



UNIVERSITAT DE
BARCELONA

Almacenamiento químico de energía eólica: producción de hidrógeno

Autor: Li Tian

Tutor: Dr. Cristian Fábrega Gallego

Curso académico: 2019/2020

Máster en Energías Renovables y
Sostenibilidad Energética

INDICE

1. Introducción.....	2
1.1 Objetivos.....	2
1.2 Metodología.....	3
2. Sistema de generación eléctrico eólico	3
2.1 Selección del lugar para la planta de energía eólica.....	4
2.2 Análisis del viento	5
2.2.1 Distribución de probabilidad de Weibull	5
2.2.2 Estimar el valor de (k, c) mediante el método de mínimos cuadrados.....	6
2.2.3 Cálculo de los parámetros (k, c) y resolución de la distribución de probabilidad de Weibull.....	7
2.2.4 Distribución vertical de la velocidad del viento.....	9
2.2.5 Distribución vertical de la densidad media de energía eólica.....	11
2.3 Elección de una turbina eólica adecuada.....	12
2.3.1 Calculo de la potencia media $\langle P \rangle$, el factor de carga (FC) y el rendimiento estacional del aerogenerador (η_{EST}) :.....	13
3. Sistemas de producción de hidrógeno.....	16
3.1 Análisis de la energía excedentaria.....	16
3.2 Selección de un electrolizador adecuado	19
4. Análisis económico	21
4.1 Coste total del sistema de parque eólico.....	21
4.1.1 Inversión CAPEX de parque eólico.....	22
4.1.2 Inversión OPEX del parque eólico.....	23
4.1.3 LCOE y la recuperación de inversión del parque eólico	23
4.2 Coste total del sistema de electrolizadores	24
4.2.1 Inversión CAPEX de electrolizadores	24
4.2.2 Inversión OPEX de electrolizadores	25
4.2.3 Coste del hidrógeno.....	25
4.2.4 Plazo de recuperación del sistema electrolizadores	26
5. Conclusión	27
6. Abstract.....	29
7. Bibliografía	30
8. Anexos.....	32

1. Introducción

Actualmente el clima global es cada vez más cálido y la crisis energética se está agravando gradualmente. En 2015, los 195 estados miembros de las Naciones Unidas firmaron la Convención *Marco de París sobre el Cambio Climático COP21*. Es por ello por lo que, en el futuro, el enfoque del desarrollo energético se basará principalmente en las energías renovables y sostenibles. Sin embargo, en la actualidad, la energía eólica, fotovoltaica y otras energías renovables tienen una fuerte volatilidad en sus propiedades de generación de energía. Existe una incapacidad a corto plazo para absorber la generación de energía eólica y fotovoltaica desde la red eléctrica. Este fenómeno se conoce como electricidad limitada, y ocurre cuando una parte de la electricidad de toda la producción de energía no puede ser entregada por la red eléctrica. La reducción de la electricidad también aumentará con el rápido incremento de instalaciones de generación de energía renovable. Incluso considerando los efectos de reducción de picos y llenado de valles de los equipos de almacenamiento de energía, el sobrante de la energía eólica y fotovoltaica seguirá siendo considerable. *IHS Markit* predice que este excedente de energía eólica y fotovoltaica en Europa alcanzará los 120 mil millones de kWh en 2030 y los 200 mil millones de kWh en 2050^[1].

Por lo tanto, el establecimiento de un dispositivo de electrólisis de agua para utilizar la electricidad limitada y convertirla en almacenamiento hidrológico podría resolver eficazmente este problema. Al mismo tiempo, también podría estimular el desarrollo económico local y crear ciertos puestos de trabajo, y así poder lograr el objetivo de neutralidad de carbono.

En el mundo actual, la transición de la energía a las tecnologías bajas en carbono es el principal objetivo en la política de muchos países del mundo. Por este motivo, los países y las organizaciones internacionales han formulado una serie de estrategias para reducir las emisiones de dióxido de carbono. Por ejemplo, la Unión Europea planea lograr cero emisiones netas de dióxido de carbono para 2050. En este caso, el hidrógeno podría desempeñar un papel importante en la transición a la tecnología con bajas emisiones de carbono. Como portador de energía eficiente, el hidrógeno ha recibido cada vez más atención en los últimos años. Su alta densidad energética, combustión no contaminante y amplia gama de materias primas podrían hacer que tenga un gran desarrollo en el futuro.

1.1 Objetivos

El objetivo para este proyecto es diseñar una planta de energía eólica con una escala de aproximadamente 50MW de producción real. Ya que la energía eólica se ve afectada por la estacionalidad y la demanda de electricidad del país va fluctuando en tiempo real, es necesario establecer dispositivos de electrólisis de agua para convertir el exceso de electricidad en almacenamiento de hidrógeno durante temporadas de abundancia de viento, por ejemplo. Posteriormente se deberá transportar esta parte de hidrógeno a través de fuentes naturales, por ejemplo, mediante gasoductos para maximizar el uso de los recursos eólicos y reducir los residuos.

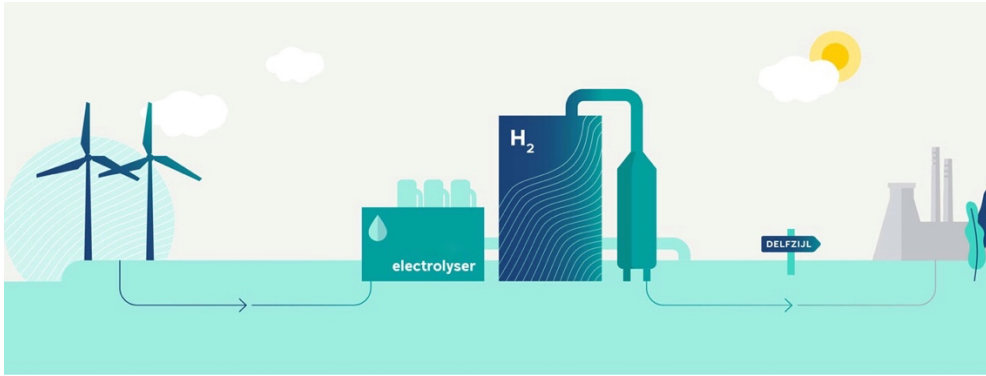


Figura 1. Electrolizador con conexión directa a parque eólico^[2]

El objetivo final es estimar la producción de hidrógeno en el sistema descrito, calculando el coste de producción de dicha parte de hidrógeno para compararla con el precio del hidrógeno en el mercado actual, con el fin de evaluar la viabilidad del plan desde un punto de vista económico.

1.2 Metodología

Se ha buscado una localidad para instalar un parque eólico aproximadamente adecuado según la ubicación geográfica, los recursos eólicos, las rutas de los gasoductos de gas natural y otros factores. Posteriormente se ha usado la función de probabilidad Weibull para clasificar y analizar los datos del viento en el área durante los últimos 20 años, estableciendo una distribución del viento en el mapa y seleccionando el generador de viento apropiado y calculando la potencia de salida específica. Existe una diferencia entre la producción de electricidad mensual y la electricidad transmitida a la red, y esta parte de la diferencia es la energía excedentaria mensual estimada. Después de eso, se ha seleccionado el electrolizador correspondiente y se ha mirado que el hidrógeno producido por el electrolizador se pueda inyectar en el gasoducto local, ya que el gasoducto se puede mezclar con gas natural en cierta proporción. Finalmente, el coste unitario de producción de hidrógeno del sistema se ha obtenido estimando el coste de construcción del dispositivo electrolizador CAPEX y los costes de operación y mantenimiento OPEX.

