

# Trabajo Fin de Grado en Ingeniería de las Tecnologías Industriales

Análisis de inversión mediante opciones reales.  
Aplicación al Valle Andaluz del Hidrógeno Verde.

Autor: Carlos Perea Hernáez

Tutor: José Miguel León Blanco

**Dpto. Organización Industrial y Gestión de Empresas 1**  
**Escuela Técnica Superior de Ingeniería**  
**Universidad de Sevilla**

Sevilla, 2026





Trabajo Fin de Grado  
en Ingeniería de las Tecnologías Industriales

# **Análisis de inversión mediante opciones reales. Aplicación al Valle Andaluz del Hidrógeno Verde.**

Autor:

Carlos Perea Hernández

Tutor:

José Miguel León Blanco

Dpto. de Organización y Gestión de Empresas 1

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2026



Trabajo Fin de Grado: Análisis de inversión mediante opciones reales. Aplicación al Valle Andaluz del Hidrógeno Verde.

Autor: Carlos Perea Hernández

Tutor: José Miguel León Blanco

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2024

El Secretario del Tribunal



*A mi familia*

*A mis maestros*



# Agradecimientos

---

*Escribir estas palabras significa aceptar que esta etapa llega a su fin. Cuatro años que han pasado rápido y, a la vez, se sienten enormes: por todo lo aprendido, por todo lo vivido y por la persona en la que me he ido convirtiendo. Sevilla ha sido escenario de esfuerzo, dudas, descubrimientos y también de momentos que guardaré siempre. Hoy cierro este capítulo con la sensación de haber crecido de verdad: no solo como estudiante, sino también como persona. Y si hoy termino este camino, es en gran parte por todas las personas que lo han hecho más fácil, más llevadero y bonito.*

*En primer lugar, quiero dar las gracias a mis profesores y a la Universidad por exigirme, por ponerme a prueba y por enseñarme que el crecimiento real casi siempre llega cuando algo cuesta. También quiero agradecer la oportunidad de haber podido vivir una experiencia como el Erasmus, que me ha hecho madurar y me ha permitido conocer a personas, culturas y lugares que me han marcado mucho.*

*Gracias a mis amigos de Fuengirola, por venir a verme a Sevilla y por traerme, cada vez que aparecíais, esa sensación de hogar. Y, a su vez, cada vez que volvía al pueblo, vosotros estabais ahí, como siempre.*

*A mis amigos de la universidad, por el apoyo en las buenas y en las malas, por las horas de biblioteca, por los cafés antes de exámenes y por hacer este camino más humano. Esta etapa académica habría sido mucho más difícil sin vosotros.*

*Quiero mencionar especialmente a dos personas que me ha regalado esta etapa de cuatro años, personas que ya considero como familia, Juan y Claudia. Gracias por estar, por acompañarme desde el inicio hasta el final y por compartir conmigo experiencias que no se olvidarán nunca.*

*A María, muchas gracias por tu paciencia infinita. Gracias por saber llevar mis momentos de estrés y por ser quien me ayudaba a desconectar y a estar tranquilo cuando más agobiado estaba. En este final también estás tú, porque gran parte de la fuerza con la que he llegado hasta aquí ha tenido tu nombre.*

*Y como no podía ser de otra manera, quiero dar las infinitas gracias a mi familia, gracias por apoyarme y por estar presentes de la manera que más importa.*

*Sobre todo, gracias a mis padres y a mi hermana por ser mi base. Por estar al pie del cañón siempre, sin condiciones y sin pedir explicaciones. Por enseñarme con hechos lo que significa apoyar de verdad: en los días buenos, en los regulares y, sobre todo, en los difíciles. Gracias por creer en mí incluso cuando yo dudaba y por celebrar cada paso con esa alegría que siempre transmitís.*

*A todos los que habéis formado parte de estos años: gracias de corazón. Cierro una etapa preciosa y exigente, pero lo hago con la tranquilidad de haberla vivido con intensidad y con la suerte de haberla compartido con personas inolvidables.*

*Carlos.*



Este proyecto, “Análisis de inversión mediante opciones reales. Aplicación al Valle Andaluz del Hidrógeno Verde”, se centra en analizar la viabilidad económica y financiera de invertir en un proyecto de hidrógeno verde en Andalucía. Este Trabajo Fin de Grado adopta opciones reales como marco principal, por su capacidad para incorporar incertidumbre y flexibilidad de decisión.

Se presenta una metodología de evaluación que aborda la incertidumbre, combinando el enfoque tradicional de flujos de caja descontados con la valoración a través de opciones reales. Para ello, se modela la variabilidad de los factores económicos más relevantes utilizando herramientas estocásticas, y se incorpora la flexibilidad directiva relacionada con la decisión de invertir o esperar. Con base en esto, se comparan los resultados obtenidos con y sin esta flexibilidad, mostrando cómo la inclusión de incertidumbre y capacidad de adaptación puede influir de manera significativa en la decisión de inversión en comparación con un análisis estático.

El caso de aplicación es el Valle Andaluz del Hidrógeno Verde en Andalucía, un proyecto tractor con 2 GW de electrólisis repartidos entre Huelva y Cádiz, enmarcado en las estrategias europeas y nacionales de descarbonización, realizado por la empresa MOEVE. Este contexto, en el que ya existen tanto recursos renovables como demanda industrial, es un buen escenario para poner a prueba la inversión y ver cómo responde a variaciones del mercado y las políticas energéticas.

Con esta metodología se permitirá obtener distintos resultados y escenarios, ofreciendo una visión de la inversión más amplia y realista que la que proporcionan los métodos tradicionales como el VAN. El objetivo central de este caso de aplicación es evidenciar las ventajas de las opciones reales en los estudios de viabilidad de grandes proyectos de energías renovables, y en particular, de la producción de hidrógeno verde en Andalucía, como vector energético clave para la descarbonización y la seguridad energética europea.





# Abstract

---

This project, “Investment Analysis Using Real Options Applied to the Andalusian Green Hydrogen Valley,” focuses on assessing the economic and financial feasibility of investing in a green hydrogen project in Andalusia. This Final Degree Project adopts real options as its main framework due to their ability to incorporate uncertainty and managerial decision flexibility.

A valuation methodology is presented to address uncertainty by combining the traditional discounted cash flow approach with real options valuation. To this end, the variability of the most relevant economic drivers is modeled using stochastic tools, and managerial flexibility related to the decision to invest or wait is incorporated. Based on this, results obtained with and without this flexibility are compared, showing how including uncertainty and adaptive decision-making can significantly influence the investment decision relative to a static analysis.

The case study is the Andalusian Green Hydrogen Valley in Andalusia, a flagship project featuring 2 GW of electrolysis distributed between Huelva and Cádiz, aligned with European and national decarbonization strategies, and developed by MOEVE. This context, where both renewable resources and industrial demand already exist, provides a good scenario to test the investment and see how it responds to market variations and energy policies.

Using this methodology enables the generation of multiple results and scenarios, offering a broader and more realistic view of the investment than traditional methods such as NPV. The main objective of this case study is to highlight the advantages of real options in feasibility assessments for large-scale renewable energy projects, and particularly for green hydrogen production in Andalusia, as a key energy vector for decarbonization and European energy security.



# Índice

---

<b>Agradecimientos.</b>	<b>x</b>
<b>Resumen.</b>	<b>xii</b>
<b>Abstract.</b>	<b>i</b>
<b>Índice.</b>	<b>iii</b>
<b>Índice de Tablas.</b>	<b>vi</b>
<b>Índice de Figuras.</b>	<b>viii</b>
<b>Notación.</b>	<b>x</b>
<b>1. Introducción.</b>	<b>2</b>
<b>2. Estado del arte.</b>	<b>5</b>
<b>2.1. Métodos de valoración tradicionales.</b>	<b>5</b>
2.1.1 Definición y uso.	5
2.1.2 Construcción del flujo de caja del proyecto.	5
2.1.3 Descuento de flujos: del tiempo a hoy.	6
2.1.4 Valor Actual Neto (VAN): creación de valor.	7
2.1.5 Log-retornos: medición del cambio relativo.	8
2.1.6 Otras métricas de decisión: TIR, IR y payback.	9
<b>2.2 Opciones reales.</b>	<b>10</b>
2.2.1. Introducción a las opciones reales.	11
2.2.2. Valoración de las opciones reales.	11
2.2.3. Riesgo y volatilidad.	12
2.2.4. Tipos de opciones reales.	13
2.2.5. Uso de las opciones reales.	14
2.2.6. Limitación del análisis de inversiones mediante opciones reales.	15
<b>2.3. Conclusión.</b>	<b>16</b>
<b>3. Hidrógeno verde.</b>	<b>18</b>
3.1. Concepto, producción y tipologías del hidrógeno verde.	18
3.2. Tecnologías de producción de hidrógeno verde e integración con energías renovables.	21
3.3. Hidrógeno verde en España.	22
3.4. Ventajas de invertir en hidrógeno verde.	23
3.5. Costes del hidrógeno verde.	23
3.6. Las opciones reales aplicadas al hidrogeno verde.	25
3.7. Conclusión.	26

<b>4. Estabilidad de la Red Eléctrica en España.</b>	<b>28</b>
4.1. Introducción.	28
4.2. Base y Trabajos Previos.	28
4.3. Situación Actual y desafíos en España.	30
4.4. Hidrógeno Verde: Un Modo de Estabilidad: Bases y Procedimiento.	30
4.4.1 Apoyo del H2 al sistema eléctrico.	30
4.4.2 Procedimiento de evaluación y valoración del proyecto bajo incertidumbre.	31
4.5. Aplicación en el Valle Andaluz del Hidrógeno Verde.	32
4.6. Resultados y Análisis.	32
4.7. Conclusión.	32
<b>5. Análisis del caso práctico: Valle andaluz del hidrógeno verde.</b>	<b>11</b>
5.1. Introducción.	11
5.2. Justificación del Proyecto.	11
5.3. Datos de Entrada.	12
5.3.1. Capacidad de electrólisis en Huelva.	12
5.3.2. Producción de hidrógeno renovable.	13
5.3.3. Inversión inicial (CAPEX).	14
5.3.4. Flujos de caja esperados.	14
5.3.5. Precio del hidrógeno.	14
5.3.6. Coste de la electricidad renovable.	15
5.3.7. Costes de operación y mantenimiento (O&M) y otros.	15
5.3.8. Vida útil del proyecto.	16
5.3.9. Tasa de descuento (WACC).	16
5.3.10. Tasa libre de riesgo ( $r_e$ ).	16
5.3.11. Volatilidad del factor clave.	16
5.3.12. Financiación económica.	19
5.4. Cálculo de las opciones reales.	21
5.4.1. Variables necesarias y notación.	22
5.4.2. Cálculo del valor base del proyecto (VAN tradicional).	22
5.4.3. Parámetros del árbol binomial.	25
5.4.4. Opción de diferir.	27
5.4.5. Opción de ampliar.	32
5.5. Resultados globales.	36
<b>6. Conclusiones.</b>	<b>41</b>
<b>7. Referencias.</b>	<b>44</b>



# ÍNDICE DE TABLAS

---

Tabla 1: Notación parámetros para el cálculo del flujo de caja (Elaboración propia)	6
Tabla 2: Notación parámetros para el cálculo del descuento de flujos (Elaboración propia)	7
Tabla 3: Notación parámetros para el cálculo del VAN (Elaboración propia)	8
Tabla 4: Notación parámetros para el cálculo de log-retornos (Elaboración propia)	9
Tabla 5: Notación empleada para el cálculo de la producción anual de hidrógeno. (Elaboración propia)	13
Tabla 6: Notación asociada a la ecuación de cálculo del coste eléctrico del hidrógeno (Elaboración propia)	15
Tabla 7: Notación de la fórmula de log-retornos. (Elaboración propia)	17
Tabla 8: Notación de la desviación típica de los log-retornos (Elaboración propia)	17
Tabla 9: Notación de la volatilidad anual (Elaboración propia)	18
Tabla 10: Tabla resumen de los datos de entrada para el cálculo de las opciones (Elaboración propia)	20
Tabla 11: Notación de parámetros para el cálculo de opciones reales (Elaboración propia)	22
Tabla 12: Descuento de flujos de caja netos y cálculo del valor presente (PV) mediante WACC (2026–2045) (Elaboración propia)	24
Tabla 13: Notación de los valores obtenidos del valor base del proyecto (Elaboración propia)	25
Tabla 14: Notación de los valores numéricos obtenidos para el cálculo de las opciones (Elaboración propia)	26
Tabla 15: Parámetros de entrada del modelo binomial para la opción real de diferir (Elaboración propia)	27
Tabla 16: Árbol binomial del valor del proyecto $St$ y payoff al vencimiento de la opción de diferir. Escenario A (Elaboración propia)	29
Tabla 17: Árbol binomial del valor de la opción de diferir $Ct$ . Escenario A (Elaboración propia)	29
Tabla 18: Árbol binomial del valor del proyecto $St$ y payoff al vencimiento de la opción de diferir. Escenario B (Elaboración propia)	30
Tabla 19: Árbol binomial del valor de la opción de diferir $Ct$ . Escenario B (Elaboración propia)	30
Tabla 20: Parámetros de entrada del modelo binomial para la opción real de ampliar (Elaboración propia)	32
Tabla 21: Árbol binomial del valor del proyecto $St$ y valor en la fecha de ejercicio de la ampliación (Elaboración propia)	34
Tabla 22: Árbol binomial del valor del proyecto con opción de ampliación $Vt$ (Elaboración propia)	35
Tabla 23: Resumen del árbol binomial acerca de la opción de diferir (Elaboración propia)	37
Tabla 24: Resumen del árbol binomial acerca de la opción de expandir (Elaboración propia)	38



# ÍNDICE DE FIGURAS

---

Figura 1: Origen de la TIR. (Elaboración propia)	8
Figura 2: Riesgo del activo y dispersión de su valor en el tiempo. (Mascareñas, Opciones Reales: Introducción, 2010)	12
Figura 3: Influencia de la volatilidad en el valor de una opción financiera. (Mascareñas, Opciones Reales: Introducción, 2010)	13
Figura 4: Efecto de la opción de crecimiento sobre el perfil de pérdidas y ganancias del proyecto. (Mascareñas, Opciones Reales: Introducción, 2010)	15
Figura 5: Definición y obtención del hidrógeno verde mediante electrólisis con electricidad renovable. (Halbrendt & Melhus., 2024)	18
Figura 6: Proceso de producción, almacenamiento y aplicaciones del hidrógeno verde. ((MITERD), 2020)	19
Figura 7: Tipos de hidrógeno según el proceso de obtención y las emisiones de CO <sub>2</sub> asociadas. ((MITERD), 2020)	20
Figura 8: Objetivos de la Hoja de Ruta del Hidrógeno Renovable en España para 2030 ((MITERD), 2020)	22
Figura 9: Coste de producción de hidrógeno tomando electricidad de la red para tres escenarios. ( (Rafael Cossent, 2023)	23
Figura 10: Coste nivelado de producción de hidrógeno mediante electrólisis a partir de electricidad solar fotovoltaica en España. (DOGLIANI, 2022)	24
Figura 11: Estructura de generación de energía eléctrica en 2024 en España (Redeia, 2025)	28
Figura 12: Consumo de energía del electrolizador por hora durante 3 días. (Lars Erik Lunde Halbrendt, 2025)	29
Figura 13: Ilustración del ascenso y descenso de un árbol binomial (Elaboración propia)	26



# Notación

---

H <sub>2</sub>	Hidrógeno
AEL	Electrolizador alcalino, de baja temperatura
PEM	Electrolizador de membrana de intercambio protónico
AEM	Electrolizador de membrana de intercambio aniónico
SOEL	Electrolizador de óxido sólido, de alta temperatura
CAPEX	Inversión del proyecto
OPEX	Costes de operación y mantenimiento
PPA	Contrato de compraventa de energía a largo plazo (Power Purchase Agreement)
FCF	Flujo de caja libre del proyecto en el año
VAN	Valor Actual Neto
TIR	Tasa Interna de Retorno
IR	Índice de Rentabilidad
WACC	Coste medio ponderado del capital (tasa de descuento)
E	Capital propio
D	Deuda
ke	Coste del capital propio
kd	Coste de la deuda
T	Impuesto sobre beneficios
N	Horizonte del proyecto
t	Índice temporal

GBM	Movimiento Browniano Geométrico
$\mu$	Tendencia media en el GBM
$\sigma$	Volatilidad del factor clave
$u_t$	Log-retorno del periodo
S	Valor del subyacente
X	Precio de ejercicio
V	Valor de la opción real
$\Delta$	Paso temporal del árbol
$u, d$	Factores de subida y bajada del árbol binomial
$p$	Probabilidad neutral al riesgo de subida en el árbol
FCR	Regulación primaria (reserva de contención de frecuencia)
aFRR	Regulación secundaria (reserva automática de restauración)
mFRR	Regulación terciaria (reserva manual de restauración)
CO <sub>2</sub>	Emisiones asociadas de dióxido de carbono
CCUS	Captura, utilización y almacenamiento de CO <sub>2</sub>
MW, GW	Unidades de potencia eléctrica
kWh, MWh	Unidades de energía eléctrica
$\leq, \geq$	Menor/Mayor o igual
$\Leftrightarrow$	Si y solo si
“:”	“Tal que”





# 1 INTRODUCCIÓN

---

El hidrógeno verde se ha consolidado como un vector energético esencial en la transición hacia una economía descarbonizada. Su capacidad para sustituir combustibles fósiles en la industria y el transporte lo convierte en una de las principales apuestas de la Estrategia Europea del Hidrógeno y de la Hoja de Ruta del Hidrógeno en España.

