugar la reacción. Cuando la temperatura aumenta mientras que la presión se mantiene constante, la demanda eléctrica (ΔG) disminuye y la demanda calórica ($T\Delta S$) aumenta. Sin embargo, la suma de ambas energías hace que la energía total (ΔH) sea casi constante a lo largo del intervalo de temperaturas de funcionamiento, además la energía libre de Gibbs se mantiene positiva en el rango de temperaturas de operación, lo cual nos indica que la reacción nunca será espontánea y justifica la necesidad de la fuente de la corriente eléctrica para que ocurra la reacción. El voltaje necesario para dividir la molécula de agua se denomina potencial reversible y es igual a 1,23 V si la reacción se lleva a cabo en condiciones estándar (1 bar y 298 K).

Existe una gran variedad de tecnologías de celdas de electrolisis, actualmente las más maduras y competitivas son las alcalinas y las PEM. Aunque las celdas alcalinas son una tecnología comercialmente más desarrollada, las celdas PEM tienen un mejor rendimiento que las alcalinas cuando son combinadas con fuentes de energía intermitentes o transitorias como lo son las renovables que van a ser utilizadas en esta instalación, por lo tanto las celdas alcalinas se descartan al no estar totalmente adaptadas a trabajar a regímenes de carga variables [Godula-

Jopek, 2015] dados por la producción de energía variable de la planta solar fotovoltaica que será la fuente principal de energía de las instalaciones. Por lo tanto, este tipo de celda será la que usaran los electrolizadores del proyecto. A continuación, se hablará en detalle del proceso mediante el cual este tipo de electrolizadores producen hidrogeno.

En las células PEM, el componente fundamental es la membrana polimérica conductora de iones, la cual cumple la función de separar los productos gaseosos y conducir las cargas eléctricas, que en este caso son protones. En este tipo de electrolizadores no hay electrolito líquido, únicamente fluye agua desionizada, materia prima fundamental para que se produzca la reacción. A ambos lados de la membrana se colocan dos capas electrocatalíticas que actúan como ánodo y cátodo, sobre ellas se utilizan colectores de corriente finos y porosos y placas bipolares para que circule la corriente eléctrica que es alimentada por la fuente de corriente continua y para separar las celdas adyacentes. A continuación, en la Figura 10 un diagrama de la celda electrolítica PEM descrita anteriormente.

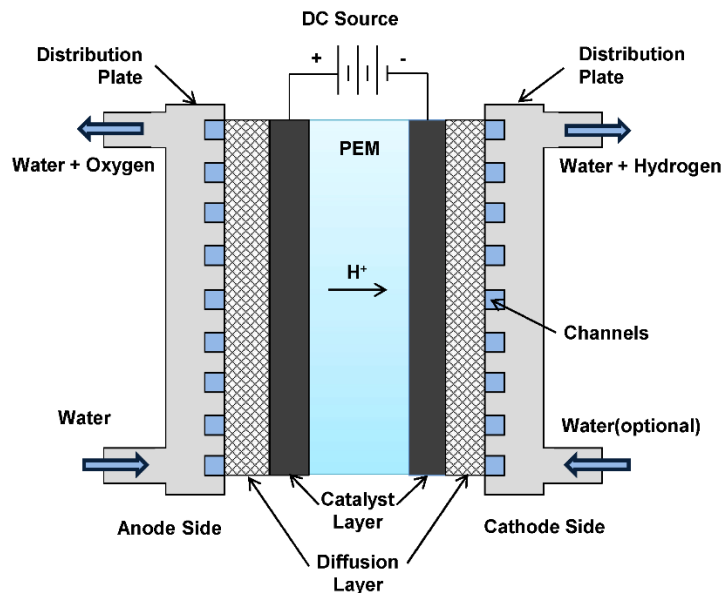
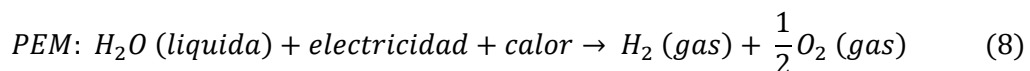
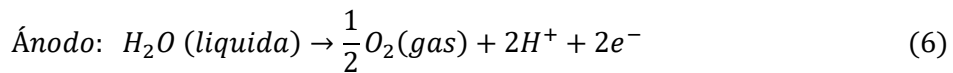


Figura 10 Diagrama de una celda de electrolisis tipo PEM [Sood, 2020]

Durante el proceso de la electrolisis se producen dos reacciones electroquímicas a cada lado de las celdas, las cuales son las siguientes, junto con la global:



La forma en la que se produce el hidrogeno es la siguiente, en el ánodo la corriente continua es utilizada para separar la molécula de agua desionizada en protones (H+) y oxígeno gaseoso (O2), posteriormente los iones disueltos viajan a través de la membrana polimérica de conducción iónica hasta llegar al cátodo atraídos por el campo eléctrico establecido en la celda, una vez ahí los protones se disuelven y se reducen a hidrogeno molecular (H2), completando el proceso de producción.

1.4.2.2. Almacenamiento

En la cadena del hidrogeno, el almacenamiento es un paso crucial, dado que enlaza la etapa de producción con la etapa de consumo. Existen tres formas de almacenar el hidrogeno: en forma gaseosa, liquida y sólida, sin embargo, ya que en la etapa producción se obtiene hidrogeno en estado gaseoso y en la etapa de consumo se requiere el hidrogeno también en estado gaseoso para ser almacenado en los tanques del vehículo ferroviario, no tiene sentido plantearse otra solución para el almacenamiento que no sea en estado gaseoso, dado que las otras opciones requieren de un cambio de estado del combustible lo cual es energéticamente más intensivo que simplemente comprimir el elemento lo que disminuiría el rendimiento energético de las instalaciones.

El almacenamiento gaseoso es un proceso relativamente sencillo pues consiste únicamente en comprimir el hidrogeno hasta las presiones de trabajo adecuadas para reducir el tamaño de los tanques de almacenamiento al máximo, este proceso se realiza aplicando energía mecánica al hidrogeno, con lo cual también es un proceso que consume energía eléctrica. Por lo anteriormente mencionado, este método de almacenamiento será el utilizado en las instalaciones y es una práctica común en las HRS.

Dado que el hidrogeno sale de la etapa de producción a baja presión y en la etapa de consumo se requiere a una presión más elevada, se debe almacenar el hidrogeno en 2 presiones diferentes, masivamente a baja presión y luego a alta presión para garantizar la presión de dispensación al vehículo ferroviario. A medida que las presiones de almacenamiento aumentan, aumentan también los requerimientos de los materiales los cuales deben ser de alta resistencia para garantizar la durabilidad y la resistencia a las fugas, es por este motivo que los tanques de alta presión son fabricados con materiales compuestos como la fibra de carbono.

1.4.2.3. Compresión

En la cadena del hidrogeno, la etapa de compresión hace parte intrínseca de la etapa de almacenamiento pues enlaza la etapa de baja presión con la etapa de alta presión, ya que se necesita almacenar el hidrogeno a una presión mayor que la requerida por el vehículo ferroviario para garantizar que durante el proceso de dispensación se llenen los tanques del vehículo a la presión correcta.

Dados los requerimientos de pureza que debe tener el hidrogeno para su uso en las pilas de combustible (99,999 %), la compresión no puede realizarse mediante los compresores tradicionales pilotados mecánicamente, pues este tipo de compresores contaminarían con aceite el hidrogeno. Por lo tanto, los compresores que deben utilizarse son los pilotados por aire comprimido o los pilotados hidráulicamente.

1.4.2.4. Dispensación

Esta etapa es la que finaliza la cadena del hidrogeno dentro de la HRS, pues permite el transporte del hidrogeno desde los tanques de almacenamiento de la HRS a los tanques de almacenamiento del vehículo ferroviario para su posterior consumo por parte de la pila de combustible.

Los dispensadores son muy similares a los utilizados en las estaciones convencionales de repostaje de Diesel o Gasolina, con la diferencia de que requieren medidas adicionales de seguridad debido a la naturaleza inflamable del hidrogeno. Dichos dispensadores necesitan refrigeración ya que el hidrogeno cuando se expande se calienta, a continuación, en la Figura 11 un diagrama de un dispensador con todos sus elementos:

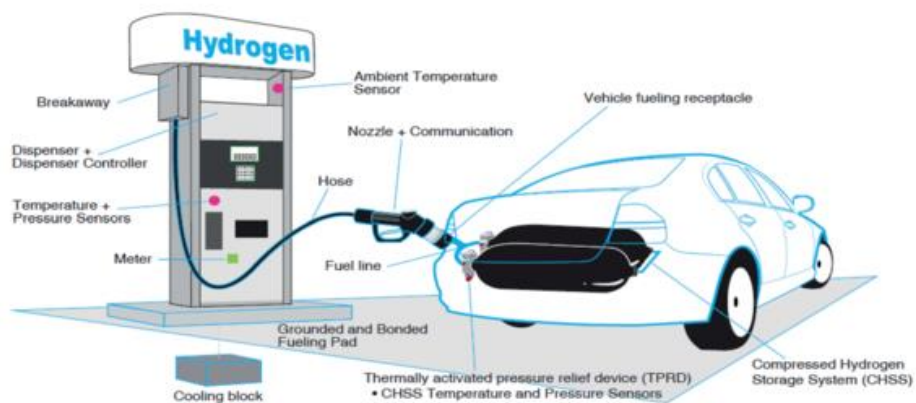


Figura 11 Dispensador de hidrogeno con sus componentes [ISO 19880-1, 2020]

2. MATERIALES Y METODOS

2.1. FUENTES DE ENERGIA

La producción del hidrogeno se realizará utilizando un proceso llamado electrolisis, donde ingresan agua y energía eléctrica y se obtiene hidrogeno de alta pureza. Para que dicho hidrogeno sea considerado “verde” es necesario que la energía eléctrica que se utiliza para su fabricación provenga de una fuente renovable libre de contaminación, para lo cual se propone la construcción de una planta solar fotovoltaica capaz de suplir la demanda de energía eléctrica de la hidrogenara (HRS). Dado que la energía solar es un recurso que depende de la meteorología, se determina que es necesario contar también con un suministro de energía verde constante, para lo cual se recurrirá a un Contrato de compra de energía verde.

2.1.1. PLANTA FOTOVOLTAICA (PV)

Tomando ventaja de la buena radiación solar que llega a los territorios de la península ibérica, el factor predecible del recurso y la sincronidad de la producción energética con la demanda, se propone esta fuente de energía como la más adecuada para suministrar la energía eléctrica verde que las instalaciones de la HRS necesitan.

La ubicación de dicha planta fotovoltaica se localiza en el municipio del Campello (03560) en la Provincia de Alicante la cual hace parte de la Comunidad Valenciana, donde se encuentran las actuales cocheras de FGV, más exactamente en las coordenadas (38.44184462887043, - 0.3921448637007966), a continuación, en la Figura 12 una fotografía satelital del espacio disponible.



Figura 12 Fotografía satelital de la ubicación de la planta solar fotovoltaica [Google Maps, s.f.]

El objetivo es aprovechar al máximo el espacio disponible (resaltado en color amarillo) para ubicar una planta solar fotovoltaica de similares características a la que ya se encuentra en el emplazamiento. La superficie disponible es de 10.726 m².

El recurso solar de esta ubicación se obtuvo con ayuda de la herramienta online PVGIS de la comisión europea [PVGIS, s.f.] y puede verse en la Figura 13:

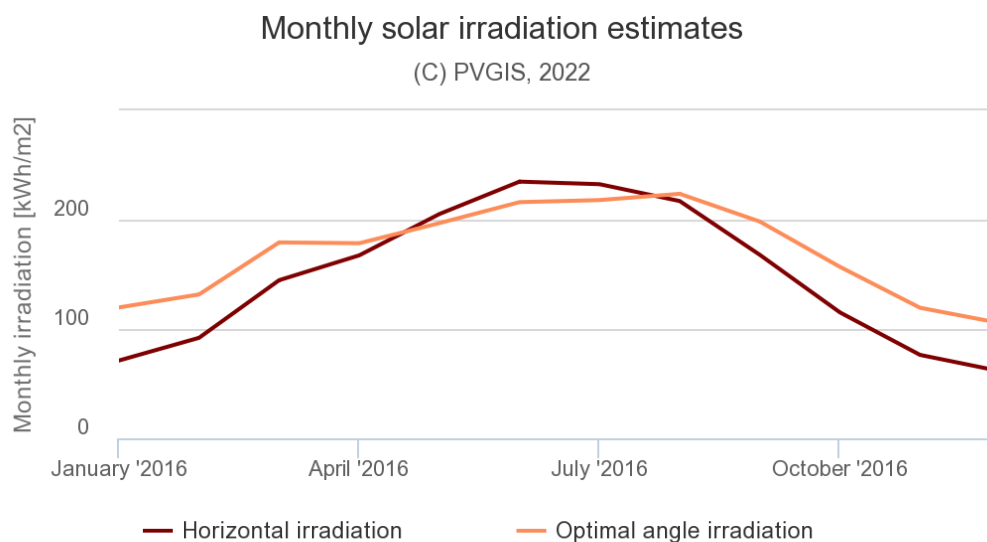


Figura 13 Irradiancia mensual para la ubicación de la planta solar fotovoltaica [PVGIS, s.f.]

La irradiancia a ángulo óptimo (35°) de esta zona suma para el año en cuestión 2043,53 kWh/m² con 170 kWh/m² en promedio por mes.

2.1.2. CONTRATO DE COMPRA DE ENERGÍA VERDE (PPA)

Como forma de apoyo a la producción de energía in situ por medio de la planta solar fotovoltaica descrita anteriormente se utilizará como fuente auxiliar de suministro un contrato de compra de energía verde (en inglés PPA, Power Purchase Agreement) este modelo de suministro energético permite garantizar un abastecimiento de energía eléctrica de origen renovable en todo momento, ideal para apoyar la demanda energética que se sitúe en horarios nocturnos donde la producción de la planta solar fotovoltaica es insuficiente o nula. Dichos contratos son ofrecidos por las grandes empresas comercializadoras de energía y se pueden llegar a firmar por alrededor de 65 €/MWh de energía eléctrica. [FUTUR ENERGY, abril 2022].

2.2. REGULACIONES PARA EL DISEÑO DE HRS

El presente proyecto tiene en cuenta las normativas de la Directiva 2014/94/UE [Directiva 2014/94/UE, 2014], aprobada por el Parlamento Europeo y el Consejo el 29 de septiembre de 2014. La directiva fue aprobada por los estados miembros de la Unión Europea con el objetivo de promover el desarrollo de la infraestructura para combustibles alternativos, como el hidrógeno. Establece un marco común de medidas para este desarrollo con el fin de minimizar la dependencia del petróleo y de mitigar el impacto medioambiental del transporte. En concreto, la Directiva establece las especificaciones técnicas de los puntos de repostaje de hidrógeno. especificaciones técnicas de los puntos de repostaje de hidrógeno para vehículos de motor. Sigue vigente en la actualidad y hace referencia a un conjunto de normas comunes para el diseño y uso de estaciones de repostaje de combustibles alternativos.

Actualmente, el principal problema a la hora de legalizar una HRS es la ausencia de un marco jurídico específico. En la actualidad, no existe armonización entre los diferentes procedimientos de legalización seguidos en cada uno de los países. Por ello, la ya mencionada Directiva 2014/94/UE [Directiva 2014/94/UE, 2014] surge como un intento de homogeneizar tal situación.

En general, las normas internacionales desarrolladas, considerando los requisitos esenciales establecidos en un reglamento, son el marco de elección para el desarrollo y proporcionan reglas y criterios para las HRS, permitiendo el cumplimiento de los requisitos reglamentarios y de permisos. De hecho, se está elaborando una nueva norma ISO 19880-1 basada en la ISO 20100, que unifica los criterios relativos a las distancias de seguridad, tomando como referencia la norma de la Society of Automotive Engineers (SAE), SAE J2601.

Por otro lado, cabe mencionar que mientras la normativa se desarrolla por iniciativa de organismos reguladores europeos, la norma se elabora principalmente gracias a la contribución de la industria, lo que requiere una estrecha colaboración entre ambas partes.

En cuanto a la legislación nacional española, el Real Decreto 639/2016 [Real Decreto 639/2016, 2016], de 9 de diciembre, establece un marco de medidas para la implantación de una infraestructura de combustibles alternativos. Este real decreto establece los requisitos mínimos para la creación de una infraestructura para combustibles alternativos, incluyendo puntos de recarga para vehículos eléctricos y puntos de repostaje de gas natural e hidrógeno.

Además, con carácter general, deberán seguirse las siguientes normativas nacionales:

- Real Decreto 656/2017, de 23 de junio, por el que se aprueba el Reglamento de Almacenamiento de Productos Químicos y sus Instrucciones Técnicas Complementarias MIE (Ministerio de Industria y Energía)-APQ (Almacenamiento de Productos Químicos) de 0 a 10, con aplicación de la MIE-APQ 5 (Almacenamiento de gases en recipientes a presión móviles). Según la ITC (Instrucción Técnica Complementaria) MIE-APQ 5, no será aplicable a los tanques en uso en este proyecto. No obstante, debido al carácter demostrativo de la instalación, y con el fin de disponer del mayor número de consideraciones/criterios de diseño, se considerará aplicable a todos los tanques, no siendo estricto en su cumplimiento y considerándolo como requisitos generales de seguridad.
- Real Decreto 2060/2008, de 12 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de aparatos a presión y sus instrucciones técnicas complementarias.

Teniendo en cuenta este marco legislativo, las especificaciones técnicas de los puntos de repostaje de vehículos que deben tenerse en cuenta se pueden encontrar en los siguientes reglamentos:

- ISO/TS 20100. Hidrógeno gaseoso. Estaciones de repostaje. Esta especificación técnica detalla las características de las estaciones de servicio de hidrógeno al aire libre, tanto públicas como no públicas que suministran hidrógeno gaseoso utilizado como combustible de a bordo para todo tipo de vehículos de carretera [ISO/TS 20100, 2008]. Actualmente, esta normativa constituye un marco de referencia y están recogidas en el Real Decreto 639/2016 que debe cumplirlas. No obstante, hay que tener en cuenta que la Organización Internacional de Normalización (ISO) está llevando a cabo una actualización de esta norma, que en un futuro será anulada por la ISO/TS 19880 (Estaciones de servicio de Hidrógeno gaseoso) [ISO 19880-1, 2020].
- UNE-EN 17124:2018. Combustible de hidrógeno. Especificación del producto y aseguramiento de la calidad Aplicaciones de pilas de combustible de membrana de intercambio protónico (PEM) para vehículos. Esta norma especifica las características de calidad del combustible de hidrógeno y la garantía de calidad con el fin de garantizar la uniformidad del producto de hidrógeno tal como se dispensa para su utilización en sistemas de pila de combustible PEM para vehículos [UNE-EN 17124, 2018].
- UNE-EN 17127:2018. Puntos de repostaje de hidrógeno al aire libre que dispensan hidrógeno e incorporan el protocolo de llenado. Este documento define los requisitos para garantizar la interoperabilidad de los puntos públicos de repostaje de hidrógeno que incluyen protocolos de repostaje que dispensan hidrógeno gaseoso a vehículos que cumplen con la normativa aplicable [UNE-EN 17127, 2018]. La norma ISO equivalente a esta normativa, a la que también se ajusta el Real Decreto 639/2016, es la ISO 17268 (Dispositivos de conexión de repostaje de hidrógeno gaseoso). Esta norma internacional define el diseño, la seguridad y las características de funcionamiento de los conectores destinados al repostaje de vehículos terrestres de hidrógeno gaseoso [ISO 17268, 2012].

- ISO 16528-1:2007. Calderas y recipientes a presión. Parte 1. Requisitos de funcionamiento. Esta parte de la norma ISO 16528 define los requisitos de rendimiento para la construcción de calderas y recipientes a presión [ISO 16528-1, 2007].

2.3. METODOLOGIA DEL ESTUDIO

Como punto de partida para el estudio se recopila la información de las características de consumo energético del vehículo ferroviario, con lo cual se calcula su demanda diaria de hidrogeno y partiendo de esta base se realiza un primer estudio técnico económico donde se dimensionan los equipos a utilizar en la HRS y se obtiene una cifra del coste que implica producir, almacenar y dispensar el hidrogeno. Luego de esto para encontrar la óptima configuración de los equipos que conforman la HRS se han realizado diferentes estudios de sensibilidad cuyo criterio fue minimizar el coste de producción, almacenamiento y dispensación del kg de H₂. En dichos estudios llamados “casos” se analizan diferentes alternativas de almacenamiento a presión, coste de la energía proveniente de contratos de PPA, adquisición externa del H₂, potencia del electrolizador y tamaño de la planta solar fotovoltaica para comparar su viabilidad técnico-económica teniendo en cuenta una vida útil de 15 años de los equipos y 20 años para la planta solar fotovoltaica. Adicionalmente una vez encontrada la configuración óptima se realizaron estudios de escalabilidad para conocer cómo se comporta el coste de producción, almacenamiento y dispensación del kg de H₂ en la HRS a medida que la demanda aumenta, al aumentar el número de Trenes a abastecer.

Para realizar el estudio de los casos anteriormente mencionados se siguieron los pasos del esquema de trabajo de la Figura 14:

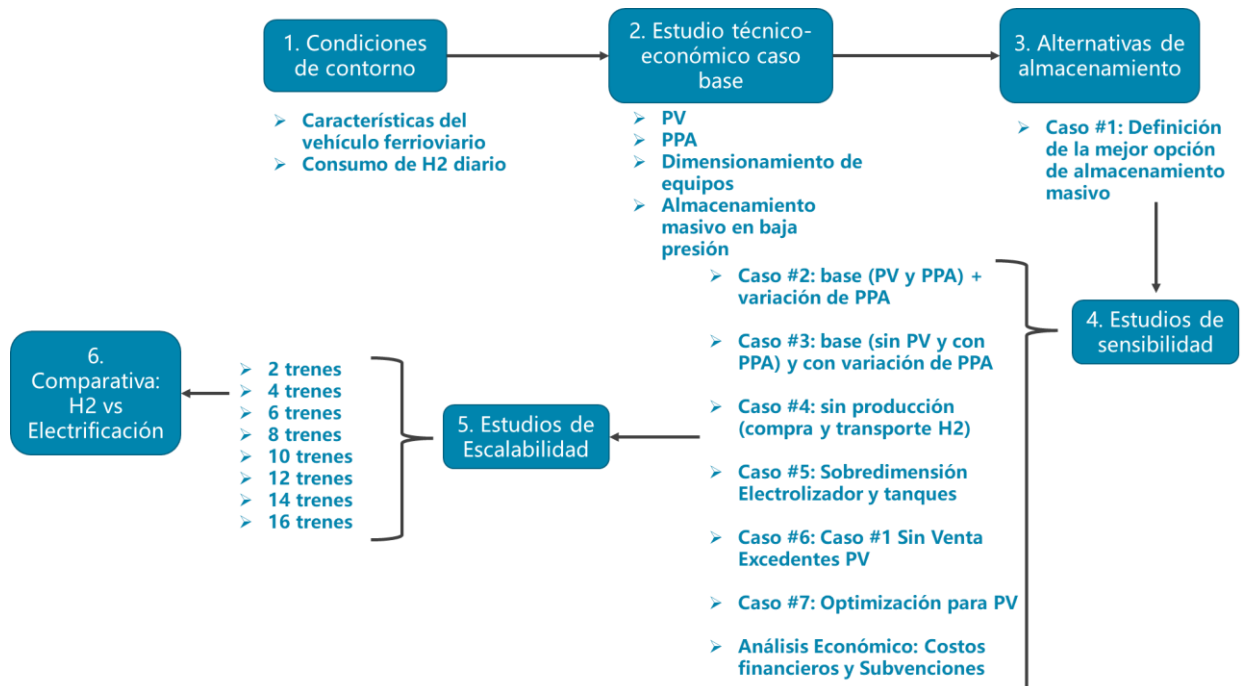


Figura 14 Esquema de la metodología del trabajo

A continuación, se desarrollarán los pasos mencionados en el esquema de trabajo planteado.

- En el punto 2.3.1 se propone la demanda de hidrogeno que requiere un tren.
- En el punto 2.3.2 se realiza un primer estudio técnico económico de las instalaciones.
- En el punto 2.3.3 se busca la mejor alternativa de almacenamiento masivo.
- En el punto 2.3.4 se realizan estudios de sensibilidad para optimizar las instalaciones.
- En el punto 2.3.5 se escalan las instalaciones aumentando la demanda diaria de H2 verde.
- En el punto 2.3.6 se realiza una comparativa entre remplazar el tren existente por un tren propulsado por pila de combustible y un tren eléctrico alimentado desde la catenaria.

2.3.1. CONDICIONES DE CONTORNO (DEMANDA DE LA HRS)

El vehículo ferroviario que se propone para la prueba piloto lo construirá un fabricante local a las afueras de la ciudad de Valencia, según el fabricante las condiciones de contorno para el vehículo serán las siguientes:

- Consumo: 31,3 kgH₂/100 km
- Almacenamiento en tanques: 40,17 kgH₂
- Presión de almacenamiento: 350 bar

Teniendo en cuenta lo anterior y con información de FGV se proponen 4 repostajes del Tren a lo largo de un día de operación, esto nos da como resultado 160,69 kgH₂ que será la cantidad de hidrogeno que debe ser producido, almacenado y dispensado por la HRS en un día de operación de la prueba piloto.

2.3.2. CASO BASE: ESTUDIO TECNICO-ECONOMICO

Como primera aproximación a la solución se realiza un estudio técnico económico base, donde se simula el comportamiento energético de las instalaciones de la HRS hora a hora durante un año para conocer el coste que involucra la producción, almacenamiento y dispensación del H₂ in situ.

Teniendo en cuenta las necesidades de la instalación de la HRS se propone en la Figura 15 el esquema de funcionamiento:

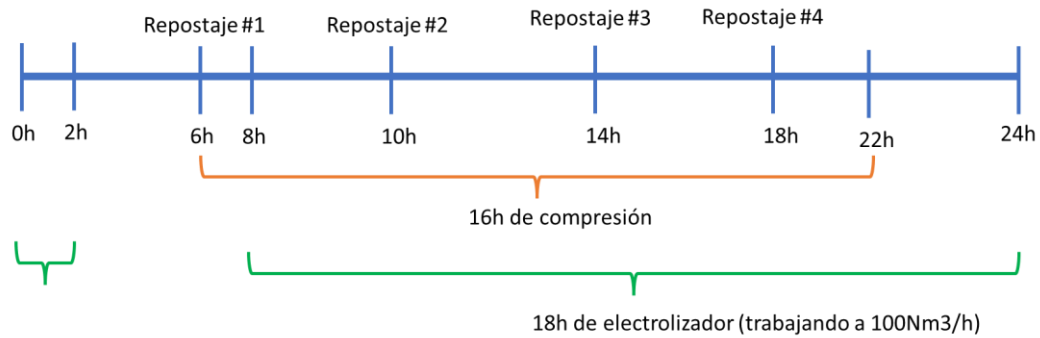


Figura 15 Esquema de funcionamiento de la instalación Caso Base

El anterior esquema de funcionamiento parte de la base de los horarios de los cuatro repostajes a lo largo del día, teniendo esto en cuenta los tanques de almacenamiento de alta presión deben estar llenos antes del siguiente repostaje, lo que nos deja una ventana de 4h para lograr comprimir el hidrogeno entre cada repostaje, escalando esto para los cuatro repostajes tenemos las 16h de compresión. La producción del hidrogeno por parte del electrolizador se inicia en horas de la mañana donde ya pueda existir producción energética por parte de la planta solar fotovoltaica, para minimizar en lo posible el apoyo de la energía proveniente del PPA.

A continuación, en la Figura 16 se muestra el esquema general de los equipos para el caso propuesto:

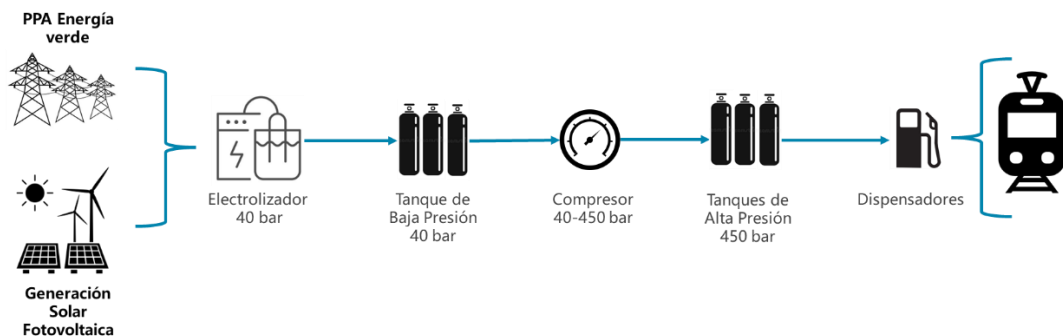


Figura 16 Esquema general para el Caso Base

El dimensionado de los equipos se realizó con los siguientes criterios:

- La planta solar fotovoltaica se dimensiona con la potencia suficiente para cubrir energéticamente la demanda anual de energía eléctrica de la HRS.
- El electrolizador se dimensiona con la capacidad de producir el hidrogeno necesario para cada repostaje en la ventana de 4h entre cada uno de ellos.
- Los tanques de almacenamiento masivo se dimensionan con la capacidad de almacenar la demanda diaria de la HRS.
- Los compresores se dimensionan con la capacidad de comprimir el hidrogeno necesario para cada repostaje en la ventana de 4h entre cada uno de ellos.
- Los tanques de almacenamiento en alta presión se dimensionan con la capacidad de almacenar un repostaje del vehículo ferroviario.
- Los dispensadores se dimensionan con la capacidad para repostar los dos tanques del vehículo ferroviario en simultaneo.

Una vez finalizado el dimensionado de los equipos se procede a buscar proveedores reales de dichos equipos para tener las características finales de los mismos, así como sus costes.

Posteriormente se modelan los equipos hora a hora durante un año con las siguientes ecuaciones:

- Planta PV: $Energía\ producida = \frac{potencia\ pico \times PR \times Irradiancia}{1000} \quad (Wh) \quad (9)$

- Electrolizador: $Energía\ consumida\ EL = potencia \times regimen\ de\ carga \quad (Wh) \quad (10)$

- Tanque Baja presión:
 $Volumen_n = Volumen_{n-1} - caudal\ Compre_n + caudal\ EL_n \quad (11)$

- Compresor:
 $Energía\ consumida\ Comp = caudal^2 \times k_t ; \quad k_t = \frac{potencia\ maxima}{caudal\ maximo^2} \quad (12)$

- Tanque Alta presión:
 $Volumen_n = Volumen_{n-1} + caudal\ Compre_n - demanda\ H2_n \quad (13)$

- Distribución de energía:
 $Energía\ necesaria = Energía\ consumida\ EL + Energía\ consumida\ Comp \quad (14)$

Energía consumida PV =

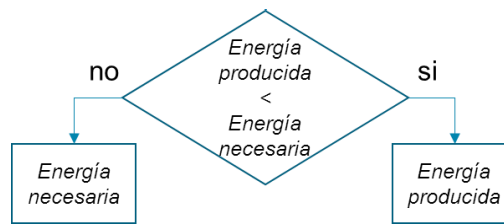


Figura 17 Diagrama de flujo de las condiciones de consumo de la energía generada por la planta solar fotovoltaica

- Contrato PPA:
 $Energía\ a\ comprar = Energía\ necesaria - Energía\ consumida\ PV \quad (15)$

Con esta información se realiza el estudio técnico económico base suponiendo que los excedentes de energía eléctrica (no utilizados para la producción de H2) se podrán vender a la red eléctrica a precio de mercado. Dando como resultado el coste de producir in situ, almacenar y dispensar el hidrogeno para la demanda de un vehículo ferroviario.

2.3.3. CASO #1: ALTERNATIVAS DE ALMACENAMIENTO

Dado que el hidrogeno es producido a una baja presión (40bar) y necesita ser dispensado a una alta presión (450bar) para ser almacenado finalmente en el vehículo ferroviario a 350 bares, es necesario conocer desde el punto de vista técnico y económico cual es el método de almacenamiento masivo (baja, media o alta presión) más seguro y menos costoso para cumplir con esta tarea.

Para dar respuesta a esta incógnita del almacenamiento masivo del hidrogeno se ha realizado el caso #1 donde se han estudiado 3 alternativas:

- La primera alternativa a baja presión: en la que la demanda diaria (160kg) se almacena a la presión de producción 40 bar y tras pasar por el compresor se almacena en alta presión a 450 bar la cantidad de un solo repostaje (40kg).

- La segunda alternativa a media presión: en la que la demanda diaria tras una primera fase de compresión se almacena a 200 bar donde más tarde con una segunda fase de compresión se almacenará a 450 bar la cantidad de un solo repostaje.
- Finalmente, la tercera alternativa contempla el almacenamiento de la demanda diaria total a alta presión 450 bar.

A continuación, en la Figura 18 se muestra el esquema de las alternativas de almacenamiento mencionadas anteriormente, cabe resaltar que el resto de la instalación se mantiene como en el esquema general del caso base (Figura 16).