2. Sistema de generación eléctrico eólico

La energía eólica es un tipo de energía renovable. A diferencia de la energía fósil, que emite una gran cantidad de gases de efecto invernadero y causa contaminación, la energía eólica no genera contaminación ni emisiones. Una planta de energía eólica hace referencia a una planta de energía que utiliza energía eólica para generar electricidad y está compuesta por múltiples aerogeneradores. En 2020, la energía eólica se ha convertido en la segunda fuente de generación de energía de España; más del 20% de su consumo de energía proviene de la energía eólica^[3]. En el futuro, se prevé que la energía eólica se convierta en la principal tendencia de desarrollo de energías renovables junto con la energía fotovoltaica.

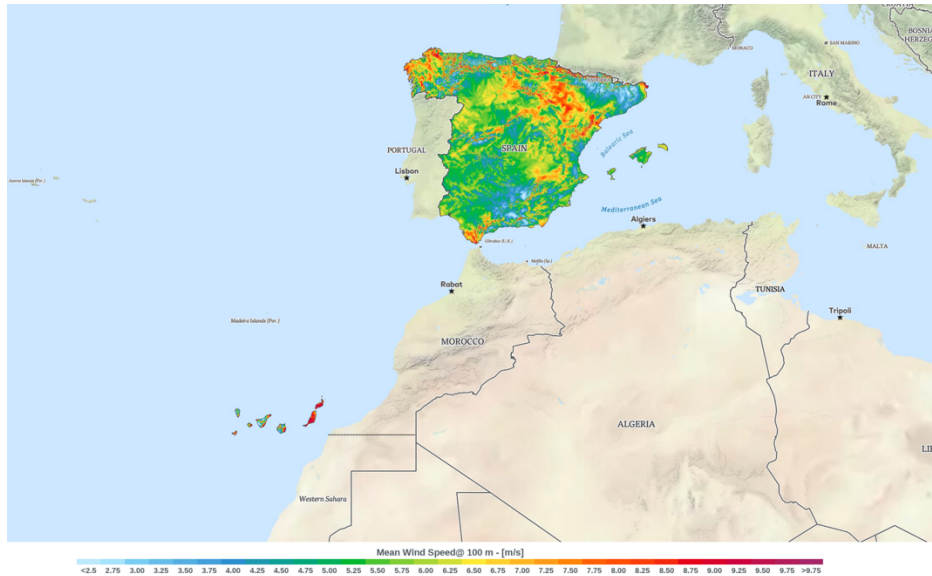


Figura 3. Mapa de distribución de los recursos eólicos en España [5]

2.2 Análisis del viento

Para obtener una generación de energía específica desde una central eólica, primero es necesario analizar y predecir los recursos eólicos de la zona. Sin embargo, el pronóstico del viento en sí mismo está lleno de aleatoriedad y contingencia, lo que provocará directamente una desviación del pronóstico de la producción de la energía eólica. La desviación resultante es en función del rango de tiempo, es decir, la desviación generada por un número infinito de datos descritos por un número limitado de datos de muestra. Sin embargo, en la escala espacial, el error también depende de la orientación del aerogenerador y del número de aerogeneradores que constituyen el parque eólico. Según el cálculo, el rango de error variará significativamente con el número de aerogeneradores. Cuando haya solo una turbina eólica, el rango de error será mayor que cuando esté compuesto por un grupo de turbinas eólicas. Por tanto, podemos concluir que, en la recogida de energía en un parque eólico, el error de salida de cada aerogenerador se puede compensar entre sí, reduciendo así el valor absoluto del error de recogida global. El parque eólico involucrado en el modelo de generación de energía en este proyecto es de hasta 50MW y constará de muchas turbinas eólicas, por lo que tales errores no serán considerados.

2.2.1 Distribución de probabilidad de Weibull

Cómo predecir con precisión la velocidad del viento es un tema importante en el inicio de la construcción de un parque eólico. Los experimentos han demostrado que la velocidad del viento sigue aproximadamente la distribución de la función de densidad de probabilidad de Weibull. Es decir, la función puede determinar la distribución de la velocidad del viento en un período de tiempo (por ejemplo, un año). La función de densidad de probabilidad $p(v)$ correspondiente a la ley de Weibull depende de dos parámetros (k , c), dando lugar a la siguiente expresión:

$$p(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (1)$$

En donde:

v : velocidad del viento (m/s)

$p(v)$: función densidad de probabilidad de Weibull

c : factor de escala (m/s), valor que suele ser próximo a la velocidad media

k : factor de forma que caracteriza la asimetría o sesgo de la función de probabilidad

La función Weibull permite que cualquier velocidad del viento v pueda calcular la probabilidad $p(v)$ de su ocurrencia. Por lo tanto, siempre que se den los parámetros de distribución de Weibull (k , c), las características de distribución de la velocidad del viento se determinarán inmediatamente y también se determinará la distribución de probabilidad de la energía eólica.

2.2.2 Estimar el valor de (k , c) mediante el método de mínimos cuadrados

En este proyecto se ha usado el método de mínimos cuadrados para estimar los valores de k y c . Para mostrar los datos de un número limitado de velocidades mediante la medida del viento, existe una diferencia entre el valor de la velocidad del viento medida de un número limitado de muestras extraídas de una población infinita y el valor promedio general. Esta diferencia es un error de muestreo. Por lo tanto, para revelar una situación más cercana a la situación real, se minimiza la suma de cuadrados del error y se obtiene la derivada parcial del parámetro a estimar calculando la suma del error cuadrático y se pone a cero para obtener la estimación del parámetro. La frecuencia acumulada F de la velocidad V viene dada por:

$$F(v \leq V) = \int_0^V p(v)dv = 1 - e^{-\left(\frac{V}{c}\right)^k} \quad (2)$$

Se ha tomado el logaritmo de la función de distribución (2) dos veces y se ha convertido a forma lineal:

$$\ln \{-\ln [1 - F(v)]\} = k \ln v - k \ln c \quad (3)$$

Se ha dividido la velocidad del viento observada en n intervalos de velocidad del viento, $0 \sim v_1, v_1 \sim v_2, \dots, v_{n-1} \sim v_n$. Se ha contado la frecuencia f_1, f_2, \dots, f_n y la frecuencia acumulada de las observaciones de la velocidad del viento en cada intervalo $p_1 = f_1, p_2 = p_1 + f_2, \dots, p_n = p_{n-1} + f_n$. Posteriormente se ha procedido al ajuste por mínimos cuadrados a la recta: $y = A x + B$, en donde [6]:

$$x_i = \ln v_i \quad (4)$$

$$y_i = \ln [-\ln (1 - p_i)] \quad (5)$$

Calculados los valores de A y B , los parámetros de Weibull se obtienen según:

$$c = e^{-\left(\frac{B}{A}\right)} = \exp \frac{-\left(\sum_{i=1}^n x_i^2 \sum_{i=1}^n y_i - \sum_{i=1}^n x_i \sum_{i=1}^n x_i y_i\right)}{-\sum_{i=1}^n x_i \sum_{i=1}^n y_i + n \sum_{i=1}^n x_i y_i} \quad (6)$$

$$k = A = \frac{-\sum_{i=1}^n x_i \sum_{i=1}^n y_i + n \sum_{i=1}^n x_i y_i}{n \sum_{i=1}^n x_i^2 - \left(\sum_{i=1}^n x_i\right)^2} \quad (7)$$