Sin embargo, la inversión en este tipo de proyectos presenta importantes barreras económicas, debido al elevado coste de los electrolizadores, que tendrán un papel fundamental a la hora de la obtención de dicho hidrógeno, y a la incertidumbre asociada a la evolución futura de los precios energéticos y de la tecnología.

Tradicionalmente, la evaluación de inversiones se ha basado en el Valor Actual Neto (VAN), una herramienta estática que ignora dos aspectos fundamentales en proyectos innovadores: la incertidumbre de largo plazo y la flexibilidad de decisión. Para superar estas limitaciones, se desarrolló la metodología de las opciones reales, que permiten valorar la inversión como una opción financiera sobre un activo real, integrando incertidumbre y flexibilidad.

Con respecto al caso específico que se va a analizar, El Valle Andaluz del Hidrógeno Verde, está impulsado por MOEVE y , como se ha explicado anteriormente, constituye un proyecto de referencia a nivel europeo, con 2 GW de electrólisis, una inversión de hasta 3.000 millones de euros y un objetivo de producción de 300.000 toneladas anuales de H<sub>2</sub>. Su magnitud y relevancia lo convierten en un caso idóneo para aplicar un análisis mediante opciones reales.

En este Trabajo Fin de Grado se combinan dos enfoques: el análisis clásico mediante Valor Actual Neto (VAN) y la valoración de opciones reales. La incertidumbre del valor del proyecto se representa mediante un Movimiento Browniano Geométrico (GBM) (Pindyck, 1994), formado por un árbol binomial a partir de la volatilidad estimada, a través de los factores  $u$  y  $d$ . Sobre ese árbol se valora la opción de diferir y, cuando aplica, la opción de ampliar. Este planteamiento permite decidir si conviene invertir de inmediato o posponer la decisión hasta que el escenario sea más favorable, incorporando de forma explícita la flexibilidad directiva en la evaluación del proyecto.





## 2 ESTADO DEL ARTE

---

Este capítulo ofrece, en primer término, el marco conceptual y técnico de los criterios de evaluación de inversiones que se empleará en el estudio, aclarando sus principios, la forma de implementarlos y sus diferencias prácticas.

Finalmente, se presentan las opciones reales que valoran la flexibilidad en distintos proyectos de carácter general permitiendo adaptar decisiones de inversión ante la incertidumbre del mercado.

### 2.1. Métodos de valoración tradicionales.

#### 2.1.1 Definición y uso.

El objetivo de este apartado es construir la línea base financiera del proyecto con herramientas clásicas. Esta base servirá después para incorporar la flexibilidad con opciones reales. Se pasará de lo general a lo específico: primero se definen flujos, más tarde se descuentan, y por último se miden y estudian rentabilidad, riesgo y umbrales.

Los métodos deterministas más utilizados en evaluación de inversiones son el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR). Como se ha definido anteriormente, estos métodos parten de un flujo de caja esperado y lo descuentan con una tasa (WACC) para decidir invertir siempre y cuando se cumpla que  $VAN \geq 0$  o  $TIR > WACC$ . Son un punto de partida imprescindible para cuantificar rentabilidad y comparar escenarios base.

#### 2.1.2 Construcción del flujo de caja del proyecto.

Se necesita el flujo de caja libre del proyecto (FCF), que resume los efectos de ingresos, costes, inversión y fiscalidad. (Mascareñas, Opciones Reales: Introducción, 2010)

$$FCF_t = I_t^{H2} - OPEX_t^{var} + OPEX_t^{fijo} - Impuestos_t - \Delta WC_t - CAPEX_t^{repos} + Valor\_residual_t \quad (1)$$

En la Tabla 1 se recogen los parámetros y variables utilizados para definir el flujo de caja libre del proyecto (FCF), estableciendo de forma clara los términos que intervienen en los ingresos, costes e inversión.

<b>Notación</b>	
$I_t^{H_2}$	Ingresos por venta de hidrógeno.
$OPEX_t^{var}$	Costes variables de operación (energía, agua, etc.).
$OPEX_t^{fijo}$	Costes fijos de operación (personal, mantenimiento).
$Impuestos_t$	Tributos sobre beneficios del proyecto.
$\Delta WC_t$	Variación del capital de trabajo.
$CAPEX_t^{repos}$	Inversión en reposición o mantenimiento.
$Valor_{residual,t}$	Valor final o de venta de los activos.

Tabla 1: Notación parámetros para el cálculo del flujo de caja. (Elaboración propia)

### 2.1.3 Descuento de flujos: del tiempo a hoy.

Se convierte la secuencia de FCF en valor presente con una tasa de descuento consistente con el riesgo, denominada WACC. (CFI Team, s.f.)

$$WACC = \frac{E}{D + E} k_e + \frac{D}{D + E} k_d (1 - T) \quad (2)$$

La Tabla 2 resume la notación asociada al proceso de descuento de flujos.

Notación	
E	Capital propio
D	Deuda
$k_e$	Coste del capital propio
$k_d$	Coste de la deuda
T	Tipo impositivo

Tabla 2: Notación parámetros para el cálculo del descuento de flujos. (Elaboración propia)

### 2.1.4 Valor Actual Neto (VAN): creación de valor.

El VAN mide la creación de valor en euros al descontar los  $FCF_t$  y restar la inversión. Es la métrica principal de decisión. Se podrá invertir siempre que se cumpla la condición de que  $VAN \geq 0$ . (CFI Team, s.f.)

$$VAN = \sum_{t=1}^N \frac{FCF_t}{(1 + WACC)^t} - CAPEX_0 \quad (3)$$

Si el VAN resulta positivo, el proyecto es rentable dentro del horizonte analizado y puede llevarse a cabo; si el VAN es negativo, generará pérdidas y, a priori, no debería ejecutarse. (CFI Team, s.f.).

En la Tabla 3 se presentan los parámetros empleados en el cálculo del VAN, con el objetivo de unificar criterios y facilitar la interpretación de la expresión y de los resultados obtenidos en el análisis financiero.

Notación	
$FCF_t$	Flujo de caja libre en el año $t$ .
WACC	Coste medio ponderado del capital.
$CAPEX_0$	Inversión inicial.
N	Años del proyecto.
$FCF_t$	Flujo de caja libre en el año $t$ .

Tabla 3: Notación parámetros para el cálculo del VAN. (Elaboración propia)

Se muestra el fundamento del concepto de TIR, representando su interpretación como el tipo de descuento que iguala a cero el VAN del proyecto. (ver Figura 1)

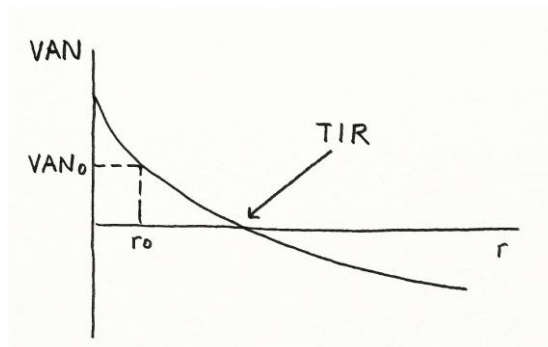


Figura 1: Origen de la TIR. (Elaboración propia)

### 2.1.5 Log-retornos: medición del cambio relativo.

Los log-retornos cuantifican la variación de una serie temporal ( $S_t$ ) entre dos instantes consecutivos usando logaritmos.

Representan la variación porcentual de un valor bajo el supuesto de capitalización continua. Su uso en los modelos estocásticos es muy habitual, ya que no solo agilizan los cálculos matemáticos, sino que permiten capturar mucho mejor la incertidumbre.

$$u_t = \ln \left( \frac{S_t}{S_{t-1}} \right) \quad (4)$$

En la Tabla 4 se presenta la notación empleada para unificar criterios y facilitar la interpretación de la expresión.

<b>Notación</b>	
$u_t$	Log-retorno en el periodo $t$ .
$S_t$	Valor de la variable en el instante $t$
$S_{t-1}$	Valor de la variable en el instante anterior.
$\ln()$	Logaritmo natural.

Tabla 4: Notación parámetros para el cálculo de log-retornos. (Elaboración propia)

Con respecto a la importancia del uso de log-retornos en análisis con incertidumbre, se destaca:

- Aditividad en el tiempo: los retornos logarítmicos se pueden sumar a lo largo de varios periodos, lo que simplifica el análisis y la agregación temporal.
- Estimación robusta de volatilidad: a partir de la serie  $\{u_t\}$  se calcula la desviación típica y se obtiene la volatilidad  $\sigma$ .
- Conexión directa con el GBM y el árbol binomial: el Movimiento Browniano Geométrico (GBM) asume variaciones relativas continuas compatibles con log-retornos; y la volatilidad estimada alimenta los factores del árbol ( $u$  y  $d$ ) y, por tanto, el valor de la opción real.

### 2.1.6 Otras métricas de decisión: TIR, IR y payback.

- **TIR (rentabilidad porcentual):** La Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) es el tipo de descuento que hace que el VAN sea igual a cero; operativamente, es el rendimiento implícito de la inversión.

Como regla de decisión, un proyecto independiente se acepta si  $TIR > WACC$  y se rechaza si  $TIR < WACC$ . (Deane, 2024)

$$VAN = \sum_{t=1}^N \frac{FCF_t}{(1 + TIR)^t} - CAPEX_0 = 0 \quad (5)$$

- **Índice de Rentabilidad (eficiencia del capital):** El Índice de Rentabilidad (IR) mide la relación entre el valor presente de los flujos de caja futuros y el desembolso inicial. Este dato indica cuántas unidades de valor actual se obtienen por cada unidad invertida.

El criterio es aceptar si  $IR > 1$ . (Chen, 2025)

$$IR = \frac{\sum_{t=1}^N \frac{FCF_t}{(1+WACC)^t}}{CAPEX_0} \quad (6)$$

- **Payback descontado (liquidez):** El payback descontado estima en cuántos años se recupera la inversión inicial una vez actualizados los flujos al coste de capital. (Deane, 2024)

$$\min T: \sum_{t=1}^N \frac{FCF_t}{(1+WACC)^t} \geq CAPEX_0 \quad (7)$$

## 2.2 Opciones reales.

Las opciones reales extienden la lógica de las opciones financieras a los activos reales y proyectos. Este método permite valorar, además del VAN, la flexibilidad directiva para esperar, ampliar, reducir, o abandonar un proyecto cuando surgen nuevas informaciones o cambian las condiciones de mercado. El resultado es una valoración más completa cuando hay incertidumbre, irreversibilidad y margen para actuar durante la vida del proyecto. (Mascareñas, Opciones Reales: Introducción, 2010)

### **2.2.1. Introducción a las opciones reales.**

La metodología de las opciones reales traslada los principios de valoración de opciones financieras al análisis de inversiones reales. No obstante, como los proyectos reales no se compran ni se venden en un mercado como ocurre con las acciones, no se dispone de la misma información ni de datos tan directos. Por eso, esta metodología necesita adaptar sus supuestos al caso de las inversiones reales.

En proyectos con alto riesgo, irreversibilidad y flexibilidad operativa, las opciones reales complementan al VAN clásico al poner precio a decidir más tarde o cambiar el rumbo del proyecto analizado.

El análisis de inversiones mediante opciones reales no es sólo detectar y calcular, sino que es una filosofía de gestión que diseña proyectos flexibles para capturar oportunidades cuando la realidad se desvía de lo previsto. (Mascareñas, Opciones Reales: Introducción, 2010)

### **2.2.2. Valoración de las opciones reales.**

La valoración con opciones reales parte de una idea sencilla pero decisiva. La conveniencia de invertir hoy puede cambiar de manera significativa en función de 3 factores:

Por un lado, depende de cuánto de irreversible sea la decisión; por otro lado, según cuánta incertidumbre exista sobre los resultados futuros y, por último, en función del margen de maniobra tenga la dirección para reaccionar en el tiempo. (Perez-Iñigo, 2014)

Cuando estas tres palancas están presentes, el valor de la flexibilidad se vuelve parte esencial del análisis, y el proyecto debe valorarse como un conjunto de VAN básico y del valor de las opciones de actuar más adelante. (Perez-Iñigo, 2014)

En términos prácticos, las opciones pesan más cuando:

- (i) Se aumenta la volatilidad y la vida remanente del proyecto: hay más que aprender y más tiempo para decidir.
- (ii) El VAN estático está cerca de cero: en esa franja la flexibilidad puede inclinar la decisión hacia ejecutar o esperar.

### 2.2.3. Riesgo y volatilidad.

Un aumento del tipo de interés libre de riesgo afecta al valor de las opciones a través de dos efectos opuestos.

Por un lado, al incrementarse la tasa de descuento, disminuye el valor actual del activo subyacente, ya que los flujos de caja futuros valen menos en términos presentes. El valor del activo en el tiempo se traduce en una distribución de valores futuros cuyo valor presente se reduce cuando aumenta el tipo de interés. (ver Figura 2)

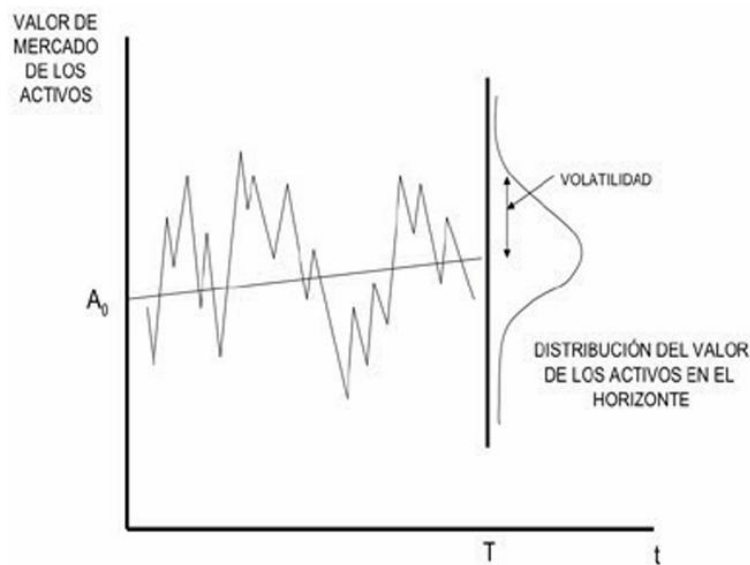


Figura 2: Riesgo del activo y dispersión de su valor en el tiempo. (Mascareñas, Opciones Reales: Introducción, 2010)

Por otro lado, el precio de ejercicio de la opción se paga en el futuro, por lo que un mayor tipo de interés también reduce su valor actual. (ver Figura 3)

$S$  representa el valor de referencia del activo subyacente, mientras que  $X$  es el precio de ejercicio, que se entiende como el coste de inversión (CAPEX) que se debe desembolsar para llevar a cabo la decisión. Las  $\sigma$  ( $\sigma A$ ,  $\sigma B$ ) son las volatilidades y reflejan la incertidumbre: a mayor  $\sigma$ , mayor es la dispersión de los resultados posibles.