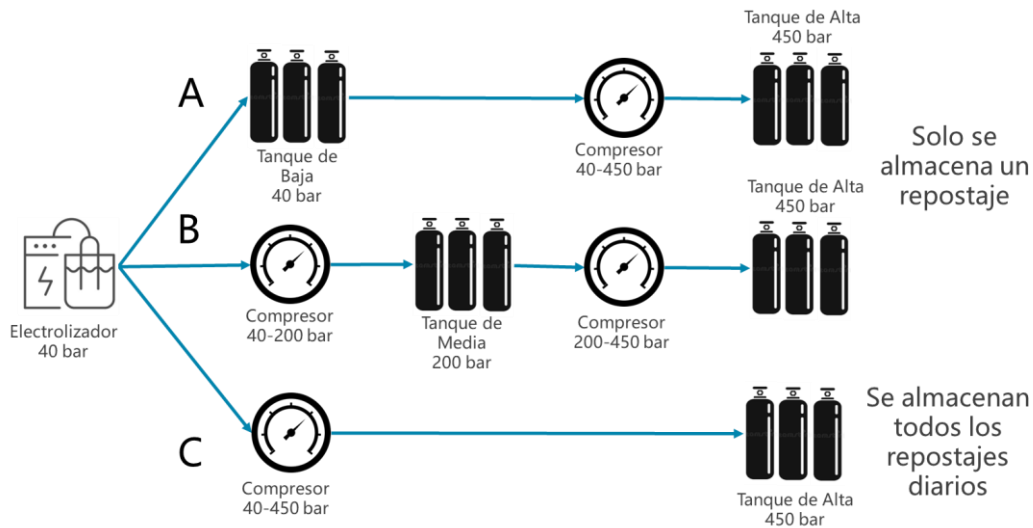


Figura 18 Resumen Alternativas de almacenamiento Caso #1

Cabe destacar el hecho de que las propuestas trabajarán bajo la condición de almacenamiento en cascada. El motivo de utilizar este método de almacenamiento es evitar el sobredimensionamiento de los tanques que viene provocado por la cantidad de volumen muerto que es necesario dejar en los tanques para cumplir con las condiciones de dispensación. En la Figura 19 se muestra un ejemplo de funcionamiento del almacenamiento en cascada:

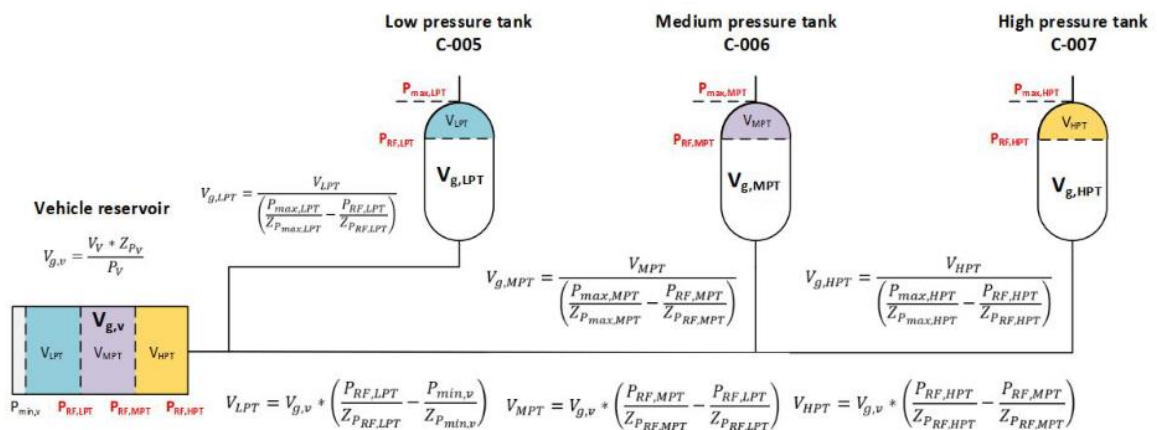


Figura 19 Esquema ejemplo método almacenamiento en cascada [Saiz, 2019,2020]

El almacenamiento en cascada se trata de repostar los tanques del vehículo ferroviario a tres presiones diferentes, para subir la presión del tanque vacío poco a poco, al inicio un primer volumen a baja presión, luego un segundo volumen a media presión y por último un volumen a la presión final para completar el repostaje. Esto permite minimizar el tamaño de los tanques de

almacenamiento al minimizar el volumen muerto de hidrogeno que debe quedar en ellos para garantizar las presiones de dispensación.

Una vez finalizado el dimensionado de los tanques se procede a buscar proveedores reales de dichos tanques para tener las características finales de los mismos, así como sus costes. Con esta información se realiza un estudio técnico económico suponiendo que los excedentes de energía eléctrica (no utilizados para la producción de H₂) se podrán vender a la red eléctrica a precio de mercado. Dando como resultado el coste de producir in situ, almacenar y dispensar el hidrogeno para la demanda de un vehículo ferroviario con las tres configuraciones de almacenamiento masivo de la HRS, para poder comparar y conocer cuál de ellas es la más segura y menos costosa.

2.3.4. ESTUDIOS DE SENSIBILIDAD

Teniendo en cuenta el tipo de almacenamiento masivo más adecuado, el siguiente objetivo es conocer cómo se comporta el coste de producción, almacenamiento y dispensación del hidrogeno con respecto a variaciones en diferentes puntos clave de las instalaciones de la HRS, para finalmente minimizar los costes del Hidrogeno optimizando los equipos, el funcionamiento de las instalaciones y su configuración.

2.3.4.1. Caso #2: base (PV y PPA) y variación de PPA

Una vez conocido el tipo de almacenamiento masivo adecuado, el objetivo de este caso es conocer que tan sensible es el coste de producción con respecto a una variación del precio de los contratos de energía verde (PPA). Para ello se parte de los mismos equipos seleccionados en la mejor configuración del caso anterior junto con un contrato PPA de energía verde que en este caso variara su coste desde los 50 a los 200 €/MWh para suplir las necesidades del electrolizador en las horas en las que no opere la planta fotovoltaica o como apoyo de esta. Además, se supone que los excedentes de energía eléctrica (no utilizados para la producción de H₂) se podrán vender a la red eléctrica a precio de mercado. Dando como resultado un rango de costes en los que puede moverse el coste de producir in situ, almacenar y dispensar el kg de H₂ dependiendo del precio del contrato de compra de energía verde (PPA) y contando con el gran apoyo que supone la planta solar fotovoltaica en cuestiones energéticas y económicas.

El esquema general de este caso es el mismo del caso base (Figura 16) mencionado anteriormente.

2.3.4.2. Caso #3: base (sin PV y con PPA) y variación de PPA

Una vez conocido el tipo de almacenamiento masivo adecuado, el objetivo de este caso es conocer que tan sensible es el coste de producción con respecto a una variación del precio de los contratos de energía verde (PPA) sin contar con la planta solar fotovoltaica. Para ello se parte de los mismos equipos seleccionados en el caso anterior junto con un contrato PPA de energía verde que en este caso variara su coste desde los 50 a los 200 €/MWh para suplir las necesidades del electrolizador, dejando, así como única fuente de suministro eléctrico al contrato PPA.

Además, ya que no contamos con la planta solar fotovoltaica no habrá excedentes de energía eléctrica (no utilizados para la producción de H₂) que puedan ser vendidos a la red eléctrica a precio de mercado y logren amortizar un tanto el precio de producción. Dando como resultado un rango de costes en los que puede moverse el coste de producir in situ, almacenar y dispensar el kg de H₂ dependiendo del precio del contrato de compra de energía verde (PPA).

A continuación, en la Figura 20 un esquema general para el caso propuesto:

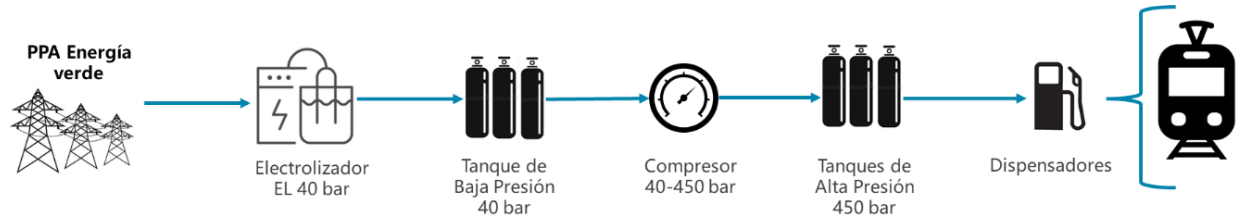


Figura 20 Esquema general para el Caso #3

2.3.4.3. Caso #4: sin producción (compra y transporte H₂)

El objetivo de este caso es conocer que tan sensible es el coste del kg H₂ si en lugar de producirlo in situ es comprado a un tercero. Para ello se parte de los mismos equipos seleccionados en el caso anterior, pero prescindiendo de los encargados de la producción, es decir, sin la planta solar fotovoltaica, el contrato PPA y el electrolizador. El resto de la instalación se mantiene igual. Para evaluar la variación en los costes de compra y transporte se tomaron en cuenta 2 ubicaciones para la compra del H₂ verde: La refinería de BP en Castellón y la planta del grupo Alonso en Cheste, variando el precio de compra del kg de H₂ desde 3 € hasta 10 € en saltos de 0,5 €. Para transportar este H₂ verde se utilizaron 2 tráiler con capacidades de 1130 kg y 400 kg respectivamente. Dando como resultado un rango de costes en los que puede moverse el coste de comprar, almacenar y dispensar el kg de H₂ dependiendo del precio del kg de H₂, la ubicación de la compra y la capacidad del vehículo que lo transportará.

A continuación, en la Figura 21 un esquema general para el caso propuesto:

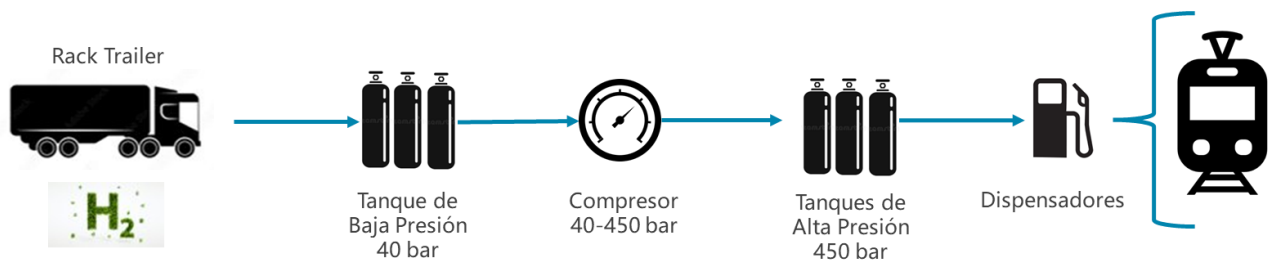


Figura 21 Esquema general para el Caso #4

2.3.4.4. Caso #5: sobredimensión electrolizador y tanques

Para este caso se quieren conocer los equipos necesarios para poder cubrir las necesidades de la HRS utilizando tan solo la energía eléctrica de la planta fotovoltaica. Para ello, necesitamos utilizar unos taques de almacenamiento masivo sobredimensionados para almacenar más

hidrogeno en épocas de verano para ser consumido en invierno, también se debe optimizar la curva de funcionamiento del electrolizador para que se ajuste a las horas de producción de la planta fotovoltaica. Por ello, para este caso se escoge un electrolizador con mayor potencia que en los casos anteriores. También se estudian diferentes tamaños de planta fotovoltaica, así como el óptimo para satisfacer las necesidades del proyecto. Dando como resultado dos rangos de costes en los que puede moverse el coste de producir, almacenar y dispensar el kg de H₂ dependiendo de si se puede o no contar con los ingresos de la venta de los excedentes de energía eléctrica (no utilizados para la producción de H₂) a la red eléctrica a precio de mercado y del tamaño de la planta fotovoltaica.

El esquema general para este caso se muestra a continuación en la Figura 22:

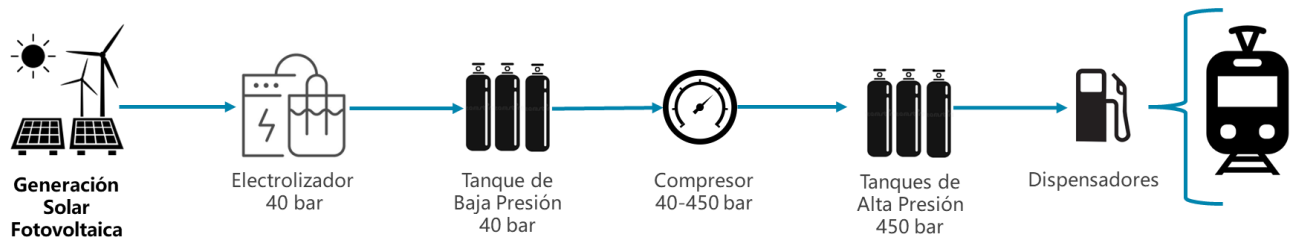


Figura 22 Esquema general para el Caso #5

2.3.4.5. Caso #6: Caso #1 sin venta excedentes PV

Una vez conocido el tipo de almacenamiento masivo adecuado, el objetivo de este caso es conocer que tan sensible es el coste del kg H₂ si no tenemos la posibilidad de vender los excedentes a la red. Para ello se parte de la mejor configuración de instalación del caso #1 pero se supone que los excedentes de energía eléctrica (no utilizados para la producción de H₂) no se podrán vender a la red eléctrica.

Después de realizar el estudio técnico económico de la mejor alternativa de almacenamiento masivo del Caso #1 tanto con venta como sin venta de los excedentes de energía eléctrica provenientes de la planta solar fotovoltaica se realizó la comparación entre estas dos variantes del caso dando como resultado el comportamiento del coste de dispensación del kg de H₂ variando al mismo tiempo tanto el precio del PPA (€/MWh) como la potencia pico de la planta fotovoltaica (MWp).

El esquema general será el mismo del caso base (Figura 16) mencionado anteriormente.

2.3.4.6. Caso #7: optimización para PV

Para este caso se quieren conocer los equipos necesarios para poder cubrir las necesidades de la HRS utilizando la energía de la planta fotovoltaica más grande que se pueda instalar en el espacio dado (Figura 12) y utilizando la menor cantidad de energía proveniente de PPA. Para ello, necesitamos optimizar la curva de funcionamiento del electrolizador para que se ajuste a las horas de producción de la planta fotovoltaica. Por ello, para este caso se escoge un electrolizador con mayor potencia que en el caso base, para aprovechar mejor la energía proveniente de la planta fotovoltaica en sus horas de mayor producción y así verter menos excedentes de energía eléctrica a la red. También se estudian diferentes tamaños de planta

fotovoltaica, así como el óptimo para satisfacer las necesidades del proyecto. Dando como resultado dos rangos de costes en los que puede moverse el coste de producir, almacenar y dispensar el kg de H₂ dependiendo de si se puede o no contar con los ingresos de la venta de los excedentes de energía eléctrica (no utilizados para la producción de H₂) a la red eléctrica a precio de mercado y del tamaño de la planta fotovoltaica.

El esquema general para este caso es el mismo del caso base (Figura 16) mencionado anteriormente.

2.3.4.7. Análisis económico: costes financieros y subvenciones

Una vez conocida la configuración más óptima de la HRS, el objetivo de este análisis económico es comprender que tan sensible es el coste del kg H₂ si a la inversión de la instalación se le agregan los costes financieros y a su vez las posibles intensidades de subvenciones a las que hoy en día se puede aplicar en España a través de las convocatorias del “programa de incentivos 2: diseño, demostración y validación de movilidad propulsada por hidrógeno incluido en los programas de incentivos a la cadena de valor innovadora y de conocimiento del hidrógeno renovable” (Programa Cadena de Valor) y la convocatoria de “Incentivos a proyectos pioneros y singulares de hidrógeno renovable” (Programa H₂ PIONEROS) en el Marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), dichas subvenciones tienen intensidades que van hasta el 40% de la inversión de la HRS. Dando como resultado dos rangos de costes en los que puede moverse el coste de producir, almacenar y dispensar el kg de H₂ dependiendo de si se puede o no contar con los ingresos de la venta de los excedentes de energía eléctrica (no utilizados para la producción de H₂) a la red eléctrica a precio de mercado y del porcentaje de la intensidad de las subvenciones.

Dado que no se realiza ningún cambio en la instalación el esquema general y los equipos utilizados son los mismos del caso #7 anteriormente mencionado.

2.3.5. ESTUDIOS DE ESCALABILIDAD

Una vez conocida la configuración más óptima de la HRS, el objetivo de estos casos es comprender como se comporta el coste del kg H₂ si se aumenta la demanda de las instalaciones para suplir las necesidades de consumo de hidrogeno verde para más de un Tren, el análisis de escalabilidad se realizó aumentando la demanda hidrogeno de las instalaciones de 2 en dos, es decir, partimos del Caso #7 con la demanda de 1 Tren, luego la de 2 Trenes, luego la de 4 Trenes, hasta llegar a 16 Trenes.

La metodología para escalar las instalaciones de la HRS a medida que la demanda crecía fue la siguiente:

1. Aumentar la demanda de hidrogeno verde por hora multiplicando por el número de Trenes.
2. Verificar que el compresor puede trasegar el nuevo caudal de Hidrogeno por hora y de no ser así aumentar su número.

3. Verificar que el electrolizador pueda producir la cantidad de hidrogeno por hora necesaria para que los tanques de almacenamiento masivo nunca lleguen a estar vacíos y de no cumplirse se reemplaza por el siguiente tamaño de electrolizador, al mismo tiempo se verifica el volumen de los tanques necesario para satisfacer la nueva demanda y de no ser así aumentar su número.
4. Ajustar los costes de los equipos nuevos o adicionales.
5. Ajustar la potencia de la planta solar fotovoltaica tomando como criterio la minimización del coste de producción.

Dando como resultado una curva del coste de producir, almacenar y dispensar el kg de H₂ a medida que se escala la demanda, llegando a conocer el número de Trenes óptimo (para una HRS con repostajes desde las 6:00h hasta las 21:00h) a fin de minimizar la inversión de las instalaciones y así mismo el coste del kg de H₂.

2.3.6. COMPARATIVA: H₂ VS ELECTRIFICACIÓN

Una vez conocida la configuración más óptima de la HRS y los costes que implica escalar las instalaciones para suplir la demanda de varios Trenes de hidrogeno, el objetivo de esta comparativa es comprender cual es la alternativa con menor inversión para reemplazar la operación de un Treno de 50 km de recorrido donde operan 4 vehículos ferroviarios propulsados por Diesel, por lo que se compara económicamente entre las dos alternativas bajas en emisiones a este método de propulsión que existen en la actualidad. Por un lado, Trenes propulsados por Hidrogeno verde y por otro lado los tradicionales Trenes propulsados por electricidad haciendo uso de vías con catenaria. Dando como resultado una comparativa económico donde se evidencia la alternativa más económica.

2.3.7. LIMITACIONES DEL ESTUDIO

El estudio se limita a realizar un balance energético hora a hora durante un año de las diferentes configuraciones de instalaciones de las HRS mediante las ecuaciones teóricas que rigen el funcionamiento de cada uno de los equipos (Planta solar fotovoltaica, electrolizador, tanque de almacenamiento en baja presión, compresor hidráulico y tanque de almacenamiento en alta presión), como forma de validar la parte técnica de las soluciones y que se suple correctamente la demanda de hidrogeno. Para luego extrapolar los resultados de dicho año a los 15 años de vida útil estimada de las instalaciones y junto con cotizaciones de precios de los equipos y una estimación del coste de construir las instalaciones para poder generar una metodología de dimensionamiento de HRS para finalmente poder descubrir que configuración de HRS es la económicamente más viable bajo las mismas circunstancias, utilizando el coste de producción como métrica para dar este veredicto.

La radiación solar con la que se calcula la producción de la planta solar fotovoltaica es del año solar 2016 y sus datos fueron tomados del PVGIS [PVGIS, s.f.], los datos son de ese año en particular por que los precios de venta de excedentes de energía a la red son de ese año, por lo que los datos de radiación deben coincidir con el año de los precios de venta de energía, para que las cifras sean coherentes.

Los precios de los equipos utilizados en este estudio datan del primer semestre del año 2022, los cuales pueden haber sufrido alzas debido a la situación mundial actual.

El factor de emisiones de la producción del hidrogeno proviene de un paper de Corea [Akhtar, Octubre 2021], por lo que la cifra real para España puede variar un tanto, gracias a las diferencias del mix energético de cada país.

3. RESULTADOS Y DISCUSION

3.1. CASO BASE: ESTUDIO TECNICO-ECONOMICO

Siguiendo la metodología mencionada en la sección 2.3.2., a continuación, se realizará el dimensionado y selección de los equipos que conforman la HRS para posteriormente realizar un estudio técnico económico base y presentar los primeros resultados económicos para tener una visión de cómo sería una HRS con producción in situ de H2 verde y autoconsumo de energía eléctrica producida in situ por parte de una planta solar fotovoltaica; descubriendo el coste de producir, almacenar y dispensar el H2 verde.

3.1.1. DIMENSIONADO Y SELECCIÓN DE LOS ELEMENTOS DE LA INSTALACION CASO BASE

Siguiendo el esquema de los componentes necesarios para una HRS mencionados en la sección 1.4.2. y el esquema de funcionamiento de la Figura 15 se procede a dimensionar los siguientes equipos a medida de la demanda:

Electrolizador:

El electrolizador se dimensiona con la capacidad de producir el hidrogeno necesario para cada repostaje en la ventana de 4h entre cada uno de ellos (Figura 15). Dado que cada repostaje completo de los tanques es de 40,17 kgH2, el electrolizador debe ser capaz de elaborar 10,04 kgH2/h, para lo cual debe producir un caudal de 111,67 Nm3/h H2.

Con este parámetro en mente se busca un equipo capaz de producir un caudal similar al requerido para lo que se recurrió al fabricante español de electrolizadores H2B2 y a su Modelo EL100N (Figura 23) el cual produce 100 Nm3/h H2 absorbiendo una potencia de 515 kW a plena carga, debido a que su modelo anterior produce 60 Nm3/h H2 y el siguiente produce 200 Nm3/h H2, Dicho electrolizador seleccionado produciría 35,97 kgH2 en las 4h de tiempo disponible, cifra que es inferior a los 40,17 kgH2 de capacidad máxima de los tanques pero a la vez superior a los 31,3 kgH2 que consume el Tren en el recorrido que hace antes de repostar.



Figura 23 Electrolizador EL100N H2B2 [H2B2, s.f.]

Planta Fotovoltaica:

La planta fotovoltaica se dimensiona con la potencia suficiente para cubrir energéticamente la demanda anual de energía eléctrica del electrolizador. Siguiendo las ecuaciones presentadas a continuación y despejando la Potencia de la planta fotovoltaica:

Energía consumida por la producción de hidrogeno:

$$Energia_{Anual} = kgH2_{Año} * \frac{Potencia_{EL} * t}{kgH2} \quad (16)$$

Energía producida por la planta fotovoltaica:

$$Energia_{Anual} = \frac{Potencia_{PV}}{G_{est}} * G_d * PR \quad (17)$$

$$Potencia_{PV} = Energia_{Anual} * GestGd * PR \quad (17,1)$$

Desarrollando las ecuaciones 16, 17 y 17,1:

$$\begin{aligned}
 Energia_{Anual} &= \left(40,17 \text{ kgH2} * 4 \frac{\text{repostajes}}{\text{dia}} * 365 \frac{\text{dias}}{\text{año}} \right) \\
 &\quad * \left(\frac{515 \text{ kW} * 18 \frac{\text{h}}{\text{dia}}}{35,97 \text{ kgH2} * 4 \frac{\text{repostajes}}{\text{dia}}} \right) \\
 Energia_{Anual} &= 58.648,2 \frac{\text{kgH2}}{\text{año}} * \frac{9270 \frac{\text{kWh}}{\text{dia}}}{143,88 \frac{\text{kgH2}}{\text{dia}}} = 3778,62 \frac{\text{MWh}}{\text{año}} \\
 Potencia_{PV} &= \frac{3778,62 \frac{\text{MWh}}{\text{año}} * 0,001 \frac{\text{kW}}{\text{m}^2}}{1,887 \frac{\text{MWh}}{\text{m}^2} * 0,7} = 2,8 \text{ MW}
 \end{aligned}$$

Por lo tanto, la potencia de la planta fotovoltaica debe ser 2,8 MW.

Tanques de Almacenamiento masivo

El tanque de almacenamiento masivo se dimensiona con la capacidad de almacenar la demanda diaria de la HRS. Dado que cada repostaje completo de los tanques es de 40,17 kgH2 y se deben realizar 4 repostajes diarios, la capacidad del tanque debe ser de 160,68 kgH2, para pasarlo a unidades de volumen utilizamos el siguiente factor de conversión:

$$\begin{aligned}
 Volumen \text{ diario a suministrar} &= 160,68 \text{ kg H2} \times 11,12 \frac{\text{Nm3}}{\text{kg H2}} \\
 &= 1.786,76 \text{ Nm3} \quad (18)
 \end{aligned}$$

Para hallar el volumen geométrico necesario para almacenar esa cantidad de hidrogeno se siguen las siguientes ecuaciones:

$$Vol_g = \frac{Vol_{suministrado}}{\left(\frac{P_1}{Z_1} \frac{P_2}{Z_2}\right)} \quad (19); \quad Z_x = 0,0007 * P_x + 0,9915 \quad (20) ; [Saiz, 2019,2020]$$

Donde Vol_g es el volumen geométrico donde se almacena el volumen a suministrar, P_x es presión y finalmente Z_x es el factor de compresibilidad. La presión máxima (P_1) serían 40 bares y la presión mínima de descarga (P_2) serían 3,4 bares para garantizar que el compresor pueda trasegar con el tanque a esta presión, por lo que el volumen geométrico necesario para almacenar el volumen a suministrar es:

$$Vol_g = \frac{1.786,76 \text{ Nm}^3}{\left(\frac{40}{Z_{40}} - \frac{3,4}{Z_{3,4}}\right)} = 49,89 \text{ m}^3$$

Sin embargo, esto no es el volumen geométrico total que debe tener el tanque, pues hay que dejar un volumen muerto de hidrogeno para garantizar la mínima presión de 3,4 bares, por lo que:

$$\% \text{ de hidrogeno usable} = 1 - \frac{P_{min}}{P_{max}} = 1 - \frac{3,4}{40} = 91,5 \% \quad (21)$$

$$Vol_g \text{ Total} = \frac{Vol_g}{\% \text{ de hidrogeno usable}} = \frac{49,89 \text{ m}^3}{91,5 \%} = 54,52 \text{ m}^3 \quad (22)$$

Y el volumen muerto sería:

$$Vol_{Muerto} = Vol_g \text{ Total} \times \left(\frac{P_{min}}{Z_{P_{min}}} - \frac{0}{Z_0}\right) = Vol_g \text{ Total} \times \left(\frac{3,4}{Z_{3,4}} - \frac{0}{Z_0}\right) = 186,52 \text{ Nm}^3 \quad (23)$$

Para entender mejor estos conceptos a continuación en la Figura 24 un diagrama del tanque lleno y vacío:



Figura 24 Diagrama tanque de almacenamiento masivo lleno y vacío

Con estos parámetros en mente se busca un tanque capaz de almacenar un volumen similar al requerido para lo que se recurrió al fabricante español de tanques a presión Lapesa y a su modelo LH50 H (Figura 25) especializado en el almacenamiento de hidrogeno gaseoso, con un volumen geométrico de 50 m³ y capacidad para almacenar hasta 180 kg H₂ (a 40 bar y 0 °C), debido a que su modelo anterior en capacidad almacena 90 kg H₂ y el siguiente 360 kg H₂. Con el tanque seleccionado se puede cubrir la demanda diaria de la HRS sin problemas, a pesar de que su volumen geométrico no sea el mismo del diseño (50 m³), que convertidos en volumen nominal quedan 1.961,75 Nm³ solo 11,55 Nm³ de diferencia con el diseño.



Figura 25 Tanque LH50H Lapesa [Lapesa, s.f.]

Resultados	
Modelo	LH 50H Lapesa
Presión diseño máxima	40 bar
Capacidad	50 m3
Volumen Dispensado	1.638 Nm3
Volumen Muerto	171 Nm3

Tabla 1 Volúmenes tanque almacenamiento masivo en baja presión

Compresores

Los compresores se dimensionan con la capacidad de comprimir el hidrogeno necesario para cada repostaje en la ventana de 4h entre cada uno de ellos (Figura 15). Dado que cada repostaje completo de los tanques es de 40,17 kgH₂, los compresores deben ser capaces de comprimir 10,04 kgH₂/h, para lo cual deben trasegar un caudal de 111,67 Nm³/h H₂.

Con este parámetro en mente se busca un equipo capaz de trasegar un caudal similar al requerido para lo que se recurrió al fabricante español de tecnología de alta presión Haskel y a su Modelo de compresor hidráulico HGT-150/90 (por recomendación del mismo fabricante, Figura 26) el cual cuenta con tecnología de doble etapa pilotado por hidráulica capaz de trasegar hasta 500 Nm³/h a presiones desde 6 bar hasta 1050 bar (dependiendo de la presión de entrada) y absorbiendo una potencia de 10 hasta 50 kW.

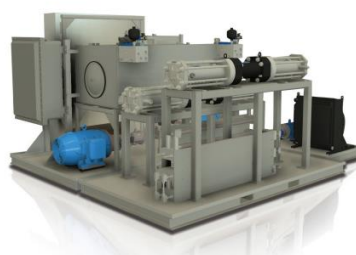


Figura 26 Compresor hidráulico Integrado HGT-150/90 de Haskel [Haskel, s.f.]

Tanque Alta presión

Los tanques de almacenamiento en alta presión se dimensionan con la capacidad de almacenar un repostaje del vehículo ferroviario. Dado que cada repostaje completo de los tanques es de 40,17 kgH₂ o en unidades de volumen 446,69 Nm³ H₂, este es el volumen que se debe dispensar al Tren, mas no es el volumen total que deben almacenar los tanques ya que se debe cumplir con el almacenamiento en cascada para minimizar el volumen total del tanque mientras se cumple con a presión a la que se debe dispensar el hidrogeno (450 bar para repostar los tanques del Tren a 350 bar). El almacenamiento se realiza en cascada dado que los tanques del tren llegan con una baja presión (vacíos) y el repostaje se realiza desde la menor a la mayor presión, como puede verse en la Figura 19.

El cálculo de los tanques en cascada se explica en el siguiente diagrama de flujo:

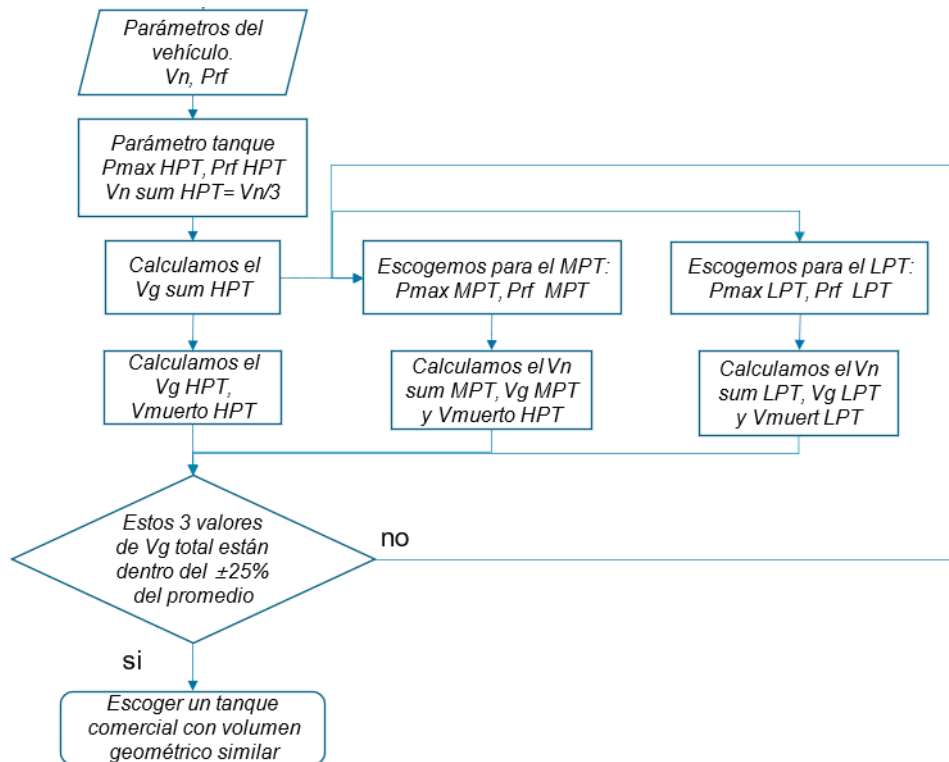


Figura 27 Diagrama de flujo cálculo del almacenamiento en cascada

1. Para empezar con el cálculo partimos de los parámetros del vehículo ferroviario, 40,17kg a 350 bar o 446,69 Nm³.
2. Para poder repostar el tanque del vehículo a 350 bar es necesario tener como máxima presión 450 bar, por lo que la presión máxima del tanque de alta (Pmax HPT) queda seleccionada, junto con la presión de repostaje (Prf HPT) = Presión del vehículo (Prf).
Cada sección de la cascada contendrá el mismo volumen a suministrar por lo que Vg sum HPT = Vn/3, es decir, 148,90 Nm³.
3. Calculamos el Vg sum HPT: $V_{g\ HPT} = \frac{148,9}{\left(\frac{450}{2450} - \frac{350}{2350}\right)} = 2,43\ m^3$ y lo fijamos como el volumen geométrico que tiene que dispensar cada etapa de la cascada.
4. Escogemos los siguientes parámetros de los tanques de media (MTP) y baja presión (LPT): Pmax y Prf.
5. Calculamos los siguientes parámetros de los tanques de media (MTP) y baja presión (LPT): Vn sum, Vg y Vmuerto.
6. Verificamos que se cumple la condición que el Vg total de todos los tanques este dentro de ± el 25 % del promedio, si no se cumple se regresa al paso 4.
7. Una vez cumplida la condición se busca un fabricante con un tanque con volumen geométrico sea ligeramente superior al total de los 3 tanques.

Como resultado del proceso iterativo anteriormente descrito se determinó que el volumen geométrico total del tanque es de 26,66 m³, con este parámetro y la presión máxima en mente se busca un tanque capaz de almacenar un volumen ligeramente superior al requerido para lo que se recurrió al fabricante europeo de tanques para hidrogeno NPROXX y a su modelo 40ft PED (Figura 40) con un volumen geométrico de 37,8 m³ (dado que su modelo anterior tiene un volumen geométrico

de 17,5 m³) y tecnología de material compuesto ligero con categoría Tipo 4 y presión máxima de 500 bar, este tanque cuenta con 108 cilindros divididos en 3 secciones, lo cual resulta idóneo para el almacenamiento en cascada pudiendo destinar cada sección para una presión diferente de almacenamiento, dichas presiones de máximas son 450, 300 y 250 bar.