2.2.3 Cálculo de los parámetros (k, c) y resolución de la distribución de probabilidad de Weibull

Basándonos en los datos del viento obtenidos de la estación meteorológica de La Coruña (Latitud: 432157N, Longitud: 082517W) [7], modelaremos el viento en el área. Se ha seleccionado la velocidad media diaria del viento de La Coruña (altura de medición z = 10m) en los últimos 20 años (desde 01.01.2000 hasta 31.12.2019) como datos brutos para el cálculo y se han utilizado los datos de velocidad del viento observado (7035) según el método de la sección explicado en el punto 2.2.2 dividido en 12 intervalos, obteniendo la siguiente Tabla 1:

Tabla 1. El tratamiento estadístico de los datos del viento

Intervalos de la clase	Centro de Clase	Frecuencia de la clase	Frecuencia Relativa	Frecuencia Relativa Acumulada	Frecuencia Relativa Acumulada
				"Menor o igual que"	"Mayor que"
	Vi (m/s)	Ni (días)	fi= ni / N	Fi	Fi' = 1 - Fi
0 ≤ v ≤ 1	0.5	177	0.0242	0.0242	0.9758
1 ≤ v ≤ 2	1.5	1165	0.1595	0.1837	0.8163
2 ≤ v ≤ 3	2.5	1500	0.2053	0.3890	0.6110
3 ≤ v ≤ 4	3.5	1678	0.2297	0.6188	0.3812
4 ≤ v ≤ 5	4.5	1266	0.1733	0.7921	0.2079
5 ≤ v ≤ 6	5.5	664	0.0909	0.8830	0.1170
6 ≤ v ≤ 7	6.5	506	0.0693	0.9522	0.0478
7 ≤ v ≤ 8	7.5	189	0.0259	0.9781	0.0219
8 ≤ v ≤ 9	8.5	113	0.0155	0.9936	0.0064
9 ≤ v ≤ 10	9.5	29	0.0040	0.9975	0.0025
10 ≤ v ≤ 11	10.5	11	0.0015	0.9990	0.0010
11 ≤ v ≤ 12	11.5	7	0.0010	1.0000	0.0000
Total		N = 7305			

El conjunto de datos (xi, yi) se ha obtenido mediante la fórmula (4) (5). Se ha utilizado (xi, yi) como eje de coordenadas para dibujar la curva $\ln v_i = \ln [-\ln (1 - F(v))]$. El ajuste es como se muestra en la línea recta $Y = 2.0804X - 2.9733$.

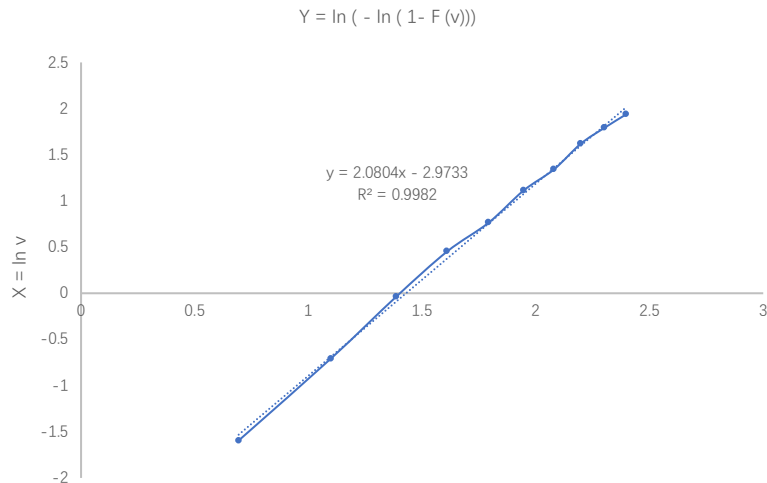


Figura 4. Gráfico de líneas ajustado por el método de mínimos cuadrados

Entre ellos, el coeficiente de correlación r representa el grado de combinación de la relación funcional y linealidad entre las dos variables $r \in [-1,1]$. $|r| \rightarrow 1$ significa que x/y tienen una buena relación lineal. Aquí $r^2 = 0,9982$ indica que el grado compuesto de función y linealidad es alto y el error es pequeño, es decir, la confiabilidad de la distribución de Weibull obtenida es alta

Los parámetros (k, c) de la función de Weibull a la altura $z = 10$ m en la posición de medición de la velocidad del viento se pueden obtener mediante las fórmulas (6) y (7), y los resultados se pueden añadir a la fórmula (1) para obtener la velocidad del viento curva de Weibull a esta altura. Combinado con la distribución de frecuencia de la velocidad del viento, tenemos:

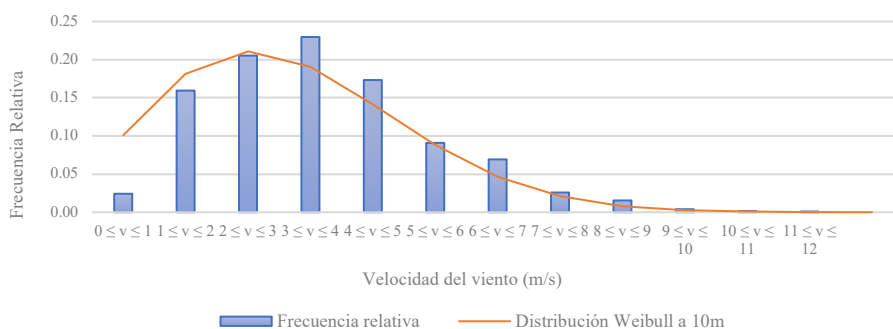


Figura 5. Gráfico con la frecuencia relativa de las velocidades de viento para un periodo (desde 01.01.2000 hasta 31.12.2019) y la distribución de Weibull a 10m de altura

Se puede observar que el intervalo de distribución del viento tiene la forma de un pico de montaña, a medida que la velocidad del viento aumenta entre $0 \sim 4$ m/s, la frecuencia de

ocurrencia también aumenta, es decir, la probabilidad aumenta. Cuanto mayor sea la potencia eólica después de 4 m/s, menos frecuente será la ocurrencia, es decir, menor será la probabilidad de ocurrencia.