Por eso, se presentan dos curvas de probabilidad, azul y roja, con diferentes anchos: la más ancha indica una mayor volatilidad y asigna más probabilidad a los valores extremos del subyacente, especialmente en la zona donde  $S$  es mayor que  $X$  ( $S > X$ ), donde la opción tendría valor al ejercerse.

En general, este segundo efecto suele ser dominante en las opciones de compra, lo que hace que un aumento del tipo de interés sin riesgo tienda a incrementar su valor y a reducir el de las opciones de venta. (ver Figura 3) (Perez-Iñigo, 2014)

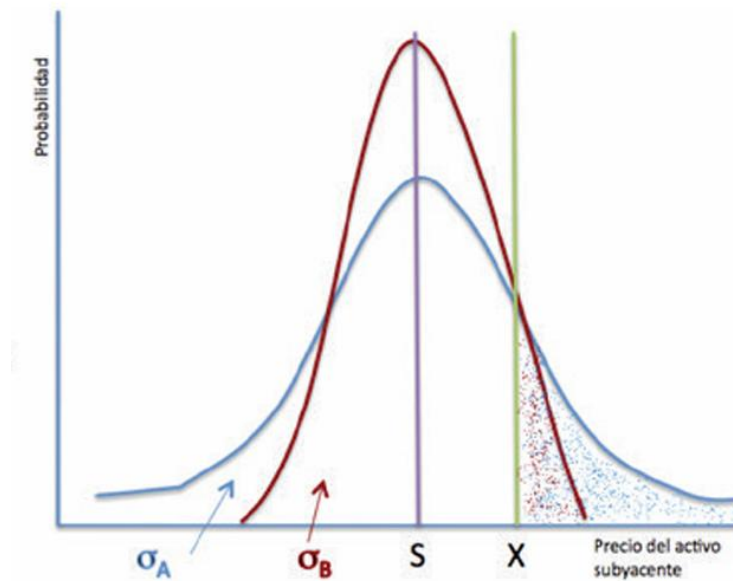


Figura 3: Influencia de la volatilidad en el valor de una opción financiera. (Mascareñas, Opciones Reales: Introducción, 2010)

#### 2.2.4. Tipos de opciones reales.

Se agrupa las opciones reales en tres grandes familias según el sentido de la decisión y el momento en que se ejerce. Esta clasificación sirve para mapear la incertidumbre relevante y ordenar las ventanas de decisión que luego se valorarán con un esquema binomial.

##### (i) Diferimiento / Aprendizaje

Es el derecho a posponer la ejecución de un proyecto durante un plazo, observando información nueva antes de comprometer el desembolso. Su valor crece con la exclusividad y con la incertidumbre que se resolverá.

Invertir demasiado pronto supone renunciar a esta opción, por lo que el valor de esperar actúa como coste de oportunidad y solo compensa ejecutar cuando el VAN supera el desembolso en, al menos, ese valor opcional. (Perez-Iñigo, 2014)

### (ii) Inversión / Crecimiento

Es el derecho a ampliar la inversión si las señales lo justifican.

Las opciones reales permiten aprovechar mejor los escenarios favorables, ya que valoran la posibilidad de adaptar las decisiones a lo largo del proyecto. De este modo, al incorporar la flexibilidad en el análisis, un proyecto que presenta un VAN bajo o incluso negativo puede llegar a ser rentable. (Perez-Iñigo, 2014)

### (iii) Desinversión / Abandono

Es el derecho a salir, ya sea vender, liquidar o cerrar, por un valor de rescate.

Su relevancia aumenta con la incertidumbre y el horizonte. Se entiende como una comparación, en cada etapa del proyecto, entre seguir adelante o abandonarlo y recuperar su valor de liquidación. De esta forma, se evitan las pérdidas más graves y el proyecto resulta más valioso que en el caso de tener que continuar obligatoriamente. (Perez-Iñigo, 2014).

## 2.2.5. Uso de las opciones reales.

Usar opciones reales no es solo ponerles precio, sino que es diseñar y aumentar su valor antes de decidir. Se puede diferenciar cuatro métodos directivos a partir de los cuales se puede actuar:

- 1) Elevar el valor del subyacente: mejorar ingresos y/o reducir costes.
- 2) Potenciar la “volatilidad útil” cuando te favorece el timing: esperar para aprender o para forzar mejores condiciones competitivas.
- 3) Alargar la vida de la opción: favorable para extender licencias, exclusividades, etc...
- 4) Bajar el coste de oportunidad de no ejercer: blindar tanto a clientes como canales.

La flexibilidad se gestiona creando condiciones para que valga más cuando de verdad vayas a usarlas. Por tanto, queda claro que conviene clasificar las opciones según qué palancas se pueden mover:

- Prioridad alta: cuando su valor responde con facilidad a variables que el propio titular puede controlar directamente.
- Prioridad media: cuando el valor depende en buena medida de factores que están en manos de la competencia y no del propietario.
- Prioridad baja: cuando el valor se ve afectado por variables que tanto el propietario como los competidores pueden influir. (Mascareñas, Opciones reales en la valoración de proyectos de inversión, 2007)

### 2.2.6. Limitación del análisis de inversiones mediante opciones reales.

Las opciones reales pueden tropezar con problemas prácticos: la correcta elección de las variables, cuantificar o definir la incertidumbre y calibrar la exclusividad de la opción. Además, el activo subyacente no suele cotizar, la volatilidad es difícil de estimar y la implementación requiere modelos y software que encarecen el análisis. Todo ello explica que muchas empresas sigan inclinándose por el VAN por su simplicidad y transparencia.

Ahora bien, como se ha explicado anteriormente, el VAN no capta la flexibilidad gerencial ni el valor de esperar.

Además, suele apoyarse en tasas de descuento fijas y en trayectorias únicas de precios. Por esta razón, se infravaloran proyectos con alta incertidumbre y opciones de diferir, ampliar o abandonar.

Por tanto, las opciones reales recogen mejor ese valor oculto y suelen conducir a decisiones superiores frente al VAN. (Mascareñas, Opciones reales en la valoración de proyectos de inversión, 2007).

El valor de la opción de compra debe restársele el coste de la opción (ver Figura 4).

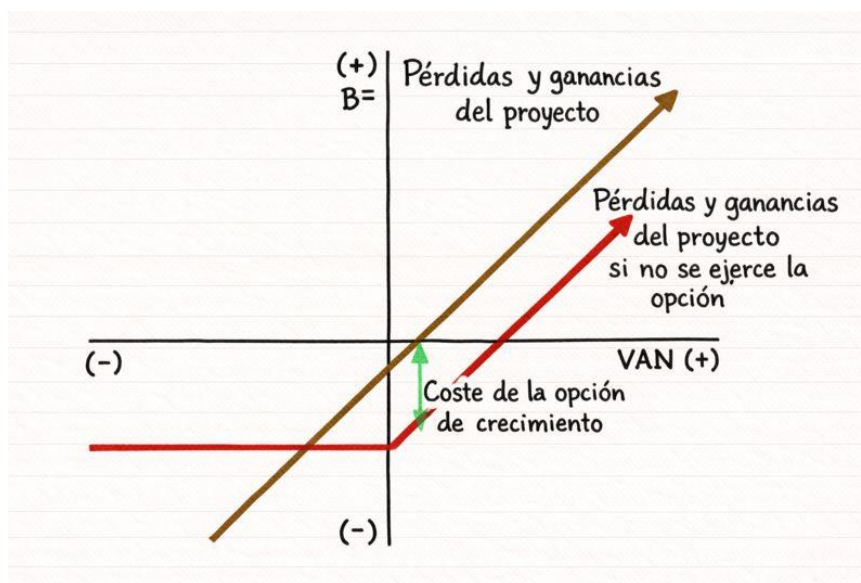


Figura 4: Efecto de la opción de crecimiento sobre el perfil de pérdidas y ganancias del proyecto. (Mascareñas, Opciones Reales: Introducción, 2010)

### **2.3. Conclusión.**

En este apartado se ha explicado los fundamentos de la evaluación económico y financiera de proyectos, revisando los métodos tradicionales y su utilidad como criterio base para comparar alternativas de inversión.

Sin embargo, en proyectos intensivos en capital y con alta incertidumbre, como en el caso de nuestro proyecto, estos enfoques resultan limitados al suponer trayectorias únicas y decisiones rígidas. La metodología de opciones reales permite incorporar explícitamente la volatilidad y, sobre todo, la flexibilidad directiva, capturando un valor que suele quedar oculto en el VAN.

Con esta base metodológica, el siguiente capítulo introduce el hidrógeno verde como objeto de estudio: su concepto, tecnologías de producción e integración con renovables, el contexto español y los principales determinantes de coste e ingresos.



## 3 HIDRÓGENO VERDE

A lo largo de las últimas décadas, el hidrógeno verde,  $H_2$  producido por electrólisis con electricidad renovable, ha pasado a ser una pieza clave para la descarbonización y la seguridad de suministro energética, particularmente en los sectores de difícil inversión.

En este apartado, se ofrece una síntesis del estado del hidrógeno verde, con foco en el contexto español. Se revisan las razones económicas y estratégicas para invertir, la dinámica de sus costes y la manera en que las opciones reales permiten incorporar incertidumbre y flexibilidad para valorar de forma más robusta proyectos de este sector.

### 3.1. Concepto, producción y tipologías del hidrógeno verde.

El hidrógeno verde se define como aquel producido sin emisiones directas de gases de efecto invernadero, empleando fuentes de energía renovable en su proceso de generación. A diferencia de otras tipologías de hidrógeno basadas en combustibles fósiles, el hidrógeno verde se obtiene principalmente mediante la electrólisis del agua alimentada con electricidad procedente de energías renovables, lo que permite separar la molécula de agua en hidrógeno y oxígeno sin generar emisiones de  $CO_2$ . (ver Figura 5)

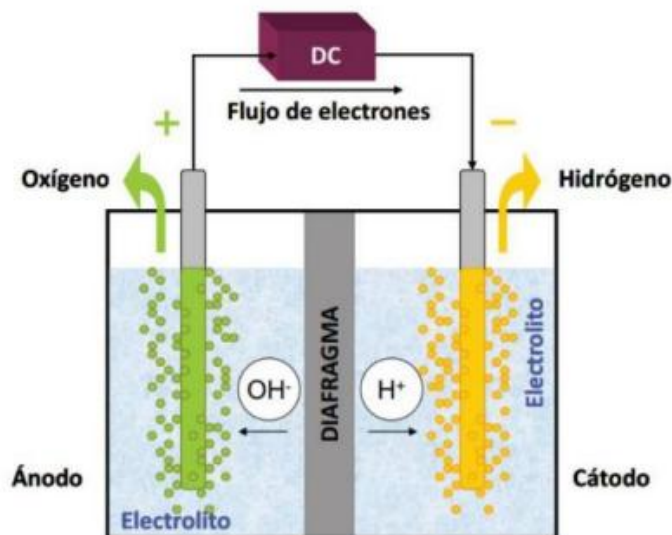


Figura 5: Definición y obtención del hidrógeno verde mediante electrólisis con electricidad renovable. (Halbrendt & Melhus., 2024)

Las principales rutas de producción de hidrógeno verde incluyen la electrólisis asociada a fuentes solares, eólicas, hidráulicas, entre otras. Asimismo, el hidrógeno producido a partir de biogás mediante procesos de reformado puede considerarse renovable siempre que cumpla criterios de sostenibilidad y balance neutro de emisiones.

Aunque producir hidrógeno a partir de electrólisis y luego usarlo como combustible puede conllevar ciertas pérdidas de energía, el hidrógeno verde no se considera una fuente primaria, sino más bien un vector energético. Su principal atractivo se centra en su capacidad para almacenar e integrar excedentes de electricidad renovable, así como ofrecer flexibilidad al sistema eléctrico. ((MITERD), 2020)

Se resume el proceso completo del hidrógeno verde, desde su producción por electrólisis hasta sus alternativas de almacenamiento y sus principales aplicaciones industriales y energéticas. (ver Figura 6)



Figura 6: Proceso de producción, almacenamiento y aplicaciones del hidrógeno verde. ((MITERD), 2020)

Estas rutas permiten clasificar el hidrógeno verde en función de la fuente energética empleada y de la tecnología de conversión utilizada. (Awad, 2024)

- Marrón (gasificación de carbón, con mayor emisión de CO<sub>2</sub>)
- Gris (reformado de gas natural, sin captura).
- Amarillo (electrólisis a partir del mix eléctrico).
- Azul (reformado con CCUS, con reducciones de hasta el 95% de CO<sub>2</sub>).
- Rosa (electrólisis con nuclear).
- Verde (electrólisis con renovables o rutas biogénicas sostenibles).

El verde es preferible en política climática por su ausencia de emisiones en producción y su alineamiento con los objetivos de neutralidad. Además, su carácter de almacenamiento y transporte permite integrar renovables a gran escala y descarbonizar industria y transporte pesado.

La figura muestra la clasificación del hidrógeno según su proceso de producción y las emisiones de CO<sub>2</sub> asociadas, usando un código de colores. (ver Figura 7)



Figura 7: Tipos de hidrógeno según el proceso de obtención y las emisiones de CO<sub>2</sub> asociadas. ((MITERD), 2020)

### **3.2. Tecnologías de producción de hidrógeno verde e integración con energías renovables.**

Como se mencionó con anterioridad, la producción de hidrógeno verde se basa principalmente en la electrólisis del agua, un proceso en el que se utiliza electricidad de origen renovable para separar el agua en hidrógeno y oxígeno.

Para llevar a cabo este proceso existen distintos tipos de electrolizadores, que se diferencian tanto por su funcionamiento como por su grado de desarrollo tecnológico. Entre los electrolizadores más utilizados se encuentran:

- Electrolizadores de baja temperatura, como los electrolizadores alcalinos (AEL).
- Electrolizadores de membrana de intercambio protónico (PEM).
- Electrolizadores de membrana de intercambio aniónico (AEM).
- Electrolizadores de alta temperatura, basados en tecnología de óxido sólido (SOEL), que funcionan a temperaturas más elevadas y presentan características distintas.

Cabe destacar que los electrolizadores PEM se caracterizan por su capacidad de adaptarse rápidamente a cambios en la potencia eléctrica, lo que los hace especialmente adecuados para trabajar junto con energías renovables intermitentes como la solar o la eólica.

Por su parte, los electrolizadores de óxido sólido (SOEL) pueden alcanzar mayores eficiencias al aprovechar fuentes de calor adicionales, al trabajar con temperaturas más elevadas, aunque todavía se encuentran en una fase de desarrollo menos avanzada.

En cuanto a la integración de los sistemas de electrólisis, estos pueden operar conectados a la red eléctrica, de forma aislada o en configuraciones híbridas. Esta flexibilidad permite adaptar la producción de hidrógeno a diferentes situaciones, como la disponibilidad de recursos renovables o las condiciones específicas de cada ubicación. (Awad, 2024)

### 3.3. Hidrógeno verde en España.

En España, el hidrógeno verde se impulsa donde confluyen tres factores:

- i) Demanda industrial intensiva.
- ii) Abundancia renovable (eólica y solar competitivas).
- iii) Buena logística energética (red gasista, puertos y futuras interconexiones).

En el contexto nacional, el hidrógeno verde se plantea como una herramienta clave para reducir emisiones en sectores donde la electrificación directa es complicada. Además, permite aprovechar los excedentes de energía renovable como forma de almacenamiento a largo plazo y contribuye a mejorar la seguridad del suministro energético. ((MITERD), 2020)

Se muestra la distribución en España de proyectos relacionados con la cadena de valor del hidrógeno. Los círculos verdes con números indican cuántos proyectos de ese tipo se concentran en cada zona del mapa, y el pentágono verde señala una ubicación concreta destacada frente a los grupos numerados. (ver Figura 8)



Figura 8: Objetivos de la Hoja de Ruta del Hidrógeno Renovable en España para 2030 ((MITERD), 2020)

### 3.4. Ventajas de invertir en hidrógeno verde.

Entre las principales ventajas de invertir en hidrógeno verde destaca, en primer lugar, su contribución directa a la reducción de emisiones en sectores donde la electrificación resulta complicada. La sustitución del hidrógeno gris por hidrógeno producido a partir de energías renovables permite eliminar las emisiones asociadas a su fabricación.