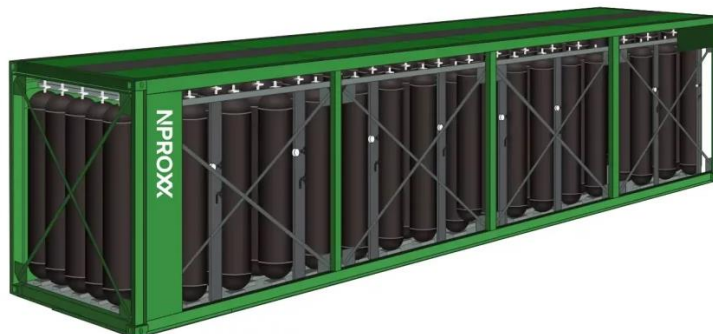


Figura 28 Tanque 40ft PED NPROXX [NPROXX, s.f.]

Se recalcularon los valores de los volúmenes dispensados y muertos de cada etapa ya que el volumen geométrico del tanque de almacenamiento seleccionado es mayor al de diseño, los resultados se presentan en la siguiente tabla:

Resultados		
Modelo		NPROXX 40ft
Presión diseño máxima		500 bar
Capacidad		37,8 m ³
Presión Max	Volumen Dispensado	Volumen Muerto
450 bar	171,85 Nm ³	3.566,52 Nm ³
300 bar	223,07 Nm ³	2.365,31 Nm ³
250 bar	268,45 Nm ³	1.895,02 Nm ³
Total	663,68 Nm ³	7.826,85 Nm ³

Tabla 2 Volúmenes almacenamiento en cascada tanque de alta presión Caso base

Dispensadores

Los dispensadores se dimensionan con la capacidad para repostar los dos tanques del vehículo ferroviario en simultaneo. Dado que cada repostaje completo de los tanques es de 40,17 kgH₂ y contamos con dos tanques en el Tren y se requiere repostarlos en simultaneo, se necesitan dispensadores capaces de trasegar 20,085 kgH₂ en el menor tiempo posible.

Con estas restricciones en mente se buscan equipos capaces de trasegar la cantidad de hidrogeno requerida para lo que se recurrió al fabricante español de tecnología de alta presión Haskel y a su Modelo de dispensadores "E" (Figura 29) los cuales son capaces de trasegar hasta 50 kg de H₂ a 350 bar y pueden llegar a presiones de hasta 1000bar y cuentan con enfriamiento hasta -40°C (dado que el hidrogeno se calienta al ser dispensado, por su aumento en volumen), ya que necesitamos dos dispensadores este modelo cumple con los requerimientos anteriormente mencionados.



Figura 29 Dispensador "E" de Haskel

3.1.2. RESULTADOS Y DISCUSION CASO BASE

Una vez elegidos los equipos a utilizar en este primer caso se realizó una simulación anual del comportamiento energético de la HRS hora a hora en Excel teniendo en cuenta las características técnicas de cada equipo, donde se modeló la producción fotovoltaica en base a datos reales de irradiancia en la comunidad valenciana (en la ubicación mencionada en la sección 2.1.1), el origen del consumo eléctrico del electrolizador (planta fotovoltaica o PPA), su producción de hidrogeno, el comportamiento de los tanques de almacenamiento masivo, el consumo del compresor hidráulico y finalmente el comportamiento de los tanques de alta presión. Dicha simulación anual se extrapolo a los 15 años de vida útil previstos para las instalaciones y adicionalmente se realizó un estudio económico del coste de inversión en los equipos y en la energía comprada a lo largo de la vida útil de las instalaciones. Dando como resultado lo siguiente:

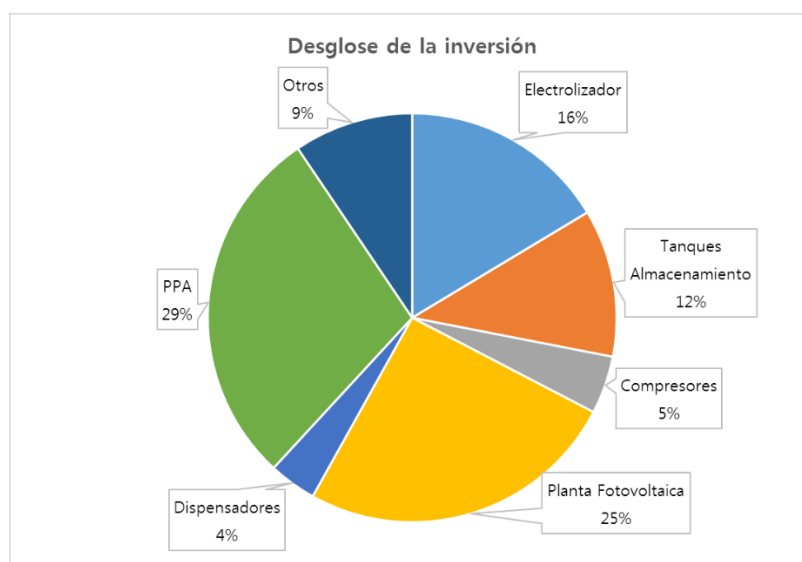


Figura 30 Desglose de la inversión Caso Base

En la Figura 30 podemos observar cómo se distribuye la inversión en los diferentes equipos que conforman la instalación incluyendo el monto de la compra de energía verde por medio del contrato PPA durante los 15 años de vida útil de las instalaciones, cuyo monto asciende a unos 6.593.869 €. Podemos observar que más de la mitad de la inversión (54%) hace referencia al suministro energético

de las instalaciones compuesto por la planta fotovoltaica y el contrato PPA, la otra mitad de la inversión hace referencia a los equipos necesarios para el funcionamiento de la HRS.

El monto del coste de las instalaciones de la HRS al final de los 15 años su vida útil es de unos 1.998.842€ y es menor al monto de la inversión mencionado anteriormente, este fenómeno se debe a que el coste resulta de restarle a la inversión dos montos:

el primero conseguido a través de la venta a la red eléctrica de excedentes de energía que no han sido aprovechados para la producción de hidrogeno, dichos excedentes son causados al contar con una planta fotovoltaica cuya potencia es de 2,8 MWp, muy superior a la potencia del electrolizador 0,515 MW (como puede observarse en la Figura 31, el área entre la curva azul y la línea amarilla son los excedentes), dicho monto asciende a 4.185.359 €.

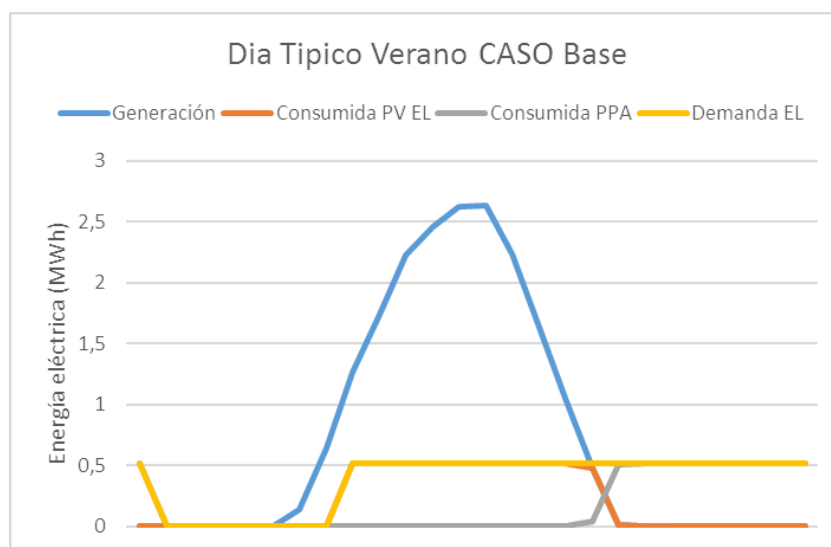


Figura 31 Producción y Consumo de energía de la HRS para el Caso Base

El segundo monto se debe a que la planta solar fotovoltaica tiene una vida útil de 20 años mientras que las instalaciones de la HRS tienen una vida útil de 15 años, por lo que si incluimos el monto total de la inversión en materia de planta solar fotovoltaica estaríamos sumando 5 años adicionales que no entran en el alcance de la vida útil de la HRS. Por lo tanto, se amortiza la inversión de la planta a 15 años, primero obteniendo el coste del MWh producido por la planta y luego el coste de la planta a 15 años y por último la diferencia de dicho coste con la inversión total, siguiendo las siguientes formulas:

$$\text{Costo amortizado } MWh = \frac{\text{Inversion}}{\text{Vida util} \times \text{Produccion anual}} = \frac{1.678.674,19 \text{ €}}{20 \text{ años} \times 4226,89 \frac{MWh}{\text{año}}} = 19,86 \frac{\text{€}}{MWh} \quad (24)$$

$$\begin{aligned} \text{Costo planta a 15 años} &= \text{Costo amortizado } MWh \times \text{Produccion anual} \times \text{años} \\ &= 19,86 \frac{\text{€}}{MWh} \times 4226,89 \frac{MWh}{\text{año}} \times 15 \text{ años} = 1.259.055,64 \text{ €} \quad (25) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Diferencia con la inversion} &= \text{Inversion} - \text{Costo planta a 15 años} \\ &= 1.678.674,19 - 1.259.055,64 = 419.668,85 \text{ €} \quad (26) \end{aligned}$$

Una vez obtenidos los dos montos coste de las instalaciones de la HRS al final de los 15 años su vida útil se calcula así:

$$\begin{aligned} \text{Costo HRS a 15 años} &= \text{Inversión HRS} - \text{Diferencia PV a 15 años} - \text{Venta de excedentes} \\ &= 6.593.869 - 419.668 - 4.185.359 = 1.998.842 \text{ €} \end{aligned} \quad (27)$$

El coste de producir, almacenar y dispensar el hidrogeno verde a lo largo de la vida útil de las instalaciones resulta de dividir el coste de la instalación mencionado anteriormente entre la cantidad de hidrogeno producida a lo largo de la vida útil de la HRS (876.000 kg H2), resultando en un coste muy competitivo de 2,27 €/kg H2, pero esto se debe en gran parte a que con esta configuración las instalaciones se encargan más de vender energía a la red que de producir el hidrogeno verde, lo cual subsidia en gran medida a la inversión requerida para las instalaciones de la HRS.

Adicionalmente a los resultados económicos presentados anteriormente cabe resaltar el porcentaje del origen de la energía eléctrica utilizada para producir el hidrogeno verde con esta configuración de equipos, dicho porcentaje se reparte entre la planta solar fotovoltaica (43%) y el contrato de energía verde PPA (57%). Esto puede observarse en la Figura 32:

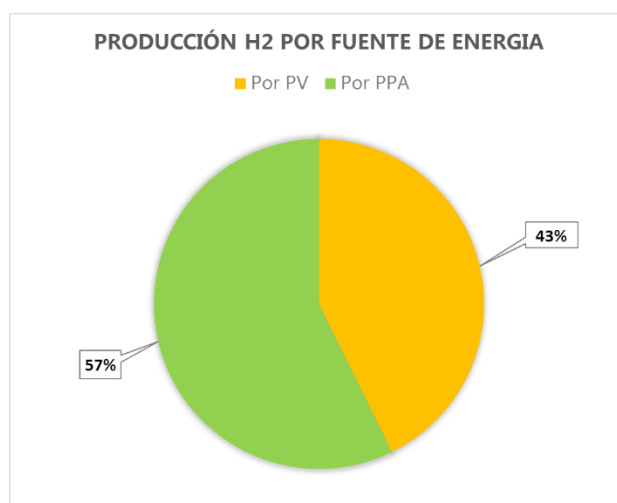


Figura 32 Origen de la energía utilizada para producir el H2 verde para el Caso Base

3.2. CASO #1: ALTERNATIVAS DE ALMACENAMIENTO

Siguiendo la metodología mencionada en la sección 2.3.3. a continuación se realizará el dimensionado y selección de los tanques de almacenamiento para cada una de las alternativas propuestas (baja, media y alta presión: Figura 18) para posteriormente realizar un estudio técnico económico dejando igual el resto de los equipos de la instalación del caso base (planta fotovoltaica, electrolizador y dispensadores) y presentar los resultados económicos que nos ayuden a determinar la mejor alternativa de almacenamiento masivo.

3.2.1. DIMENSIONADO Y SELECCIÓN DE LOS TANQUES DE CADA ALTERNATIVA

Alternativa de baja presión:

Esta alternativa ya fue dimensionada en el sistema de almacenamiento del caso base (sección 3.1.1), donde se usó un tanque de baja presión (40 bar) para almacenar la producción de hidrogeno para un

día de demanda de la HRS y tras una fase de compresión se utilizó un tanque de alta presión (450 bar) para almacenar a modo de buffer la demanda de un solo repostaje. A continuación, en la Figura 33 se muestra un esquema del sistema de almacenamiento masivo, compresor y tanque de alta presión:

Almacenamiento Baja Presión x1 LH 50H

Almacenamiento Alta Presión x1 40ft PED ST-510-50

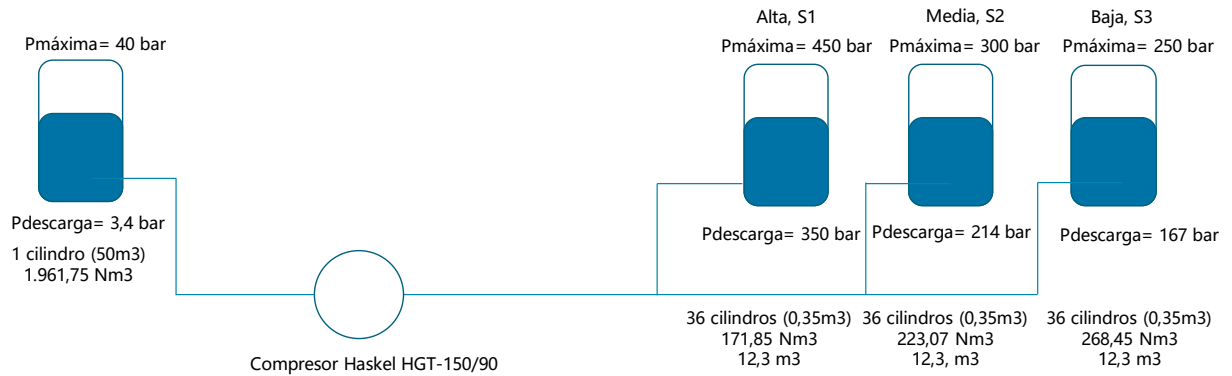


Figura 33 Esquema de almacenamiento alternativa de baja presión

Alternativa de media presión:

Esta alternativa consiste en que una vez producido el hidrogeno a 40 bar por parte del electrolizador se realiza una primera fase de compresión y se almacena la demanda diaria de la HRS a media presión (200 bar) donde más tarde con una segunda fase de compresión se almacenará a alta presión (450 bar) la cantidad de un solo repostaje. En comparación con la alternativa de baja presión los únicos cambios en las instalaciones son que se añade un primer compresor (de iguales características al modelo mencionado en la sección 3.1.1) y se cambia el tanque de baja presión por el de media presión, dejando el mismo compresor y tanque de alta presión que en la alternativa de baja presión mencionada anteriormente.

los tanques de media presión se dimensionan con la capacidad de almacenar la demanda diaria de la HRS. Dado que cada repostaje completo de los tanques es de 40,17 kgH2 y se deben realizar 4 repostajes diarios, la capacidad del tanque debe ser de 160,68 kgH2 o en unidades de volumen 1.786,76 Nm3 H2, este es el volumen útil que se debe almacenar, mas no es el volumen total que deben almacenar los tanques ya que se debe cumplir con la presión de 200 bar, que debe ser dispensada al siguiente compresor. Para lo cual utilizamos las mismas fórmulas que nos ayudaron a dimensionar el tanque de baja presión en la sección (3.1.1):

$$Vol_g = \frac{1.786,76 Nm3}{\left(\frac{200}{Z_{200}} - \frac{6}{Z_{66}}\right)} = 10,47 m^3$$

Sin embargo, esto no es el volumen geométrico total que debe tener el tanque, pues hay que dejar un volumen muerto de hidrogeno para garantizar la mínima presión de 6 bares, por lo que:

$$\% \text{ de hidrogeno usable} = 1 - \frac{6}{200} = 97 \%$$

$$Vol_g \text{ Total} = \frac{49,89 m^3}{91,5 \%} = 10,79 m^3$$

Y el volumen muerto seria:

$$Vol_{Muerto} = Vol_g Total \times \left(\frac{6}{Z_{36}} - \frac{0}{Z_0} \right) = 65 Nm^3$$

$$Vol_{Nominal total} = 1.786,76 + 65 = 1.851,78 Nm^3$$

Con estos parámetros en mente se busca un tanque capaz de almacenar un volumen similar al requerido para lo que se recurrió al fabricante europeo de tanques para hidrogeno NPROXX y a su modelo 20ft PED (Figura 34) con un volumen geométrico de 17,5 m3 y tecnología de material compuesto ligero con categoría Tipo 4 y presión máxima de 500 bar, este tanque cuenta con 50 cilindros de 0,35 m3 cada uno. Con el tanque seleccionado se puede cubrir la demanda diaria de la HRS sin problemas, ya que su volumen geométrico es superior al del diseño (17,5 m3), que convertidos en volumen nominal quedan 3.093,24 Nm3, es decir, 1.151,83 Nm3 adicionales al diseño. Este modelo fue seleccionado ya que al momento del estudio el mercado solo ofrecía tanques o de baja o de alta presión, pero no de media, por eso este tanque está sobredimensionado en volumen y en presión máxima.



Figura 34 Tanque 20ft PED NPROXX [NPROXX, s.f.]

Se recalcularon los valores de los volúmenes dispensados y muertos ya que el volumen geométrico del tanque de almacenamiento seleccionado es mayor al de diseño, los resultados se presentan en la siguiente tabla:

Resultados	
Modelo	NPROXX 20 ft
Presión diseño máxima	200 bar
Capacidad	17,5 m3
Volumen Dispensado	2.898,15 Nm3
Volumen Muerto	105,45 Nm3

Tabla 3 Volúmenes tanque almacenamiento masivo en media presión

A continuación, en la Figura 35 se muestra un esquema del sistema de almacenamiento masivo, compresores y tanque de alta presión:

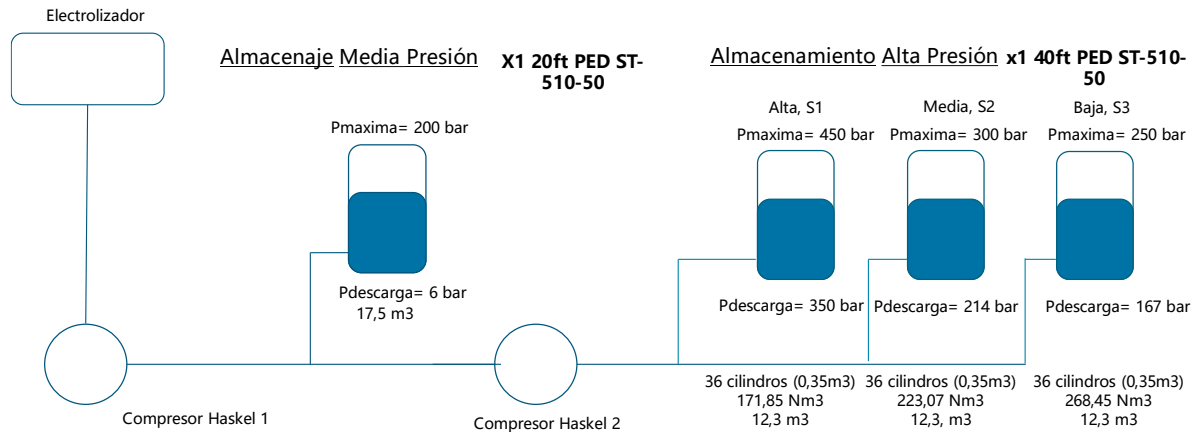


Figura 35 Esquema de almacenamiento alternativa de media presión

Alternativa de alta presión:

Esta alternativa consiste en que una vez producido el hidrógeno a 40 bar por parte del electrolizador se realiza una fase de compresión y se almacena la demanda diaria de la HRS directamente a alta presión (450 bar). En comparación con la alternativa de baja presión los cambios en las instalaciones son que se prescinde de los tanques de baja y alta presión para utilizar uno solo tanque de mayor capacidad a alta presión.

Los tanques de alta presión se dimensionan con la capacidad de almacenar la demanda diaria de la HRS directamente a 450 bar. Dado que cada repostaje completo de los tanques es de 40,17 kgH₂ y se deben realizar 4 repostajes diarios, la capacidad del tanque debe ser de 160,68 kgH₂ o en unidades de volumen 1.786,76 Nm³ H₂. este es el volumen útil que se debe almacenar, mas no es el volumen total que deben almacenar los tanques ya que se debe cumplir con el almacenamiento en cascada para minimizar el volumen total del tanque mientras se cumple con a presión a la que se debe dispensar el hidrógeno.

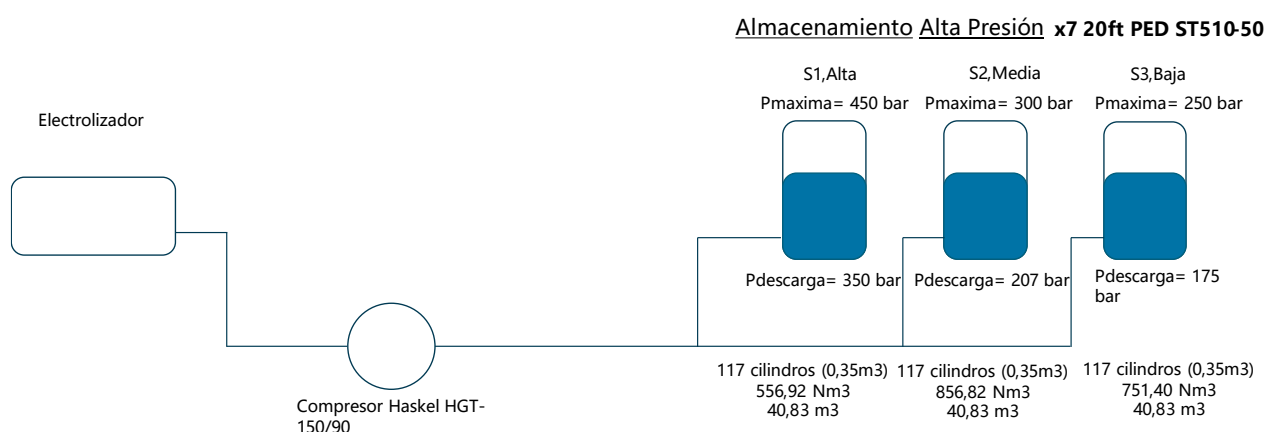
Para el cálculo del almacenamiento en cascada se sigue el mismo procedimiento descrito en el diseño del tanque de almacenamiento en alta presión para el caso base (sección 3.1.1), las mismas presiones máximas de 450 bar, 300 y 250 bar, obteniendo como resultado 106,21 m³, con este parámetro y la presión máxima en mente se busca un tanque capaz de almacenar un volumen ligeramente superior para lo que se recurrió al fabricante europeo de tanques para hidrógeno NPROXX y a su modelo 20ft PED (el mismo utilizado para la alternativa de media presión, Figura 34) y tecnología de material compuesto ligero con categoría Tipo 4 y presión máxima de 500 bar, utilizando 7 unidades con un volumen geométrico total de 122,5 m³. La razón de necesitar tantos tanques es la cantidad de volumen muerto necesario ya que al hacerse todo el almacenaje en alta presión este aumenta considerablemente.

Se recalcularon los valores de los volúmenes dispensados y muertos de cada etapa ya que el volumen geométrico del tanque de almacenamiento seleccionado es mayor al de diseño, los resultados se presentan en la siguiente tabla:

Resultados		
Presión	Volumen Dispensado	Volumen Muerto
450 bar	556,92 Nm ³	11.558,16 Nm ³
300 bar	856,82 Nm ³	7.434,72 Nm ³
250 bar	751,40 Nm ³	6.330,06 Nm ³
Total	2.165,14 Nm ³	25.322,94 Nm ³

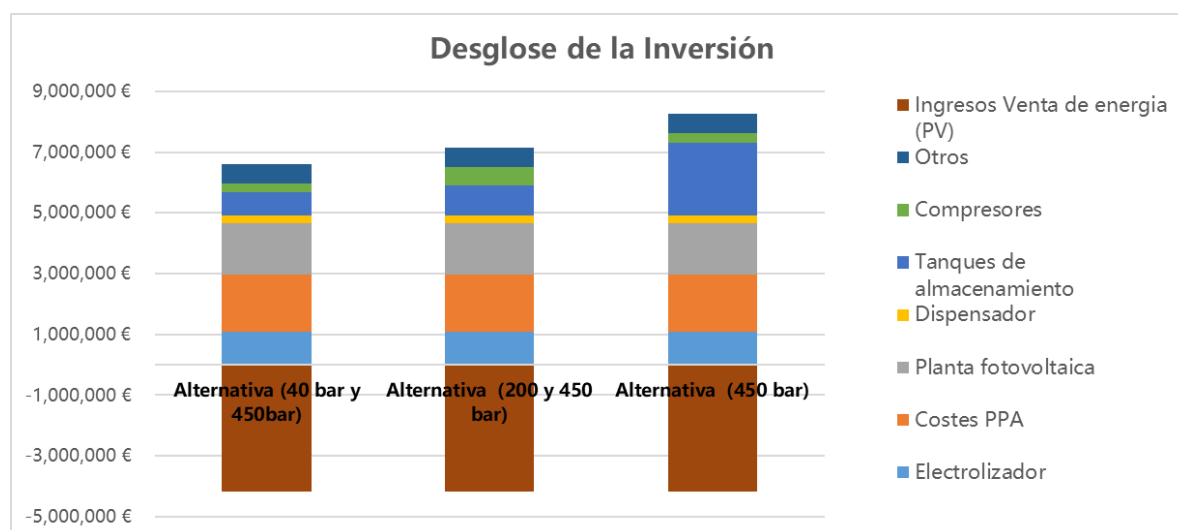
Tabla 4 Volúmenes tanque almacenamiento masivo en alta presión

A continuación, en la Figura 36 se muestra un esquema del sistema de almacenamiento masivo y compresor:



3.2.2. RESULTADOS Y DISCUSION CASO #1

Una vez elegidos los tanques a utilizar en cada una de las alternativas de almacenamiento se realizó el mismo procedimiento que el descrito en la sección 3.1.2 del caso base, pero aplicado a cada una de las tres alternativas de almacenamiento. Dando como resultado lo siguiente:



En la Figura 37 podemos observar cómo se distribuye la inversión en los diferentes equipos por cada una de las alternativas, notándose la diferencia creciente en la inversión en materia de tanques de almacenamiento y compresores a medida que aumentamos las presiones de almacenamiento masivo, empezando por 769.630 € para los tanques de la alternativa de baja presión, luego 990.123 € para los tanques de la alternativa de media presión lo que representa un aumento del 28,64% respecto al monto anterior y finalmente 2.412.227 € para los tanques de la alternativa de alta presión lo que representa un aumento del 213,42 % frente a la primera alternativa. En materia de compresores tanto para la alternativa de baja presión como para la de alta es necesario solo 1 compresor por lo que el monto es de 301.649 €, mientras que para la alternativa de media presión son necesarios 2 por lo que el monto asciende a 603.057 € lo que representa un 100 % frente al monto anterior.

Ahora si miramos la inversión total empezamos con 6.593.869 € para la HRS de la alternativa de baja presión luego 7.141.786 € para la HRS de la alternativa de media presión lo que representa un aumento de 8,3% frente al monto anterior y finalmente 8.250.360 € para la HRS de la alternativa de alta presión lo cual es un aumento de 25,12 % frente a la primera alternativa. Lo que nos indica que a mayor presión mayor será el monto de la inversión para la HRS.

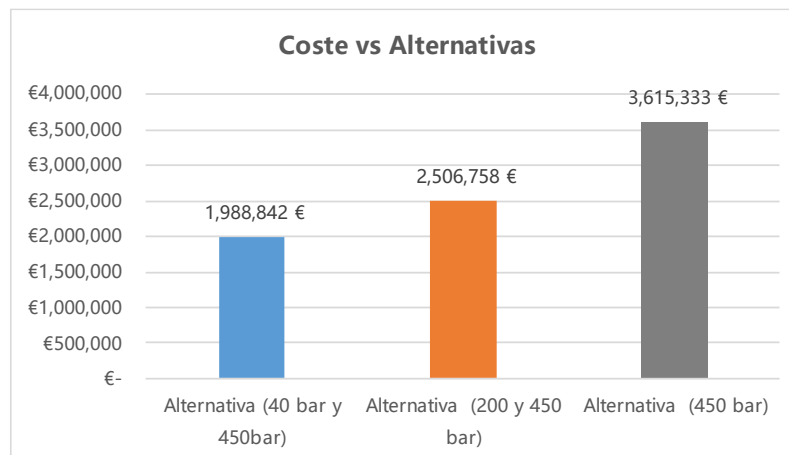


Figura 38 Coste de la HRS al final de su vida útil por cada alternativa para el Caso #1

En la Figura 38 podemos apreciar el monto del coste de las instalaciones de la HRS al final de los 15 años su vida útil, el cual presenta el mismo comportamiento mencionado anteriormente, a mayor presión de almacenamiento masivo, mayor será el coste de las instalaciones al final de su vida útil. Descontando el monto por ingresos en cuanto a ventas de excedentes de energía a la red, el cual es de 4.185.359 €, a la inversión para los 15 años de vida útil obtendremos los montos de dicho gráfico. Entre la alternativa de baja presión y la de media hay un aumento del 26,04% mientras que la alternativa de baja presión frente a la de alta tiene un aumento del 81,78%, lo cual reafirma el comportamiento descrito en la Figura 37.

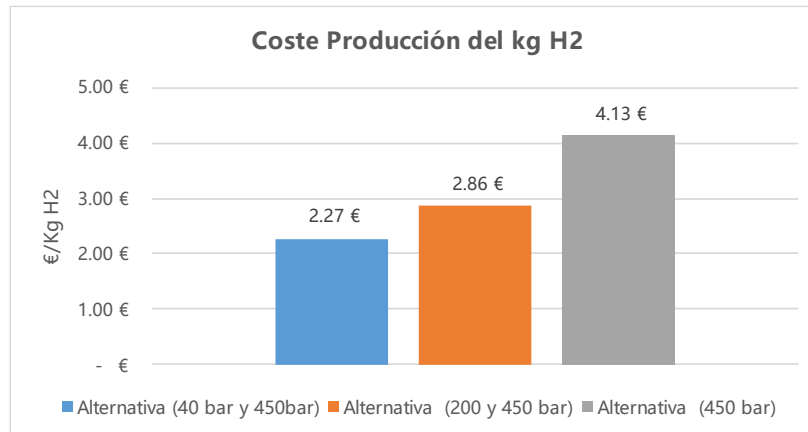


Figura 39 Coste de producción del kg H2 por cada alternativa para el Caso #1

En la Figura 39 podemos ver el coste de producir, almacenar y dispensar el hidrogeno verde a lo largo de la vida útil de las instalaciones vs las alternativas de almacenamiento masivo. Podemos apreciar la diferencia económica entre la alternativa de baja presión y la de media donde hay un aumento del 25,99% en el coste mientras que entre la alternativa de baja presión y la de alta hay un incremento del 81,93% en el coste, siendo así la de baja presión es la más viable por tener el menor de los costes. Por lo tanto, la alternativa de almacenamiento que se va a seleccionar para realizar el estudio en el resto de los casos será la de baja presión.