2.2.4 Distribución vertical de la velocidad del viento

Los principales factores que inciden en el cambio de velocidad del viento con la altura son las turbulencias de origen mecánico y térmico. El primero es causado por desniveles en el terreno (terreno, topografía, obstáculos y asperezas), y el segundo es causado por el gradiente vertical de temperatura del aire. La influencia del gradiente de temperatura del aire hasta cien metros es pequeña, por lo que se podría aceptar en esa situación. Según la ley de Weibull, un aspecto importante de la predicción de la distribución de velocidades de cualquier altura z es poder determinar los parámetros (k, c) de esa altura a partir del conocimiento de los parámetros de otra altura. Justus y Mikhail han desarrollado las siguientes expresiones de experiencia: [8]:

$$\left. \begin{aligned} k' &= k \left(\frac{1 - 0.088 \ln \left(\frac{z}{10} \right)}{1 - 0.088 \ln \left(\frac{z'}{10} \right)} \right) \\ c' &= c \left(\frac{z'}{z} \right)^\beta \end{aligned} \right\} \quad (8)$$

en donde el coeficiente β viene dado por la expresión:

$$\beta = \frac{0.37 - 0.088 \ln c}{1 - 0.088 \ln \left(\frac{z}{10} \right)} \quad (9)$$

k, k' : corresponden a los parámetros de forma para las alturas z y z' respectivamente
 c, c' : corresponden a los parámetros de escala para las alturas z y z' respectivamente (m/s)

Al poner los datos de (k, c) de la altura 10m en las fórmulas (8) (9), podemos obtener los valores del parámetro de Weibull del área de 60m a 100m a intervalos de 5m ^(Anexos 1). A partir de esto, se puede dibujar el mapa de distribución de probabilidad de la velocidad del viento y la altura correspondiente:

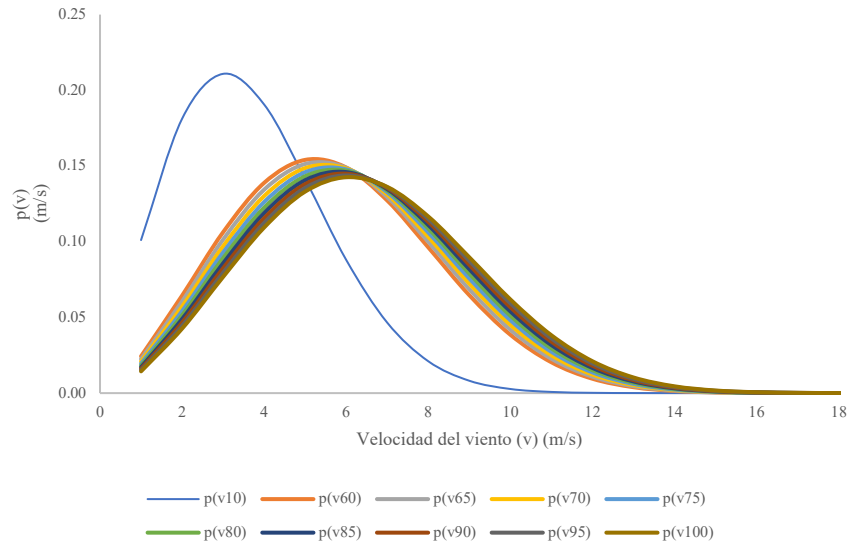


Figura 6. Densidad de probabilidad de Weibull para la velocidad del viento para diferentes alturas

En el gráfico podemos observar que, a medida que aumenta la altura, el pico de la curva se desplaza hacia la derecha y aumenta la probabilidad de alta velocidad del viento. La disminución del pico indica que la dispersión de la velocidad del viento en relación con su velocidad promedio del viento disminuye, y su distribución de probabilidad es más uniforme.

Para la velocidad media $\langle v \rangle$, tenemos:

$$\langle v \rangle = \int_0^{\infty} vp(v)dv = c\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (10)$$

En donde $\Gamma(x)$ es la denominada función gamma.

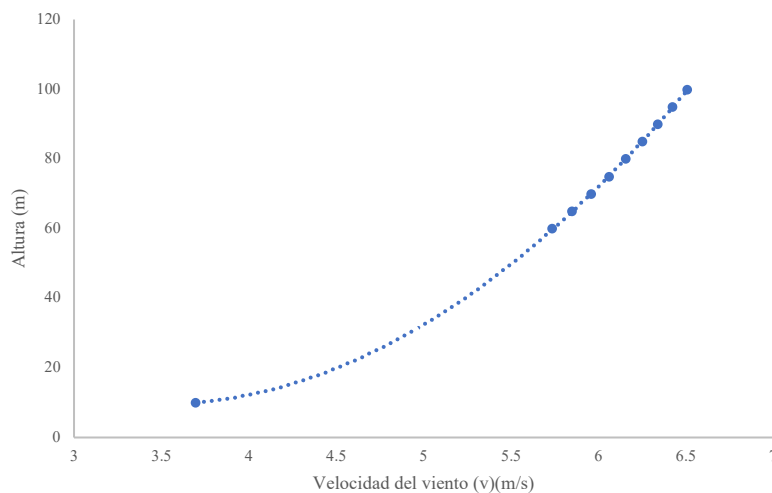


Figura 7. Distribución de la velocidad del viento en dirección vertical

Como podemos ver, a medida que aumenta la altura, la velocidad media del viento aumenta linealmente. Esto se debe principalmente a que a medida que abandonamos el suelo, la influencia del rozamiento disminuye, por lo que la velocidad del viento tiende a aumentar.

Por lo tanto, existe un gradiente de velocidad con la altura, que se denomina distribución vertical de la velocidad del viento.

2.2.5 Distribución vertical de la densidad media de energía eólica

La densidad de energía eólica $\langle Pd \rangle/A$, se refiere a la cantidad de energía eólica cuando el aire fluye verticalmente a través de una unidad de área en una unidad de tiempo. Es la cantidad más conveniente y valiosa para describir el potencial de energía eólica de un lugar. Dado que la velocidad del viento cambia en cada momento en realidad, un cierto valor de velocidad del viento instantáneo no se puede usar para calcular la densidad de energía eólica, por lo que reemplazamos la velocidad instantánea con la velocidad promedio durante un período de tiempo (generalmente al menos un año) para obtener la energía eólica media en la densidad del área $\langle Pd \rangle/A$:

$$\frac{\langle Pd \rangle}{A} = \frac{1}{2} \rho c^3 \Gamma \left(1 + \frac{3}{k} \right) \quad (11)$$

Se puede ver en la fórmula anterior que la densidad promedio de energía eólica está relacionada linealmente con la densidad del aire ρ . Para corregir la influencia de la temperatura y la altitud en la densidad, se puede usar una expresión aproximada:

$$\rho = 1.225 \left(\frac{288}{t + 273} \right) e^{-\left(\frac{h}{8435} \right)} \quad (12)$$

En donde: ρ es la densidad del aire (kg/m^3), t es la temperatura en grados centígrados ($^{\circ}\text{C}$), h es la altura sobre el nivel del mar (m).

Por lo tanto, el aire frío tiene una densidad de potencia más alta que el aire caliente. De manera similar, dado que la densidad del aire disminuye a medida que disminuye la altura, las ubicaciones cercanas al nivel del mar tendrán una densidad de potencia más alta que las ubicaciones más altas. Según los datos, la altitud media en La Coruña es de 22m, y la temperatura media detectada a lo largo de los años es de 15.14°C ^[9]. Combinando las fórmulas (11) y (12), con dichos datos se puede calcular el valor promedio de densidad de energía eólica de 60m a 100m en el área, tal y como se muestra a continuación.

Tabla 2. Distribución de la energía eólica disponible a diferentes alturas.