Además, el hidrógeno verde aporta flexibilidad al sistema energético, ya que permite transformar excedentes de energía eólica y solar en un vector energético que puede almacenarse y transportarse, facilitando así una mayor integración de las energías renovables.

En segundo lugar, la inversión en hidrógeno verde contribuye a reforzar la seguridad del suministro energético y a reducir la dependencia de fuentes externas. Al mismo tiempo, impulsa el desarrollo de la cadena de valor asociada al hidrógeno, generando empleo cualificado, especialmente en las fases de operación y mantenimiento de las instalaciones.

Por último, en zonas con un buen recurso solar y eólico, el hidrógeno verde puede beneficiarse de costes eléctricos competitivos y de un marco de ayudas alineado con las políticas energéticas españolas y europeas, lo que mejora su atractivo desde el punto de vista económico.

### 3.5. Costes del hidrógeno verde

En España, el coste del hidrógeno verde depende, en gran medida, del precio de la electricidad renovable y de cuántas horas al año está disponible. Además, también influye cómo se apliquen las normas europeas sobre hidrógeno renovable, ya que pueden condicionar en cuándo y cómo puede operar el electrolizador. (ver Figura 9)



Figura 9: Coste de producción de hidrógeno tomando electricidad de la red para tres escenarios. ( (Rafael Cossent, 2023)

Desde un punto de vista comparativo, distintos análisis sitúan a España en una posición favorable en términos de costes, gracias a su elevado recurso solar y eólico, lo que hace que la producción de hidrógeno sea una opción muy atractiva.

A continuación, se examinan dos esquemas: uno más pequeño y descentralizado de 1 MW, pensado para uso local, y otro que es centralizado y a gran escala de 100 MW.

Gracias a las economías de escala, el modelo centralizado es actualmente alrededor de 1 €/kg más barato, con costes nivelados (LCOH) de aproximadamente 4,8 €/kg en comparación con 5,9 €/kg en el sistema más pequeño.

Mirando hacia 2030, esa diferencia se reduce a la mitad, con el LCOH estimado en unos 2,8 €/kg para la gran escala y 2,4 €/kg para la pequeña. (ver Figura 10)

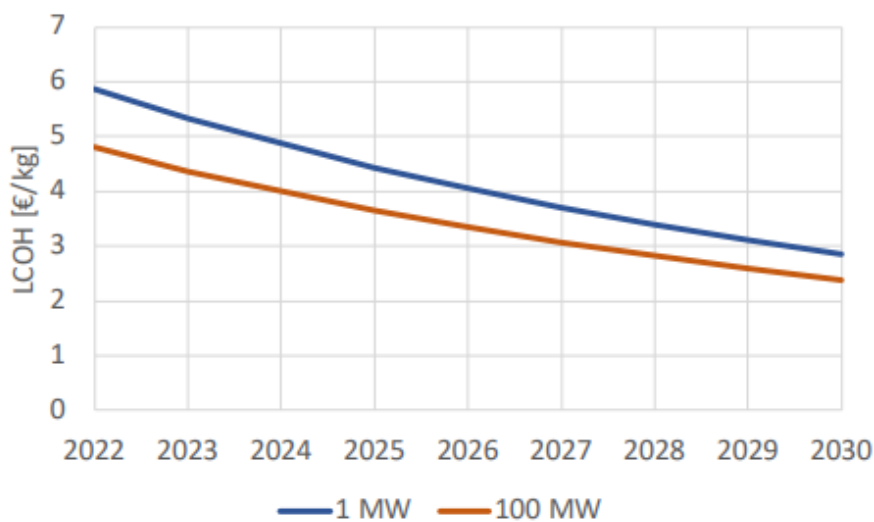


Figura 10: Coste nivelado de producción de hidrógeno mediante electrólisis a partir de electricidad solar fotovoltaica en España. (DOGLIANI, 2022)

En conclusión, la figura muestra que, aunque ambos modelos reducen de forma clara sus costes hasta 2030, la producción a gran escala sigue siendo la alternativa más competitiva. No obstante, la diferencia frente al sistema de 1 MW se va reduciendo con el tiempo, lo que refleja una mejora progresiva de la viabilidad del hidrógeno verde también en instalaciones de menor tamaño. (DOGLIANI, 2022)

En el caso de Andalucía, el coste del hidrógeno verde puede ser aún más competitivo. La región combina un alto número de horas de generación renovable con una infraestructura energética desarrollada y un marco nacional que prioriza el impulso del hidrógeno renovable, lo que refuerza su potencial como ubicación para proyectos de hidrógeno verde. (Red eléctrica, 2024).

Entre los tipos de costes, destacan:

- Costes de inversión y operación (costes fijos): Incluyen la inversión inicial en el electrolizador y las instalaciones asociadas, así como los costes de operación y mantenimiento a lo largo de la vida útil del proyecto.
- Costes de la electricidad: Constituyen el componente más relevante del coste total. El precio y la disponibilidad de la electricidad renovable determinan las horas de funcionamiento del electrolizador y, en consecuencia, el coste unitario del hidrógeno producido.
- Costes de distribución y logística: Comprenden los costes de almacenamiento, transporte y gestión del hidrógeno desde el punto de producción hasta el consumidor final.

### **3.6. Las opciones reales aplicadas al hidrogeno verde.**

Las opciones reales encajan bien en este tipo de proyectos porque permiten decidir cuándo y cuánto invertir. En lugar de invertir desde el principio, se puede esperar a que se den condiciones favorables, como un precio del hidrógeno adecuado, costes eléctricos competitivos o un CAPEX asumible. De esta forma, el proyecto se entiende como el activo subyacente y la inversión inicial como el ejercicio de la opción.

Esperar tiene valor porque la inversión solo se realiza cuando los resultados esperados son suficientemente buenos. Si las condiciones no se cumplen, no se invierte, evitando así escenarios desfavorables y mejorando el valor medio del proyecto. Esto permite aprovechar los escenarios positivos y limitar las pérdidas.

### **3.7. Conclusión.**

En este capítulo se ha presentado el hidrógeno verde como vector clave para la descarbonización, describiendo su producción por electrólisis con electricidad renovable, sus principales tecnologías y su encaje en el contexto energético y regulatorio español.

Del análisis se desprende que la rentabilidad de estos proyectos está dominada por variables técnicas y de mercado como el CAPEX del electrolizador y el precio de la electricidad, entre otros. La incertidumbre asociada a estas variables hace especialmente relevante emplear herramientas como las opciones reales para valorar el cuándo y el cuánto invertir, en lugar de asumir decisiones irreversibles.

A partir de este punto, el capítulo siguiente se centra en la estabilidad de la red eléctrica en España y en cómo el hidrógeno verde puede aportar flexibilidad al sistema. Se explica cómo el electrolizador ayuda a estabilizar la red eléctrica, actuando como un consumidor flexible que aprovecha los excedentes renovables para equilibrar la oferta y la demanda.



# 4 ESTABILIDAD DE LA RED ELÉCTRICA EN ESPAÑA

## 4.1. Introducción.

La transición energética en España ha llevado a un aumento significativo en la penetración de energías renovables, que representan más del 56% de la generación total y alcanzan picos cercanos al 70%. (ver Figura 11)

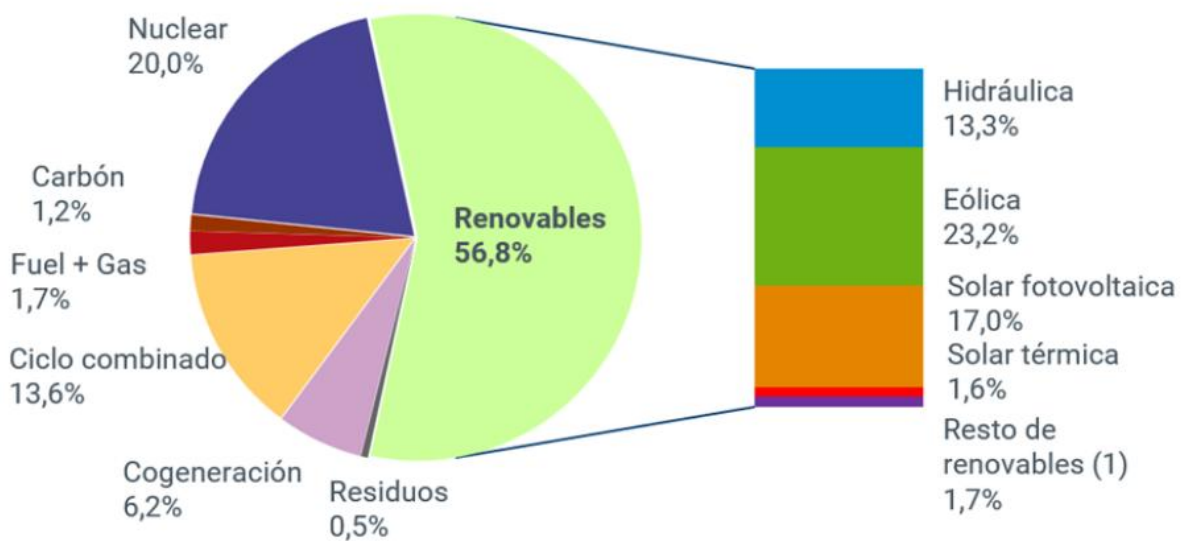


Figura 11: Estructura de generación de energía eléctrica en 2024 en España (Redeia, 2025)

En este contexto, el hidrógeno verde surge como una solución estratégica para mejorar la estabilidad de la red eléctrica, ofreciendo servicios extras para hacer la red más fuerte y ayudar al cambio de energía.

## 4.2. Base y Trabajos Previos

La estabilidad del sistema eléctrico se basa en mantener un balance constante entre la generación y el consumo de electricidad. Para ello, los mercados eléctricos contemplan servicios complementarios de ayuda que permiten corregir desviaciones inesperadas. Estos servicios se clasifican en regulación primaria (FCR), secundaria (aFRR) y terciaria (mFRR), cada uno con tiempos y modos de activación específicos.

El hidrógeno verde es producido mediante electrólisis utilizando electricidad renovable, es decir, fuentes limpias. Además de ser un vector energético puro, este proceso y los electrolizadores pueden actuar como herramientas flexibles dentro del sistema eléctrico. Se basa en modelar su consumo para absorber excedentes o reducir demanda, reconvirtiendo hidrógeno en electricidad cuando sea necesario. (Lars Erik Lunde Halbrendt, 2025)

Se presenta el perfil horario de consumo de un electrolizador durante varios días, evidenciando su flexibilidad operativa y su potencial para aportar servicios de ajuste y apoyo a la estabilidad del sistema eléctrico. (ver Figura 12)

La figura muestra el perfil de consumo de potencia de un electrolizador con una capacidad nominal de 10 MW, comparando dos estrategias operativas diferenciadas:

La primera, sin servicios auxiliares (No AS), corresponde a un funcionamiento estable del electrolizador a plena capacidad y orientado únicamente a la producción de hidrógeno. Por otro lado, con servicios auxiliares (AS), representa una operación más flexible, en la que el consumo eléctrico se adapta de forma dinámica para prestar apoyo a la red.

Esta última modalidad genera una mayor variabilidad en la demanda del electrolizador y provoca una disminución de su factor de utilización en comparación con el escenario No AS. (ver Figura 12)

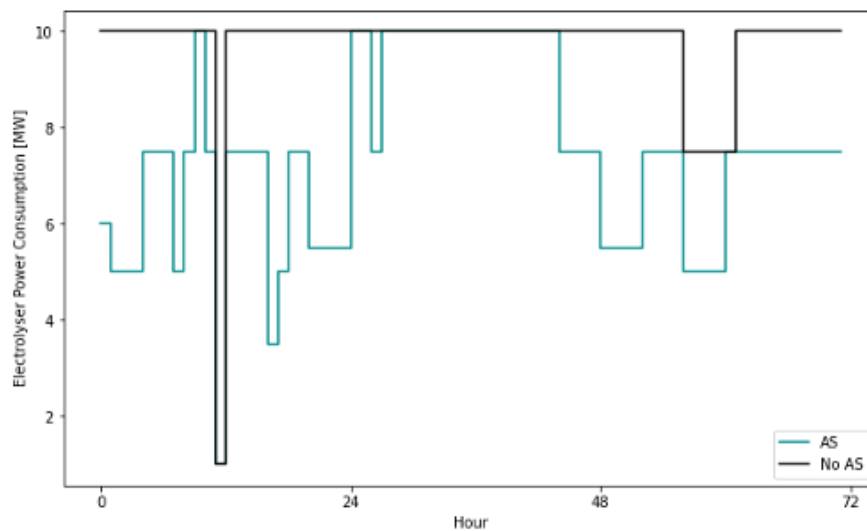


Figura 12: Consumo de energía del electrolizador por hora durante 3 días. (Lars Erik Lunde Halbrendt, 2025)

### 4.3. Situación Actual y desafíos en España

La red de España es fuerte, pero es cierto que muestra fallos y vulnerabilidades, como por ejemplo el apagón general ocurrido en abril de 2025. El incidente del 28/04/2025 puso de manifiesto la sensibilidad del sistema ante perturbaciones severas y problemas de control de tensión, así como la relevancia de disponer de mecanismos de balance y reservas adecuadas. El sistema tiene pocas uniones con otros países, lo que aumenta la dependencia de recursos internos flexibles. (García, 2025)

Hoy en día, España impulsa proyectos claves como la red principal de hidrógeno, con inversiones en electrolizadores distribuidos y renovables asociadas, para crear un ecosistema energético que reduzca la volatilidad y potencie la flexibilidad operacional de la red.

Este marco ofrece una oportunidad única para desplegar soluciones basadas en hidrógeno verde que mejoren la estabilidad en varios campos. (Enagas, 2025)

### 4.4. Hidrógeno Verde: Un Modo de Estabilidad: Bases y Procedimiento:

#### 4.4.1. Apoyo del H<sub>2</sub> al sistema eléctrico

- Carga ultra-flexible: Un electrolizador de tipo AEL o PEM puede modular su consumo en poco tiempo. Esto permite tomar energía sobrante en horas de mucha producción renovable, además de reducir su demanda en momentos claves, consiguiendo un balance rápido.
- Servicios de balance: Los electrolizadores pueden participar en los mercados de regulación primaria, secundaria y terciaria (FCR, aFRR, mFRR), estabilizando la frecuencia del sistema, además de ofrecer reservas al mismo.
- Almacenamiento y unión de sectores: El hidrógeno almacenado permite trasladar energía a largo plazo en ámbitos como la industria o movilidad sostenible, entre otros.

(Halbrendt & Melhus., 2024)

#### **4.1.1 Procedimiento de evaluación y valoración del proyecto bajo incertidumbre.**

Paso 1: Definición y datos de partida.

Se definen el funcionamiento y los límites del electrolizador. Se recopilan datos de precios del hidrógeno, ingresos por servicios de ajuste y se consideran los costes de inversión (CAPEX) y operación (OPEX).

Paso 2: Modelado de precios.

Se emplea un modelo estocástico para representar la evolución y la volatilidad de los precios del hidrógeno y de los servicios adicionales.

Paso 3: Optimización operativa.

La operación se optimiza de forma horaria, decidiendo en cada instante la producción de hidrógeno y la capacidad destinada a servicios, con el objetivo de maximizar los ingresos netos bajo restricciones técnicas.

Paso 4: Análisis de escenarios.

Se evalúan distintos escenarios de precios y disponibilidad renovable mediante indicadores económicos y operativos clave.

Paso 5: Valoración mediante opciones reales.

La inversión se analiza como una opción real, comparando la decisión de invertir o esperar, y evaluando el impacto de los servicios adicionales sobre el VAN y el riesgo del proyecto.