Adicionalmente a la parte económica para este análisis cabe también tratar la pregunta del almacenamiento desde el punto de vista del espacio que ocuparía una u otra alternativa de configuración para la HRS, por lo tanto, siguiendo la normativa anteriormente explicada en la sección 2.2 y también el trabajo realizado por Saiz en su TFM [Saiz, 2019,2020] se diseñaron las distribuciones de la HRS para estimar cuanto área podría ocupar cada una, a continuación, en las Figuras 40, 41 y 42 los diagramas de las instalaciones:

Estudio Técnico económico de una HRS con producción in situ alimentada por energía solar fotovoltaica para el sector ferroviario

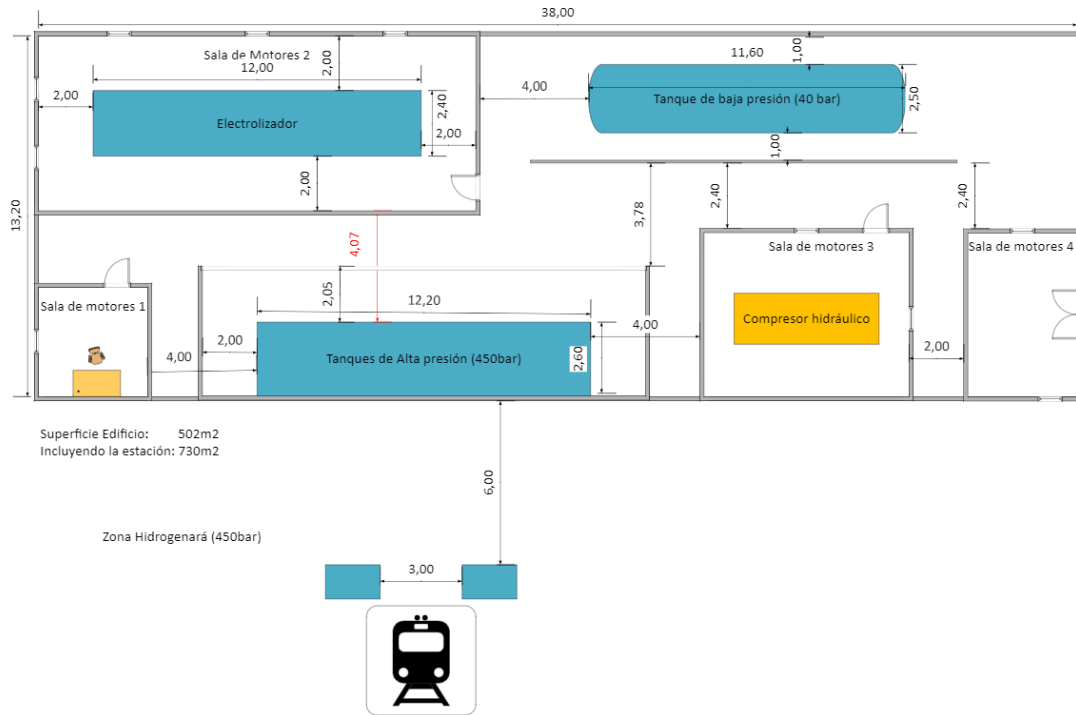


Figura 40 Diagrama de planta de las instalaciones alternativa baja presión

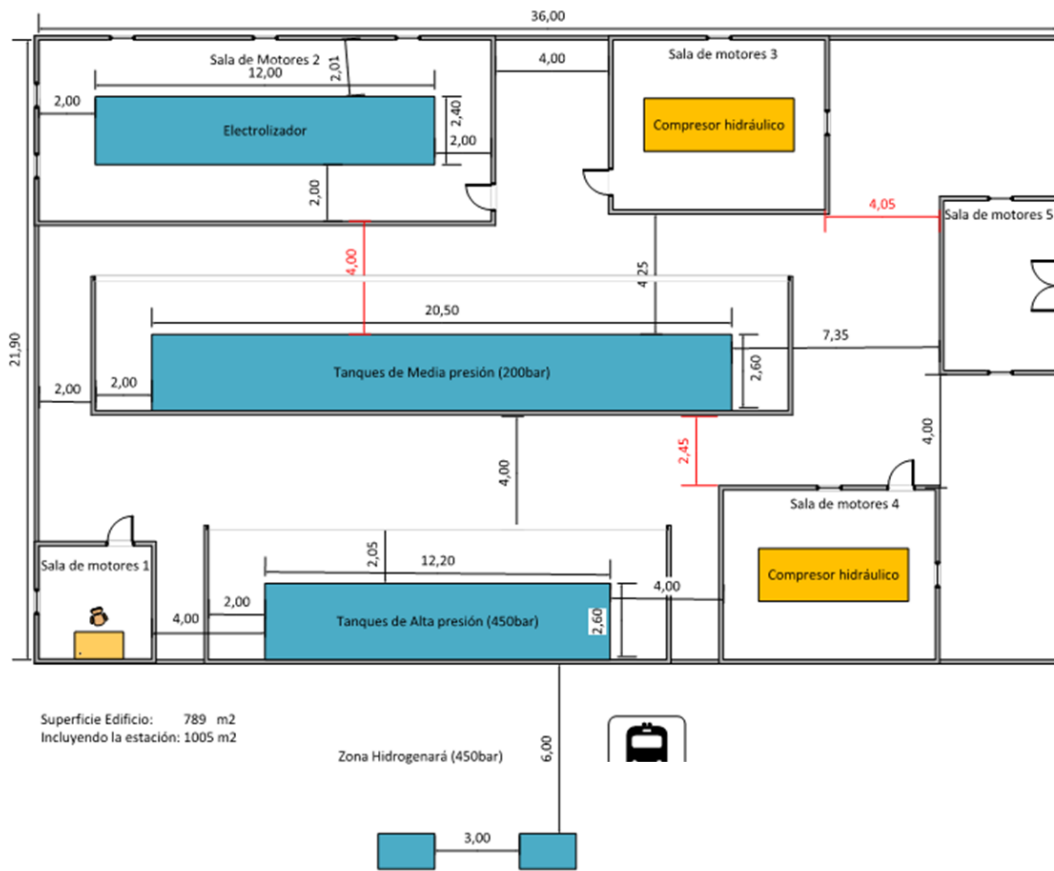


Figura 41 Diagrama de planta de las instalaciones alternativa media presión

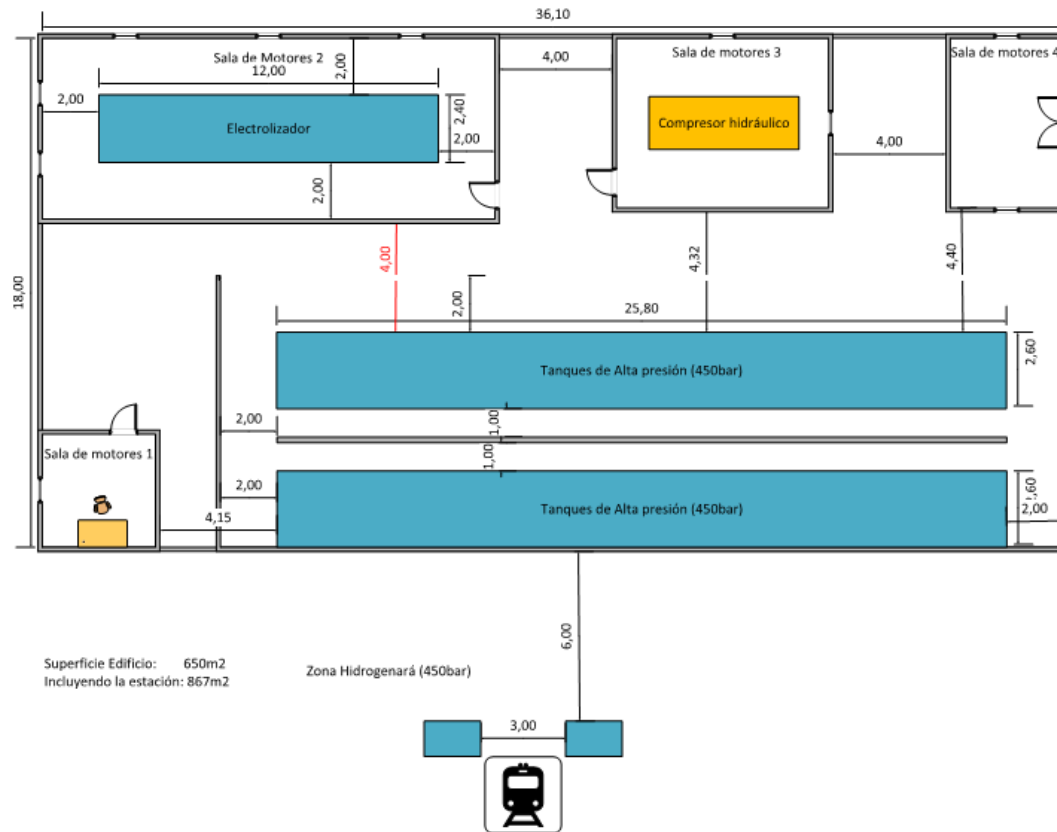


Figura 42 Diagrama de planta de las instalaciones alternativa alta presión

Comparando las áreas de los diagramas previos tendremos para alternativa de baja presión un área de 730 m², para la de media presión unos 1005 m² lo que representa un aumento del 37,67 % debido a que para esta alternativa se necesita un segundo compresor y el tanque de media es más grande que el de baja por el tema de los volúmenes muertos. Finalmente, para la de alta unos 867 m² lo que significa un incremento del 18,76 % frente a la alternativa de baja presión ya que los tanques son ligeramente más grandes por el mismo motivo explicado anteriormente.

3.3. ESTUDIOS DE SENSIBILIDAD

Siguiendo la metodología mencionada en la sección 2.3.4. y una vez definida la mejor alternativa de almacenamiento masivo a continuación se realizarán los diferentes estudios de sensibilidad para conocer cómo se comporta el coste de producción, almacenamiento y dispensación del hidrogeno con respecto a variaciones en diferentes puntos clave de las instalaciones de la HRS

3.3.1. CASO #2: BASE (PV Y PPA) Y VARIACIÓN DE PPA

Siguiendo la metodología mencionada en la sección 2.3.4.1. a continuación se realizará un estudio técnico económico dejando igual los equipos de la instalación del caso base (sección 3.1.1.), dado que el caso anterior demuestra que la configuración de tanques de almacenamiento masivo en baja presión es la mejor. Para presentar los resultados que nos ayuden a determinar qué tan sensible es el coste de producción con respecto a una variación del precio de los contratos de energía verde (PPA), dadas las fuertes variaciones en el precio de la energía de los últimos tiempos.

3.3.1.1. RESULTADOS Y DISCUSION CASO #2

En este caso se realizó el mismo procedimiento que el descrito en la sección 3.3.1.2 del caso base, pero aplicado la variación del coste de la energía eléctrica verde comprada a través del contrato de PPA desde los 50 a los 200 €/MWh. Dando como resultado lo siguiente:

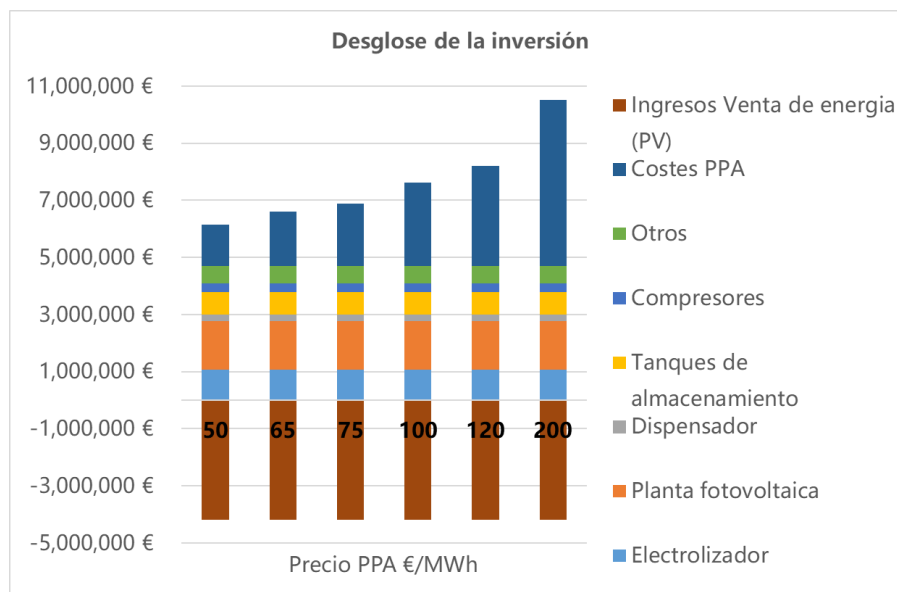


Figura 43 Desglose de la inversión e ingresos de ventas por cada precio de PPA para el Caso #2

En la Figura 43 podemos observar la diferencia creciente en la inversión en materia de compra de energía eléctrica a medida que aumentamos el precio de los contratos de compra de energía verde. Donde al principio con un precio de 50 €/MWh la inversión en compra de energía representa un 23,63% del total mientras que al final a un precio de 200 €/MWh dicho porcentaje asciende al 55,31%.

Ahora analizando la totalidad de la inversión podemos apreciar la diferencia económica tomando como ejemplo el monto de 6.593.869 € para el precio del PPA de 65 €/MWh y tomando el monto de 7.612.202 € para el precio del PPA de 100 €/MWh, donde con un aumento del precio de la energía del 53,85% se aumenta un 15,14% la inversión de la HRS.

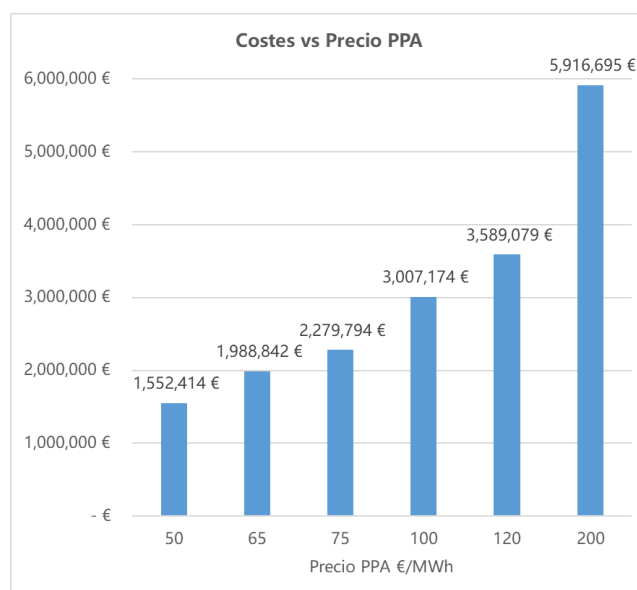


Figura 44 Coste de la HRS al final de su vida útil por cada precio de PPA para el Caso #2

En la Figura 44 podemos apreciar el monto del coste de las instalaciones de la HRS al final de los 15 años su vida útil, el cual presenta el mismo comportamiento mencionado anteriormente, a mayor precio de la energía, mayor será el coste de las instalaciones al final de su vida útil ya que este no podrá ser amortizado de forma efectiva por la venta de excedentes de energía fotovoltaica. podemos observar la diferencia económica tomando como ejemplo el monto de 1.988.842 € para el precio del PPA de 65 €/MWh y tomando el monto de 3.007.174 € para el precio del PPA de 100 €/MWh, donde con un aumento del precio de la energía del 53,85% se aumenta un 51,20% el coste de la HRS.

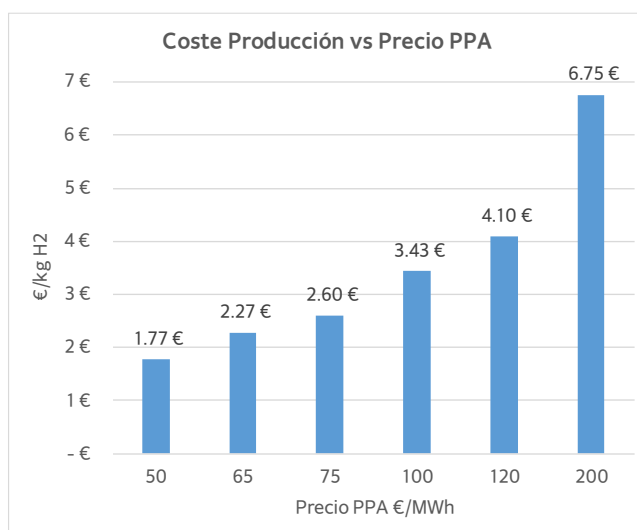


Figura 45 Coste de producción del kg H2 por cada precio de PPA para el Caso #2

En la Figura 45 podemos ver el coste de producir, almacenar y dispensar el hidrogeno verde a lo largo de la vida útil de las instalaciones vs los diferentes precios de los contratos de energía verde. Podemos apreciar la diferencia económica tomando como ejemplo el coste de 2,27 €/kg H2 comprando la energía a 65 €/MWh y tomando el coste de 3,43 €/kg H2 comprando la energía a 100 €/MWh, donde con un aumento del precio de la energía del 53,85% se aumenta un 51,20% el coste del kilogramo de H2 verde. Esto nos indica que el coste de producción es altamente sensible al aumento del precio de

los contratos de energía verde (PPA). Por lo tanto, la configuración óptima para la HRS deberá minimizar el uso de esta fuente de energía priorizando la auto producción.

3.3.2. CASO #3: BASE (SIN PV Y CON PPA) Y VARIACIÓN DE PPA

Siguiendo la metodología mencionada en la sección 2.3.4.2. a continuación se realizará un estudio técnico económico dejando igual los equipos de la instalación del caso base (sección 3.1.1.), dado que el caso #1 demuestra que la configuración de tanques de almacenamiento masivo en baja presión es la mejor. Para presentar los resultados que nos ayuden a determinar qué tan sensible es el coste de producción con respecto a una variación del precio de los contratos de energía verde (PPA) sin contar con el apoyo tanto al consumo eléctrico que representa la planta solar fotovoltaica como a la parte económica al no contar con la amortización que supone la venta de excedentes de producción a la red eléctrica. Para así tener una visión de cómo sería una HRS con producción in situ de H₂, pero no de energía eléctrica, dado que dependiendo del lugar donde se construyan las HRS puede o no haber espacio para una planta solar fotovoltaica.

3.3.2.1. Resultados y discusión Caso #3

En este caso se realizó el mismo procedimiento que el descrito en la sección 3.3.1.2 del caso base, pero aplicado la variación del coste de la energía eléctrica verde comprada a través del contrato de PPA desde los 50 a los 200 €/MWh y eliminando la planta solar fotovoltaica, dejando como única fuente de energía el PPA. Dando como resultado lo siguiente:

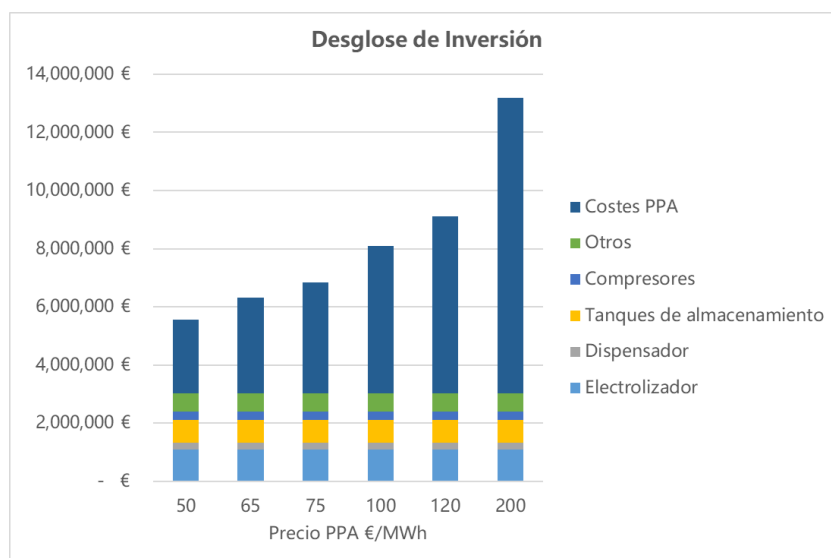


Figura 46 Desglose de la inversión por cada precio de PPA para el Caso #3

Comparando la Figura 46 con la 43 podemos observar que para los primeros 3 precios de contratos PPA (50, 65 y 75 €/MWh) la inversión es muy similar, pero si nos vamos a los últimos precios de contratos PPA, esta diferencia se hace mucho más notoria: para el precio de 100 €/MWh pasamos de una inversión de 7.612.202 € (contando con la planta fotovoltaica) a unos 8.103.823 € lo que representa una diferencia de 491.621€, es decir un 6,45% de aumento y si nos vamos al caso más extremo el precio de 200 €/MWh pasamos de 10.521.723 € (contando con la planta fotovoltaica) a

unos 13.183.639 € una diferencia de 2.661.916 €, lo que representa un 25,29% de incremento, lo cual nos indica que no contar con autogeneración de energía eléctrica para una HRS es una alternativa riesgosa al depender del precio en el que fluctúen los contratos de energía verde PPA.

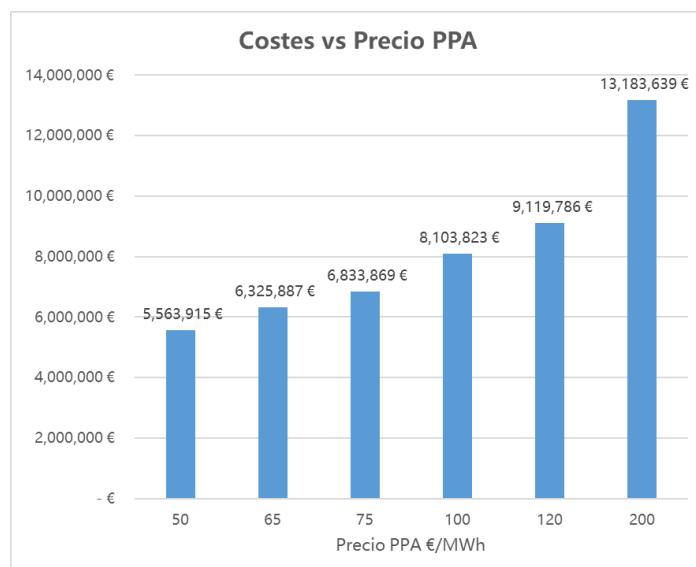


Figura 47 Coste de la HRS al final de su vida útil por cada precio de PPA para el Caso #3

En la Figura 47 podemos apreciar el monto del coste de las instalaciones de la HRS al final de los 15 años su vida útil, el cual en este caso al no contar con la planta fotovoltaica y los ingresos por venta de excedentes a la red termina siendo el mismo monto que la inversión desglosada en la Figura 46. Lo que representa una desventaja frente a una HRS con autoproducción de energía pues al final de su vida útil no se habrá amortizado parte de la inversión inicial. Dicha desventaja puede evidenciarse si comparamos el caso del precio de 65 €/MWh tanto en esta Figura como en la 44 donde tenemos un monto de 1.988.842 €, frente a 6.325.887 € en este caso lo cual representa un incremento del 218%. Lo que nos señala que no contar con autogeneración de energía eléctrica para una HRS es una alternativa económicamente inviable.

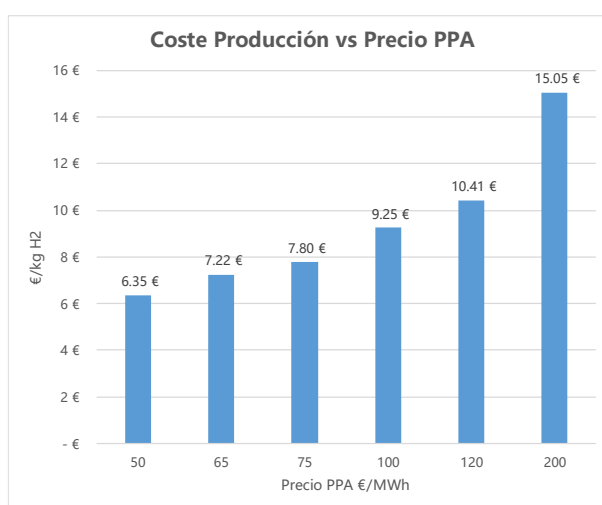


Figura 48 Coste de producción del kg H2 por cada precio de PPA para el Caso #3

Comparando la Figura 48 con la 45 es donde podemos ver mucho mejor la gran diferencia entre una HRS alimentada con autoproducción y apoyo de un PPA a una que depende solo de los contratos de

energía verde PPA, ya que para el mismo precio de PPA de 65 €/MWh pasamos de un coste de producción de 2,27 €/kg H₂ (contando con la planta fotovoltaica) a 7,22 €/kg H₂, esto representa un aumento del 218%, lo que confirma la hipótesis de la inviabilidad económica de tener una HRS sin autoproducción de energía eléctrica a pesar de que esta gran diferencia se deba más a la venta de excedentes de producción de la planta fotovoltaica que al ahorro en materia de compra de energía a través del PPA.

3.3.3. CASO #4: SIN PRODUCCIÓN (COMPRA Y TRANSPORTE H₂)

Siguiendo la metodología mencionada en la sección 2.3.4.3. a continuación se realizará un estudio técnico económico dejando igual los equipos de la instalación del caso base (sección 3.1.1.) pero eliminando la planta solar fotovoltaica, el contrato de energía verde PPA y el electrolizador. Para presentar los resultados que nos ayuden a determinar qué tan sensible es el coste del hidrogeno si prescindimos de la producción in situ y en su lugar la sustituimos por la compra de hidrogeno a un tercero por medio de un tráiler con un rack de tanques portátil para así tener una visión de cómo sería una HRS con solo dispensación y sin producción in situ ni de H₂ ni de energía eléctrica.

3.3.3.1. Dimensionado y selección de las alternativas de transporte

Dado que la demanda diaria de la HRS son 4 repostajes del Tren y cada repostaje completo de los tanques es de 40,17 kgH₂, la capacidad del tanque del rack portátil para transportar el hidrogeno comprado a un tercero debe ser mayor de 160,68 kgH₂ para tener más de un día de autonomía de las instalaciones.

Con estos parámetros en mente se buscan racks portátiles capaces de almacenar mínimo el doble de la demanda diaria anteriormente descrita para lo que se recurrió a fabricantes europeos de tanques de alta presión y se encontraron 2 trailers con capacidades 1130 kg y 400 kg respectivamente (Figura 49) para evaluar cómo afecta esta variable al coste de dispensación del kgH₂ en la hidrogenera, ya que a menor capacidad mayor número de trayectos al año para satisfacer la demanda del Tren. A continuación, podemos observar las características de ambos tráileres:

Modelo	Presión operativa (bar)	H₂ (kg)	Días de autonomía	Precio	Pais origen
Calvera 20ft	300	400	2,48	€ 250.000	España
Hexagon PURUS X-Store 45ft	381	1130	7	€ 730.000	Noruega

Tabla 5 Características trailers transporte H₂ [Hexagon, s.f.] [Calvera, s.f.]



Figura 49 Modelo de Calvera 400kg y Modelo de Hexagon 1130kg [Hexagon, s.f.] [Calvera, s.f.]

Para calcular cuántos viajes al año son necesarios para suplir la demanda de la HRS para cada tráiler dividimos la demanda de H2 anual 58.400 kg H2 por la capacidad de cada tráiler, para el más grande (1130kg) el número de viajes es de 52 y para el más pequeño esta cantidad asciende a 146.

3.3.3.2. Resultados y discusión Caso #4

Para analizar la variación en el coste de dispensación del hidrogeno por kilogramo se realizó la combinatoria de los 15 precios de compra (desde 3 €/kg H2 en saltos de 0,5€ hasta 10 €/kg H2), las 2 ubicaciones de compra y los 2 tráileres. Con estas 3 variables se obtuvieron 60 combinaciones, obteniendo los siguientes resultados:

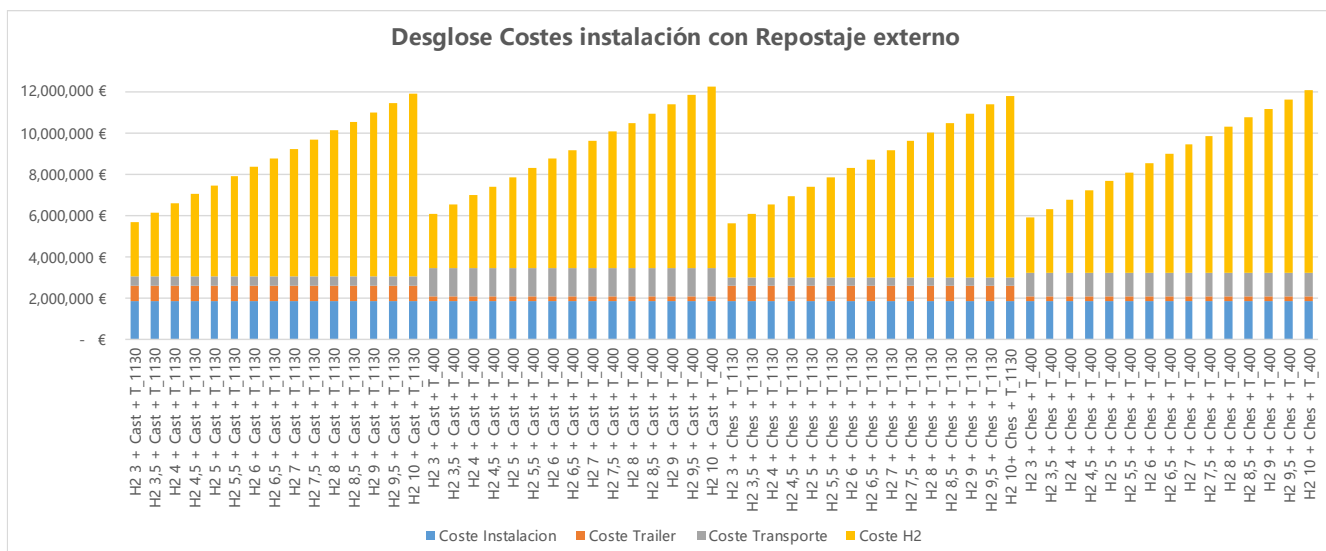


Figura 50 Desglose de costes de la instalación con compra y transporte de H2 para el Caso #4

En la Figura 50 podemos notar la diferencia que existe entre el coste de transporte con el tráiler pequeño (1.350.000 €) y con el tráiler grande (481.000 €) lo cual es una diferencia mayor que la diferencia en costes entre ambos equipos (tráiler pequeño 400.000 € y el grande 730.000 €): para un total de 539.000 € de diferencia entre ambas alternativas sumando la inversión en el tráiler y el coste de transporte. Tras comparar ambas opciones se puede concluir que cuanto más grande sea el tráiler, más barato serán los costes sin importar lo costoso que sea de adquirir el propio tráiler.

Otro punto a analizar en esta Figura es cuanto porcentaje del coste total representa solo la compra del H2, empezando por un 43,36% para los casos donde se compra a 3 €/kg H2, llegando hasta 74,64% para los casos donde se compra a 10 €/kg H2. Lo cual nos da a entender que tener una HRS con solo dispensación y sin producción in situ es un riesgo económico desde el precio más económico de compra de H2 pues casi la mitad del coste depende de un tercero y de cómo fluctuó el precio del hidrogeno en el mercado.



Figura 51 Coste de la HRS al final de su vida útil con compra y transporte de H2 para el Caso #4

En la Figura 51 podemos apreciar el monto del coste de las instalaciones de la HRS sin producción in situ al final de los 15 años su vida útil, si comparamos estos montos con la inversión del caso base que es de 6.593.869 €, tendríamos que garantizar un coste máximo del kilogramo de hidrogeno de 4€ para llegar a una suma de inversión similar a la del caso base, porque el resto de los costes volverían inviable la alternativa de tener una HRS sin producción in situ.

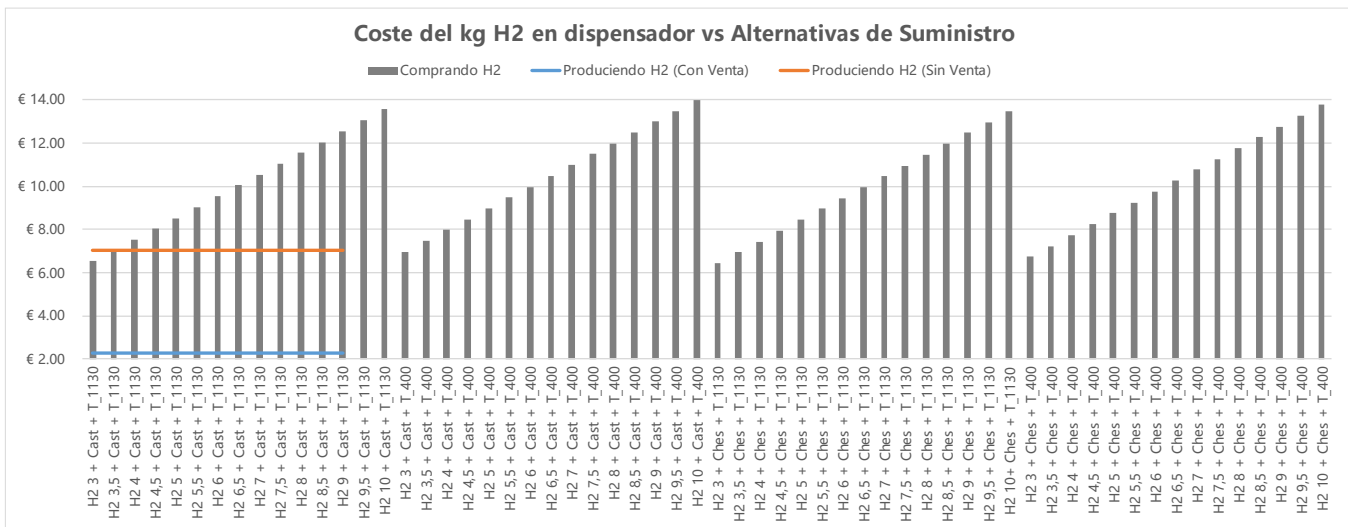


Figura 52 Coste de dispensación del H2 vs alternativas de suministro

En la Figura 52 ver el coste de comprar, transportar, almacenar y dispensar el hidrogeno verde a lo largo de la vida útil de las instalaciones vs las diferentes alternativas de suministro, podemos apreciar cómo se dispara el coste del kilogramo de H2 lo cual hace inviable la compra de hidrogeno verde a un tercero pues teniendo en cuenta el mejor de los 60 casos (comprando el H2 a 3 €/kg H2) el coste de dispensación es de 6,44 €/kg H2 frente a los 2,27 €/kg H2 del caso base con venta de excedentes de energía a la red y frente a los 7,05 €/kg H2 cuando no contamos con dicha venta. Además, con esta alternativa tenemos el inconveniente de depender directamente de posibles variaciones en el precio de compra del kg de H2, lo cual reafirma la hipótesis de que es inviable económicamente una HRS sin producción in situ.

3.3.4. CASO #5: SOBREDIMENSIÓN ELECTROLIZADOR Y TANQUES

Siguiendo la metodología mencionada en la sección 2.3.4.4. a continuación se realizará un estudio técnico económico dejando igual los equipos de la instalación del caso base (sección 3.1.1.) a excepción de la planta solar fotovoltaica, el electrolizador, los tanques de almacenamiento masivo y prescindiendo del contrato de energía verde PPA. Para presentar los resultados que nos ayuden a determinar qué tan sensible es el coste del hidrogeno si se quieren cubrir las necesidades energéticas de las instalaciones utilizando únicamente la planta solar fotovoltaica para así tener una visión de cómo sería una HRS con producción de H₂ in situ y con autosuficiencia de energía eléctrica gracias a la auto producción de la planta solar fotovoltaica.