Altura	10m	60m	65m	70m	75m	80m	85m	90m	95m	100m
Clase de viento	S	S	S	S	IV	IV	IV	IV	IV	IV
El potencial eólico disponible. (W/m^2)	56.7	182.4	192.3	201.9	211.2	220.4	229.4	238.1	246.8	255.2
La velocidad media. (m/s)	3.7	5.7	5.9	6.0	6.1	6.2	6.3	6.3	6.4	6.5

La clasificación del viento permite ver más claramente el potencial del viento utilizable a diferentes alturas^[10].

Tabla 3. La clasificación del viento.

clases		I	II	III	IV	S
V_{ref}	(m/s)	50	42.5	37.5	30	Valores que especificar por el proyectista
V_{ave}	(m/s)	10	8.5	7.5	6	
I_{15}	(-)	0.18	0.18	0.18	0.18	
a	(-)	2	2	2	2	

V_{ref} Velocidad máxima en 10 minutos con periodo de retorno de 50 años.
 V_{ave} Velocidad promedio anual a la altura del centro del rotor.
 I_{15} Valor característico de la intensidad de turbulencia a 15 m/s
a Parámetro usado para cálculo de desviación estándar en el modelo normal de turbulencia

Con la Tabla 2 Se puede ver que el potencial eólico disponible en la dirección vertical aumentará con el aumento de altura, por lo que elegir una altura de trabajo adecuada de la turbina eólica puede aumentar efectivamente la producción de energía eólica.

2.3 Elección de una turbina eólica adecuada

Un aerogenerador es un dispositivo eléctrico que convierte la energía del viento en energía mecánica y de la energía mecánica en energía eléctrica. Dependiendo del tamaño, una central eólica puede estar formada por docenas o cientos de aerogeneradores. Por lo tanto, para alcanzar la demanda de generación de energía de 50MW requerida por el diseño en este TFM, se puede seleccionar un aerogenerador adecuado en combinación con la distribución de la densidad de energía eólica local disponible.

A continuación, se muestran seis conjuntos de aerogeneradores de diferentes modelos y potencias y, comparando los datos clave, se selecciona finalmente un generador adecuado.

Tabla 4. Opciones de las turbinas

Opciones	Modelo	Potencia nominal	Fabricante
1	ATB 500.54	500 kW	ATB Riva Calzoni SpA
2	GW87/1500	1500 kW	Goldwind
3	AM 1.5/92	1500 kW	Aerovide
4	WTU2.5/100	2500 kW	Fuhrländer Windtechnology LLC
5	WTU3.0/132	3000 kW	Fuhrländer Windtechnology LLC
6	WTU2.0/93	2050 kW	Fuhrländer Windtechnology LLC

Para simplificar el modelo, simplemente consideramos los siguientes factores para seleccionar la turbina:

- Teniendo en cuenta los costes de instalación, los costes de transporte, los costes de mantenimiento y el espacio del sitio, etc., la cantidad de turbinas no debe ser demasiado elevada.

- b) Altura de la góndola (el buje) debe corresponderse con la altura Z .
- c) La velocidad nominal V_N es lo más cercana posible a la velocidad V_{mp} a la altura del buje (V_{mp} se define como la velocidad cuya contribución a la densidad de energía eólica disponible sea máxima, o lo que es equivalente aquella velocidad para la cual la potencia eólica asociada presenta la máxima contribución a la energía total para un período de tiempo considerado).
- d) Cuanto mayor sea el rendimiento estacional del aerogenerador (η_{EST}) y el factor de carga (FC), más adecuada se considerará una turbina eólica porque puede lograr una mayor eficiencia y operar a una potencia cercana a la potencia nominal.

2.3.1 Cálculo de la potencia media $\langle P \rangle$, el factor de carga (FC) y el rendimiento estacional del aerogenerador (η_{EST}):

Para seleccionar una turbina eólica adecuada, es necesario calcular y comparar varios parámetros clave del generador. Debido a las características del aerogenerador, el motor arrancará cuando la velocidad del viento alcance la velocidad de arranque (v_A), y la velocidad del rotor aumentará a medida que aumenta el viento hasta alcanzar la velocidad nominal (v_N). En este momento, el sistema de ajuste y control puede garantizar que la potencia de la turbina eólica permanezca constante e igual al valor de potencia nominal dentro de todo el rango de velocidad del viento entre la velocidad nominal (v_N) y la velocidad de desconectada (v_D). Cuando el viento continúa aumentando más allá de la velocidad límite, estos sistemas de ajuste y control detendrán el rotor para proteger la integridad de la máquina.

Por lo tanto, podemos comparar y seleccionar de manera integral la mejor opción calculando la salida de generación de energía y la eficiencia de generación de energía de cada opción. Tomando la opción 1 como ejemplo, el cálculo de la potencia media $\langle P \rangle$, el factor de carga (FC) y el rendimiento estacional del aerogenerador (η_{EST}) de la turbina a una altura de 60m.

La curva de potencia $P(v)$ del aerogenerador ATB 500.54 la proporciona el fabricante del aerogenerador y se mide en condiciones atmosféricas estándar ISO (15°C, 1013 mbar)^[11], por lo que podemos dibujar $p(v)$ - $P(v)$ Gráfico de la altura $Z = 60m$:

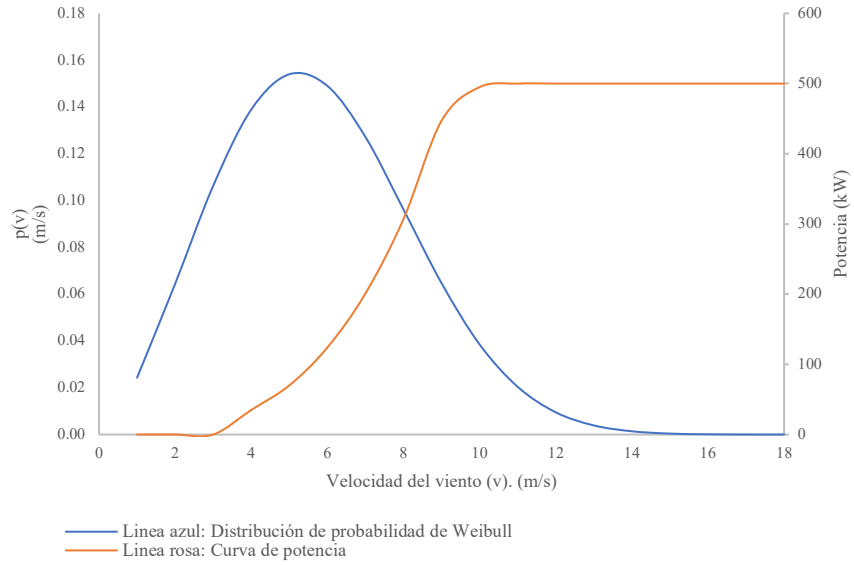


Figura 8. Curva $p(v)$ - $P(v)$ a una altura de 60m de Opción 1.