(Halbrendt & Melhus., 2024)

#### **4.5. Aplicación en el Valle Andaluz del Hidrógeno Verde:**

El proyecto, con una capacidad de 2 GW de electrólisis ubicada en Palos de la Frontera y San Roque, integra aproximadamente 7 GW de generación renovable, tanto propia como en colaboración con terceros, con el objetivo de aprovechar las horas de menor demanda y reducir los vertidos de energía. La cercanía a los principales centros de consumo industrial y a las infraestructuras portuarias favorece el aprovechamiento del hidrógeno producido y de sus posibles derivados.

Desde el punto de vista del sistema eléctrico, el hidrógeno verde puede actuar como una carga flexible, absorbiendo excedentes renovables y ayudando a la estabilidad de la red a través de su participación en servicios complementarios como FCR, aFRR y mFRR.

(MOEVE, 2025)

#### **4.6. Resultados y Análisis**

Este trabajo analiza el papel del hidrógeno verde en la estabilidad del sistema eléctrico español desde una perspectiva de toma de decisiones. En un escenario con alta penetración renovable, el electrolizador deja de ser únicamente una unidad de producción y pasa a comportarse como una carga flexible capaz de adaptarse a las necesidades del sistema.

El foco del análisis se sitúa en cómo esa operación flexible afecta al desempeño económico del proyecto. Por un lado, las ganancias al participar en servicios de ajuste (FCR, aFRR, mFRR) y, por otro lado, las pérdidas en términos de horas equivalentes y producción de H<sub>2</sub>.

A partir de ese equilibrio, la flexibilidad se incorpora como un elemento con valor financiero bajo incertidumbre, permitiendo evaluar de forma más realista decisiones como invertir ahora o esperar, con aplicación directa al caso del Valle Andaluz del Hidrógeno Verde.

(MOEVE, 2025)

#### **4.7. Conclusión**

El hidrógeno verde aparece como una solución integral para mejorar la seguridad y estabilidad de la red en España, apoyando la integración masiva de renovables y reduciendo riesgos operativos y económicos.

Su capacidad como almacenamiento de energía y proveedor de servicios complementarios lo posiciona como un elemento fundamental para la transición energética y la descarbonización.





# 5 ANÁLISIS DEL CASO PRÁCTICO: VALLE ANDALUZ DEL HIDRÓGENO VERDE

---

## 5.1. Introducción.

El Valle Andaluz del Hidrógeno Verde es el proyecto de hidrógeno renovable más ambicioso de España y Europa, liderado por Cepsa, actual MOEVE.

Este proyecto consta de dos centros de producción en Andalucía. Por un lado, en Palos de la Frontera, en Huelva, llamada Moeve Onuba y, por otro lado, en San Roque, en Cádiz, conocida como Moeve Carteia, con 2 GW de capacidad total de electrólisis, capaces de generar hasta 300.000 toneladas anuales de hidrógeno verde.

La planta de Huelva, ubicada junto al Parque Energético La Rábida en Palos, será la primera en operar estimada en el año 2026, por tanto, estudiaremos dicha central.

Este proyecto, con una inversión prevista superior a 3.000 millones de euros, tiene como objetivo principal evitar la emisión de hasta 6 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> anuales mediante la sustitución de hidrógeno gris por hidrógeno verde.

A continuación, se presenta un análisis de inversión aplicando la metodología de Opciones Reales al contexto de producción de hidrógeno verde en Huelva. Se evaluará las opciones reales más relevantes (diferir la inversión y ampliar capacidad) y se incluirán los cálculos financieros clave apoyados en datos públicos oficiales, como, por ejemplo, la inversión, flujos de caja, tasa de descuento, volatilidad, VAN, árbol binomial, entre otros.

## 5.2. Justificación del Proyecto.

La planta de hidrógeno verde de Palos de la Frontera (Huelva) ha sido priorizada por razones estratégicas.

En primer lugar, su puesta en marcha está prevista antes que la de San Roque, lo que permite iniciar la operación de forma temprana, adquirir experiencia operativa y comenzar antes a capturar los beneficios asociados a la descarbonización.

Además, en Palos de la Frontera se concentra un clúster químico e industrial de gran relevancia, con una elevada demanda actual de hidrógeno, lo que facilita la integración del proyecto y la comercialización del producto desde las primeras fases.

Por último, la elección de Huelva maximiza el impacto socioeconómico inicial del proyecto, impulsando el empleo y atrayendo inversión asociada en energías renovables. El respaldo institucional a nivel regional y europeo refuerza su carácter estratégico y reduce las barreras al desarrollo.

En conjunto, estas condiciones justifican que Huelva actúe como punto de partida del proyecto, mientras que San Roque se desarrollará en una fase posterior y complementaria. Esta segunda sede, formará parte a la hora de llevar a cabo la opción de ampliar. Este enfoque escalonado permite reducir riesgos y aprovechar el aprendizaje obtenido, en línea con el planteamiento de valoración mediante opciones reales que se abordará más adelante.

### 5.3. Datos de Entrada.

Los datos utilizados para cada caso de estudio se han ajustado para ser lo más realistas posible. El objetivo es evaluar el método en un contexto cercano a la realidad para entender mejor su alcance

Se han recopilado parámetros financieros y operativos clave de fuentes oficiales y corporativas, ajustados al caso de la planta de Huelva. (Moeve, 2024) (Quimica, 2025) (MOEVE, 2025) (MOEVE, 2025)

#### 5.3.1. Capacidad de electrólisis en Huelva.

Para el caso de Huelva se supone una capacidad inicial de electrólisis de 400 MW , con la posibilidad de ampliarla, en la fase 2, hasta 1.000 MW en torno a 2028.

Esta ampliación se modela como un factor de escala:

$$m = \frac{P_1}{P_0} = \frac{1000}{400} = 2,5$$

El proyecto del Valle Andaluz del Hidrógeno Verde plantea 2 GW totales de electrólisis repartidos en dos emplazamientos, en Huelva y San Roque, del orden de 1 GW por sitio. (Moeve, 2024)

### 5.3.2. Producción de hidrógeno removable.

Se estima que una capacidad de 400 MW de electrólisis en Huelva permitiría producir aproximadamente 60.000 toneladas de H<sub>2</sub> renovable al año, mientras que la ampliación hasta 1.000 MW elevaría la producción hasta el entorno de 150.000 toneladas anuales.

Estas cifras se obtienen mediante una extrapolación a partir del objetivo global del valle andaluz, que prevé unas 300.000 t/año de hidrógeno verde para 2 GW de potencia instalada, lo que equivale aproximadamente a 150 kt/año por GW.

Si 2 GW → 300.000 t/año, entonces:

$$\text{Produccion específica} = \frac{300000}{2} = 150000 \frac{t}{\text{año por GW}} \quad (8)$$

- Para la fase 1 (0,4 GW):  $0,4 * 150000 = 60000 \text{ t/año}$
- Para la fase 2 (1,0 GW):  $1 * 150000 = 150000 \text{ t/año}$

Para el cálculo de la producción anual del hidrogeno renovable, se ha empleado la expresión:

$$H_2 \left( \frac{kg}{\text{año}} \right) = \frac{P_{elec} * 8760 * CF}{e} * 1000 = 59568 = 60000 \text{ t} = 60000000 \text{ kg} \quad (9)$$

---

#### Notación

---

$H_2$	Producción anual de hidrógeno renovable
$P_{elec}$	Potencia eléctrica instalada del sistema de electrólisis.
8760	Número total de horas del año (365 días × 24 h).
CF	Factor de carga del electrolizador, definido como la fracción de horas equivalentes de operación a plena potencia.
$e$	Consumo eléctrico específico del electrolizador por kilogramo de hidrógeno producido.

---

Tabla 5: Notación empleada para el cálculo de la producción anual de hidrógeno. (Elaboración propia)

### 5.3.3. Inversión inicial (CAPEX).

La inversión inicial (CAPEX) considerada para la planta de Huelva se sitúa en el intervalo de 650–750 millones de euros para la fase 1, de 400 MW. Por tanto, el valor que emplearemos en el análisis será de CAPEX=700000€

Adicionalmente, la ampliación hasta 1.000 MW en la fase 2 requeriría una inversión adicional estimada de 1.000–1.100 millones de euros.

Estas cifras son consistentes con una inversión total superior a 3.000 millones de euros para el conjunto de las dos plantas del valle (Huelva y Cádiz), y se corresponden aproximadamente con un coste unitario de alrededor de 2 M€/MW de electrólisis.

(MOEVE, 2025)

### 5.3.4. Flujos de caja esperados.

Los flujos de caja del proyecto se modelan a partir de ingresos asociados a la sustitución de hidrógeno gris en usos industriales y a la venta de derivados, frente a costes operativos dominados por el precio de la electricidad renovable.

Se sitúa el coste objetivo del hidrógeno verde por electrólisis en el entorno de 3 €/kg, frente a un hidrógeno gris en el rango 1€/kg, con un consumo eléctrico típico de unos 50 kWh por kg de H<sub>2</sub> producido. Sobre esta base se construyen los flujos de caja esperados del proyecto, que se explicará mas adelante.

### 5.3.5. Precio del hidrógeno.

Se adopta un precio base del hidrógeno renovable de 5 €/kg, representativo de un escenario medio a largo plazo. El precio del hidrógeno se modela como una variable incierta clave en el análisis de opciones reales, que actuará como una fuente de ingreso en nuestro proyecto.

### 5.3.6. Coste de la electricidad renovable.

El coste de la electricidad renovable se supone en torno a 40 €/MWh, representativo de contratos PPA de origen solar y eólico en Andalucía. Con un consumo específico de unos 50 kWh por kg de H<sub>2</sub>, este coste eléctrico se traduce en aproximadamente 2 €/kg de hidrógeno. (Cerqueda, 2023).

$$c_{elec} = 40 * \frac{50}{1000} = 2 \frac{\text{€}}{\text{kg}}$$

<b>Notación</b>	
$c_{elec}$	Coste eléctrico unitario por kilogramo de hidrógeno producido.
40	Precio de la electricidad renovable considerada para el proyecto
50	Consumo eléctrico específico del proceso de electrólisis
1000	Factor de conversión de megavatios hora a kilovatios hora equivalentes de operación a plena potencia.

Tabla 6: Notación asociada a la ecuación de cálculo del coste eléctrico del hidrógeno (Elaboración propia)

### 5.3.7. Costes de operación y mantenimiento (O&M) y otros.

Los costes de operación y mantenimiento (O&M) de los electrolizadores se aproximan como un 2–3 % del CAPEX al año, a lo que se añaden los costes de compresión, almacenamiento y manejo del hidrógeno. Por tanto, el valor empleado para el estudio será de 2,5%

Ante la falta de datos públicos desagregados para el proyecto concreto, se adoptan estos valores como estimaciones sectoriales típicas para plantas de electrólisis de esta escala, en línea con estudios de costes de tecnologías de hidrógeno. (Bertuccioli, 2014)

### 5.3.8. Vida útil del Proyecto.

Para el análisis económico se considera una vida útil del proyecto de 20 años de operación, aproximadamente entre 2026 y 2045, coherente con el calendario de puesta en marcha de la planta y con horizontes habituales en inversiones renovables.

### 5.3.9. Tasa de descuento (WACC).

La tasa de descuento utilizada en la evaluación financiera es un WACC real, después de impuestos, del 7,8 % anual.

Este valor es coherente con las tasas empleadas en otros proyectos renovables en España: la tasa de descuento de 7,8% (nominal y después de impuestos) salvo en biomasa que se estima en 9,4%. En este caso, al no tratarse de un proyecto de biomasa, se emplea el valor de 7,8 %. ((BCG), 2011)

### 5.3.10. Tasa libre de riesgo ( $r_e$ ).

La tasa libre de riesgo representa el rendimiento de una inversión considerada prácticamente exenta de riesgo. Para el presente análisis se adopta un valor del 2,5% anual, coherente con el entorno de tipos de interés observado en Europa en el periodo de referencia del proyecto.

### 5.3.11. Volatilidad del factor clave.

La volatilidad anual del factor clave del proyecto se toma en el intervalo 20–30 %. Este rango es consistente con la volatilidad histórica de los precios de la electricidad en España (del orden del 25 % anual), y se asume que el valor del hidrógeno verde, al depender fuertemente de dicha electricidad y de un mercado todavía en desarrollo, puede presentar una volatilidad similar. No obstante, se calcula de la siguiente manera:

Las expresiones empleadas para realizar los cálculos necesarios son:

$$ut = \ln\left(\frac{St}{S_{t-1}}\right) \quad (10)$$

<b>Notación</b>	
$ut$	Log-retorno de la variable en el periodo $t$ .
$St$	Valor de la variable (precio) en el instante $t$ .
$S_{t-1}$	Valor de la variable en el instante $t - 1$ .

Tabla 7: Notación de la fórmula de log-retornos. (Elaboración propia)

$$S = \sqrt{\frac{\sum ut - u^2}{n - 1}} \quad (11)$$

<b>Notación</b>	
$S$	Desviación típica muestral de los log-retornos.
$ut$	Log-retorno en el periodo $t$ .
$u^-$	Media aritmética de los log-retornos

Tabla 8: Notación de la desviación típica de los log-retornos. (Elaboración propia)

$$\sigma = S/\sqrt{\Delta t} \quad (12)$$

<b>Notación</b>	
$S$	Desviación típica muestral de los log-retornos.
$\sigma$	Volatilidad anual de la variable analizada
$\Delta t$	Intervalo temporal entre observaciones, expresado en años

Tabla 9: Notación de la volatilidad anual. (Elaboración propia)

Se establecen los precios medios anuales del mercado mayorista eléctrico en España (OMIE) en un periodo estable pre-crisis energética (2015-2019). Explicado detalladamente la obtención del valor:

- Año 2015 ( $S_0$ ): 50,31 €/MWh
- Año 2016 ( $S_1$ ): 39,66 €/MWh
- Año 2017 ( $S_2$ ): 52,23 €/MWh
- Año 2018 ( $S_3$ ): 57,29 €/MWh
- Año 2019 ( $S_4$ ): 47,68 €/MWh

Cuando tenemos los valores de los precios del H2, se procede al cálculo de los Log-retornos

- $u_{2016} = \ln\left(\frac{39.66}{50.31}\right) = -0,2379$
- $u_{2017} = \ln\left(\frac{52.23}{39.36}\right) = 0,2753$
- $u_{2018} = \ln\left(\frac{57.29}{52.23}\right) = 0,0924$
- $u_{2019} = \ln\left(\frac{47.68}{57.29}\right) = -0,1836$

La media aritmética de estos log-retornos es:  $\frac{-0.2379+0.2753+0.0924-0.1836}{4} = -0,0134$

Se procede, a continuación, con el cálculo de la desviación típica muestral, aplicando la fórmula de la varianza y la desviación típica:

$$1. (-0.2379 - (-0.0134))^2 = 0,0504$$

$$2. (0.2753 - (-0.0134))^2 = 0,0833$$

$$3. (0.0924 - (-0.0134))^2 = 0,0112$$

$$4. (-0.1836 - (-0.0134))^2 = 0,0289$$

Se suman estos valores:  $0,0504 + 0,0833 + 0,0112 + 0,0289 = 0,1738$

Posteriormente, se divide entre  $n-1$  (que es  $4 - 1 = 3$ ) y calculamos la raíz cuadrada:

$$s = \sqrt{\frac{0,1738}{3}} = 0,2407$$

Por último, anualizamos el dato. Como nuestros intervalos temporales ya son anuales, el paso temporal

$$\Delta t = 1$$

$$\sigma = \frac{0,2407}{\sqrt{1}} = 0,2407$$

Aunque el análisis de la serie histórica del mercado eléctrico nos proporciona una base cuantitativa del 24,07%, se ha definido la volatilidad del proyecto en un 25,00%.

Esta decisión se basa en ajustar la volatilidad histórica a las expectativas en los próximos años, añadir una ligera prima por la inmadurez del mercado del hidrógeno frente al eléctrico, y evitar una falsa precisión decimal en proyecciones a 20 años, alineándome así con las mejores prácticas de modelización financiera.