3.3.4.1. Dimensionado y selección de los equipos de la instalación

Planta Fotovoltaica:

La planta fotovoltaica se dimensiono en los casos anteriores con la potencia suficiente para cubrir energéticamente la demanda anual de energía eléctrica del electrolizador, la cual resultado siendo 2,8 MW. Dado que en este caso requerimos la completa autosuficiencia energética de las instalaciones se variará la potencia de la planta desde 2,2 a 4 MW para encontrar el tamaño óptimo de la misma. Mediante el cruce del aumento porcentual en la inversión que supone tener una planta más grande con el aumento porcentual de la utilización de la energía producida, donde se cruzan ambas tendencias encontraremos el tamaño óptimo de la planta ya que para un aumento x en la inversión obtenemos el mismo aumento x en el factor de utilización de la energía.

Electrolizador

El electrolizador en los casos anteriores estaba dimensionado para producir el hidrogeno necesario para un repostaje en la ventana de 4 horas entre cada repostaje, es decir, producía 100 Nm³/h H₂, para un total de 18 horas de funcionamiento diario. Para este caso como se requiere ser autosuficiente y depender solo de la energía producida por la planta solar fotovoltaica debemos aumentar la potencia del electrolizador para ajustar la producción de hidrogeno con la producción de energía eléctrica, por lo tanto se cuadruplico la potencia del electrolizador del fabricante H2B2 pasando del modelo EL100N (Figura 23) de 0,5 MW de potencia produciendo 100 Nm³/h H₂ a plena carga, al modelo EL400N de 2 MW de potencia produciendo 400 Nm³/h H₂ a plena carga, para así reducir el tiempo de funcionamiento del electrolizador de 18 a 4,5 horas a plena carga; factor que dependerá de la cantidad de energía eléctrica que produzca la planta solar.

Además del cambio de potencia del electrolizador también se debe ajustar su régimen de carga para que este a la par de la producción de energía eléctrica de la planta solar fotovoltaica, pasando de un régimen de carga del 100% en los casos anteriores (suplido por la planta solar y el contrato de energía verde PPA) a un régimen de carga variable regido por la siguiente regla de condicionales en la Figura 53.

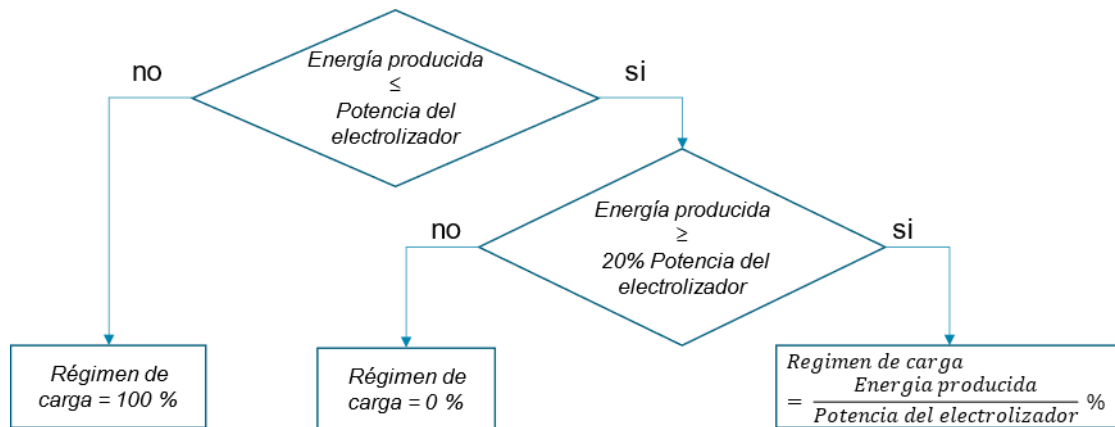


Figura 53 Diagrama de flujo de las condiciones de funcionamiento del electrolizador para el Caso #5

Con esta regla de funcionamiento electrolizador siempre producirá lo que la planta solar fotovoltaica le permita hasta el límite inferior del 20% impuesto por el fabricante donde la eficiencia del proceso de electrolisis es demasiado baja para justificar el consumo de energía para la cantidad de hidrogeno producido.

Para apreciar mejor el cambio en el tamaño y el funcionamiento del electrolizador en este caso en comparación a los casos anteriores se presentan las siguientes graficas de producción y consumo de energía eléctrica en la Figura 54.

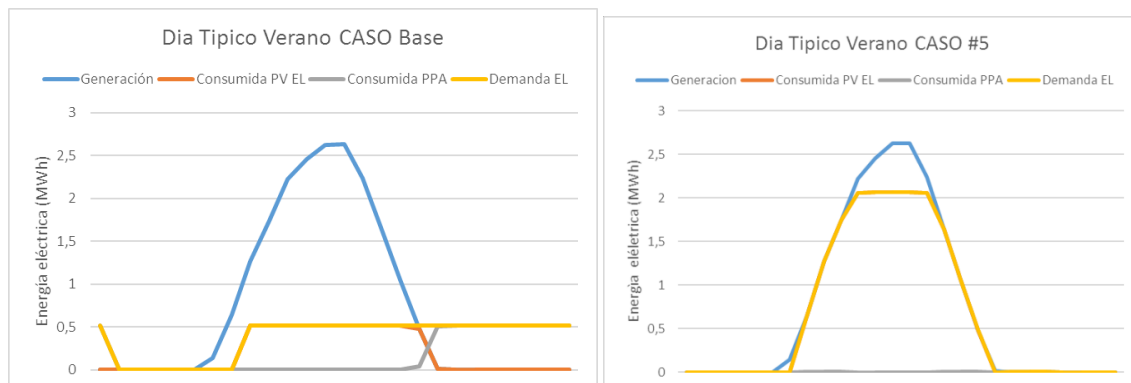


Figura 54 Comparación de la producción y consumo de energía entre el caso base y el Caso #5

En la gráfica de la izquierda podemos observar el comportamiento de la primera configuración de la HRS donde contamos con un electrolizador ajustado a la demanda (0,5 MW de potencia) y este es alimentado en gran parte del día por la planta solar fotovoltaica (2,8 MW de potencia pico) para luego ser alimentado por el contrato de energía verde PPA, siempre trabajando al 100% de régimen de carga, con esta configuración de planta solar fotovoltaica y electrolizador de baja potencia se generan muchos excedentes de energía que no son aprovechados para la producción de hidrogeno y son vendidos al a red a precio de mercado.

En la gráfica de la derecha podemos ver el comportamiento de la configuración de este caso de la HRS donde contamos con un electrolizador sobredimensionado para la demanda (2 MW de potencia) y este es alimentado exclusivamente por la planta solar fotovoltaica (2,8 MW de potencia pico), por lo que su régimen de carga varia a lo largo del día llegando al 100% al medio día solar donde se aplanan la curva, con esta configuración de planta solar fotovoltaica y

electrolizador de una potencia similar a la de la planta se generan menos excedentes de energía que en la configuración anterior.

Tanques de Almacenamiento masivo

El tanque de almacenamiento masivo se dimensiono en los casos anteriores con la capacidad de almacenar la demanda diaria de la HRS, es decir, unos 160,68 kgH₂. Dado que en este caso necesitamos almacenar la mayor cantidad de hidrogeno en épocas de verano donde la planta solar fotovoltaica produce más energía y por consiguiente el electrolizador produce más hidrogeno para ser consumido luego en el invierno donde la producción de planta solar fotovoltaica será menor, se necesita aumentar el número de tanques de almacenamiento. Para lo cual se realizó un proceso iterativo hasta que dado el consumo de hidrogeno, el volumen de los tanques de almacenamiento nunca fuese menor a un repostaje del tren en todo momento del año. Lo cual dio como resultado el pasar de 1 tanque del fabricante Lapesa modelo LH50 H (Figura 25) con capacidad de hasta 180 kgH₂ a 23 unidades del mismo tanque con una capacidad total de 4140 kgH₂.

3.3.4.2. Resultados y discusión Caso #5

En este caso se realizó el mismo procedimiento que el descrito en la sección 3.3.1.2 del caso base, pero aplicado las variaciones en el electrolizador, tanques de almacenamiento masivo y la variación de la potencia pico de la planta solar fotovoltaica desde los 2,2 a los 4 MWp y eliminando el contrato de energía verde PPA, dejando como única fuente de energía la planta solar fotovoltaica. Dando como resultado lo siguiente:

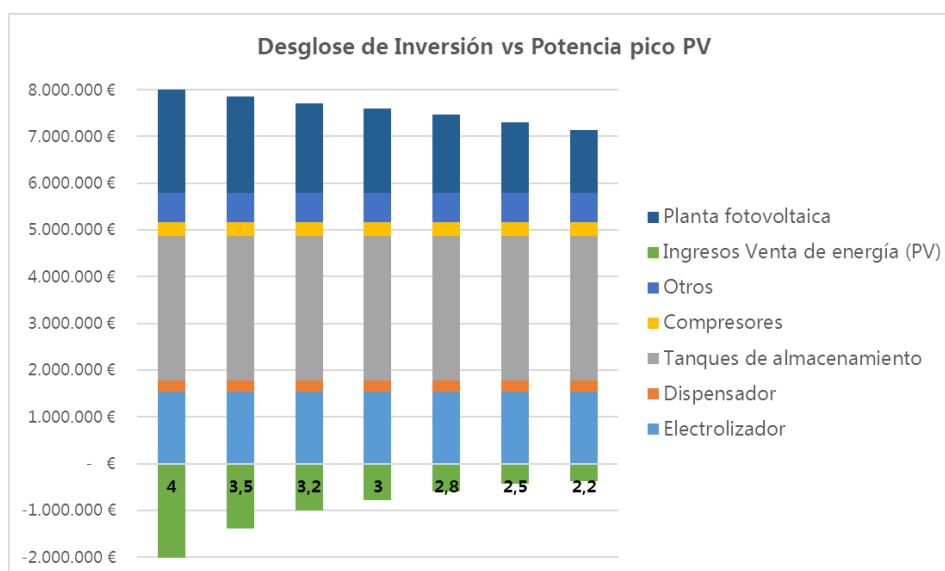


Figura 55 Desglose de la inversión por cada potencia pico para el Caso #5

En la Figura 55 podemos observar la diferencia creciente en la inversión a medida que aumentamos la potencia de la planta solar fotovoltaica y a su vez también se aprecia el aumento en el monto de ingresos por venta de energía excedente a la red, dado que a más potencia existirán muchos más excedentes que no serán aprovechados por el electrolizador.

Si comparamos la barra que representa a la HRS con una planta solar fotovoltaica de 2,8 MWp con la barra de la alternativa de baja presión de la Figura 37 del Caso #1 (donde también se cuenta con una planta solar fotovoltaica de 2,8 MWp, pero con una diferente configuración de los equipos) podemos notar tres puntos importantes:

Primero el monto total de la inversión, donde pasamos de 6.593.869 € en el Caso #1 a 7.488.105 € para la configuración del Caso #5, una diferencia de 894.236 € la cual se debe más que todo al mayor número de tanques de almacenamiento masivo.

Segundo el monto de ingresos de venta de excedentes pasa de 4.185.359 € en el Caso #1 a 589.590 € para el Caso #5, una diferencia de -3.595.769 € la cual tiene su origen en la potencia del electrolizador ya que en el Caso #1 la potencia del electrolizador era de 0,5 MW y en el Caso #5 es de 2 MW. Una potencia mucho más cercana a la de la planta solar fotovoltaica lo cual minimiza los excedentes de energía que son vendidos a la red y esto a su vez repercute en el coste final de la instalación pues no será tan amortizado por este ingreso como en el Caso #1.

Tercero el monto de inversión en tanques de almacenamiento pasa de 769.630 € en el Caso #1 con una unidad para el almacenamiento masivo y una para el almacenamiento en alta presión a 3.084.030 € en el Caso #5 con 23 unidades para el almacenamiento masivo y una para el almacenamiento en alta presión, una diferencia de 2.314.400 €, esto se debe a que en este caso necesitamos almacenar la demanda de alrededor de 26 días en lugar de la demanda de un día para el Caso #1, puesto que solo contamos con la planta solar fotovoltaica como única fuente de energía y esta produce más en los meses de verano que en los de invierno por lo que hay que almacenar esa cantidad de hidrogeno para garantizar que la demanda pueda ser suplida.

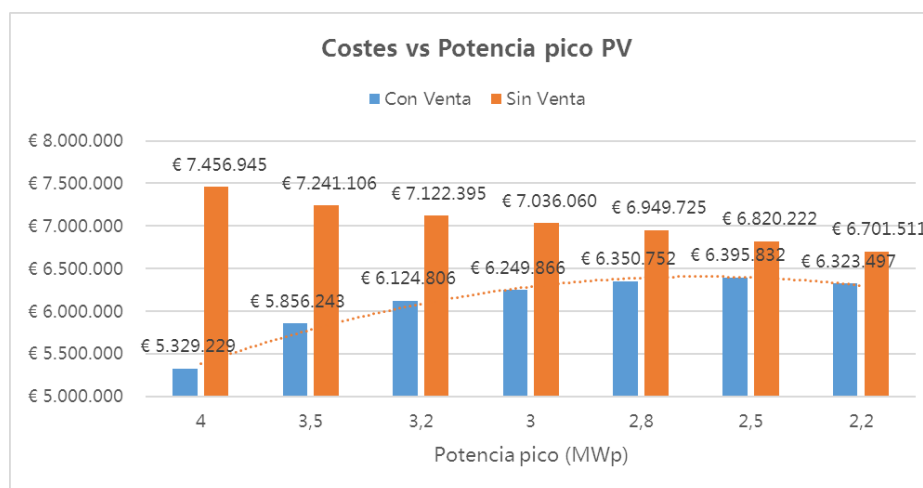


Figura 56 Coste de la HRS al final de su vida útil por cada potencia pico con y sin venta de excedentes para el Caso #5

En la Figura 56 podemos apreciar el monto del coste de las instalaciones de la HRS al final de los 15 años su vida útil para cada potencia pico de la planta solar fotovoltaica, tanto con o sin los ingresos por venta de excedentes a la red para amortizar la inversión, vemos que hay dos tendencias opuestas: primero una tendencia lineal al alza cuando no tenemos los ingresos por la venta y segunda una tendencia polinómica a la baja cuando contamos con los ingresos por la venta, ambas a medida que aumenta la potencia pico de la planta solar fotovoltaica. La primera tendencia se debe a que el aumento de la inversión en la planta solar fotovoltaica es lineal ya que simplemente consiste en hacer más grande la instalación. La segunda tendencia no es lineal

sino polinómica debido a que los excedentes de energía aumentan de forma exponencial pues al contar con una potencia pico instalada mayor teniendo el mismo recurso solar se aumentan las horas donde la producción energética supera a la demanda máxima del electrolizador. Esta diferencia entre ambas tendencias empieza siendo de 378.014 € para la potencia de 2,2 MWp y termina siendo de 2.127.716 € para la potencia de 4 MWp, lo cual nos indica que para potencias tan grandes el propósito de la planta solar fotovoltaica pasa de ser un apoyo energético a un apoyo económico pues la inversión no se estaría aprovechando en materia de autoproducción energética sino como una instalación de producción y venta con ánimo de lucro.

Comparando la HRS con una planta solar fotovoltaica de 2,8MWp de este caso con la alternativa de baja presión del Caso #1 (Figura 38) podemos notar la gran diferencia que provocan los ingresos de venta de excedentes mencionada en la discusión de la anterior Figura. Pues pasamos de un coste al final de la vida útil de 1.988.842 € en el Caso #1 alternativa de baja presión a 6.949.725 € para este caso sin venta de excedentes, lo cual es una diferencia de 4.960.883 € o un 249,43% de incremento. Mientras que pasamos a un monto de 6.350.752 € para este caso contando con la venta de excedentes, lo que representa una diferencia de 4.361.910 € o un 219,31% de aumento frente al caso #1.

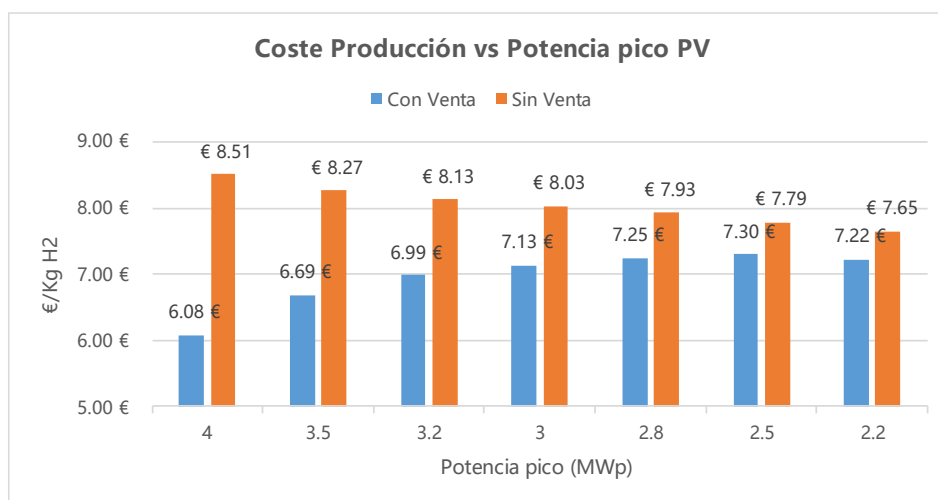


Figura 57 Coste de producción del kg H2 por cada potencia pico con y sin venta de excedentes para el Caso #5

En la Figura 57 podemos ver el coste de producir, almacenar y dispensar el hidrogeno verde a lo largo de la vida útil de las instalaciones vs las diferentes potencias pico de la planta solar fotovoltaica, tanto con o sin los ingresos por venta de excedentes a la red para amortizar la inversión, vemos que se repiten las dos tendencias mencionadas en la Figura 56. Podemos apreciar la diferencia económica tomando como ejemplo para la potencia de 2,8 MWp el coste de 7,25 €/kg H2 contando con los ingresos de venta de excedentes a la red y tomando el coste de 7,93€/kg H2 sin contar con dichos ingresos, donde se aumenta un 9,38% el coste del kilogramo de H2 verde. Mientras que para la potencia de 4 MWp tomamos el coste de 6,08 €/kg H2 contando con el ingreso y tomamos el coste de 8,51 €/kg H2 sin contar con el ingreso, donde se aumenta un 39,96% el coste del kilogramo de H2 verde. lo cual nos indica que a medida que aumenta la potencia de la planta solar fotovoltaica el coste de producción se va tornando cada vez más sensible al hecho de poder o no contar con los ingresos de venta de excedentes de energía eléctrica a la red.

Si ahora comparamos los costes de la HRS con una planta solar fotovoltaica de 2,8MWp de este caso con la alternativa de baja presión del Caso #1 (Figura 39) podemos volver a notar la gran diferencia que provocan los ingresos por venta de excedentes mencionados anteriormente. Dado que empezamos con un coste de 2,27 €/kg H2 para el caso #1 para irnos hasta un coste de 7,25 €/kg H2 contando con los ingresos de venta de excedentes a la red y tomando el coste de 7,93€/kg H2 sin contar con dichos ingresos para el este caso, lo cual representa un aumento de 219,38% y 249,34% frente al monto del caso #1. Lo que nos señala lo sensible que es el coste del kg H2 a la cantidad de ingresos por venta de excedentes a la red pues estos terminan por amortizar dicha suma.

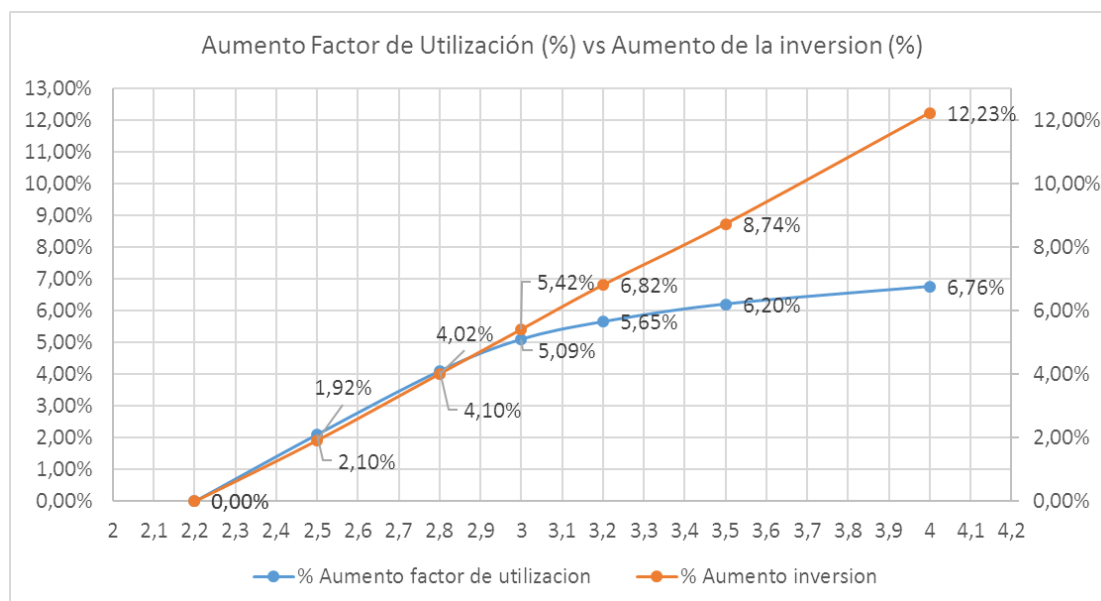


Figura 58 Comparación entre el aumento del factor de utilización y el aumento en la inversión de la planta solar fotovoltaica

Para encontrar la potencia pico óptima para la planta solar fotovoltaica se calcularon las curvas de la Figura 58 sin contar con los ingresos de venta de excedentes a la red, puesto que si los tuviésemos en cuenta la potencia más grande sería la mejor, pero el objetivo de las instalaciones no es la venta de energía a la red. La curva lineal hace referencia al aumento porcentual de la inversión a medida que se incrementa la potencia pico y la curva polinómica hace referencia al aumento porcentual en la utilización de la energía producida por parte del electrolizador para producir hidrogeno verde, dado que la potencia del electrolizador es de 2 MW podemos ver que para potencias más grandes que 3 MWp, el aumento de la inversión crece mucho más rápido que el aumento en la utilización de la energía. Lo cual nos indica que para esas potencias pico la inversión en una planta solar fotovoltaica más grande no va de acuerdo con el propósito de las instalaciones de la HRS.

Estudiando ambas curvas podemos reafirmar que la potencia ideal para suplir las necesidades energéticas de la HRS sigue siendo los 2,8 MWp que se calcularon en el caso base, ya que esta es la potencia donde se cruzan ambas curvas antes de que empiecen a distanciarse.

3.3.5. CASO #6: CASO #1 SIN VENTA EXCEDENTES PV

Siguiendo la metodología mencionada en la sección 2.3.4.5. a continuación se realizará un estudio técnico económico dejando igual los equipos de la instalación del caso base (sección 3.1.1.), dado que el caso #1 demuestra que la configuración de tanques de almacenamiento masivo en baja presión es la mejor. Para presentar los resultados que nos ayuden a determinar qué tan sensible es el coste de producción sin contar con la amortización que supone la venta de excedentes de producción de la planta solar fotovoltaica a la red eléctrica. Para así tener una visión de cómo sería una HRS con producción in situ de H2 y de energía eléctrica sin el lucro que los excedentes suponen, puesto que este monto es extenso dada la configuración de planta de 2,8 MWp y electrolizador de 0,5 MW.

Después de realizar el estudio anteriormente mencionado y el caso #1 (alternativa de baja presión), se realizó la comparación entre estas dos variantes económicas de la misma configuración para determinar qué tan sensible es el coste de producción del kg de H2 variando al mismo tiempo tanto el precio del PPA (€/MWh) como la potencia pico de la planta solar fotovoltaica (MWp).

3.3.5.1. Resultados y discusión Caso #6

En este caso se realizó el mismo procedimiento que el descrito en la sección 3.3.1.2 del caso base, pero aplicado la variación económica de no contar con el monto originado de la venta de excedentes de energía provenientes de la planta solar fotovoltaica que no son usados para alimentar las instalaciones de la HRS. Dando como resultado lo siguiente:

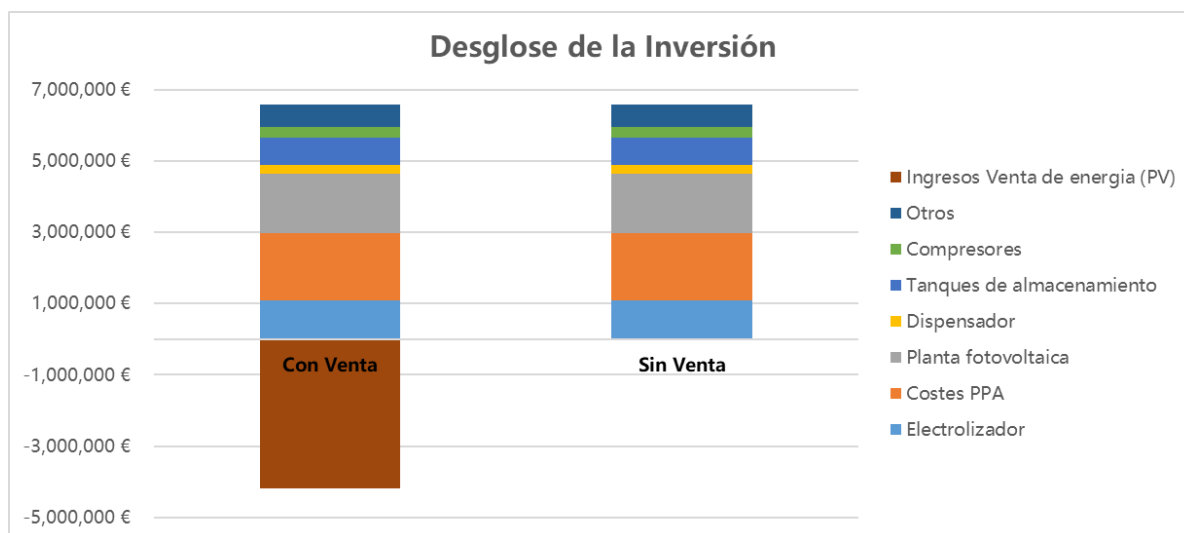


Figura 59 Desglose de la inversión con y sin ingresos de venta de excedentes de energía para el Caso #6

En la Figura 59 podemos observar la magnitud del monto generado por las ventas de excedentes a la red frente a la inversión total de la HRS, el cual asciende a 4.185.359 €, lo que representa un 63,47% de la inversión. Es incluso mayor que la inversión realizada en materia de planta solar fotovoltaica 1.678.674 € y mayor que el monto pagado por la energía a través del contrato de energía verde PPA 1.891.189 €, incluso ambos términos juntos 3.569.863 €. Esto se debe a que la diferencia de potencia tan grande entre la planta solar fotovoltaica y el electrolizador deja

muchos excedentes que deben ser vertidos a la red. Las cifras anteriormente comparadas nos llevan a plantear que esta configuración de HRS estaría más enfocada en la venta de energía eléctrica a la red que en suplir la demanda de hidrogeno del Tren.



Figura 60 Coste de la HRS al final de su vida útil con y sin ingresos de venta de excedentes de energía para el Caso #6

En la Figura 60 podemos apreciar mejor lo comentado en la gráfica pasada, pues cuando contamos con el ingreso por la venta de excedentes el coste de la HRS al final de los 15 años de vida útil es mucho menor que si no pudiéramos contar con dicho ingreso, en concreto es un 32,21 % del coste de la HRS sin venta de excedentes.

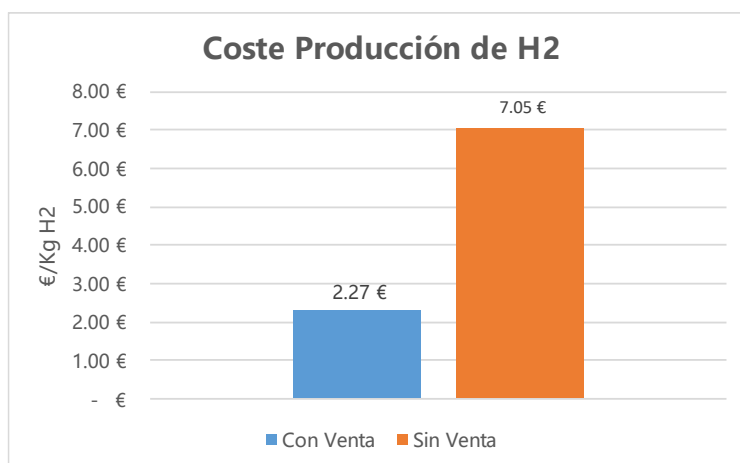


Figura 61 Coste de producción del kg H2 con y sin ingresos de venta de excedentes de energía para el Caso #6

En la Figura 61 podemos ver el coste de producir, almacenar y dispensar el hidrogeno verde a lo largo de la vida útil de las instalaciones contando y no contando con el ingreso de venta de excedentes de energía eléctrica a la red, es aquí donde la diferencia es mucho más diciente pues pasamos de un coste de 2,27 €/kg H2 a 7,05 €/kg H2, es decir, un incremento del 210,57%. Dada la gran cuantía del ingreso por la venta de excedentes en esta configuración podemos afirmar que el coste de producción es altamente sensible al hecho de poder o no contar con este monto que amortice la inversión realizada en la HRS. Lo cual confirma el planteamiento propuesto en la Figura 59.

Dado que la potencia pico de la planta solar fotovoltaica es una variable critica en el correcto dimensionado de las instalaciones de la HRS se realizaron dos analisis de sensibilidad complementarios variando tanto la potencia pico de la planta (MWp) como el precio de la

energía eléctrica comprada a través del contrato de energía verde PPA (€/MWh) y adicionalmente variando la posibilidad de contar o no con los ingresos de venta por excedentes de energía vertidos a la red para ver como se comporta el coste del H2 verde.

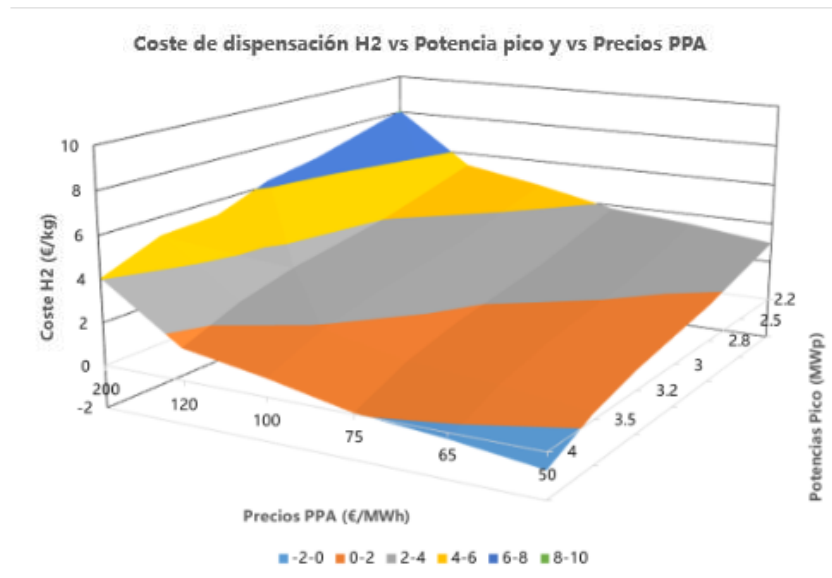


Figura 62 Variación del coste de dispensación con venta de excedentes de fotovoltaica

En la Figura 62 podemos observar el primero de estos análisis donde si contamos con la posibilidad de vender los excedentes de energía a la red y obtener un ingreso. Dado que este ingreso amortiza considerablemente el coste del kg H2, vemos la tendencia a la baja de dicho coste a medida que aumenta la potencia pico de la instalación y también a medida que disminuye el precio del contrato PPA, pues así podremos vender muchos más excedentes de fotovoltaica y pagaríamos la poca energía que se consume de PPA más barata, a tal punto que para algunas combinaciones como por ejemplo 4 MWp y 50 €/MWh los costes salen negativos, es decir, que obtendríamos ganancias pues en esta combinación el negocio deja de ser la producción de hidrogeno y pasa a ser la venta de energía, ya que se vende más energía de la que se compra.

Como queda demostrado en la discusión anterior, el hecho de contar con la variable del ingreso por la venta de excedentes siempre nos guiara a la mayor potencia pico posible a instalar, lo cual no es realmente realizable pues nunca se tendrá un terreno tan basto para una HRS. Por lo cual se realizó el mismo análisis anterior, pero sin contar con el sesgo que provoca el monto de la venta de excedentes a la red.