Se ha definido E como la energía producida en un período de tiempo T , y la potencia promedio $\langle P \rangle$ se ha definido como la potencia que debe producir la turbina eólica en todo el período de tiempo T . Por lo tanto:

$$\langle P \rangle = \frac{E}{T} = \int_{v_A}^{v_N} p(v)P(v)dv + P_N \int_{v_N}^{v_D} p(v)dv \quad (13)$$

El factor de carga (factor de capacidad) (FC) se define como la relación entre la energía útil (E) generada por el aerogenerador en un período de tiempo y la energía útil que se generaría en él si se operara continuamente durante ese período de tiempo, donde P_N es la potencia llamada estándar. Generalmente, el período de tiempo T considerado se corresponde al de un año (8760 horas). El factor de carga (FC) viene dado por:

$$FC = \frac{E}{P_N \times T} = \frac{\langle P \rangle}{P_N} \quad (14)$$

El rendimiento estacional del aerogenerador (η_{EST}) se define como la relación entre la energía (E) producida en el período de tiempo T y la energía eólica disponible (E_d) en el mismo período de tiempo (T). De nuevo, el período de tiempo (T) considerado corresponde a un año.

$$\eta_{EST} = \frac{E}{E_d} = \frac{\langle P \rangle}{\langle P_d \rangle} \quad (15)$$

Tabla 5. Resultado del cálculo de parámetros de la opción 1.

	Modelo	Altura	Altura de la góndola. (m)	FC	η_{EST}	cantidad de turbina
Opcion 1	ATB	60m		0.31	0.37	322
	500.54	65m	50 ~ 73	0.32	0.37	308
		70m		0.34	0.37	296

Al trazar FC y η_{EST} en el mismo gráfico se puede ver claramente la tendencia de cada uno de los dos parámetros a medida que aumenta la velocidad del viento.

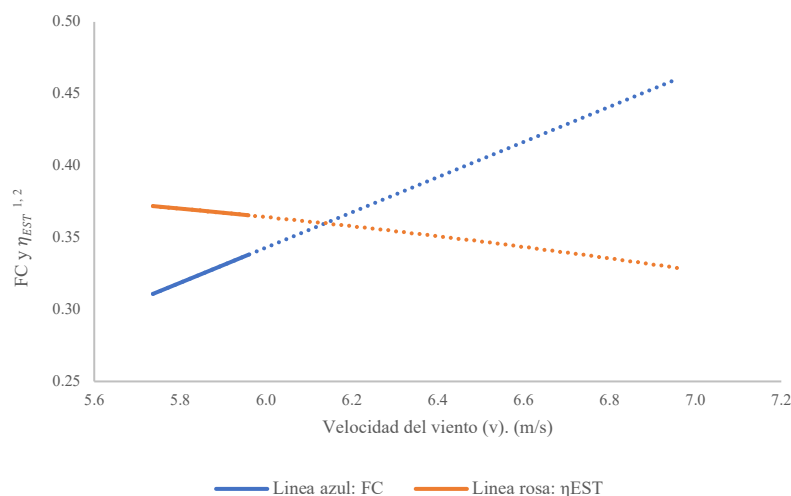


Figura 9. FC y η_{EST} de Opción 1.

1. FC y η_{EST} son números adimensionales, no hay unidades
2. $FC \in [0,1]$, $\eta_{EST} \in [0,1]$

Se puede ver claramente que el factor de carga FC aumenta con el aumento de la velocidad del viento v , es decir, a medida que aumenta la velocidad del viento, el factor de carga esperado aumentará linealmente y la producción de energía promedio anual esperada también aumentará en consecuencia. Por otro lado, en el coeficiente de uso de la energía eólica pasará todo lo contrario, es decir, seguirá disminuyendo a medida que aumenta la velocidad del viento.

Se ha utilizado el mismo método para calcular el FC y η_{EST} para los cinco conjuntos restantes de aerogeneradores (solo se muestran los resultados del cálculo cuando corresponden a la altura del buje más baja).

Tabla 6. Resultado del cálculo de parámetros de todas las seis opciones.

Opciones	Modelo	Altura mínima de buje. (m)	Altura de buje. (m)	Potencia nominal (KW)	Potencia real (KW)	FC	η_{EST}	Cantidad de turbina
1	ATB 500.54	60	50 ~ 73	500	155.4	0.31	0.37	322
2	GW87/1500	75	75 ~ 85	1500	477.1	0.32	0.38	105
3	aM 1.5/92	80	80 ~ 90	1500	506.8	0.34	0.35	99
4	WTU2.5/100	85	85 ~ 100	2500	725.3	0.29	0.40	69
5	WTU3.0/132	90	90 ~ 120	3000	1166.4	0.39	0.36	43

6	WTU2.0/93	70	70 ~ 100	2050	528.6	0.26	0.39	95
---	-----------	----	-------------	------	-------	-------------	-------------	----

Dado que FC y η_{EST} son números adimensionales de aerogeneradores en dos aspectos, siempre tiene una dimensión de 1, por lo que para sacar el máximo de FC y η_{EST} , se pueden multiplicar los dos parámetros y seleccionar el valor máximo del resultado.

Como se muestra en la Figura 10, se ha calculado el producto de FC y η_{EST} para seis conjuntos de turbinas eólicas a la altura de trabajo de sus respectivos ejes.

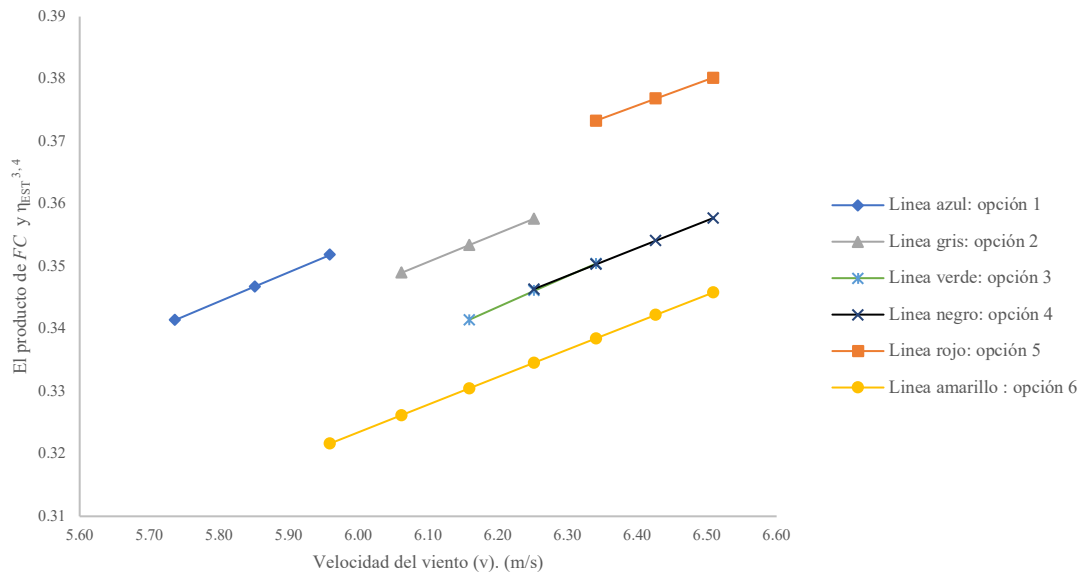


Figura 10. FC multiplicado por η_{EST} en las seis opciones.

3. El producto de FC y η_{EST} es número adimensional, no hay unidad
4. El producto de FC y $\eta_{EST} \in [0,1]$

Se puede observar que cuanto más cerca esté el resultado de la parte superior, mayor será el valor de eficiencia total de esta opción, combinado con el factor de referencia de a) a d), finalmente se ha seleccionado la Opción 5.