### 5.3.12. Financiación económica.

Moeve ha sido financiada de 303,75 millones de euros para la fase inicial del Valle Andaluz del Hidrógeno Verde en el marco del Proyecto Estratégico para la Recuperación y Transformación Económica de Energías Renovables, Hidrógeno Renovable y Almacenamiento (PERTE ERHA), impulsado por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

Se trata de la mayor dotación individual, siendo el único proyecto subvencionado en Andalucía. Por tanto, la primera fase del proyecto, fase Onuba, estará financiada por los fondos NextGenerationEU de la Unión Europea. (MOEVE, 2025)

Se adjunta, a modo de resumen, una tabla donde aparecen los datos de entradas más significativos a la hora de realizar el cálculo de las opciones reales (opción de diferir y opción de ampliar).

PARÁMETRO	VALOR	NOTAS
Año 0 (t=0)	2025	Año de referencia para el árbol, es decir, la decisión inicial.
Vida útil (años)	20	Años de operación tras invertir.
WACC (descuento flujos operativos)	7,80%	Útil para VAN tradicional.
Tasa libre de riesgo r (%)	2,50%	Útil para la probabilidad neutral al riesgo.
Volatilidad $\sigma$ (%)	25,00%	Volatilidad anual del valor del proyecto.
Paso temporal $\Delta t$ (años)	1	1 año.
Horizonte opción de diferir N (años)	4	Años máximos para esperar antes de invertir.
CAPEX inicial I0 (€)	700.000.000,00 €	Fase 1 (400 MW).
Producción H2 fase 1 (kg/año)	59568000	$\approx 60.000.000$ kg/año con 400 MW.
Precio H2 (€/kg)	5,00 €	Escenario base.
Consumo eléctrico (kWh/kg)	50	Aprox. 50 kWh/kg.
Precio electricidad (€/MWh)	40,00 €	Coste renovable.
Coste eléctrico unitario "c_elec" (€/kg)	2,00	Coste eléctrico.
O&M (% CAPEX/año)	2,50%	Aprox. 2–3% del CAPEX anual.
Año decisión expansión (Texp)	3	Decidir en 2028 si t0=2025.
Factor escala expansión m	2,5	$1000/400 = 2.5$ .
CAPEX expansión adicional "Kexp" (€)	1.050.000.000,00 €	Coste adicional 400→1000 MW (900–1200 M€).
Subvención económica (€)	303.750.000,00 €	Subvencion económica.
CAPEX neto (€)	396.250.000,00 €	Inversion inicial con ayudas.

Tabla 10: Tabla resumen de los datos de entrada para el cálculo de las opciones. (Elaboración propia)

#### 5.4. Cálculo de las opciones reales.

Para valorar la flexibilidad directiva del proyecto de H<sub>2</sub> verde en Huelva se emplean dos opciones reales: diferir la inversión inicial y ampliar la capacidad de electrólisis en una fecha futura.

Tal y como se ha detallado con anterioridad, el caso se basa en una fase 1 de 400 MW con posible ampliación a 1.000 MW alrededor de 2028, con producciones estimadas de 60.000 t/año y 150.000 t/año, aproximadamente para cada fase.

Para evaluar la viabilidad del proyecto y entender el impacto del apoyo público, el análisis se organiza en dos escenarios complementarios.

El Escenario A (sin ayudas) representa un caso de mercado, donde la inversión debe mantenerse solo con los ingresos operativos esperados. Esto nos permite ver si el proyecto sería rentable sin subvenciones y, por lo tanto, justificar la necesidad de incorporar flexibilidad a través de opciones reales.

En este escenario, el  $CAPEX_0$  tiene un valor de: 700.000.000 €.

Por otro lado, el Escenario B (con ayudas) incluye la subvención descrita anteriormente como una reducción del desembolso inicial, lo que refleja un contexto más realista sobre el despliegue del hidrógeno verde en España.

En este escenario, el  $CAPEX_0$  tiene un valor de: 396.250.000 €.

Esta comparación nos ayuda a medir de manera clara hasta qué punto la financiación pública puede ser un motor de viabilidad y cómo la flexibilidad en la gestión puede influir en la decisión de inversión en un entorno incierto.

Para realizar el análisis de opciones reales se empleará el método binomial, representado mediante árboles binomiales. Todos los cálculos se implementarán en una hoja de cálculo en Microsoft Excel, lo que permite estructurar el modelo, automatizar operaciones y comprobar resultados de forma transparente.

### 5.4.1. Variables necesarias y notación.

En línea con la formulación binomial estándar, se definen:

<b>Notación</b>	
S	Valor activo subyacente (en opciones reales, se interpreta como el valor actual de los flujos operativos esperados del proyecto).
$r_f$	Tipo de interés sin riesgo.
$\sigma$	Volatilidad.
u	Coefficiente de ascenso.
d	Coefficiente de descenso.
p	Probabilidad de ascenso.
q	Probabilidad de descenso.
C	Valor del proyecto.

Tabla 11: Notación de parámetros para el cálculo de opciones reales (Elaboración propia)

### 5.4.2. Cálculo del valor base del proyecto (VAN tradicional).

Se construyen los flujos operativos del proyecto fase 1 a partir de los valores obtenidos de los datos de entrada (ver Tabla 10Tabla 11):

Con dichos elementos, el flujo operativo anual se aproxima como:

$$CF \approx (P_{H_2} - c_{elec}) \cdot Q_{H_2} - O\&M - Costes\ fijos. \quad (13)$$

y el valor presente operativo como:

$$S_0 = \sum_{t=1}^{20} \frac{CF_t}{(1+WACC)^t} \quad (14)$$

Finalmente, el VAN tradicional se calcula como:

$$VAN_0 = S_0 - CAPEX_0 \quad (15)$$

Para hacer una comparación justa entre los dos escenarios, sin ayudas y con ayudas, se ha mantenido el flujo neto anual igual en ambos casos. Esto se debe a que la subvención que se considera solo impacta la inversión inicial, no el funcionamiento diario de la planta.

En otras palabras, aunque recibas una subvención para parte de la inversión, el electrolizador seguirá produciendo lo mismo, consumiendo la misma cantidad de electricidad por cada kilo de H<sub>2</sub> y vendiendo al mismo precio.

Por eso, se calcula el coste de operación y mantenimiento (O&M) sobre el CAPEX bruto, que refleja el valor real de los equipos instalados, y no sobre el CAPEX neto después de la ayuda.

Se recoge el descuento de los flujos de caja netos anuales del proyecto para el periodo de 20 años, partiendo desde el año 2026 con un CF neto constante de 42,068 M€ al año, al aplicar la expresión explicada anteriormente.

Para obtener el valor presente, PV, de cada flujo, se aplica un factor de descuento calculado con el WACC, de 7,8%. Se parte de este WACC porque, como se ha mencionadao antes, es la tasa que mejor refleja el coste real de financiación del proyecto y se utiliza como referencia estándar en valoración para traer a euros de hoy flujos futuros de distinto año con un criterio coherente.

Al aplicarlo, el factor de descuento disminuye progresivamente con el horizonte temporal, pasa de 0,9276 en 2026 a 0,2227 en 2045.

Con los valores de dichos PV de cada uno de los años, se calcula el valor presente operativo,  $S_0$ , y así, poder calcular el valor final del VAN. (Knight., 2022)

Año	CF neto (€/año)	$(1/(1 + WACC)^t)$	PV (€/año)
2026	€42.068.000	0,9276	€39.024.119
2027	€42.068.000	0,860522991	€36.200.481
2028	€42.068.000	0,798258805	€33.581.151
2029	€42.068.000	0,740499819	€31.151.346
2030	€42.068.000	0,686920055	€28.897.353
2031	€42.068.000	0,637217119	€26.806.450
2032	€42.068.000	0,5911105	€24.866.837
2033	€42.068.000	0,548339982	€23.067.566
2034	€42.068.000	0,508664176	€21.398.485
2035	€42.068.000	0,471859161	€19.850.171
2036	€42.068.000	0,437717218	€18.413.888
2037	€42.068.000	0,406045657	€17.081.529
2038	€42.068.000	0,37666573	€15.845.574
2039	€42.068.000	0,349411623	€14.699.048
2040	€42.068.000	0,324129521	€13.635.481
2041	€42.068.000	0,300676736	€12.648.869
2042	€42.068.000	0,278920905	€11.733.645
2043	€42.068.000	0,258739244	€10.884.643
2044	€42.068.000	0,240017851	€10.097.071
2045	€42.068.000	0,222651068	€9.366.485

Tabla 12: Descuento de flujos de caja netos y cálculo del valor presente (PV) mediante WACC (2026–2045).  
(Elaboración propia)

Se obtiene, por tanto, los siguientes resultados numéricos de los valores del valor base del proyecto:

<b>Notación</b>	
$CF$	42,068 M€/año
$S_0$	419,25M€
$VAN_0(\text{sin ayudas})$	-280,75M€
$VAN_0(\text{con ayudas})$	23 M€

Tabla 13:Notacion de los valores obtenidos del valor base del proyecto. (Elaboracion propia)

Debido a que el proyecto queda en una zona sensible a la incertidumbre, se recurre al análisis mediante opciones reales, ya que permite valorar el beneficio de la flexibilidad y tomar decisiones más robustas que las que ofrece un VAN estático.

#### 5.4.3. Parámetros del árbol binomial.

Las expresiones empleadas para realizar el cálculo del árbol binomial son:

- Coeficiente de subida:

$$u = e^{\sigma\sqrt{h}} \quad (16)$$

- Coeficiente de bajada:

$$d = e^{-\sigma\sqrt{h}} = \frac{1}{u} \quad (17)$$

- Probabilidades neutrales al riesgo:

$$p = \frac{1 + R_f - d}{u - d}; \quad q = 1 - p \quad (18)$$

- Retropropagación (valor de la opción):

$$C = \frac{pC_u + qC_d}{1 + r_f} \quad (19)$$

Como se muestra a continuación estos parámetros se multiplican por el valor de los ingresos contruyendo el árbol binomial:

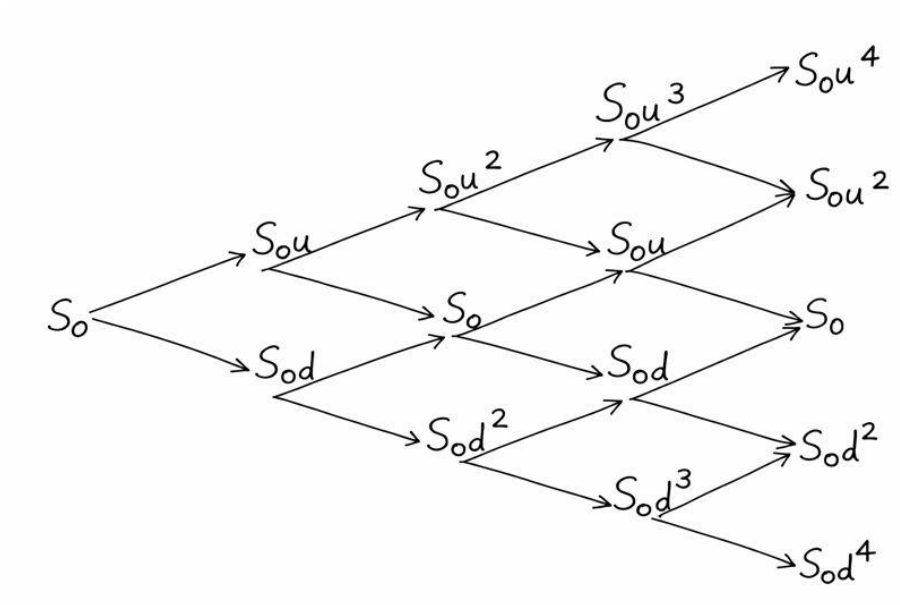


Figura 13: Ilustración del ascenso y descenso de un árbol binomial  
(Elaboración propia)

Los valores numéricos adoptados para estos parámetros en el proyecto analizado se recogen en la tabla siguiente:

Notación	
$\sigma$	0.25
$h$	1
$u$	1.2840
$d$	0.7788
$p$	0.4873
$q$	0.5127

Tabla 14: Notación de los valores numéricos obtenidos para el cálculo de las opciones (Elaboración propia)

A partir de estos datos, y siguiendo el procedimiento descrito por Mascareñas (2007), se lleva a cabo la valoración de las opciones reales mediante el método binomial.

#### 5.4.4. Opción de diferir.

La opción de diferir se interpreta como la posibilidad de aplazar la inversión inicial y decidir más adelante con más información sobre la evolución del proyecto. En este trabajo se considera un horizonte de espera de hasta 4 años, de modo que la inversión puede ejecutarse en  $t = 0, 1, 2, 3$  o  $4$ , ejerciéndose únicamente si resulta económicamente conveniente.

El procedimiento para el análisis mediante esta opción es:

- Paso 0. Datos necesarios para el análisis.

PARÁMETRO	VALOR
N	4
$S_0$	419250190,6
$I_0$ (Escenario A)	700000000
$I_0$ (Escenario B)	396250000
$r$	2,50%
$\sigma$	25,00%
$u$	1,284025417
$d$	0,778800783
$p$	0,487306439

Tabla 15: Parámetros de entrada del modelo binomial para la opción real de diferir (Elaboración propia)

- Paso 1. Construcción del árbol del subyacente.

En primer lugar, se construye el árbol binomial del activo subyacente  $S_{t,j}$ . En el contexto de opciones reales,  $S$  representa el valor actual del proyecto, es decir, el valor presente de los flujos de caja esperados.

La evolución del subyacente se modela aplicando en cada periodo los factores de ascenso y descenso, multiplicando sucesivamente por  $u$  y  $d$  para obtener los valores en cada nodo del árbol (ver Figura 13).

- Paso 2. Valor de ejercicio en cada nodo.

Una vez obtenido  $S_{t,j}$ , se calcula el valor de invertir en ese instante. El valor inmediato de ejercer la opción viene dado por:

$$\text{Ejercer} = \max (S_{t,j} - I_0; 0) \quad (20)$$

donde  $I_0$  es la inversión inicial. Por tanto, la inversión solo se ejecuta si el valor del proyecto en ese nodo supera el coste de inversión.

- Paso 3. Retropropagación. Decisión óptima (esperar o invertir).

A continuación, se valora la opción mediante retropropagación desde el último periodo  $t = N$  hacia  $t = 0$ . En cada nodo se calcula el valor de continuar, es decir, mantener la opción y esperar un periodo más:

$$\text{Continuar} = \frac{p C_{up} + (1 - p) C_{down}}{1 + R_f} \quad (21)$$

donde  $C_{up}$  y  $C_{down}$  son los valores de la opción en los nodos futuros de subida y bajada, respectivamente. Finalmente, el valor de la opción en cada nodo se obtiene como:

$$C_{t,j} = \max (\text{Ejercer}; \text{Continuar}) \quad (22)$$

Este criterio asegura que, en cada estado, se toma la decisión que maximiza el valor, ya sea invertir en ese momento o esperar.

- Resumen explicativo.

En la valoración de la opción real de diferir se ha construido, con un árbol binomial de  $N = 4$  periodos, un primer árbol que representa la evolución del valor del proyecto  $S_t$ , del activo subyacente, en cada instante  $t = 0, \dots, 4$ .

Partiendo de  $S_0 = 419,25\text{M€}$ , el valor del proyecto se actualiza en cada paso mediante los factores  $u$  y  $d$ , obteniéndose en el último periodo los posibles valores finales.