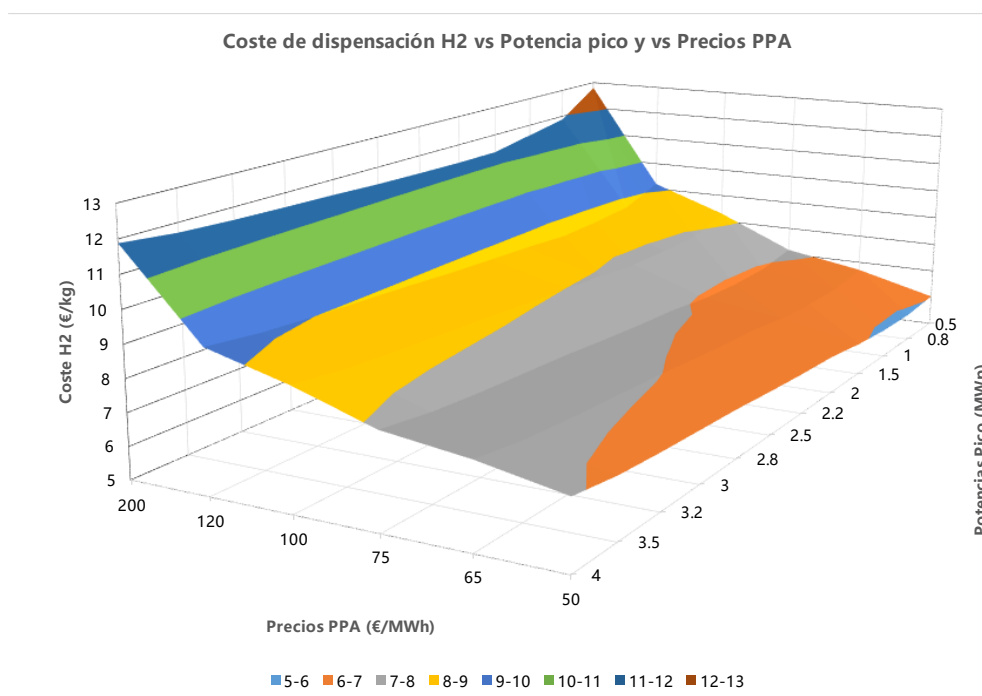


Figura 63 Variación del coste de dispensación sin venta de excedentes de fotovoltaica

En la Figura 63 podemos apreciar la tendencia contraria al análisis pasado, puesto que no contamos con la ayuda económica que supone la venta de excedentes a la red ya no está justificada la sobredimensión de la planta solar fotovoltaica, por lo que a menor potencia pico y menor precio del contrato de PPA siempre obtendremos los mejores precios, pues así tendremos una menor inversión inicial en la planta solar fotovoltaica y pagaríamos la energía que se consume de PPA más barata. Cabe resaltar que esta tendencia no se sigue para potencias menores de 2 MWp donde vemos un mínimo en la gráfica, a continuación, se presenta un acercamiento a esta parte del gráfico:

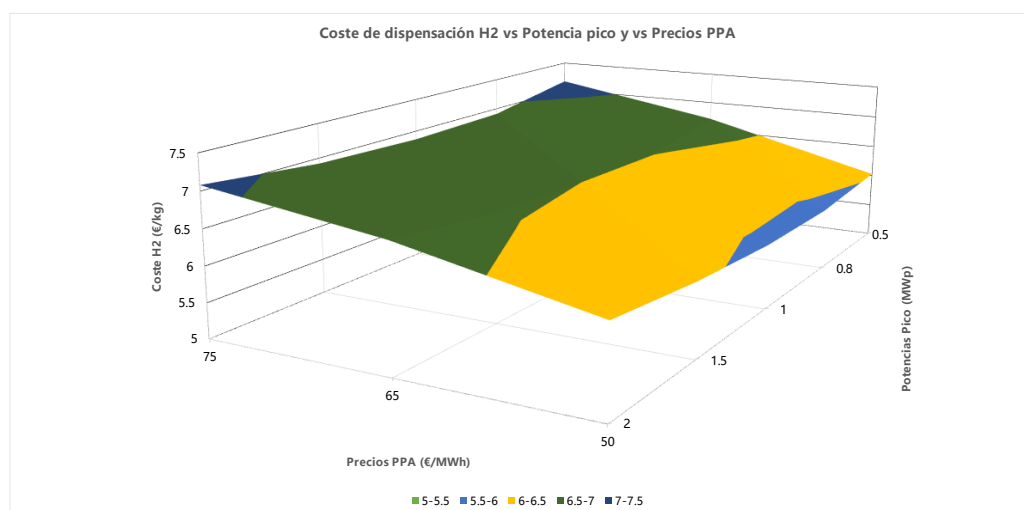


Figura 64 Variación del coste de dispensación sin venta de excedentes de fotovoltaica (acercamiento al mínimo)

A continuación, en la Figura 64 podemos ver más de cerca el mínimo mencionado anteriormente donde para potencias menores a 2 MWp con estos tamaños de planta fotovoltaica se necesita mucha más energía del contrato PPA entonces el hecho de tener una menor inversión en la

planta solar fotovoltaica no compensa el coste de la energía adicional que se consume del contrato PPA. De acuerdo con lo anterior podemos conjeturar que para esta demanda energética el tamaño óptimo de planta fotovoltaica este alrededor de los 1 MWp.

Cabe resaltar el orden de magnitud de los costes pues en el caso con venta los costes van desde -2 € hasta los 8 € mientras que en el caso sin venta los costes oscilan entre 5 € y 12 €.

3.3.6. CASO #7: OPTIMIZACIÓN PARA PV

Siguiendo la metodología mencionada en la sección 2.3.4.6. a continuación se realizará un estudio técnico económico dejando igual los equipos de la instalación del caso base (sección 3.1.1.) a excepción de la planta solar fotovoltaica y el electrolizador. Para presentar los resultados que nos ayuden a determinar como es el coste del hidrogeno si se quieren cubrir las necesidades energéticas de las instalaciones utilizando la planta solar fotovoltaica más grande que se pueda instalar en el espacio dado (Figura 12). para así tener una visión de cómo sería una HRS con producción de H₂ in situ y de energía eléctrica con un tamaño de planta solar fotovoltaica más acorde a la realidad de las limitaciones del terreno disponible.

3.3.6.1. Dimensionado y selección de los equipos de la instalación

Planta Fotovoltaica:

La planta fotovoltaica se dimensiono en los casos anteriores con la potencia suficiente para cubrir energéticamente la demanda anual de energía eléctrica del electrolizador, la cual resulto siendo 2,8 MW. Dado que en este caso requerimos maximizar la potencia pico de la planta teniendo en cuenta la limitación del terreno presentado en la sección 2.1.1 con una superficie total de 10.726 m², se diseñó la planta solar fotovoltaica tomando como ejemplo la planta ya existente que puede verse en la imagen satelital de la Figura 65.

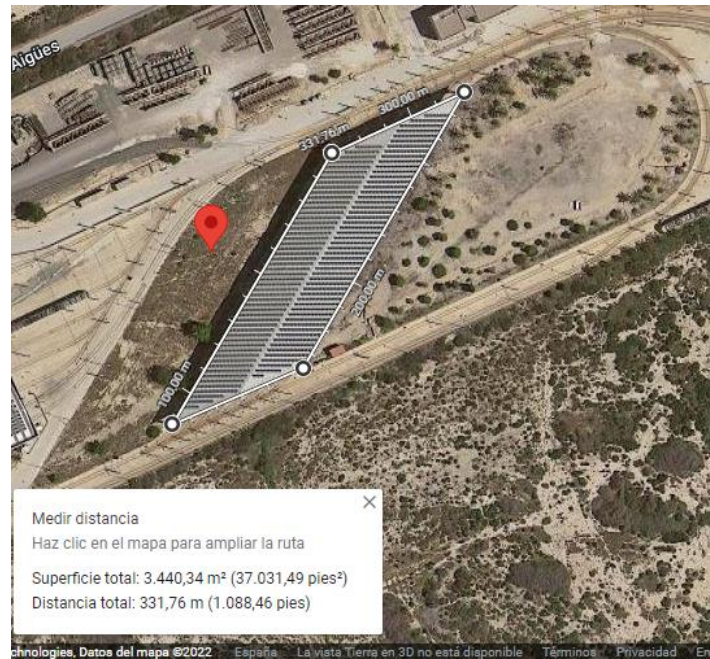


Figura 65 Fotografía satelital planta solar fotovoltaica actual [Google Maps, s.f.]

Para conocer las dimensiones del edificio: su área y longitud se utiliza la herramienta de Google maps para calcular su anchura, ya que este presenta la forma de un paralelogramo: $\text{Área} = B \times h \rightarrow h = \frac{\text{Área}}{B} = \frac{3440,34}{113} = 30,44 \text{ m}$, por lo tanto, sus dimensiones son 113 m x 30 m.

Se proponen dos plantas de iguales dimensiones a la que se encuentra en el emplazamiento y una tercera más pequeña de 80 m x 30 m (2.400 m²), para un total de 9.180 m², siguiendo el patrón arquitectónico de las instalaciones dado que son cocheras de trenes y deben tener esa forma. Las nuevas plantas estarían posicionadas como puede apreciarse en la Figura 66.

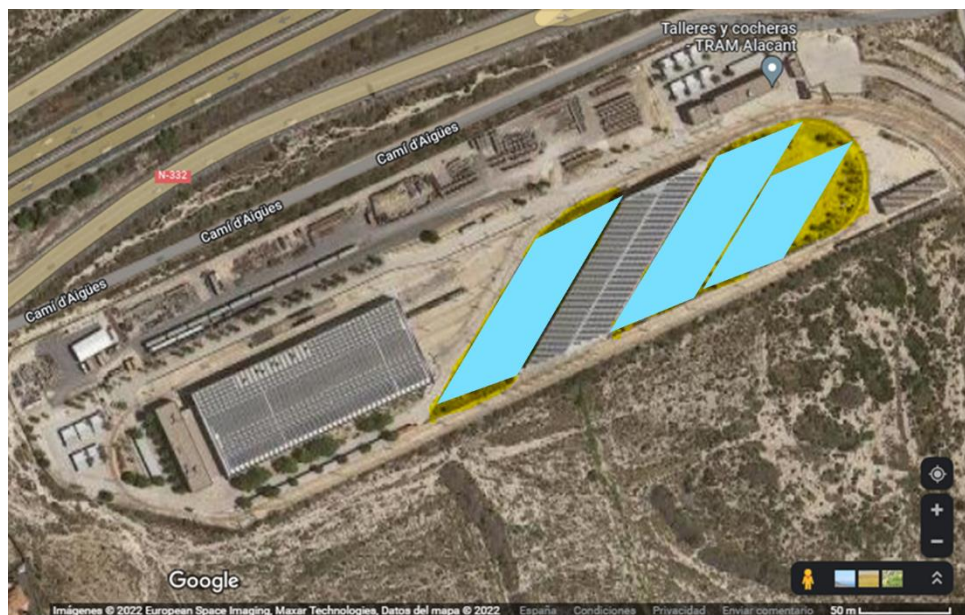


Figura 66 Fotografía satelital de la ubicación de la planta solar fotovoltaica actual y las tres nuevas [Google Maps, s.f.]

Una vez definido el espacio se realizan los cálculos para determinar cuanto potencia pico puede ser instalada en esa área, tomando dos modelos de paneles solares fotovoltaicos: el MAXEON3 SPR-MAX3-430 del fabricante SUNPOWER de 430 Wp y el JAM72S30 550MR del fabricante JA SOLAR de 550 Wp, las características de dichos paneles pueden verse en la siguiente tabla:

Características	SUN POWER MAXEON3 SPR-MAX3- 430	JA SOLAR JAM72S30 550/MR
Tipo celdas	Mono	Mono
Número celdas	112	144
Ppico /Panel (Wp)	430	550
Peso (kg)	21,2	28,9
Dimensiones (mmm) LxA	1812x1046	2281x1136
Área (m ²)	1,89	2,59
Rendimiento	22,7 %	21,3 %
Garantía (años)	40	25
índice máximo de degradación anual	0,25%	0,55%

Tabla 6 Comparación de las características entre los modelos de paneles solares [Sun Power, s.f.] [Ja solar, s.f.]

Teniendo claras las dimensiones de los paneles se procede a calcular la distancia entre filas para evitar el sombreado, ubicando los paneles en posición Landscape para optimizar los posibles sombreados por la distribución de los diodos que seccionan los paneles, utilizando la siguiente ecuación:

$$d_2 = L \times (\text{sen } \gamma / \tan(61 - \text{lat}) + \text{cos } \gamma) \quad (28)$$

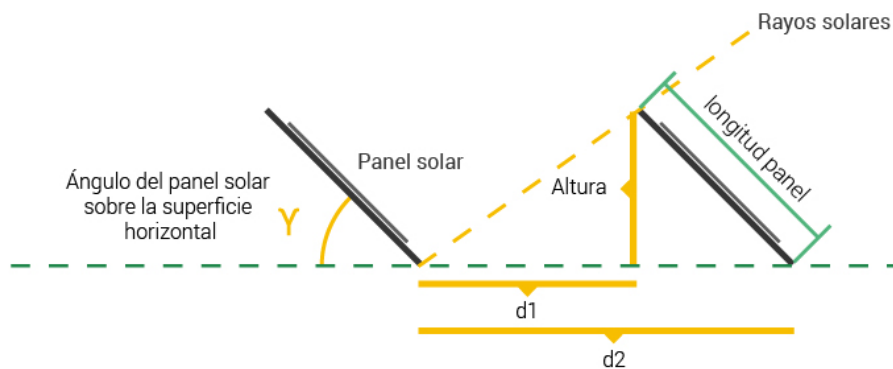


Figura 67 Cálculo de la distancia entre paneles para evitar sombras

Los resultados de los cálculos de sombras para cada panel pueden verse en la siguiente tabla:

Resultados	SUN POWER MAXEON3 SPR-MAX3- 430	JA SOLAR JAM72S30 550/MR
Landscape (m)	1,13	1,23
Portrait (m)	1,96	2,46
Área (m2)	2,05	2,8

Tabla 7 Comparación de las distancias entre paneles solares

Posteriormente con esta distancia podemos calcular la cantidad de paneles por fila y el número de filas que caben en los edificios descritos, para luego calcular el número total de paneles y la potencia pico, todo lo anterior utilizando las siguientes ecuaciones:

$$\text{Paneles por fila} = \frac{\text{anchura del edificio}}{\text{largo del panel}} \quad (29)$$

$$\text{Número de filas} = \frac{\text{largo del edificio}}{\text{distancia entre paneles}} \quad (30)$$

$$\text{Número de paneles} = \text{paneles por fila} \times \text{número de filas} \quad (31)$$

$$\text{Potencia pico instalada} = \text{potencia pico panel} \times \text{número paneles} \quad (32)$$

Los resultados obtenidos para todos los edificios y para cada panel pueden verse en la siguiente tabla:

Resultados	SUN POWER MAXEON3 SPR-MAX3- 430	JA SOLAR JAM72S30 550/MR
Total paneles	3.309	2.418
Potencia pico total (MWp)	1,42	1,33

Tabla 8 Comparación de la potencia pico y numero de paneles entre los dos modelos

El panel a utilizar para maximizar la potencia pico instalada será el MAXEON3 SPR-MAX3-430 ya que este tiene una menor distancia entre paneles y por consiguiente puede instalarse más potencia que con el otro panel. Como puede observarse en la tabla 8 la diferencia es de 0,09 MWp (161,35 MWh/ año).

Utilizando la herramienta online PVGIS de la comisión europea calculamos la producción anual de las instalaciones para la ubicación dada, donde se obtienen los resultados mostrados a continuación:

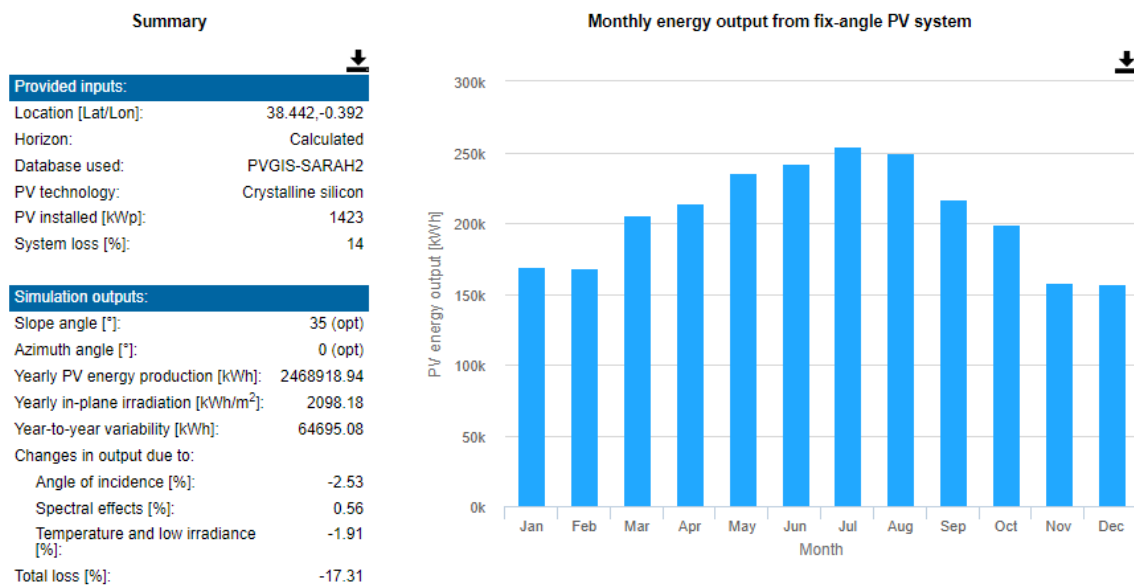


Figura 68 Grafica de la energía generada mensualmente por la planta solar fotovoltaica [PVGIS, s.f.]

Los resultados mostrados en la Figura 68 muestran una producción de 2,46 GWh/año con los paneles inclinados 35° (el ángulo optimo).

Electrolizador

El electrolizador en los casos anteriores estaba dimensionado para producir el hidrogeno necesario para un repostaje en la ventana de 4 horas entre cada repostaje, es decir, producía 100 Nm³/h H₂, para un total de 18 horas de funcionamiento diario. Para este caso como se requiere optimizar la producción de hidrogeno para consumir la mayor parte de la energía producida por la planta solar fotovoltaica y lo menor posible por parte del contrato de energía verde PPA, debemos aumentar la potencia del electrolizador para ajustar la producción de hidrogeno con la producción de energía eléctrica, por lo tanto se duplico la potencia del electrolizador del fabricante H2B2 pasando del modelo EL100N (Figura 23) de 0,5 MW de potencia produciendo 100 Nm³/h H₂ a plena carga, al modelo EL200N de 1 MW de potencia (dado que es la potencia más cercana a la potencia pico máxima de la planta solar fotovoltaica 1,4 MWp) produciendo 200 Nm³/h H₂ a plena carga, para así reducir el tiempo de funcionamiento del electrolizador de 18 a 9 horas a plena carga; factor que dependerá de la cantidad de energía eléctrica que produzca la planta solar.

Además del cambio de potencia del electrolizador también se debe ajustar su régimen de carga para que este a la par de la producción de energía eléctrica de la planta solar fotovoltaica, pasando de un régimen de carga del 100% en los casos anteriores (suplido por la planta solar y el contrato de energía verde PPA) a un régimen de carga variable regido por la siguiente regla de condicionales en la Figura 69:

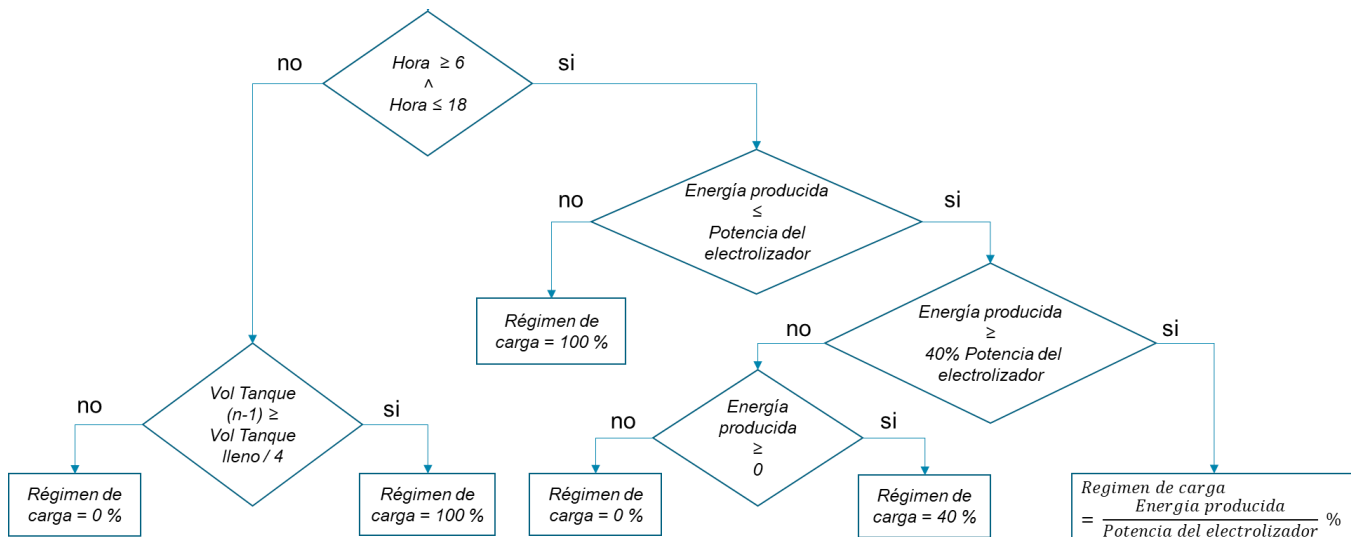


Figura 69 Diagrama de flujo de las condiciones de funcionamiento del electrolizador para el Caso #7

Con esta regla de funcionamiento electrolizador siempre producirá lo que la planta solar fotovoltaica le permita hasta el límite inferior del 40% impuesto por la condición de mantener siempre la cantidad de hidrogeno para un repostaje en los tanques de almacenamiento masivo.

Para apreciar mejor el cambio en el tamaño y el funcionamiento del electrolizador en este caso en comparación a los casos anteriores se presentan las siguientes graficas de producción y consumo de energía eléctrica en la Figura 70.

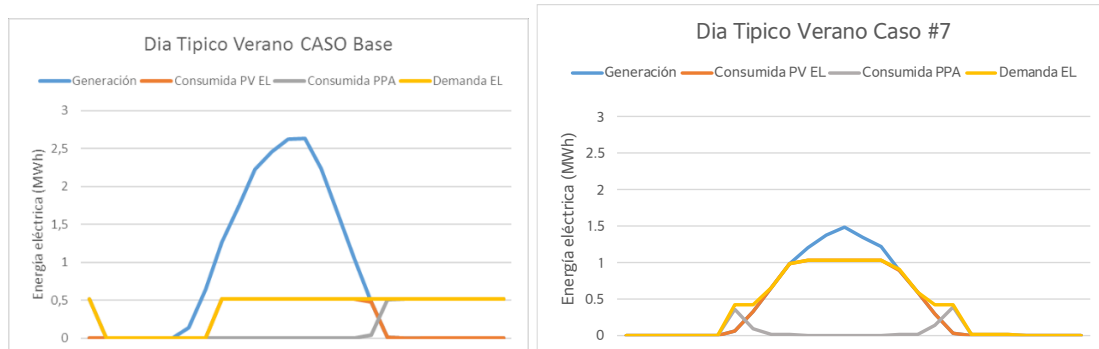


Figura 70 Comparación de la producción y consumo de energía entre el caso base y el Caso #7

En la gráfica de la izquierda podemos observar el comportamiento de la primera configuración de la HRS donde contamos con un electrolizador ajustado a la demanda (0,5 MW de potencia) y este es alimentado en gran parte del día por la planta solar fotovoltaica (2,8 MW de potencia pico) para luego ser alimentado por el contrato de energía verde PPA, siempre trabajando al 100% de régimen de carga, con esta configuración de planta solar fotovoltaica y electrolizador de baja potencia se generan muchos excedentes de energía que no son aprovechados para la producción de hidrogeno y son vendidos al a red a precio de mercado.

En la gráfica de la derecha podemos ver el comportamiento de la configuración de este caso de la HRS donde contamos con un electrolizador sobredimensionado para la demanda (1 MW de potencia) y este es alimentado por la planta solar fotovoltaica (1,4 MW de potencia pico) y por el contrato de energía verde PPA a modo de apoyo, por lo que su régimen de carga varia a lo

largo del día llegando al 100% al medio día solar donde se aplanan la curva, con esta configuración de planta solar fotovoltaica y electrolizador de una potencia similar a la de la planta se generan muchos menos excedentes de energía que en la configuración anterior.

3.3.6.2. Resultados y discusión Caso #7

En este caso se realizó el mismo procedimiento que el descrito en la sección 3.3.1.2 del caso base, pero aplicado el cambio de potencia del electrolizador y la variación de la potencia pico de la planta solar fotovoltaica desde los 1 a los 2 MWp. Dando como resultado lo siguiente:

Primero que todo debemos encontrar la potencia pico ideal para este tipo de configuración, por lo que se comparan los costes de producción para cada potencia pico, teniendo en cuenta las lecciones aprendidas del Caso #6 con la Figura 64.

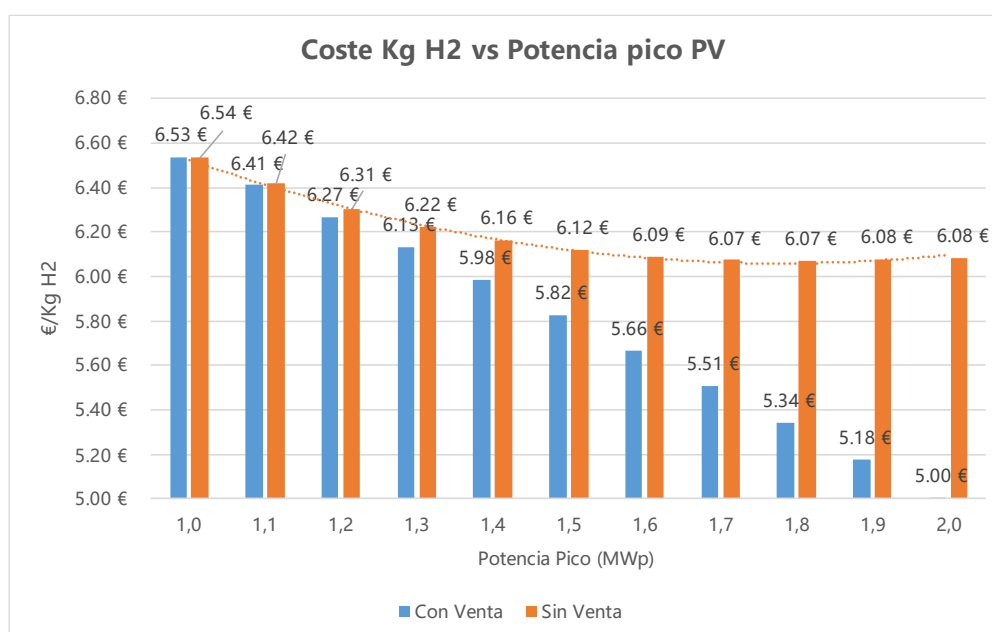


Figura 71 Coste de producción del kg H2 por cada potencia pico con y sin venta de excedentes para el Caso #7

En la Figura 71 podemos observar dos tendencias de costes, la primera de comportamiento lineal a la baja a medida que aumenta la potencia pico de la planta solar fotovoltaica cuando contamos con el ingreso de venta de excedentes de energía (anteriormente descrita en la Figura 62 del Caso #6), la segunda con un comportamiento polinómico a la baja pero de manera desacelerada a medida que aumenta mucho la potencia pico de la planta solar fotovoltaica con respecto de la potencia del electrolizador (1MW) cuando no contamos con el ingreso de venta de excedentes y estos son vertidos a la red sin ser compensados. Esto sucede porque a medida que aumenta la potencia pico de la planta solar fotovoltaica se va compensando la mayor inversión en la planta con la cantidad de energía que deja de comprarse a través del contrato PPA, hasta que llegamos al mínimo (alrededor de 1,7 y 1,8 MWp) donde el aumento en la potencia pico ya no surte el mismo efecto pues el funcionamiento del electrolizador está optimizado y la energía extra producida por una planta más grande deja de ser utilizada para la

producción de hidrogeno y pasa a ser vertida a la red. Con lo que podemos conjeturar que la potencia pico ideal para este caso estará en torno a los 1,4 a 1,8 MWp.

Cabe resaltar que para los programas de subvenciones gubernamentales la planta solar fotovoltaica debe estar dedicada a la producción de energía para suplir la demanda del electrolizador de manera exclusiva por lo que la venta de excedentes a la red no está permitida para participar en dichos programas (sección 2.3.4.7), por lo que es importante que la diferencia entre el coste del kilogramo de hidrogeno con y sin venta de excedentes no sea muy grande para que así no se vea afectado este indicador en caso de querer participar en dichos programas de subvenciones. Esta diferencia va aumentando a medida que incrementamos la potencia de la planta solar fotovoltaica: empezando en un 2,96% para el caso de 1,4 MWp, luego 4,81% para la de 1,5 MWp, después 6,96% para la de 1,6 MWp, pasando a 9,35% para la de 1,7 MWp y por último a 11,99% para el caso de 1,8 MWp. Por esta razón dejan de ser atractivas las configuraciones de HRS con plantas solares fotovoltaicas mayores de 1,6 MWp, ya que si no se cuenta con la venta el incremento en el coste es bastante considerable (como puede verse de manera visual en la Figura 72).

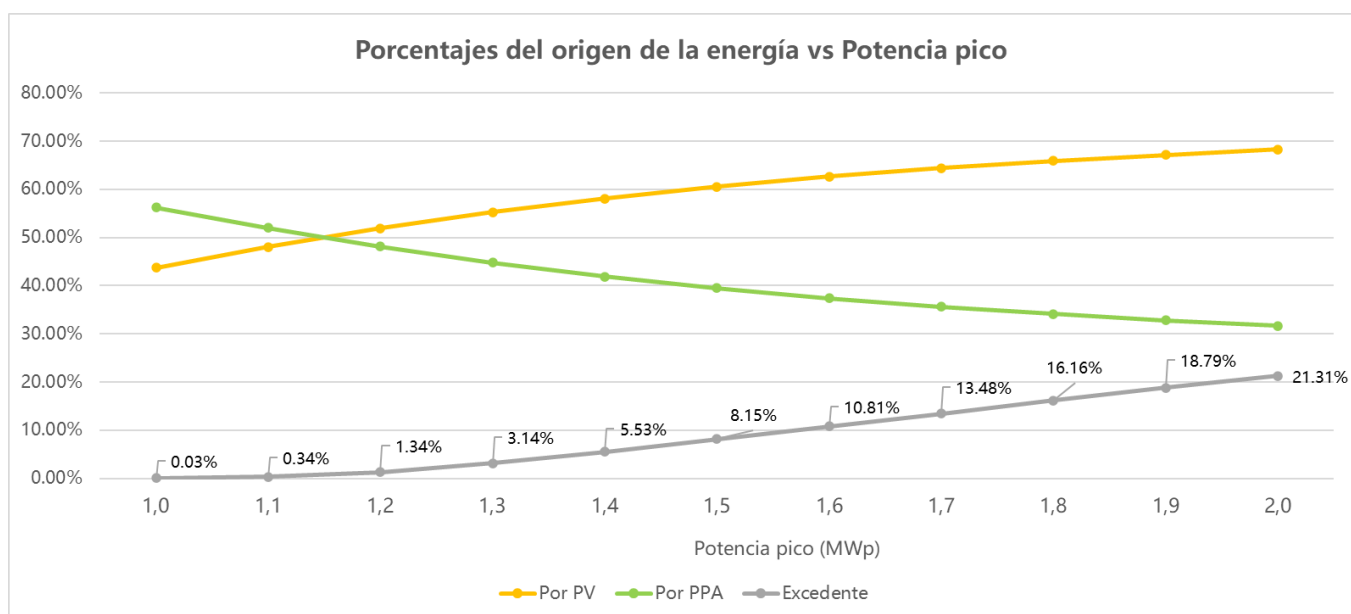


Figura 72 Porcentajes del origen de la energía utilizada para producir el H2 verde y el porcentaje de excedentes por cada potencia pico

En la Figura 72 podemos apreciar como aumenta el porcentaje de energía utilizada para producir H2 proveniente de la planta solar fotovoltaica a medida que se aumenta la potencia de esta y al mismo tiempo como disminuye la energía proveniente del contrato PPA y también como aumentan los excedentes de producción fotovoltaica, los cuales están minimizados por la regla de condicionales (Figura 69) que rige el régimen de carga del electrolizador. De estas tendencias podemos analizar que para potencias superiores a 1,2 MWp el aporte de la planta solar fotovoltaica empieza a superar al aporte del contrato PPA, lo cual nos indica que la regla optimiza el funcionamiento del electrolizador para seguir a la autoproducción de energía. También podemos notar que para potencias superiores a 1,5 MWp el aporte de la planta solar fotovoltaica pasa a ser del 60% y el del contrato PPA pasa a ser del 40%. Adicionalmente también

podemos ver que para potencias superiores a 1,6 MWp los excedentes de la autoproducción superan el 10% llegando a superar el 20% en el caso de la potencia más alta. Estos dos puntos anteriores nos llevan a concluir que la potencia óptima para esta configuración es de 1,5 MWp por que el aporte de fotovoltaica supera en 20% al aporte del contrato PPA lo que minimiza su uso y al mismo tiempo el coste del kilogramo de H2 pues el monto por compra de energía afecta considerablemente a este indicador como se demostró en el Caso #2 y todo lo anterior minimizando los excedentes de energía llegando al 8,15% y dado que este porcentaje es bajo se minimiza también la diferencia entre el coste con y sin venta la cual es de menos del 5%. Sin embargo, por las limitaciones de espacio mencionadas en el dimensionado de la planta solar fotovoltaica la opción a instalar sería 1,4 MWp, la cual cuenta con 5,53% de excedentes y

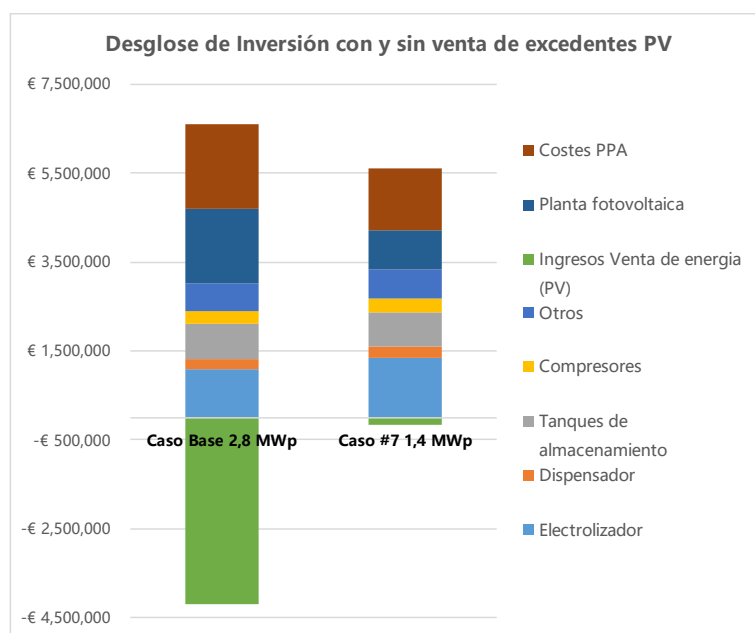


Figura 73 Comparación del desglose de la inversión e ingresos de venta de excedentes entre el Caso Base y #7

En la Figura 73 podemos ver la diferencia entre las magnitudes de las inversiones para cada equipo en las dos configuraciones de HRS. Podemos notar una leve diferencia al alza en la inversión en materia de electrolizadores: pues en el Caso Base el Electrolizador de 0,5 MW vale 1.080.673 € mientras que el electrolizador del Caso #7 de 1,0 MWp vale 1.357.048 €, una pequeña diferencia del 20,36% en precio para el doble de la potencia. Podemos notar una diferencia a la baja en la inversión en materia de plantas solares fotovoltaicas: pues en el Caso Base la planta de 2,8 MWp vale 1.678.674 € mientras que en el Caso #7 la planta de 1,4 MWp vale 887.267 €, una diferencia del 47,14 %. También podemos observar otra diferencia a la baja en la inversión en materia de compra de energía a través del contrato PPA: pues en el Caso Base el monto asciende a 1.891.189 € mientras que en el Caso #7 es de 1.405.199 €, una diferencia del 22,75 %; cabe resaltar que dicha diferencia es causada por la optimización del régimen de carga (Figura 69) del electrolizador pues en el Caso #7 se aprovecha mejor la energía generada por la planta solar fotovoltaica para la producción de H2 verde que en el Caso Base a pesar de contar con una planta solar fotovoltaica de mayor potencia pico (Figura 70). Finalmente, la mayor de las diferencias radica en el monto de ingresos por venta de excedentes de energía a la red, donde vemos una diferencia importante a la baja, pues en el Caso Base este monto asciende

a los 4.185.359 € mientras que para el Caso #7 es de apenas 158.443 €, una diferencia del 96,21 %; esto también es debido a la optimización explicada anteriormente.