Generalmente, la altura del buje y el COE (costo de construcción) están relacionados con la curva, por lo que la altura ideal del buje debe estar en el punto más bajo de la curva. Generalmente, este valor extremo variará según el terreno, pero la mayoría de ellos están entre 60-80m^[12]. En la instalación real, debido a las ondulaciones del terreno y que la altura del buje no tiene influencia subversiva en la investigación de este artículo, elegimos $Z = 95\text{m}$ como referencia de cálculo.

3. Sistemas de producción de hidrógeno

3.1 Análisis de la energía excedentaria

La energía excedentaria se define como la diferencia entre la producción de electricidad y la electricidad transmitida a la red. Es decir, dentro de un cierto período de tiempo, la energía generada por la central supera la demanda de electricidad en el mercado, por lo que esta parte de la energía no se puede usar y se desperdicia.

Los datos de velocidad del viento (desde el 01.01.2000 hasta el 31.12.2019) fueron sometidos al análisis de Weibull por mes y, repitiendo los cálculos de la segunda sección, se obtuvo la potencia mensual que se esperará generar por el generador WTU3.0/132 (opción 5) a $Z = 95\text{m}$, tras lo cual ha sido posible calcular la producción estimada del parque (GWh) por mes, tal y como se muestra en la Figura 11. Al mismo tiempo, la demanda de electricidad de España se puede dibujar aproximadamente como se muestra en la Figura 12. (Anexos 2)

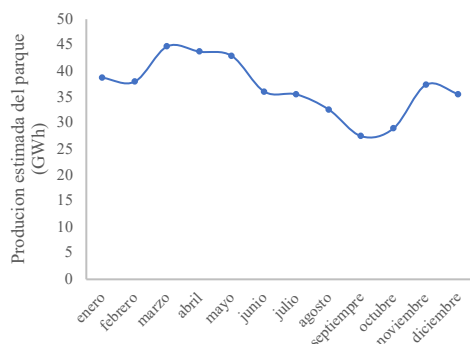


Figura 11. Producción estimada del parque por mes

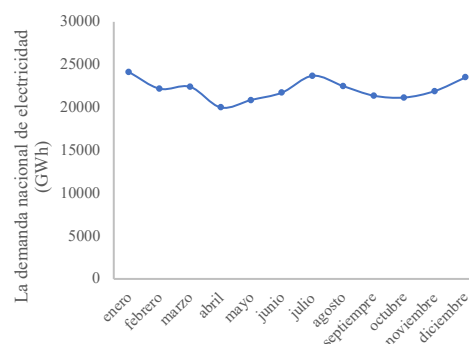


Figura 12. La demanda de energía de España por mes

Podemos observar que la producción mensual estimada de la planta varía considerablemente, llegando a 44 GWh en marzo, cuando el viento es más fuerte, y contrariamente llegando a 27 GWh en septiembre cuando el viento es más débil. Entonces, ¿cuál será el porcentaje de energía que no vierte a la red este parque eólico cada año debido a las limitaciones de la red? Existen una serie de informes que estiman de forma fiable que la tasa de abandono eólico actual por año en España se sitúa en torno al 8 por ciento ^[13], por lo que la equivalencia supone que el abandono eólico anual de este parque eólico alcanzará este porcentaje en consecuencia. Es decir, se abandonará el 8% de la producción eléctrica anual del parque eólico.

En la figura 12 se muestra la demanda energética mensual en España, se puede apreciar que cada mes es diferente y su tendencia cambiante también se refleja en la energía vertida a la red cada mes por el parque eólico. Es decir, en un año, la electricidad que venden los parques eólicos es diferente cada mes, y la tendencia de su cambio es la misma que la de la demanda eléctrica nacional. Por lo tanto, reduciendo proporcionalmente (scale down) la demanda de electricidad de España se puede obtener la electricidad real vendida cada mes del parque eólico. Suponiendo que esta relación es n_{esc} , hay:

$$EV = \begin{cases} \frac{DEE}{n_{esc}} & , \quad \frac{DEE}{n_{esc}} \leq EP \\ EP & , \quad EP \leq \frac{DEE}{n_{esc}} \end{cases} \quad (16)$$

EV: La electricidad vendida a la red de parque eólico por mes (GWh)

EP: La electricidad producida de parque eólico por mes (GWh)

n_{esc} : El valor de la escala

DEE: La demanda de energía de España (GWh)

$$(\text{Energía excedentaria}) 8\% = 1 - \frac{\sum_{\text{enero}}^{\text{diciembre}} EV}{\sum_{\text{enero}}^{\text{diciembre}} EP} \quad (17)$$

A partir de las fórmulas (16) y (17), se puede obtener la siguiente tabla7. Para verlo más claramente, los resultados del cálculo se representan en la Figura 13.

Tabla 7. Resultados del cálculo del parque eólico.

	La electricidad producida del parque eólico EP (GWh)	La electricidad vendida a la red del parque eólico EV (GWh)	Energía excedentaria estimada (GWh)
Enero	38.74	38.78	0
Febrero	37.99	35.66	2.33
Marzo	44.77	36.02	8.75
Abril	43.76	32.14	11.61
Mayo	42.92	33.57	9.35
Junio	36.08	34.94	1.14
Julio	35.53	38.09	0
Agosto	32.61	36.16	0
Septiembre	27.50	34.36	0
Octubre	29.03	34.02	0
Noviembre	37.40	35.24	2.16
Diciembre	35.59	37.79	0

Se puede ver que la parte sombreada en azul (Figura 13) en la figura es la energía excedentaria. El uso de esta parte de la electricidad limitada para impulsar el dispositivo de electrólisis de agua para producir hidrógeno puede resolver eficazmente el problema del desperdicio de energía y reducir en gran medida el coste de producción del hidrógeno.

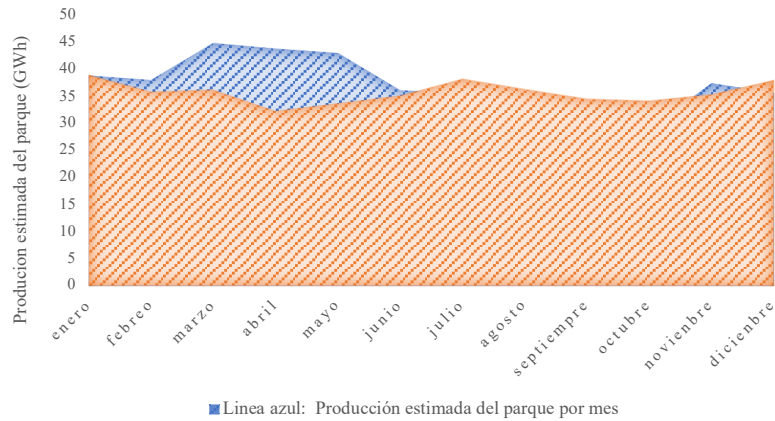


Figura 13. La energía excedentaria anual de este parque eólico

3.2 Selección de un electrolizador adecuado

Hay muchos métodos industriales para la producción de hidrógeno, de los cuales el más importante es la electrólisis del agua. La producción de hidrógeno por electrólisis del agua consiste en disociar las moléculas del agua en hidrógeno y oxígeno a través de un proceso electroquímico bajo la acción de corriente continua, que se separan en el ánodo y el cátodo. En comparación con varias otras tecnologías de producción de hidrógeno, la producción de hidrógeno por electrólisis de agua tiene las siguientes ventajas: contar con amplias fuentes de materias primas (H_2O), producción estable, bajas emisiones de carbono y reducción continua de los costes de producción. En función del electrolito, los dispositivos de agua electrolítica pueden dividirse en tres categorías principales: la electrólisis alcalina (ALK), la electrólisis de membrana de intercambio de protones (PEM) y la electrólisis de óxido sólido (SOEC), entre las cuales los electrolizadores, principalmente la electrólisis alcalina ALK y la electrólisis de membrana de intercambio de protones PEM, que tienen una tecnología más madura y un mayor grado de aplicación industrial.