Se diferencian los dos escenarios:

➔ Escenario A (sin ayudas):

Se calcula el payoff en vencimiento como el derecho a invertir solo si conviene, es decir,  $\max (S_N - I_0, 0)$  con  $I_0 = 700\text{M€}$ . Esto explica que en  $t = 4$ , únicamente el escenario más favorable, se genera un payoff positivo de  $439,64\text{M€}$ , mientras que en el resto de los escenarios la opción expira sin ejercer, con un payoff nulo. (ver Tabla 16)

t=0	t=1	t=2	t=3	t=4	Payoff N
				€1.139.640.175	€439.640.175
			€887.552.660		
		€691.226.707		€691.226.707	€0
	€538.327.901		€538.327.901		
€419.250.191		€419.250.191		€419.250.191	€0
	€326.512.377		€326.512.377		
		€254.288.095		€254.288.095	€0
			€198.039.767		
				€154.233.526	€0

Tabla 16: Árbol binomial del valor del proyecto  $S_t$  y payoff al vencimiento de la opción de diferir. Escenario A (Elaboración propia)

A continuación, el segundo árbol muestra el valor de la opción  $C_t$  en cada nodo, obtenido por inducción hacia atrás, es decir, retropropagación. En el último periodo se iguala al payoff y, para periodos anteriores, se calcula como el valor esperado en medida neutral al riesgo descontado a la tasa libre de riesgo,  $C_{t-1} = \frac{p C_{up} + (1-p) C_{down}}{1+R_f}$ , donde  $p$  es la probabilidad neutral al riesgo.

El resultado es el valor, en el momento actual, de la flexibilidad de esperar ( $C_0 = 22,46$  M€), que cuantifica cuánto aporta la posibilidad de posponer la inversión hasta disponer de más información y ejecutar únicamente en los estados en los que el proyecto supera el coste de inversión. (ver Tabla 17)

C t=0	C t=1	C t=2	C t=3	C t=4
				€439.640.175
			€209.014.134	
		€99.369.691		€0
	€47.242.430		€0	
€22.460.039		€0		€0
	€0		€0	
		€0		€0
			€0	
				€0

Tabla 17: Árbol binomial del valor de la opción de diferir  $C_t$ . Escenario A (Elaboración propia)

→ Escenario B (con ayudas):

Con respecto a este caso, se calcula el payoff en vencimiento como el derecho a invertir solo si conviene, es decir,  $\max(S_N - I_0, 0)$  con  $I_0 = 396.25\text{M€}$ . Esto desplaza el umbral de ejercicio hacia abajo, donde existen más nodos en los que  $S_t$  supera el coste y, por tanto, aparecen payoffs positivos.

Por ejemplo, en  $t = 0$ , si  $S_0 = 419,25\text{M€}$ , el payoff de invertir hoy sería  $\max(419,25 - 396,25, 0) = 23\text{M€}$ , mientras que sin ayudas el mismo cálculo con  $I_0 = 700\text{M€}$  sería nulo. (ver Tabla 18)

t=0	t=1	t=2	t=3	t=4	Payoff N
				€1.139.640.175	€743.390.175
			€887.552.660		
		€691.226.707		€691.226.707	€294.976.707
	€538.327.901		€538.327.901		
€419.250.191		€419.250.191		€419.250.191	€23.000.191
	€326.512.377		€326.512.377		
		€254.288.095		€254.288.095	€0
			€198.039.767		
				€154.233.526	€0

Tabla 18: Árbol binomial del valor del proyecto  $S_t$  y payoff al vencimiento de la opción de diferir. Escenario B (Elaboración propia)

El resultado es el valor actual de la flexibilidad de esperar ( $C_0 = 109.2 \text{ M€}$ ), que, como se ha señalado previamente, mide el valor de poder retrasar la inversión hasta contar con más información y llevarla a cabo solo en aquellos escenarios en los que el proyecto resulta rentable frente al coste de inversión. (ver Tabla 19)

C t=0	C t=1	C t=2	C t=3	C t=4
				€743.390.175
			€500.967.295	
		€314.070.252		€294.976.707
	€188.135.736		€151.742.535	
€109.200.221		€77.611.026		€23.000.191
	€39.498.196		€10.934.772	
		€5.198.619		€0
			€0	
				€0

Tabla 19: Árbol binomial del valor de la opción de diferir  $C_t$ . Escenario B (Elaboración propia)

- Interpretación.

Aunque el VAN del proyecto bajo inversión inmediata sea negativo o de bajo valor, la opción de diferir es un factor importante porque permite no invertir cuando las condiciones son desfavorables y ejecutar únicamente en aquellos escenarios en los que  $S$  supera  $I_0$ .

De esta forma, se capturan los estados favorables y se limitan las pérdidas en escenarios adversos, incrementando el valor económico de la decisión de inversión.

- Valoración en función del valor de  $N$  para el caso con ayudas:

El parámetro  $N$  indica el tiempo máximo que se tiene para decidir si se invierte o no, aunque no es obligatorio esperar hasta el año  $N$  para ver ganancias.

En el árbol binomial, cada año se evalúa si conviene invertir en ese momento, o si es mejor esperar y valorar las ganancias futuras esperadas descontadas. Entonces, si las condiciones son buenas en un año anterior, se invierte antes y los ingresos empiezan a llegar desde ese momento.

Con respecto al caso con la subvención económico, se destaca:

Cuando  $N = 2$ , el valor inicial de la opción es  $C_0 = 77,61$  M€. Esto quiere decir que hay cierta libertad para esperar, pero no mucha, porque el tiempo para decidir es corto. Se interpreta que con  $N = 2$ , todavía se puede ganar si el mercado mejora pronto, pero si tarda en hacerlo, la opción pierde valor muy rápido.

Si  $N = 3$ , el valor sube a  $C_0 = 100,98$  M€. El aumento desde  $N = 2$  es grande porque tener un año más aumenta bastante la probabilidad de que situaciones intermedias o incluso negativas se conviertan en rentables antes de tiempo.

Si  $N = 4$ , el valor llega a  $C_0 = 109,20$  M€. La opción sigue subiendo porque tener más tiempo ayuda a aprovechar situaciones de recuperación más lentas, pero el aumento desde  $N = 3$  no es tan grande.

En resumen, los resultados dicen que cuanto mayor es  $N$ , mayor es el valor de la opción, porque hay más posibilidades de esperar y decidir en condiciones favorables. Sin embargo, el beneficio de seguir aumentando el tiempo es cada vez menor.

### 5.4.5. Opción de ampliar.

La opción de ampliar representa la flexibilidad de ejecutar una segunda fase de inversión para incrementar la capacidad de electrólisis de la sede de Huelva desde 400 MW hasta 1.000 MW.

Esta opción se interpreta como un derecho, y no una obligación, a realizar una inversión adicional en una fecha futura, una vez observada la evolución del valor económico del proyecto.

En el modelo, la ampliación se captura mediante:

- El factor de escala ( $m$ ), que refleja el aumento de producción al pasar de 60 kt/año a 150 kt/año, y por tanto un incremento proporcional del valor operativo del proyecto.

$$m = \frac{150}{60} = 2,5$$

- un coste incremental de ampliación  $K_{exp}$ , que representa el CAPEX adicional requerido para ejecutar la fase 2.

Se fija el momento de decisión en  $T_{exp} = 3$ , que, comparando con el calendario de escalado planeado para el proyecto, equivale a 2028.

El procedimiento para el análisis mediante esta opción es:

- Paso 0. Datos necesarios para el análisis.

PARÁMETRO	VALOR
$T_{exp}$	3
$S_0$	419250190,6€
$m$	2,50
$K_{exp}$	1.050.000.000€
$r$	2,50%
$u$	1,284025417
$d$	0,778800783
$p$	0,487306439

Tabla 20: Parámetros de entrada del modelo binomial para la opción real de ampliar (Elaboración propia)

- Paso 1. Construcción del árbol del subyacente hasta  $T_{exp}$ .

Se construye el árbol binomial del subyacente  $S_{t,j}$  hasta el año  $T_{exp}$ . En opciones reales,  $S_{t,j}$  representa el valor actual del proyecto sin ampliar en cada nodo, es decir, el valor presente de los flujos operativos esperados de la fase 1 teniendo en cuenta cómo evoluciona la variable incierta analizada.

- Paso 2. Valor en el nodo de decisión.

En el instante  $t = T_{exp}$ , se compara dos alternativas:

- ➔ No ampliar: mantener el proyecto tal como está.

$$V_{no} = S_{T_{exp},j} \quad (23)$$

- ➔ Ampliar: ejecutar el escalado y pagar el CAPEX incremental.

$$V_{sí} = m \cdot S_{T_{exp},j} - K_{exp} \quad (24)$$

Por tanto, el valor del proyecto en el nodo de decisión queda:

$$V_{T_{exp},j} = \max \left( S_{T_{exp},j}, m \cdot S_{T_{exp},j} - K_{exp} \right) \quad (25)$$

Esta expresión asegura que la ampliación solo se ejerce si crea valor, es decir, si el aumento de valor operativo compensa el coste incremental.

- Paso 3. Retropropagación y obtención de  $V_0$ .

Una vez definidos los valores en  $T_{exp}$ , se aplica la retropropagación del método binomial para descontar hacia atrás usando la probabilidad neutral al riesgo:

$$V_{t,j} = \frac{p V_{t+1,j} + (1-p) V_{t+1,j+1}}{1+r} \quad (26)$$

hasta llegar a  $t = 0$ , obteniéndose  $V_0$ , que es el valor del proyecto hoy incorporando la flexibilidad de ampliar.

- Resumen explicativo.

La primera tabla representa el árbol binomial del valor del proyecto  $S_t$  desde  $t = 0$  hasta  $t = 3$ . En la última columna se recoge la decisión de ampliación en la fecha de ejercicio. En cada nodo final se comparan las dos alternativas detalladas con anterioridad: no ampliar, es decir, mantener el valor del proyecto en ese estado o ampliar, es decir, pasar al valor del proyecto ampliado.

El valor que se muestra en dicha columna es el máximo entre ambas opciones, de forma que la ampliación solo se ejecuta si aporta más valor que continuar sin cambios.

Esto se observa claramente en el escenario más favorable es el nodo superior, donde el valor final aumenta hasta €1.168.881.651, mientras que en los estados menos favorables el valor final coincide con el del subyacente y, por tanto, no resulta rentable ampliar. (ver Tabla 21).

t=0	t=1	t=2	t=3	Valor en Texp
			€887.552.660	€1.168.881.651
		€691.226.707		
	€538.327.901		€538.327.901	€538.327.901
€419.250.191		€419.250.191		
	€326.512.377		€326.512.377	€326.512.377
		€254.288.095		
			€198.039.767	€198.039.767

Tabla 21: Árbol binomial del valor del proyecto  $S_t$  y valor en la fecha de ejercicio de la ampliación (Elaboración propia)

La segunda tabla muestra el árbol del valor del proyecto con flexibilidad  $V_t$ , calculado mediante inducción hacia atrás a partir de los valores determinados en Texp. En el último periodo,  $V$  coincide con el Valor en Texp de la tabla anterior y, para los periodos anteriores, el valor de cada nodo se calcula a partir del valor esperado de los dos nodos siguientes, uno de subida y otro de bajada, aplicando después el descuento al tipo libre de riesgo:  $V_{t,j} = \frac{p V_{t+1,j} + (1-p) V_{t+1,j+1}}{1+r}$ .

Al retroceder hasta el origen se obtiene  $V(t = 0) = €449.480.970$ , que representa el valor actual del proyecto incorporando la opción de ampliar. (ver Tabla 22).

V t=0	V t=1	V t=2	V t=3
			€1.168.881.651
		€824.976.393	
	€601.915.299		€538.327.901
€449.480.970		€419.250.191	
	€326.512.377		€326.512.377
		€254.288.095	
			€198.039.767

Tabla 22: Árbol binomial del valor del proyecto con opción de ampliación  $V_t$  (Elaboración propia)

- Interpretación.

Con los datos de entrada adoptados, se obtiene:

➔ Valor del proyecto con opción de ampliar:

$$V_0 \approx 449,48 \text{ M€}$$

➔ Valor de la opción de ampliar:

$$\text{Opción de ampliar} = V_0 - S_0 \approx 30,23 \text{ M€}$$

donde  $S_0$  es el valor del proyecto sin posibilidad de ampliación (fase 1).

Este resultado cuantifica el valor económico de mantener la flexibilidad de escalar capacidad. En escenarios favorables conviene ampliar, mientras que, en escenarios desfavorables, se mantiene la fase 1 sin ejecutar el CAPEX adicional, evitando pérdidas.

Si se combina con el escenario con ayudas, el proyecto queda con un margen económico más holgado:

$$V_0 - I_{0_{neto}} = 449,48 - 396,25 \approx 53,23 \text{ M€}$$

Esto muestra que la financiación pública no solo mejora la viabilidad inicial, sino que, junto con la opción de ampliar, permite aprovechar las oportunidades de crecimiento cuando el mercado evoluciona de forma correcta, sin empeorar de forma significativa el resultado en escenarios desfavorables.

## 5.5. Resultados globales.

Los resultados se presentan comparando:

1. VAN tradicional: valoración sin flexibilidad.
2. VAN con opciones reales:
  - Valor con opción de diferir.
  - Valor con opción de ampliar.

En el escenario base, donde no hay flexibilidad, la valoración por descuento de flujos se basa en un flujo de caja neto anual constante de 42,068 millones de euros durante el periodo de 2026 a 2045.

Al aplicar un descuento al WACC del 7,8%, se obtiene un valor presente total del proyecto de 419,25 millones de euros. Este valor representa el valor económico del activo si se lleva a cabo sin la capacidad de adaptar las decisiones.

Se han considerado dos escenarios distintos, sin y con ayudas, y se ha llevado a cabo una valoración a través de opciones reales en ambos casos para observar cómo varía el valor de la flexibilidad.

Sin embargo, el análisis final se enfoca en el escenario B (con ayudas). La razón es que este escenario representa de manera más precisa el contexto actual de inversión en hidrógeno verde, donde los proyectos suelen apoyarse en mecanismos de financiación pública que disminuyen el CAPEX neto y afectan la decisión de inversión.

Por lo tanto, aunque se mantiene la comparación como referencia, el escenario B se elige como el marco principal para interpretar los resultados, ya que es el más realista y representativo para extraer conclusiones aplicables.

Con la incorporación de ayudas económicas, el CAPEX relevante para la decisión deja de ser 700 M€ y pasa a un CAPEX neto de 396,25 M€. En estas condiciones, el VAN sin flexibilidad cambia de signo y se vuelve positivo, ya que el valor presente del proyecto en el escenario base es 419,25 M€, lo que implica un margen aproximado de 23,00 M€ si la decisión fuese invertir hoy sin falta.

Este resultado no es suficiente para dar por cerrada la decisión de inversión. Esto implica que la inversión se realiza de inmediato y que el proyecto se desarrolla tal y como está planificado, sin margen para ajustar decisiones si el entorno cambia.

A continuación, se introduce la flexibilidad directiva mediante opciones reales, utilizando un árbol binomial anual.

Se mantiene una tasa libre de riesgo del 2,5% y una volatilidad del 25% sobre el valor del proyecto, lo que conduce a los parámetros del árbol:  $u = 1,2840$ ,  $d = 0,7788$  y  $p = 0,4873$ .

Para la opción de diferir durante 4 años, se construye el árbol del activo subyacente y, al vencimiento, se valora el derecho a invertir únicamente si resulta beneficioso, aplicando el payoff  $\max(S_t - IO_{neto}, 0)$ .