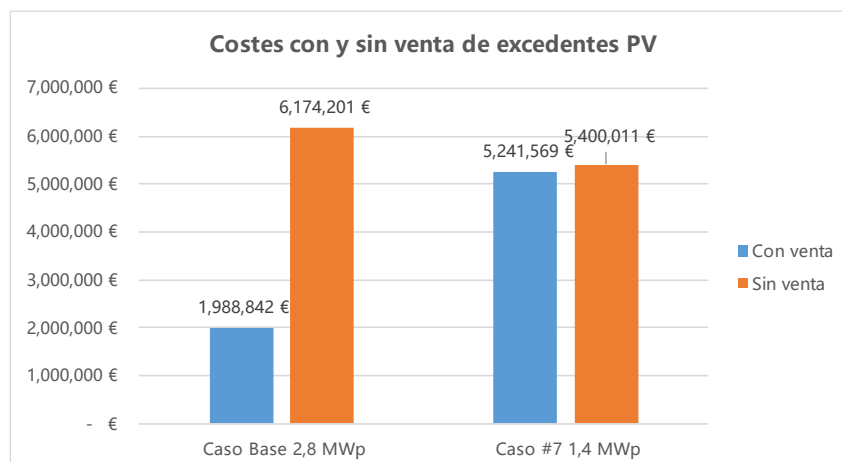


Figura 74 Comparación del coste de la HRS al final de su vida útil con y sin ingresos de venta de excedentes de energía entre el Caso Base y el #7

En la figura 74 podemos observar de nuevo la diferencia que causa la optimización del régimen de carga del electrolizador, pues en el Caso Base la diferencia entre el coste de la HRS al final de los 15 años de vida útil con y sin venta es muy grande: del 67%, mientras que en el Caso #7 esta diferencia es de tan solo el 2,93%. Lo cual puede parecer contra productivo pues el coste de la HRS al final de su vida útil es mayor, pero debemos recordar que el objetivo de las instalaciones es la producción de hidrogeno verde más no la venta de energía a la red, pues si este fuera el propósito que caso tiene tener dinero invertido en equipos que no sean la planta solar fotovoltaica. Adicionalmente si se va a participar en programas de subvenciones gubernamentales es fundamental que el coste de las instalaciones no varié mucho sin contar con la venta de excedentes, pues en dichos programas está prohibida.

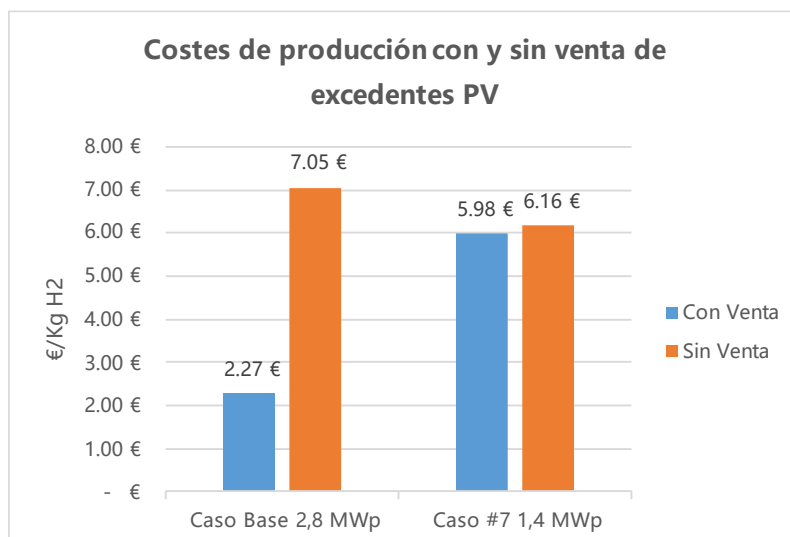


Figura 75 Comparación coste de producción del kg H2 con y sin ingresos de venta de excedentes de energía entre el Caso Base y #7

En la Figura 75 podemos apreciar una comparación del coste de producir, almacenar y dispensar el hidrogeno verde a lo largo de la vida útil de las instalaciones contando y no contando con el

ingreso de venta de excedentes de energía eléctrica a la red entre el Caso Base y el #7, aquí también se nota el efecto de la optimización del régimen de carga del electrolizador, pues el coste de producción sin venta de excedentes es menor para el Caso #7 con 6,16 €/kg H2 mientras que para el Caso Base este monto asciende a 7,05 €/kg H2 una diferencia del 12,62 %.

PRODUCCIÓN H2 POR FUENTE DE ENERGIA

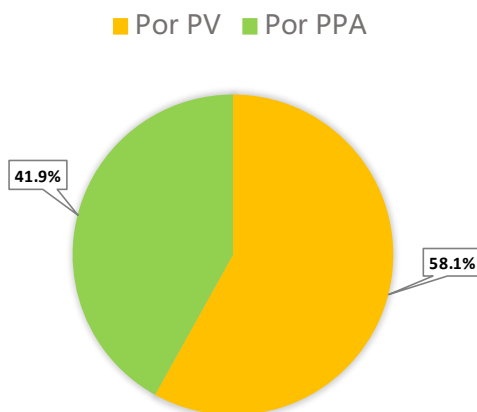


Figura 76 Origen de la energía utilizada para producir el H2 verde para el Caso #7

Adicionalmente a los resultados económicos presentados anteriormente cabe resaltar el porcentaje del origen de la energía eléctrica utilizada para producir el hidrogeno verde con las dos configuraciones de equipos comparadas anteriormente, si comparamos la Figura 76 con la 32 del Caso Base, dichos porcentajes se reparten entre la planta solar fotovoltaica con un 58,1 % para el Caso #7 mientras que para el Caso Base es del 43 % y el contrato de energía verde PPA con un 41,9 % para el Caso #7 mientras que para el Caso Base es del 57%. Esto de nuevo es gracias a la optimización del régimen de carga del electrolizador para aprovechar lo máximo posible la energía generada por la planta solar fotovoltaica para producir hidrogeno verde.

Por otro lado, también es necesario hacer una breve evaluación del impacto medio ambiental que supone esta solución de HRS con producción de hidrogeno verde para alimentar trenes de pila de combustible frente al tradicional tren propulsado por generadores Diesel, para lo cual se buscaron fuentes bibliográficas de donde tomar los factores de emisión para cada caso.

Para las emisiones directas del Diesel se consultó al ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico. donde nos indican que las emisiones directas del Diesel (emisiones debidas solamente a su uso en motores de combustión interna) tienen un factor de 2,683 kgCO₂e/L [Ministerio para la transición ecológica, Julio 2022], pero este factor no toma en cuenta las emisiones generadas al producir el carburante (del pozo al tanque) por lo que otra fuente fue consultada, un TFM de la Universidad Politécnica de Madrid donde nos indican que las emisiones del pozo al tanque son de 0,460 kgCO₂e/L [Axpe, Febrero 2020], por lo que el factor de emisión del Diesel es de 3,143 kgCO₂e/L y esto comprende desde el pozo hasta su uso.

Para las emisiones de la HRS fue más difícil encontrar la información dado lo novedoso del tema del hidrogeno verde producido in situ, se consultó un paper de la Royal Society of Chemistry donde realizan un análisis ambiental del ciclo de vida de 3 tipos diferentes de HRS en Corea (incluyendo la de producción in situ con energía solar fotovoltaica) y nos indican que las

emisiones causadas por la producción de hidrogeno son de 4,25 kgCO₂e/kg H₂ [Akhtar, Octubre 2021]. Como el uso del hidrogeno en pilas de combustible simplemente supone emitir agua, ambos factores tienen un alcance similar. A continuación, se presentan los resultados de la comparación ambiental de ambas soluciones:

Emisiones tren Hidrogeno		Emisiones tren Diesel	
Autonomia (kg/100 km)	31,30	Autonomia (L/100 km)	100,00
Recorrido diario (km)	400,00	Recorrido diario (km)	400,00
kg /año	45.698,00	Litros/año	146.000,00
Factor de emisiones (kg CO ₂ e/kg H ₂)	4,25	Factor de emisiones (kg CO ₂ e/L)	3,14
Emisiones anuales (Ton CO ₂ e)	194,22	Emisiones anuales (Ton CO ₂ e)	458,95
Emisiones durante la vida util (Ton CO ₂ eq)	2.913,25	Emisiones durante la vida util (Ton CO ₂ eq)	6.884,19
Ahorro emisiones (Ton CO ₂ eq)	3.970,95		

Tabla 9 Comparación de las emisiones entre trenes Diesel y a pila de combustible

Como podemos observar en las tablas anteriores la solución de la HRS y el tren propulsado por pila de combustible suponen un ahorro en emisiones frente al tren convencional propulsado por Diesel de 3.970,95 Ton CO₂e a lo largo de los 15 años de vida útil del proyecto lo que representa un ahorro del 57.68%, por lo tanto, podemos afirmar que el hidrogeno es un muy buen candidato para descarbonizar el transporte pesado el cual no es tan fácil de electrificar como los automóviles.

3.3.7. ANALISIS ECONOMICO: COSTES FINANCIEROS Y SUBVENCIONES

Una vez definida la configuración más optima de los equipos para la HRS con la demanda dada y el espacio para la planta solar fotovoltaica, siguiendo la metodología mencionada en la sección 2.3.4.7, a continuación, se realizará un análisis económico dejando igual los equipos de la instalación del Caso #7. Para presentar los resultados que nos ayuden a determinar como es el coste del hidrogeno si a la inversión de la instalación se le agregan los costes financieros y a su vez las posibles intensidades de subvenciones a las que hoy en día se puede aplicar en España (mencionadas en la sección 2.3.4.7). para así tener una visión de cómo sería una HRS con producción de H₂ in situ y de energía eléctrica más acorde a la realidad financiera.

3.3.7.1. Tasas financieras

Para realizar los cálculos financieros de un préstamo de capital es necesario conocer 3 tasas, la tasa de descuento del mercado, la tasa de interés a aplicarle al préstamo y la tasa de inflación del país donde se realiza dicho préstamo, para lo cual se recurrió al Banco de España y al Instituto Nacional de Estadística (INE).

Tasa de descuento (d):

Esta tasa se calculó a partir del promedio del rendimiento en el mercado de valores de los bonos y obligaciones del estado español para los últimos 6 meses (primer semestre del año, debido a

que el resto de los precios del estudio se sitúan por esa época); dicho calculo resulta en una tasa del 1,65 %. [*Banco de España 1, s.f.*]

Tasa de interés (i):

Esta tasa tomo de la síntesis de indicadores que realiza el Banco de España donde indican los tipos bancarios por mes, por lo que el valor de esta tasa era del 2,20 % (Préstamos y créditos. Sociedades no financieras) en el mes de Julio del 2022. [*Banco de España 2, s.f.*]

Tasa de inflación (inf):

Esta tasa tomo del índice de precios de consumo (IPC) que realiza el Instituto Nacional de Estadística (INE) donde indican la variación anual de dicho índice por mes, por lo que el valor de esta tasa era del 10,20 % (índice general) en el mes de Julio del 2022. [*instituto nacional de estadística, s.f.*]

Distribución del préstamo:

Se considera que del total de la inversión se pide un préstamo por el 80 % del valor de la inversión a 15 años (vida útil de las instalaciones), por lo que el 20 % restante será asumido por el inversor.

Una vez conocidas las tasas anteriormente mencionadas podemos calcular el coste financiero siguiendo las siguientes formulas:

$$\begin{aligned} \text{Capital a invertir} \\ = [inversion \times (1 - \% \text{ subvencion})] \times (1 - \% \text{ prestamo}) \end{aligned} \quad (33)$$

$$\begin{aligned} \text{Capital a financiar} \\ = [inversion \times (1 - \% \text{ subvencion})] \times \% \text{ prestamo} \end{aligned} \quad (34)$$

$$\text{Pago anual del prestamo} = \frac{\text{Capital a financiar}}{\left(\frac{1}{i - inf}\right) \times \left[1 - \left(\frac{1 + inf}{1 + i}\right)^n\right]} \quad (35)$$

$$\text{Valor presente neto del prestamo} = \text{pago anual} \times \left(\frac{1}{d - inf}\right) \times \left[1 - \left(\frac{1 + inf}{1 + d}\right)^n\right] \quad (36)$$

$$\begin{aligned} \text{Coste financiero del dinero} \\ = \text{Valor presente neto del prestamo} - \text{Capital a financiar} \end{aligned} \quad (37)$$

$$\begin{aligned} \text{Valor presente neto del proyecto} \\ = \text{Capital a invertir} + \text{Valor presente neto del prestamo} \end{aligned} \quad (38)$$

3.3.7.2. Resultados y discusión análisis económico

En este análisis se tomaron los resultados económicos del Caso #7 con la potencia pico seleccionada (1,4 MWp) y se le agregaron los costes financieros y las subvenciones descritas en la sección anterior (3.3.3.7.1) Dando como resultado lo siguiente:

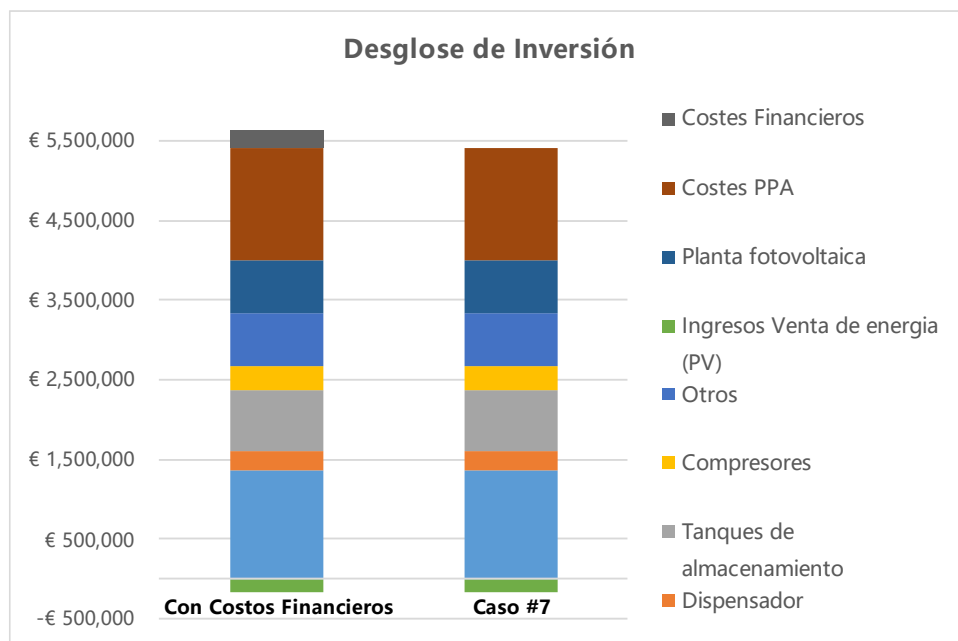


Figura 77 Comparación del desglose de la inversión entre el análisis económico y el Caso #7

En la Figura 77 podemos observar la magnitud del monto generado por los costes financieros frente a la inversión total de la HRS: el cual asciende a 234.645 €, lo que representa un incremento del 4,17 % en la inversión pues pasamos de 5.621.828 € en el Caso #7 a 5.856.473 € cuando añadimos los costes financieros. Para dar otro orden de magnitud este monto es equiparable con la inversión realizada en materia de dispensadores (248.513 €) y en materia de compresores (301.649 €).

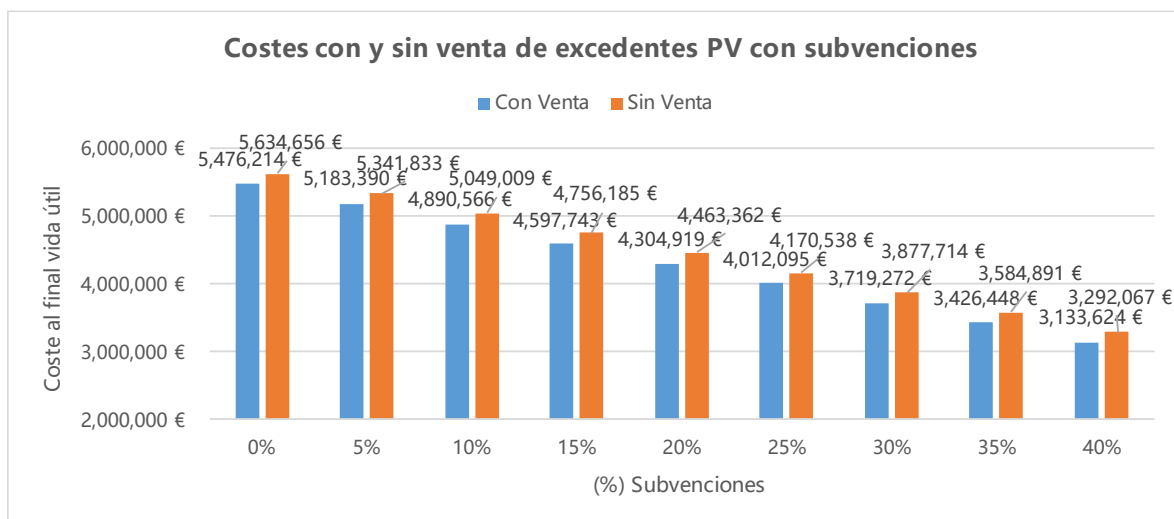


Figura 78 coste de la HRS al final de su vida útil con y sin ingresos de venta de excedentes de energía el análisis económico

En la Figura 78 podemos apreciar el monto del coste de las instalaciones de la HRS al final de los 15 años su vida útil para cada intensidad de subvenciones, tanto con o sin los ingresos por venta de excedentes a la red, vemos que dependiendo de la intensidad de la subvención el coste de las instalaciones al final de su vida útil pueden variar desde los 5.634.656 € con 0 % de subvenciones a los 3.292.067 € con un 40 % de subvenciones, una diferencia de 2.342.589 €, lo

que representa un 58,42 % de la inversión sin subvenciones. Esto nos indica que es crucial el participar y poder contar con los fondos que las diferentes convocatorias gubernamentales nos ofrecen pues ese dinero amortiza en gran medida el coste de las instalaciones.

Para apreciar la diferencia económica que representan los costes financieros podemos tomar como ejemplo el Caso #7 donde el coste de la HRS al final de su vida útil sin venta de excedentes es de 5.400.011 € mientras que en añadiendo dicho coste y sin subvenciones la cifra asciende a 5.634.656 €, una diferencia de 234.645 € o un aumento del 4,34 % frente al coste del Caso #7.

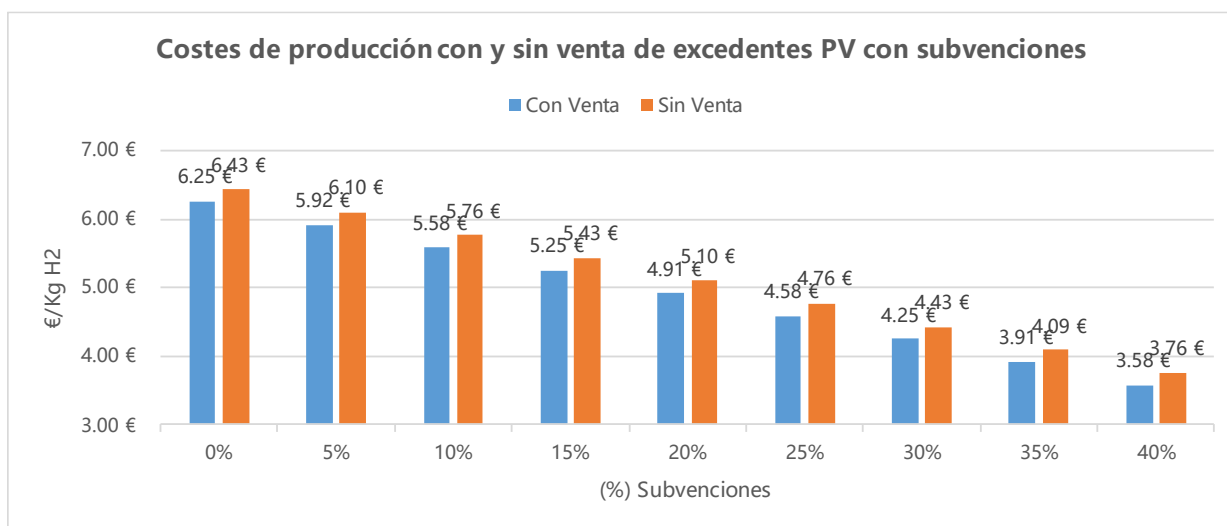


Figura 79 Coste de producción del kg H2 con y sin ingresos de venta de excedentes de energía para el análisis económico

En la Figura 79 podemos ver el coste de producir, almacenar y dispensar el hidrogeno verde a lo largo de la vida útil de las instalaciones vs las diferentes intensidades de subvenciones, tanto con o sin los ingresos por venta de excedentes a la red, vemos que dependiendo de la intensidad de la subvención el coste del kg de H2 verde puede variar desde los 6,43 €/kg H2 hasta los 3,76 €/kg H2, una diferencia de 2,67 €/kg H2 o de nuevo un 58,47 % más económico que sin contar con las subvenciones. Lo que reconfirma la idea planteada anteriormente de lo clave que es el hecho de contar con las subvenciones gubernamentales para fomentar estas nuevas tecnologías y el uso del hidrogeno verde de manera económicamente competitiva.

Podemos apreciar la diferencia económica que representan los costes financieros tomando como ejemplo el Caso #7 donde el coste sin venta de excedentes es de 6,16 €/kg H2 mientras que en añadiendo dicho coste y sin subvenciones la cifra asciende a 6,43 €/kg H2, una diferencia de 0,27 €/kg H2 o un aumento del 4,19 % frente al coste del Caso #7.

3.4. COMPARATIVA ENTRE CASOS

Una vez finalizados los estudios de sensibilidad y el análisis económico, es oportuno hacer una recapitulación de las diferentes configuraciones para las instalaciones de la HRS comparando cada uno de los casos y resaltando las características que los destacan. A continuación, una tabla resumen de los tipos de configuraciones por cada caso:

Configuración	H2		Energía eléctrica		CASOS
	Producción in situ	Compra	Producción in situ	Compra	
A	X		X	X	Base, #1, #2, #6, #7, Analisis
B	X			X	#3
C		X		X	#4
D	X		X		#5

Tabla 10 Configuraciones de las HRS para cada caso

Como podemos observar en la tabla anterior, las configuraciones de las HRS están basadas en el origen tanto del H2 verde como de la energía eléctrica, para dar lugar a 4 configuraciones distintas:

- A. HRS con producción in situ de H2 verde y energía eléctrica por medio de una planta solar fotovoltaica la cual es apoyada por un contrato compra de energía verde (PPA).
- B. HRS con producción in situ de H2 verde, alimentada únicamente por un contrato compra de energía verde (PPA).
- C. HRS sin producción in situ de H2 verde, es decir, solo almacenamiento y dispensación pues tanto el H2 como la energía son comprados a un tercero.
- D. HRS con producción in situ de H2 verde y energía eléctrica por medio de una planta solar fotovoltaica como única fuente.

Teniendo claras las distintas configuraciones de la HRS, ahora nos centraremos en las características que hacen diferente a cada caso:

CASOS	Planta PV (MWp)	Electrolizador (MW)	Tanques almacenamiento masivo (cantidad)	Resumen
BASE	2,8	0,5	1	Planta solar dimensionada para la demanda energética anual y apoyada por PPA
#1	2,8	0,5	1	Variación de la presión de almacenamiento
#2	2,8	0,5	1	Variación del precio de la energía con PV y PPA
#3	-	0,5	1	Variación del precio de la energía solo con PPA
#4	-	-	1	Compra de H2 a un tercero
#5	2,8	2,0	23	Las instalaciones se alimentan únicamente con la planta solar por lo que se sobredimensionan los tanques
#6	2,8	0,5	1	Mejor alternativa Caso #1 sin venta de excedentes
#7	1.4	1,0	1	Electrolizador optimizado para seguir la producción de la planta solar y consumir el mínimo de PPA
Análisis	1.4	1,0	1	Se añaden los costes del dinero y las subvenciones al Caso#7

Tabla 11 Características de las HRS para cada caso

Como podemos observar en la tabla anterior, la metodología seguida en el trabajo explora en orden cada una de las configuraciones descritas anteriormente para luego en el Caso #6 volver a la primera configuración (A) para posteriormente optimizar esta configuración en el Caso #7.

Teniendo claras las diferencias entre los casos a continuación, una comparación de la inversión y el coste del kilogramo de hidrogeno verde para cada uno de ellos:

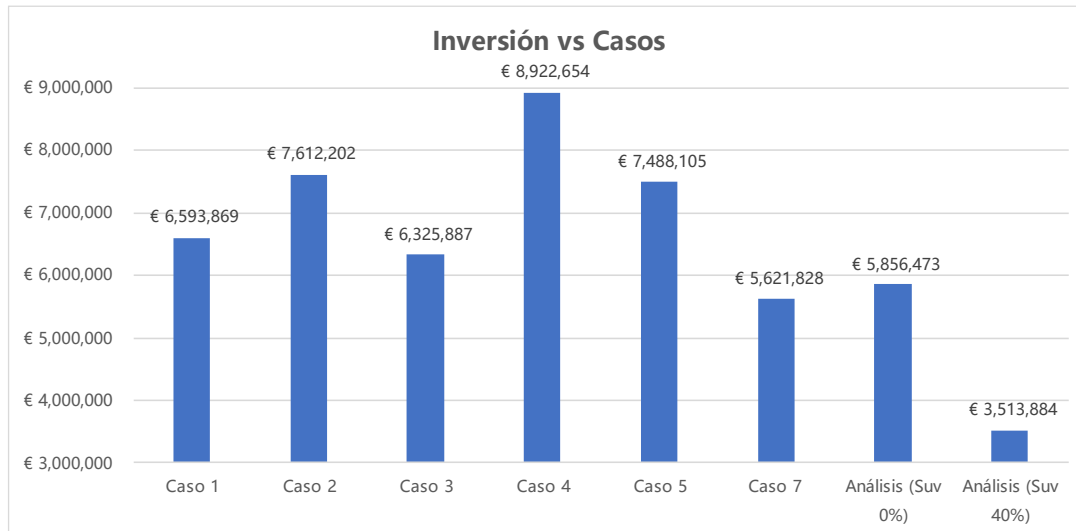


Figura 80 Comparación de la inversión para cada Caso

En la Figura 80 podemos observar las diferencias en la inversión realizada en cada caso por las configuraciones y características descritas anteriormente. El Caso #2 tiene un incremento de 1.018.333 € o un 15,14 % frente al Caso #1 debido a que la energía comprada por el contrato de PPA pasa de costar 65 €/MWh a 100 €/MWh. El Caso #3 tiene una disminución de 267.982 € o un 4,05 % frente al Caso #1 debido a que no contamos con una inversión en materia de planta solar fotovoltaica, pero en su lugar pasamos de comprar en materia de energía por contrato PPA 1.891.189 € a comprar 3.301.880 € (un monto mucho más grande que el de la planta solar fotovoltaica 1.678.674 €, pero menor que la suma del PPA y la planta). En el Caso #4 se realizó un promedio de la inversión para todas las combinatorias de compra y transporte. Hay un incremento de 2.328.785 € o un 35,31 % frente al Caso #1 lo cual hace de este caso el más costoso de todos pues se terceriza la producción de H2 verde. En el Caso #5 hay un incremento de 894.236 € o un 13,56% frente al Caso #1 debido a la sobredimensión de los tanques de almacenamiento para poder garantizar la autonomía de la HRS con la planta solar fotovoltaica como única fuente de energía. En el Caso #7 hay una disminución de 972.041 € o un 14,74 % frente al Caso #1 debido a que se disminuyó el tamaño de la planta solar fotovoltaica para ajustarla al espacio disponible y adicionalmente se optimizó el régimen de carga del electrolizador para seguir a la producción de la planta solar fotovoltaica y así consumir la menor cantidad de energía proveniente del contrato PPA. En el análisis con un 0% de subvenciones hay un incremento de 234.645 € o un 4,00 % frente al Caso #7 debido al coste financiero de la inversión y finalmente para el análisis con un 40% de subvenciones hay una disminución de 2.107.944 € frente al análisis sin subvenciones.

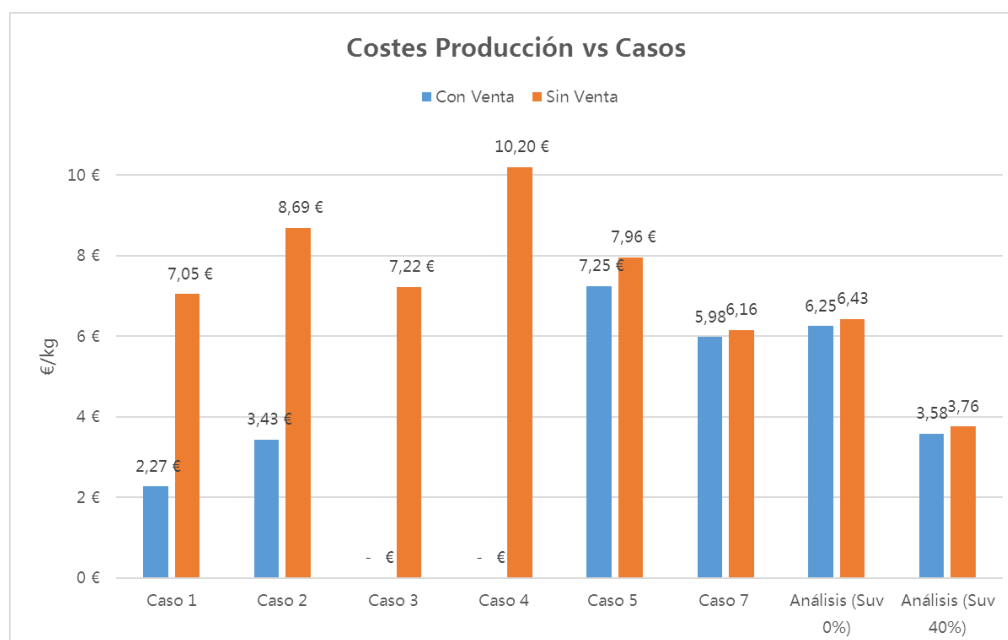


Figura 81 Comparación del coste de producción para cada Caso

En la Figura 81 podemos apreciar las diferencias en el coste de producción para cada caso por las configuraciones y características descritas anteriormente. Para realizar una comparación más equitativa se comparará el coste sin venta de excedentes de energía a la red. En el Caso #2 hay un incremento de 1,64 €/kg H₂ o un 23,26 % frente al Caso #1 por el incremento en el precio de la energía mencionado anteriormente. En el Caso #3 hay un aumento de 0,17 €/kg H₂ o un 2,4% frente al Caso #1 a pesar de que la inversión es menor y esto es debido a que en el Caso #1 parte de la inversión en materia de planta solar fotovoltaica se amortiza (como se explica en la sección 3.3.1.2) y queda por fuera del cálculo del coste de producción. En el Caso #4 hay un incremento de 3,15 €/kg H₂ o un 44,68 % frente al Caso #1 debido a la tercerización mencionada anteriormente, lo que lo convierte en el caso más costoso. En el Caso #5 hay un aumento de 0,91 €/kg H₂ o un 12,90 % frente al Caso #1 debido a la sobredimensión de los tanques de almacenamiento mencionada anteriormente. En el Caso #7 hay una disminución de 0,89 €/kg H₂ o un 12,62 % frente al Caso #1 debido a la optimización de las instalaciones nombrada anteriormente, con lo que podemos afirmar que esta configuración y características son las más económicas para la demanda y el espacio disponible. En el análisis con un 0% de subvenciones hay un incremento de 0,27 €/kg H₂ o un 4,33 % frente al Caso #7 debido al coste financiero de la inversión.

3.5. ESTUDIOS DE ESCALABILIDAD

Una vez finalizados los estudios de sensibilidad, el análisis económico y la comparación entre los diferentes casos, sabiendo ya la mejor configuración de equipos para suplir la demanda de un tren y siguiendo la metodología mencionada en la sección 2.3.5. A continuación, se realizará un estudio de escalabilidad replicando la configuración de los equipos de la instalación del Caso #7. Para presentar los resultados que nos ayuden a determinar cómo se comporta el coste del hidrogeno si la demanda de hidrogeno se escala de 2 trenes en aumentos de 2 hasta llegar a 16 trenes y finalmente determinar el número óptimo de trenes a repostar con una sola HRS.