En este escenario con ayudas, la reducción del CAPEX hace que el umbral de inversión sea menor y, por tanto, aparezcan más estados con ejercicio rentable que en el caso sin ayudas. Tras aplicar inducción hacia atrás, el valor actual de la flexibilidad de esperar se cuantifica en 109,20 M€, reflejando el valor económico de no comprometer la inversión hasta disponer de más información y poder evitar estados desfavorables. (ver Tabla 23)

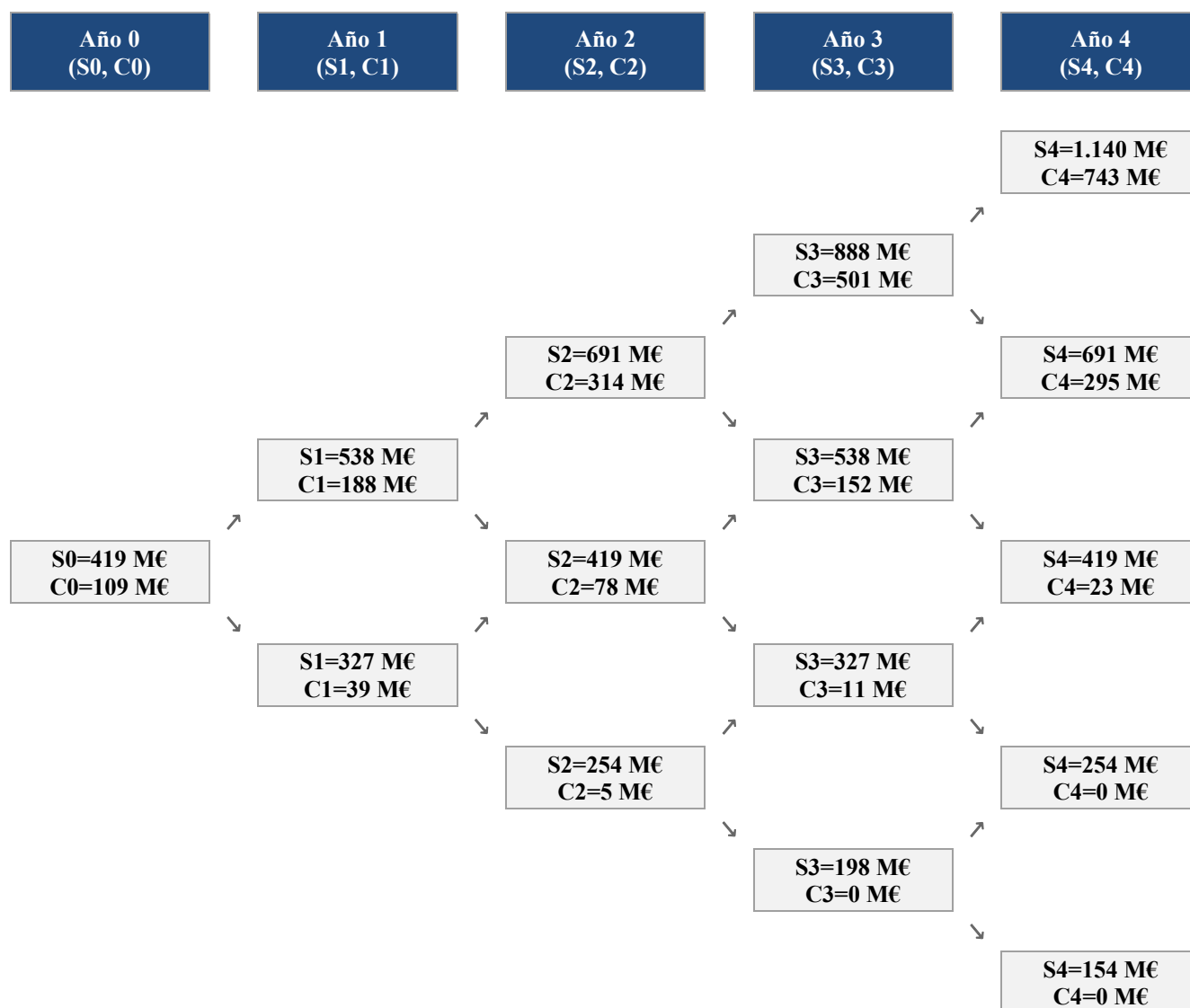


Tabla 23: Resumen del árbol binomial acerca de la opción de diferir (Elaboración propia)

Finalmente, se evalúa la opción de expansión como estrategia de crecimiento en un momento concreto,  $T_{exp} = 3$ , comparando si conviene mantener el proyecto original o proceder con la ampliación. En el instante de decisión, la expansión solo se activa bajo condiciones suficientemente favorables, por ejemplo, en el nodo superior se obtiene un valor en  $T_{exp}$  de 1.168,88 M€.

Al aplicar inducción hacia atrás del árbol, el valor del proyecto con la opción de expansión resulta ser 449,48 M€, lo que supone una prima de flexibilidad de 30,23 M€ respecto al caso sin opción. (ver Tabla 24)

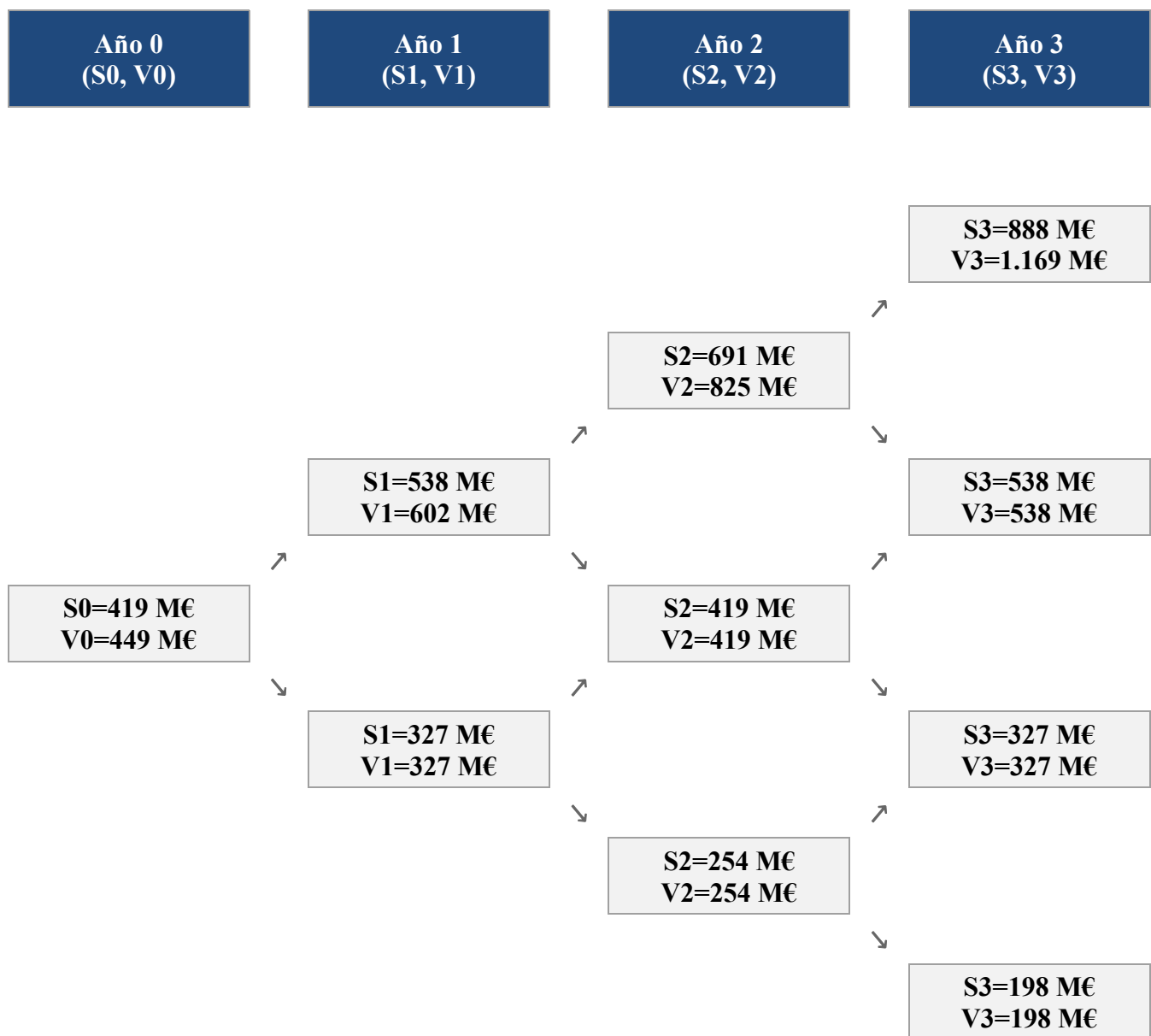


Tabla 24: Resumen del árbol binomial acerca de la opción de expandir (Elaboración propia)

En resumen, tanto la opción de diferir como la opción de ampliar incrementan el valor del proyecto.

La diferencia clave respecto al caso sin ayudas es que, en el escenario B, estas flexibilidades se aplican sobre una inversión que ya parte de una base económicamente viable con el enfoque estático.

Además, al considerar la posibilidad de expansión, el valor resultante del proyecto (449,48 M€) queda claramente por encima del CAPEX neto con ayudas (396,25 M€), lo que evidencia que el apoyo público consolida la rentabilidad esperada.

Así, en un marco realista con ayudas, la decisión no se reduce a invertir ahora o no, sino a cómo gestionar la incertidumbre. En conclusión, esperar permite reducir el riesgo en los escenarios menos favorables, mientras que ampliar ofrece la oportunidad de sacar mayor partido a los escenarios positivos y aumentar la creación de valor del proyecto.



## 6. CONCLUSIONES

---

**E**n este trabajo se destaca que el hidrógeno verde se está convirtiendo en un elemento clave en la transición energética. No solo ayuda a reducir emisiones, sino que también permite descarbonizar aplicaciones donde la electrificación directa no es viable. En Andalucía, iniciativas como el Valle Andaluz del Hidrógeno Verde son un claro ejemplo de este compromiso industrial y territorial. Establecen un nuevo eje productivo centrado en moléculas verdes y vinculan la expansión de energías renovables con una demanda energética limpia y manejable.

El Valle Andaluz del Hidrógeno Verde es el proyecto más grande del sector presentado en Europa y refuerza la apuesta de Moeve para liderar la producción de moléculas verdes, en especial de hidrógeno verde. Este proyecto contempla, en su conjunto, una inversión global superior a 3.000 millones de euros y se prevé la construcción de dos centros de producción de hidrógeno verde en los parques energéticos de Moeve situados en La Rábida (Palos de la Frontera, Huelva) y San Roque (Campo de Gibraltar, Cádiz). Ambas instalaciones alcanzarán una capacidad de electrólisis conjunta de 2 GW y podrán generar hasta 300.000 toneladas de hidrógeno verde al año, situando a Andalucía como una de las regiones europeas líderes en la producción de hidrógeno verde.

La conclusión no es solo tecnológica, sino también de toma de decisiones. Para que el hidrógeno verde se implemente con éxito, es esencial llevar a cabo análisis de viabilidad riguroso que traduzcan la incertidumbre en métricas económicas claras y comparables, permitiendo así justificar decisiones de inversión ante distintos contextos.

A lo largo del trabajo, se hace evidente la necesidad de dividir el proyecto en dos escenarios. Primero, el escenario A, que se lleva a cabo sin subvención económica, y el segundo, el escenario B, que incluye ayudas. Las subvenciones y los mecanismos públicos actúan como catalizadores que eliminan las barreras de entrada, aceleran el aprendizaje en la industria y acercan estos proyectos a condiciones de mercado, lo que hace que la decisión y el calendario de inversión sean mucho más viables.

Por último, la aportación metodológica más importante es que, además del enfoque clásico del estudio del VAN y TIR, se ha incorporado la lógica de opciones reales para capturar un elemento clave en los proyectos energéticos. Esta es la flexibilidad directiva, que permite esperar, adaptarse o escalar según la evolución del mercado. Esto transforma una decisión rígida en una estrategia más alineada con la realidad del hidrógeno verde.

Además, se conecta esta flexibilidad con el sistema eléctrico, donde el electrolizador no es solo una planta de producción, sino una carga flexible con potencial de apoyar la integración renovable y la estabilidad operativa.

En resumen, la enseñanza principal de este trabajo es que la calidad de una decisión no se trata de acertar un único valor futuro, sino de establecer un marco que permita tomar decisiones acertadas incluso cuando el entorno cambia. Este enfoque convierte el análisis económico en una herramienta de gestión y ofrece una metodología que se puede aplicar a otros desarrollos energéticos que requieren una gran inversión.



## 7. REFERENCIAS

- (BCG), T. B. (2011). *Evolución tecnológica y prospectiva de costes de las energías renovables. Estudio Técnico PER 2011-2020*. Madrid: IDAE.
- (MITERD), M. p. (2020). *Hoja de ruta del hidrogeno: una apuesta por el hidrogeno renovable*. Madrid: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD).
- Awad, M. (2024). *A review of water electrolysis for green hydrogen*. Alexandria: ELSEVIER.
- Bertuccioli, L. (2014). *Study on development of water electrolysis in the EU*. Lausanne: elementenergy.
- Cerqueda, M. R. (2023). *El hidrógeno verde, ¿burbuja o una realidad energética? Analizando la rentabilidad del sector*. Barcelona: UNIE.
- CFI Team. (s.f.). *Discounted Payback Period*. Recuperado el 22 de Octubre de 2025, de Corporate Finance Institute: <https://corporatefinanceinstitute.com/resources/valuation/discounted-payback-period/>
- Chen, J. (16 de 06 de 2025). *investopedia*. Obtenido de investopedia: [https://www.investopedia.com/terms/p/profitability.asp?utm\\_source=](https://www.investopedia.com/terms/p/profitability.asp?utm_source=)
- Deane, S. (2024). *Private markets: Governance issues rise to the fore: Based on a global survey of CFA Institute members*. CFA Institute.
- DOGLIANI, A. N. (2022). *Tool to assess the cost of hydrogen considering its supply chain*. Stockholm: KTH ROYAL INSTITUTE OF TECHNOLOGY.
- Enagas. (2025). *Infraestructuras de hidrogeno de España*. En Enagas, *Infraestructuras de hidrogeno de España* (pág. 8). Madrid: enagas.
- García, A. (2025). *Analysis of events leading to the peninsular blackout of April 28, 2025*. En A. García, *Analysis of events leading to the peninsular blackout of April 28, 2025* (pág. 64). Compass Lexecon and INESC TEC.
- Halbrendt, L. E., & Melhus., I. K. (2024). *Investment in a Green Hydrogen Production Plant Providing Ancillary Services: a Real Option Approach*. Trondheim.: Norwegian University of Science and Technology (NTNU).
- Knight., J. D. (24 de 03 de 2022). *OpenStax*. Obtenido de OpenStax.: <https://openstax.org/books/principles-finance/pages/16-summary>
- Lars Erik Lunde Halbrendt, M. L. (2025). *The impact of ancillary services in green hydrogen investment valuation*. *European Journal of Operational research*, 16.
- Mascareñas, J. (2007). *Opciones reales en la valoración de proyectos de inversión*. Madrid: Universidad Complutense de Madrid .
- Mascareñas, J. (2010). *Opciones Reales: Introducción*. En *Monografías de Juan Mascareñas sobre Finanzas Corporativas* (págs. 1-18). Madrid: Universidad Complutense de Madrid .
- MOEVE. (16 de 06 de 2025). *MOEVE*. Obtenido de MOEVE: <https://www.moeveglobal.com/es/prensa/moeve-perte-erha-hidrogeno-verde-andalucia>
- MOEVE. (2025). *Valle andaluz del hidrogeno verde*. En MOEVE, *Valle andaluz del hidrogeno verde* (pág. 19). MOEVE-CEPSA.
- Moeve, E. (2024). *Financiación y planificación*. Obtenido de Moeve: <https://www.moeveglobal.com/es/negocios/commercial-clean-energies/hidrogeno-verde/valle-andaluz/financiacion-y-planificacion>

- Perez-Iñigo, J. M. (2014). *Opciones reales y gestión de empresas. La importancia de la flexibilidad y el riesgo en la valoración*. Madrid: AECA.
- Pindyck, A. D. (1994). *Investment Under Uncertainty*. Princeton: Princeton University Press.
- Química, I. (18 de Julio de 2025). *El 'Valle Andaluz del Hidrógeno Verde' ultima detalles para arrancar su construcción antes de finalizar 2025*. Obtenido de Industria Química: <https://www.industriaquimica.es/noticias/20250718/-valle-andaluz-hidrogeno-verde-ultima-detalles-arrancar-su-construccion-antes-finalizar-2025#:~:text=La%20planta%20Moeve%20Onuba%2C%20que,toneladas%20de%20CO%E2%82%82%20al%20a%C3%B1o>
- Rafael Cossent, T. G. (2023). *Examinando los factores de éxito para el desarrollo del hidrógeno en España*. Madrid: ICADE.
- Red electrica. (2024). *57% of the electricity generated in Andalusia in 2023 came from renewable sources*. Sevilla: Red Electrica.
- Redeia. (18 de Marzo de 2025). *Red Electrica*. Obtenido de Red Electrica: <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2025/03/la-produccion-renovable-crece-en-Espana-un-10-3-por-ciento-2024-alcanza-mayores-registros?>