3.5.1. DIMENSIONADO Y SELECCIÓN DE LOS EQUIPOS DE LA INSTALACION

Siguiendo la metodología mencionada en la sección 2.3.5 se realizaron todos los ajustes para escalar las instalaciones, para explicar el procedimiento se tomará como ejemplo el Caso para 6 trenes:

1. Aumentamos la demanda por hora de Hidrogeno, si un tren consume en un repostaje 446,69 Nm³ H₂ en un repostaje y deben repostar 4 veces al día 6 trenes en 16h de operación tendremos: $demanda\ por\ h = \frac{446.69 \times 4 \times 6}{16} = 670\ Nm^3/h\ H_2$
2. Como el caudal por hora es mayor a 500 Nm³/h H₂ se debe aumentar el número de compresores a 2, para cumplir con el caudal a trasegar.
3. Necesitamos un electrolizador capaz de producir más de los 670 Nm³/h H₂ de la demanda, por lo que el modelo EL600 pasa a quedarse corto pues solo produce 600 Nm³/h H₂, por lo que se debe aumentar al siguiente tamaño de electrolizador el EL800 que es capaz de producir 800 Nm³/h H₂ a plena potencia. Así mismo para garantizar que la producción cubre la demanda se aumenta el porcentaje mínimo de funcionamiento del electrolizador al 55% (frente al 40% del Caso #7), adicionalmente para cumplir con este objetivo se duplica el tanque de almacenamiento masivo, por lo que se utilizaran 2 tanques LH 50H del fabricante Lapesa.
4. Se ajustan los costes de los nuevos equipos a utilizar.
5. Se realiza un estudio de sensibilidad para verificar la potencia de la planta fotovoltaica ideal para minimizar el coste de producción del kilogramo, utilizando la siguiente gráfica:

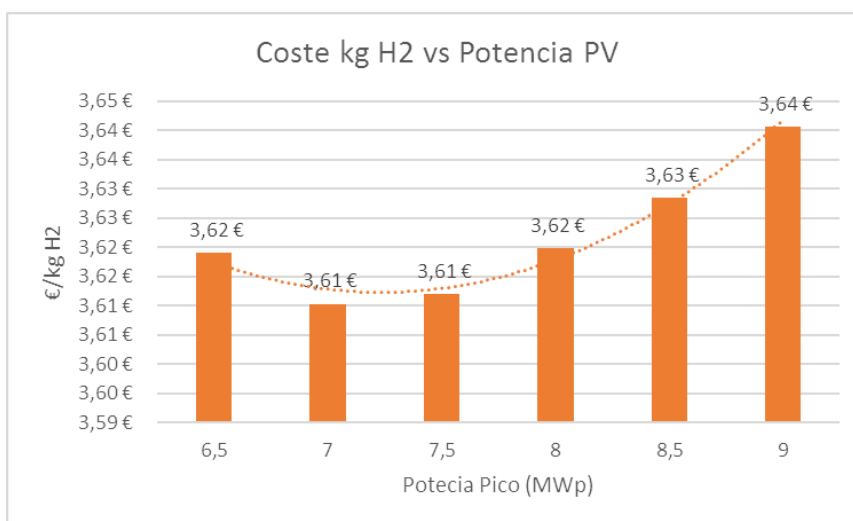


Figura 82 Coste de producción del kg H₂ por cada potencia pico sin venta de excedentes para la demanda de 6 trenes

Como vemos en la Figura 82 el coste de producción tiene un mínimo en 7 MWP, por lo tanto, esta potencia es la elegida para esta configuración y demanda.

Este mismo procedimiento se sigue para todo el resto de Los casos de escalabilidad hasta llegar a los 16 trenes.

3.5.2. RESULTADOS Y DISCUSION ESTUDIOS DE ESCALABILIDAD

En estos casos se realizó el mismo procedimiento que el descrito en la sección 3.3.1.2 del caso base, pero aplicado los cambios en los equipos mencionados en la sección anterior para cada aumento de demanda desde 1 tren a los 16 trenes. Dando como resultado lo siguiente:

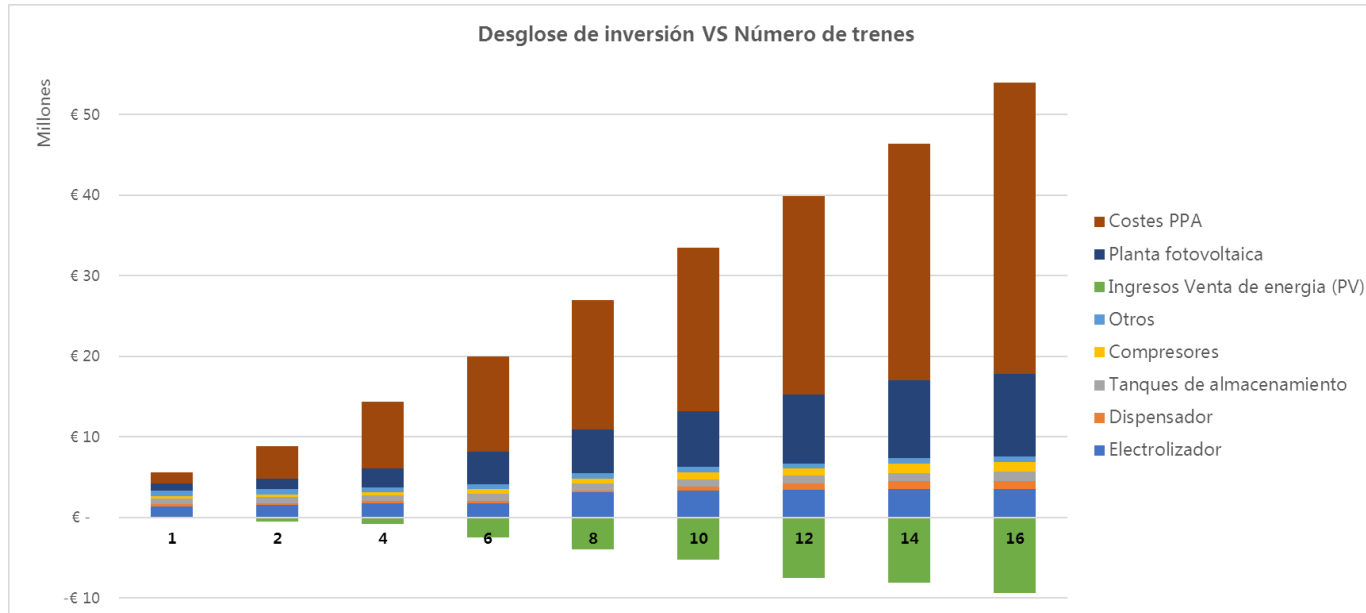


Figura 83 Comparación del desglose de la inversión para cada cantidad de trenes

En la Figura 83 podemos observar cómo crece la inversión de manera lineal a medida que se escalan las instalaciones para suplir la demanda de más trenes, también podemos ver que los montos de mayor magnitud son los Costes de compra de energía a través del contrato PPA, la planta solar fotovoltaica, el electrolizador y el monto por ingreso de ventas de excedentes de energía a la red. Cabe resaltar que la inversión en materia de electrolizador sufre un aumento importante entre 6 y 8 trenes dado que se necesita contar con 2 electrolizadores en lugar de solo aumentar la potencia de una unidad. La inversión en compresores también sufre lo mismo al pasar de 4 a 6 trenes pues se requieren 2 unidades y luego de 8 a 10 pues se requieren 3 unidades. Finalmente cabe concluir que por más grande que se diseñe la planta solar fotovoltaica, el monto por compra de energía siempre será del 50% de la inversión o superior ya que el electrolizador debe producir siempre el hidrogeno para garantizar que se supla la demanda, lo cual sucede en horas donde la planta solar fotovoltaica no está disponible, pues las instalaciones operan desde las 6:00 h hasta las 21:00 h.

A medida que se escalan las instalaciones podemos estudiar cuando se deben aumentar los diferentes equipos de las instalaciones:

- Electrolizador: Depende de la demanda (a partir de 8 trenes se necesitan 2 unidades).
- Compresores: Una unidad sule la demanda hasta 4 trenes.
- Tanque de almacenamiento masivo: Una unidad sule la demanda hasta 5 trenes.
- Tanque de almacenamiento en alta presión: Dado que esta unidad funciona como un buffer, no es necesario aumentar su tamaño.
- Dispensadores: Dos unidades suplen la demanda hasta 8 trenes.

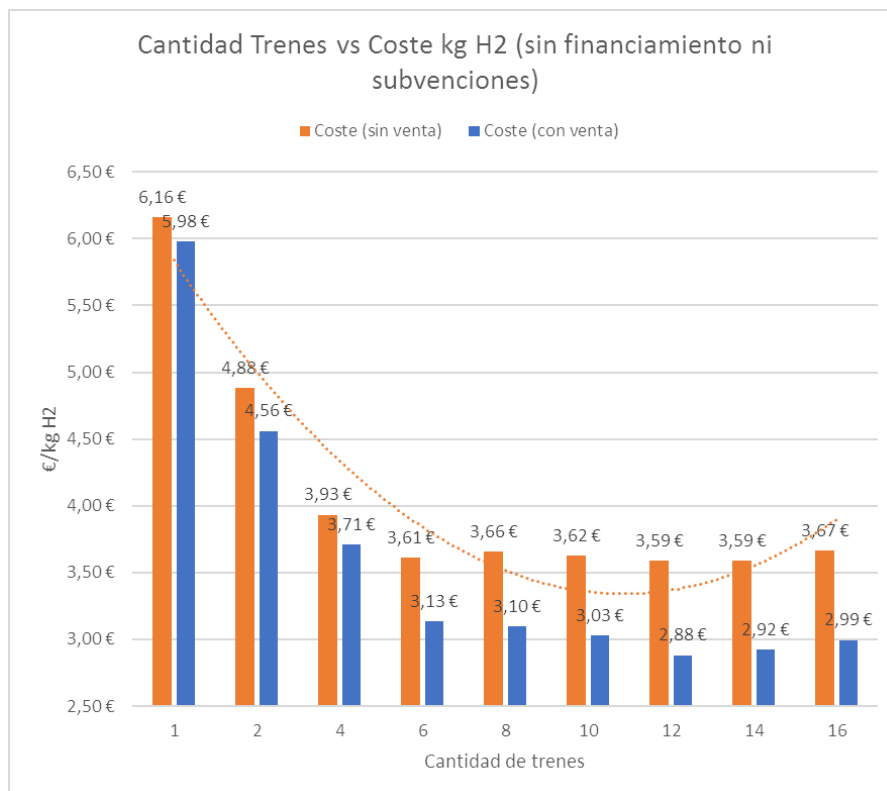


Figura 84 Comparación del coste de producción para cada cantidad de trenes

En la Figura 84 podemos apreciar como disminuye el coste de producción a medida que se escalan las instalaciones de la HRS para suplir la demanda de más trenes. Al inicio el coste cae de manera lineal hasta llegar a los 6 trenes donde se encuentra con un mínimo y se mantiene estable para después volver a subir, esto se debe a que después de los 8 trenes se aumenta mucho la demanda de hidrogeno para el tiempo de operación de la HRS (15 h), entonces se necesitan más equipos y más compra de energía por medio del contrato PPA que en los casos de escalabilidad anteriores, lo cual no puede ser compensado por una planta solar fotovoltaica más grande, por las horas en las que se encuentra la demanda.

Por lo anteriormente comentado podemos concluir que para las horas de funcionamiento de las instalaciones el número ideal de trenes a repostar por HRS es de 6.

3.6. COMPARATIVA: H2 VS ELECTRIFICACIÓN

Una vez finalizados los estudios de escalabilidad, se realiza una comparación económica entre la inversión de sustituir los actuales trenes híbridos Diesel-Catenaria que operan en la línea de Alicante con trenes propulsados por pila de combustible o por trenes propulsados por electricidad suministrada por medio de una catenaria, como se explicó en la metodología de la sección 2.3.6, para presentar los resultados que nos ayuden a determinar económicamente cual es la opción menos costosa para sustituir al contaminante Diesel.

Se sustituirán 4 trenes en un tramo de línea ferroviaria de 50 km de longitud, para los trenes propulsados por pila de combustible es necesario construir la HRS con la planta solar fotovoltaica para suplir la demanda de hidrogeno y adquirir los trenes. Por el lado de los trenes propulsados

por electricidad es necesario construir las líneas de catenaria necesarias para suplir la energía requerida por los trenes y adquirir los trenes. Lo anteriormente mencionado se resume en las siguientes tablas:

Trenes propulsados por pila de combustible			
Inversión	Cantidad	Coste	Total
Trenes	4	€ 9.000.000	€ 36.000.000
HRS	1	€ 14.366.199	€ 14.366.199
		Total	€ 50.366.199

Trenes propulsados por catenaria			
Inversión	Cantidad	Coste	Total
Trenes	4	€ 7.000.000	€ 28.000.000
Catenaria (km)	50	€ 700.000	€ 35.000.000
Mantenimiento (años)	15	€ 200.000	€ 3.000.000
		Total	€ 66.000.000
		Diferencia	-€ 15.633.801

Tabla 12 Inversión por cada tipo de propulsión

Como podemos observar en las anteriores tablas pese a que los trenes propulsados por pila de combustible cuestan 2.000.000 € o un 28,57% más que los tradicionales trenes eléctricos alimentados desde la catenaria, la inversión en trenes de hidrogeno resulta menos costosa. Dado que el coste de electrificar y mantener la línea ferroviaria con catenaria es más del doble que el coste de instalar una HRS, en concreto un aumento del 171,42%. Por lo tanto, podemos concluir que el hidrogeno es una alternativa hoy en día competitiva frente a la electrificación cuando se quiere sustituir al Diesel por alguna alternativa baja en emisiones.

4. CONCLUSIONES

Como conclusión, se realizará una revisión de los resultados obtenidos para cada caso y se decidirá cuál es la opción más adecuada según los criterios que se pudieron seguir.

Caso Base:

- El proceso de electrolisis es energéticamente intensivo pues para suplir la demanda de hidrogeno de un tren (58.400 kg/año) se necesitan 3778 MWh/año.
- Hablando de la parte económica, más de la mitad de la inversión (54 %) hace referencia al suministro energético de las instalaciones compuesto por la planta fotovoltaica (25 %) y el contrato de compra de energía verde PPA (29 %), la otra mitad de la inversión hace referencia a los equipos necesarios para el funcionamiento de la HRS, siendo el más costoso el electrolizador (16 %) seguido por los tanques de almacenamiento (12 %).

Estudios de sensibilidad:

Caso #1:

- Técnicamente la mejor alternativa de almacenamiento masivo es la de baja presión pues los volúmenes muertos hacen que a mayor presión de almacenamiento mayor volumen total debe ser almacenado para garantizar la presión de suministro y como consecuencia también debe ser utilizada una mayor superficie para los tanques.
- Económicamente la mejor alternativa también es la de baja presión pues a mayor presión se requieren materiales más fuertes y resistentes tales como los materiales compuestos lo cual encarece el precio de los tanques, además que por el tema del volumen muerto se requieren tanques de mayor volumen a medida que aumentamos la presión.

Caso #2:

- Debido a lo intensamente energético del proceso de electrolisis y al alto porcentaje de la inversión que supone el contrato de compra de energía verde PPA (29 %), el precio de dicho contrato es una variable que afecta directamente al coste de producción pues es muy sensible a su aumento. Con un aumento del 53,85 % en el precio del contrato (de 65 €/MWh a 100 €/MWh), se aumenta un 23,26 % el coste del kilogramo de H₂ (de 7,05 €/kg H₂ a 8,69 €/kg H₂). Por lo tanto, es clave minimizar el uso de esta fuente de energía y conseguir el precio más bajo.

Caso #3:

- Prescindiendo de la planta solar fotovoltaica y utilizando únicamente un contrato de energía verde PPA como fuente de energía el coste del kilogramo (7.22 €/kg H₂) es similar al coste del kilogramo con la configuración de planta solar fotovoltaica y PPA sin venta de excedentes de energía a la red (7.05 €/kg H₂), si utilizamos el mismo precio del contrato PPA de 65 €/MWh. Sin embargo, se corre un alto riesgo pues el coste de producción es altamente sensible al precio de la energía, el cual en estos tiempos esta fluctuando mucho al alza. Por ejemplo, con un aumento del 53,85 % en el precio del

contrato (de 65 €/MWh a 100 €/MWh), se aumenta un 28,11 % el coste del kilogramo de H₂ (de 7,22 €/kg H₂ a 9,25 €/kg H₂).

Caso #4:

- La configuración de HRS de solo dispensación sin producción in situ, ni de H₂ verde ni de energía eléctrica es la configuración más costosa de todas, pues para igualar el coste de producción del Caso #1 (7,05 €/kg H₂) se debe garantizar un precio máximo de compra de 3,5 €/kg H₂. Dado que para precios superiores se sobrepasa la cifra mencionada anteriormente llegando a costar hasta los 14 €/kg H₂ cuando el precio de compra es de 10 €/kg H₂.
- Para el repostaje de la HRS resulta económicamente más favorable adquirir un tráiler con la mayor capacidad de almacenamiento disponible sin importar su coste de inversión, pues este será más rentable que un tráiler de menor capacidad y menor coste de inversión, dado que a menor capacidad mayor número de trayectos al año para satisfacer la demanda de H₂.

Caso #5:

- La configuración de HRS donde se prescinde del contrato de compra de energía verde PPA y se opta por la autosuficiencia a través de la planta solar fotovoltaica como única fuente de energía es la segunda configuración más costosa ya que pasamos de 7,05 €/kg H₂ en el Caso #1 a 7,96 €/kg H₂ un aumento del 12,90 %. Esto es debido a que para garantizar el cubrir la demanda de H₂ es necesario contar con un número mucho mayor de tanques de almacenamiento masivo (23 unidades frente a 1 unidad para el resto de los casos) para almacenar más H₂ en verano cuando la planta solar fotovoltaica produce más energía eléctrica.
- Para minimizar el vertido de los excedentes de energía eléctrica a la red y así maximizar el aprovechamiento de la energía eléctrica producida por la planta solar fotovoltaica es necesario que la potencia del electrolizador sea similar o ligeramente menor que la potencia pico de la planta, para que así el régimen de carga del electrolizador pueda seguir a la curva de producción solar.

Caso #6:

- El hecho de contar con una planta solar fotovoltaica dimensionada para cubrir la demanda energética anual de las instalaciones en conjunto con un electrolizador dimensionado solo para cubrir la demanda diaria; provocan que se generen muchos excedentes que deben ser vertidos a la red (66 % de la producción anual), pues la potencia de la planta es de 2,8 MWp y el electrolizador es de apenas 0,5 MW. Esto desvirtúa el propósito de las instalaciones pues se pasa de querer cubrir una demanda de hidrógeno verde a través de la autoproducción a vender energía eléctrica verde a la red. Por tanto, la potencia del electrolizador debe ser más cercana a la de la planta solar fotovoltaica.
- Para encontrar la potencia pico de la planta solar fotovoltaica óptima para una determinada potencia de electrolizador es necesario visualizar gráficamente el coste de producción sin venta de excedentes a la red (€/kg H₂) con la potencia pico de la planta

solar fotovoltaica (MWp). Si tomamos en cuenta la venta de excedentes a la red, los resultados siempre nos guiarán a la mayor potencia pico posible a instalar, llegando incluso a obtener beneficios económicos gracias a dicha venta.

Caso #7:

- La mayor potencia pico instalada se consigue con los paneles solares fotovoltaicos más pequeños, debido a que la distancia para evitar sombras es menor y por lo tanto pueden acomodarse más paneles en la misma área, pueden instalarse 3.309 paneles de 430 Wp o 2.418 paneles de 550 Wp. Esta diferencia es de 0,09 MWp o 161,35 MWh/año. Si el precio de venta de los paneles es similar podría optarse por la opción de menor potencia pico instalada pues será la menos costosa, pero como en este caso interesa maximizar la producción con el espacio disponible se opta por la opción de la mayor potencia pico instalada.
- Para reducir la compra de energía a través del contrato PPA y así mismo minimizar el coste de producción del kilogramo de H₂, es necesario optimizar el régimen de carga del electrolizador para que esté a la par de la producción energética de la planta solar fotovoltaica, produciendo la máxima cantidad de hidrógeno para la producción de energía en el momento y así no necesite un apoyo permanente por parte del PPA. A fin de que dicho apoyo se limite a momentos donde no se cuente con suficiente hidrógeno almacenado en los tanques. La implementación del régimen de carga variable logró una reducción de 485.990 € o un 22,75 % en el monto de compra de energía a través del contrato PPA entre el Caso #1 (2,8 MWp) y el Caso #7 (1,4 MWp) utilizando una planta solar de menor potencia pico.
- Esta configuración de las instalaciones optimizadas para aprovechar la mayor cantidad de energía producida por la planta solar fotovoltaica es la configuración económicamente más favorable pues el coste de producción pasa de ser 7,05 €/kg H₂ a 6,16 €/kg H₂ una reducción de 0,89 €/kg H₂ o un 12,62 % frente al Caso #1. Adicionalmente es la configuración con la menor inversión pues pasamos de 6.593.869 € en el Caso #1 a 5.621.828 € una reducción de 972.041 € o un 17,3 %.
- Esta configuración de HRS con producción in situ de H₂ verde, alimentada por la autoproducción de electricidad por parte de una planta solar fotovoltaica y ésta a su vez apoyada por un contrato de compra de energía verde PPA es la configuración económicamente más viable de todas, más que la configuración donde no se cuenta con planta solar fotovoltaica (Caso #3), más viable que comprarle el H₂ a un tercero (Caso #4) y también más viable que la configuración donde solo contamos con la planta solar fotovoltaica como única fuente de energía (Caso #5).
- Ambientalmente hablando la solución de la HRS y el tren propulsado por hidrógeno verde, suponen un ahorro del 57,68 % de las emisiones de CO₂e que si se utilizan los tradicionales trenes propulsados por Diesel, por lo que podemos concluir que el hidrógeno verde se posiciona como una alternativa sólida para descarbonizar el transporte pesado.

Análisis económico:

- Los costes financieros representan un incremento de 234.645 € o un 4,17 % frente a la inversión sin costes financieros, esto puede variar dependiendo de la estructura del

préstamo (en este caso el 80% de la inversión), del país donde se realice el préstamo y del momento en que este se solicite pues las tasas de descuento, interés e inflación son muy variables.

- El coste de producción del H₂ pasa de 6,16 €/kg H₂ en el Caso #7 a 6,43 €/kg H₂ cuando añadimos los costes financieros y no contamos con subvenciones (0 %). Una diferencia de 0,27 €/kg H₂ lo que representa aumento del 4,19 %. Mientras que cuando contamos con la máxima intensidad de subvenciones (40 %) pasa a ser 3,76 €/kg H₂. Una diferencia de 2,4 €/kg H₂ lo que representa disminución del 38,96 %. Lo cual indica lo importante que es contar con estos fondos de subvenciones provistos por el gobierno para poder impulsar estas nuevas tecnologías haciéndolas competitivas en materia económica.

Estudios de Escalabilidad:

- Cuando se escalaron las instalaciones para suplir la demanda de hidrogeno de más trenes se evidencio que por más grande que se diseñe la planta solar fotovoltaica, el monto por compra de energía por contrato PPA siempre será del 50% de la inversión o superior ya que el electrolizador debe producir siempre el hidrogeno para garantizar que se supla la demanda. Esto sucede en horas donde la planta solar fotovoltaica no está disponible y debe ser apoyada por el contrato PPA.
- A medida que se escalaban las instalaciones de la HRS se revelo cuándo debían aumentarse los diferentes equipos de las instalaciones:
 - Electrolizador: Depende de la demanda (a partir de 8 trenes se necesitan 2 unidades).
 - Compresores: Una unidad suple la demanda de hasta 4 trenes.
 - Tanque de almacenamiento masivo: Una unidad suple la demanda de hasta 5 trenes.
 - Tanque de almacenamiento en alta presión: Dado que esta unidad funciona como un buffer, no es necesario aumentar su tamaño.
 - Dispensadores: Dos unidades suplen la demanda de hasta 8 trenes.
- El número ideal de trenes para escalar las instalaciones de la HRS (con una operación desde las 9:00 h hasta las 21:00 h) es de 6 trenes, dado que en este punto se llega al mínimo coste de producción y este empieza a estabilizarse por más que se escale la demanda aumentando los trenes que sean repostados en la HRS. Por ejemplo, para una HRS de 12 trenes se necesitan los mismos equipos que para dos HRS para 6 trenes y el coste de producción seria el mismo.

Comparativa H₂ vs electrificación:

- La alternativa de reemplazar los trenes de Diesel por trenes propulsados por pila de combustible resulta económicamente menos costosa que la alternativa de trenes electrificados con catenaria debido al alto coste de inversión en materia de catenaria por km el cual es de 700.000 €/km (35.000.000 €), un monto que en total es 2.44 veces la inversión necesaria para construir y operar la HRS de los trenes propulsados por hidrogeno (14.366.199). Esto compensa la diferencia de 2.000.000 € entre los trenes de pila de combustible (9.000.000 €) y los trenes propulsados por la catenaria (7.000.000 €). Por lo tanto, podemos concluir que si es necesario construir un tramo de catenaria

resultara económicamente más factible el reemplazo de los trenes propulsados por Diesel por trenes propulsados por hidrogeno.

En resumen, si se considera la limitación del espacio a utilizar, la inversión y el costo de producción, la alternativa más adecuada sería la planteada en el caso #7. Gracias a la optimización tanto del tamaño de la planta solar fotovoltaica como del tamaño del electrolizador y su régimen de carga variable.

5. BIBLIOGRAFÍA

Akhtar, M. S. (Octubre 2021). Comparative sustainability assesment of a hydrogen supply network for hydrogen refueling stations in Korea – a techno-economic and lifecycle assesment perspective. Korea.

Axpe, M. R. (Febrero 2020). Comparación del impacto ambiental asociado a distintas tecnologías de vehículos pesados empleando la metodología de análisis de ciclo de vida. Madrid.

Banco de España 1. (sin fecha). Tasas de descuento.

https://www.bde.es/webbde/es/estadis/infoest/ti_1_3.pdf (acceso: Diciembre de 2022)

Banco de España 2. (sin fecha). Tipos de interés.

https://www.bde.es/webbde/es/estadis/infoest/si_1_3a.pdf (acceso: Diciembre de 2022)

Calvera. (sin fecha). Tráiler para trasporte de Hidrogeno a gran escala.

<https://www.calvera.es/es/productos/hydrogen/#refueling-stations> (acceso: Febrero de 2022)

Centro Nacional del hidrogeno. (sin fecha). ¿Qué es una pila de combustible?.

<https://www.cnh2.es/pilas-de-combustible/> (acceso: Diciembre de 2022)

Directiva 2014/94/UE. (2014). Directiva 2014/94/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de octubre de 2014, relativa al despliegue de infraestructuras de combustibles alternativos texto con pertinencia para el EEA (rep. técnico). Parlamento Europeo y Consejo.

<http://data.europa.eu/eli/dir/2014/94/oj>

Electrochemical society. (sin fecha). Celdas de combustible tipo PEM.

<https://knowledge.electrochem.org/encycl/art-f04-fuel-cells-pem.htm> (acceso: Diciembre de 2022)

FGV 1. (sin fecha). Que es FGV. <https://www.fgv.es/la-empresa/que-es-fgv/> (acceso: Diciembre de 2022)

FGV 2. (sin fecha). Evolución histórica del TRAM. <https://www.fgv.es/conoce-fgv/fgv-en-cifras/tram-en-cifras/evolucion-historica/> (acceso: Diciembre de 2022)

FGV 3. (sin fecha). Parque Móvil. <https://www.fgv.es/conoce-fgv/fgv-en-cifras/tram-en-cifras/parque-movil/> (acceso: Diciembre de 2022)

FGV 4. (2021). FGV estudia la aplicación del hidrógeno verde en la línea 9 del tram d'alacant y en la mejora de la eficiencia energética. <https://www.fgv.es/fgv-estudia-la-aplicacion-del-hidrogeno-verde-en-la-linea-9-del-tram-dalacant-y-en-la-mejora-de-la-eficiencia-energetica/>

FUTUR ENERGY. (Abril 2022). Precios PPA renovables. <https://futureenergyweb.es/los-precios-de-los-ppa-renovables-se-han-disparado-casi-un-30-en-un-ano-especialmente-con-la-guerra-de-ucraina/>

Godula-Jopek, A. (2015). Hydrogen production: By electrolysis. Wiley-VCH.

H2B2. (sin fecha). Electrolizador a gran escala EL100. <https://www.h2b2.es/el100n/> (acceso: febrero de 2022)

- HASKEL. (sin fecha). Equipos de presión. Aumentadores de presión de gas de accionamiento hidráulico. <https://www.haskel.com/es-es/products/gas-boosters/hydraulic-driven-gas-boosters> (acceso: Febrero de 2022)
- Hexagon. (sin fecha). Tráiler para transporte de Hidrogeno a gran escala. <https://hexagonpurus.com/markets/distribution> (acceso: Febrero de 2022)
- Instituto nacional de estadística. (sin fecha). Tasa de inflación. https://www.ine.es/dyngs/INEbase/es/operacion.htm?c=Estadistica_C&cid=1254736176802&menu=ultiDatos&idp=1254735976607 (acceso: Diciembre de 2022)
- ISO 16528-1. (2007). Calderas y recipientes a presión. Parte 1: Requisitos de funcionamiento (Norma). Organización Internacional de Normalización.
- ISO 17268. (2012). Dispositivos de conexión para el repostaje de vehículos terrestres de hidrógeno gaseoso (Norma). Organización Internacional de Normalización.
- ISO 19880-1. (2020). Estaciones de servicio de Hidrógeno gaseoso - Parte 1. Requisitos generales: Requisitos generales. (Norma). Organización Internacional de Normalización.
- ISO/TS 20100. (2008). Estaciones de servicio de Hidrógeno gaseoso. (Norma). Organización Internacional de Normalización.
- JA Solar. (sin fecha). Panel solar fotovoltaico. <https://www.jasolar.com/uploadfile/2021/0706/20210706053524693.pdf> (acceso: Febrero de 2022)
- Lapesa. (sin fecha). Tanques de almacenamiento. <https://www.lapesa.es/es/productos-especiales-y-nuevos-combustibles>. (acceso: Febrero de 2022)
- Llera Sastresa, E. M., & Zabalza Bribián, I. (2011). Hidrógeno: Producción, almacenamiento y usos energéticos. España, Prensas Universitarias de Zaragoza.
- LGU 1. (2020). Como funcionan los trenes a Diesel https://www.youtube.com/watch?v=wgHh-JYRlts&ab_channel=Let%27sGrowUp.
- LGU 2. (2020). Como funcionan los trenes eléctricos https://www.youtube.com/watch?v=T1RAMLnmkD0&ab_channel=Let%27sGrowUp.
- Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico. (Julio 2022). Factores de emisión: registro de huella de carbono, compensación y proyectos de absorción de dióxido de carbono. https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/mitigacion-politicas-y-medidas/factoresemision_tcm30-479095.pdf (acceso: Septiembre de 2022)
- NPROXX. (sin fecha). Almacenamiento de hidrogeno para estaciones de repostaje. <https://www.nproxx.com/hydrogenstorage/hydrogen-refuelling-stations/> (acceso: Febrero de 2022)
- Parques Naturales. (sin fecha). Información del parque natural del macizo del Montgó. <https://parquesnaturales.gva.es/es/web/pn-el-montgo/el-montgo> (acceso: Septiembre de 2022)
- Provincia de Alicante. (sin fecha). Línea 9 Tram de Alicante Benidorm-Denia. <https://provinciadeAlicante.es/linea-9-benidorm-denia/> (acceso: Septiembre de 2022)

PVGIS. (sin fecha). Herramienta de información geográfica fotovoltaica.

https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/ (acceso: Febrero de 2022)

Real Decreto 639/2016. (2016). Real Decreto 639/2016, de 9 de diciembre, por el que se establece un marco de medidas para la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos (tec. rep.). Ministerio de la Presidencia y para las Administraciones Territoriales. <https://www.boe.es/eli/es/rd/2016/12/09/639>

Saiz, P. Z. (2019-2020). Design of a Hydrogen Refueling Station (HRS) at Universitat Politècnica de València: Production by means of PEM Electrolysis, Storage, Compression and Refuelling Dispenser. Valencia.

Shiva Kumar, S., & Himabindu, V. (2019). Hydrogen production by PEM water electrolysis – a review. *Materials Science for Energy Technologies*, 2, 442–454.

<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.mset.2019.03.002>

Stadler. (sin fecha). Tren a pila de combustible. <https://www.stadlerrail.com/en/flirt-h2/details/> (acceso: Diciembre de 2022)

Sun Power. (sin fecha). Panel solar fotovoltaico. <https://sunpower.maxeon.com/es/productos-de-paneles-solares/paneles-solaressunpower-maxeon> (acceso: Febrero de 2022)

Sood, S (2020). Generic Dynamical Model of PEM Electrolyser under Intermittent Sources – a review. *Energies* 2020, 13, 6556. <https://doi.org/10.3390/en13246556>

Tram Alicante. (sin fecha). Mapa del tram de Alicante.

<https://www.tramalacant.es/page.php?page=145> (acceso: Septiembre de 2022)

UNE-EN 17124. (2018). Combustible de hidrógeno. Especificación de producto y garantía de calidad para aplicaciones de pilas de combustible de membrana de intercambio protónico (PEM) para vehículos (Norma). Una Norma Española

UNE-EN 17127. (2018). Puntos de repostaje de hidrógeno al aire libre que dispensan hidrógeno gaseoso e incorporan protocolo de llenado (Norma). Una Norma Española.