A continuación, en la Tabla 8 se enumeran tres marcas diferentes de electrolizadores de tres empresas, y se calculan y analizan los parámetros correspondientes para seleccionar la solución más adecuada para nuestro parque eólico.

Tabla 8. Los parámetros de las tres opciones.

Opción	Modelo	Empresa	Tipos	Estimated consumption (KWh/Nm ³)	Hydrogen Flow range (%)	Nominal hydrogen Flow (Nm ³ /h)	Cantidad
1	HySTAT®-60-10	Hydrogenics	ALK	5.2	25 -100	60	35
2	10 MW module	Thyssenkrupp	ALK	4.3	10 - 100	2000	1

3	MC500	NEL Hydrogen	PEM	4.5	10 - 100	492	5
---	-------	-----------------	-----	-----	----------	-----	---

La selección del electrolizador se basa principalmente en los siguientes tres principios: Primero, debe cumplir con el requisito de que cuando el electrolizador está a plena potencia, el consumo de energía necesita ser lo más cercano posible a la energía eólica abandonada del mes. Lo segundo es elegir una potencia de arranque mínima tan baja como sea posible, a fin de maximizar el uso de la potencia limitada. En la producción real, cuando una sola unidad no puede satisfacer la demanda del proyecto, podemos usar varias unidades en serie para aumentar la escala de la unidad de producción de hidrógeno. Generalmente, el electrolizador compuesto por múltiples unidades tiene una potencia de arranque menor. El tercero es comparar la eficiencia de uso del electrolizador, la tasa de utilización de la energía excedente y la producción anual de hidrógeno.

En este modelo, nos centramos en tres datos: la eficiencia de uso del electrolizador, la tasa de utilización de la electricidad excedentaria y la producción anual de hidrógeno.

$$E_{RA} = \begin{cases} E_{CM} & , & E_{CM} \leq E_{EE} \\ E_{EE} & , & E_{EE} \leq E_{CM} \end{cases} \quad (18)$$

E_{RA} : La energía real aprovechada para producir hidrógeno (GWh)

E_{EE} : La energía excedentaria estimada (GWh)

E_{CM} : La energía consumida máxima del electrolizador por mes (GWh). Es decir, la electricidad consumida por el electrolizador a la potencia nominal durante un mes sin parar.

Tome la Opción 1 como ejemplo, se puede calcular fácilmente E_{RA} , E_{EE} y E_{CM} .

Tabla 9. Los resultados del electrolizador Opción 1.

	La energía consumida máxima E_{CM} (GWh)	Energía excedentaria estimada E_{EE} (GWh)	La energía real aprovechada E_{RA} (GWh)
Enero	8.12	0	0
Febrero	7.34	2.33	2.33
Marzo	8.12	8.75	8.12
Abril	7.86	11.61	7.86
Mayo	8.12	9.35	8.12
Junio	7.86	1.14	1.14
Julio	8.12	0	0
Agosto	8.12	0	0
Septiembre	7.86	0	0
Octubre	8.12	0	0
Noviembre	7.86	2.16	2.16
Diciembre	8.12	0	0

El siguiente son las formulas de calcular la tasa aprovechamiento de la energía eólica excedente, la tasa de utilización de electrolizador y la producción estimada de hidrógeno anual.

$$\eta_{AEE} = \frac{\sum_{enero}^{diciembre} E_{RA}}{\sum_{enero}^{diciembre} E_{EE}} \times 100\% \quad (19)$$

$$\eta_{UE} = \frac{\sum_{enero}^{diciembre} E_{RA}}{\sum_{enero}^{diciembre} E_{CM}} \times 100\% \quad (20)$$

$$P_{EH} = \frac{\sum_{enero}^{diciembre} E_{RA}}{\text{Estimated consumption (KWh/Nm}^3)} \times 10^6 \quad (21)$$

η_{AEE} : Tasa aprovechamiento de la energía eólica excedente (%)

η_{UE} : Tasa de utilización de electrolizador (%)

P_{EH} : Producción estimada de hidrógeno anual (Nm³)

Tabla 10. Resultados del cálculo de las tres opciones. ^(Anexos 3)

Opción	Tasa de aprovechamiento de la energía eólica excedentaria (%)	Tasa de utilización de electrolizador (%)	Producción estimada de hidrógeno en año. (Nm ³)	Cantidad de electrolizadores
1	84.1	31.1	5720459	35
2	69.7	32.7	5726471	1
3	85.1	31.0	6994787	5

Se puede ver claramente en la tabla 10 que la Opción 3 tiene la mayor producción de hidrógeno, la tasa de utilización de la energía excedentaria y la tasa de utilización del electrolizador más altas y los indicadores completos son los mejores. Por lo tanto, finalmente se ha seleccionado el electrolizador de la Opción 3.

4. Análisis económico

4.1 Coste total del sistema de parque eólico

Actualmente la metodología más utilizada a nivel mundial para medir la competitividad global de las diferentes tecnologías de generación de potencia es, el LCOE (Coste Nivelado de la Energía). El LCOE representa el coste de construcción y operación de una planta de generación de potencia eléctrica producida por cada kilowatt/hora en su ciclo completo de vida ^[14]. Para las plantas de energía eólica, la fórmula de cálculo es la siguiente

$$\text{LCOE} = \frac{(\text{CAPEX} \times \text{FCR}) + \text{OPEX}}{(\text{AEP}_{\text{net}}/1,000)} \quad (22)$$

LCOE: Coste Nivelado de la Energía (€/MWh)

FCR: Tasa de gastos fijos (%)

CAPEX: Costes de capital o capital expenditure (€/kW)

AEPnet: producción anual neta (MWh/MW/año)

OPEX: Costes de operación o operacional expenditure (€/kW/año).

Para aproximar el coste de cada componente del parque eólico, se toma como referencia el caso específico mencionado en el *Coste de la Revisión de Energía Eólica (Stehly & Beiter, 2020)*. En el caso analizado en el informe, la potencia nominal de la turbina eólica es de 2.6MW y la altura del buje de la turbina es de 90.1m, muy similar a los 3 MW y 95 m de la instalación diseñada.

4.1.1 Inversión CAPEX de parque eólico

En la siguiente figura se muestra la ratio de coste estimado de CAPEX en el proceso de construcción de un parque eólico, se puede observar que la inversión en aerogeneradores representa cerca del 70% de la inversión total de CAPEX.

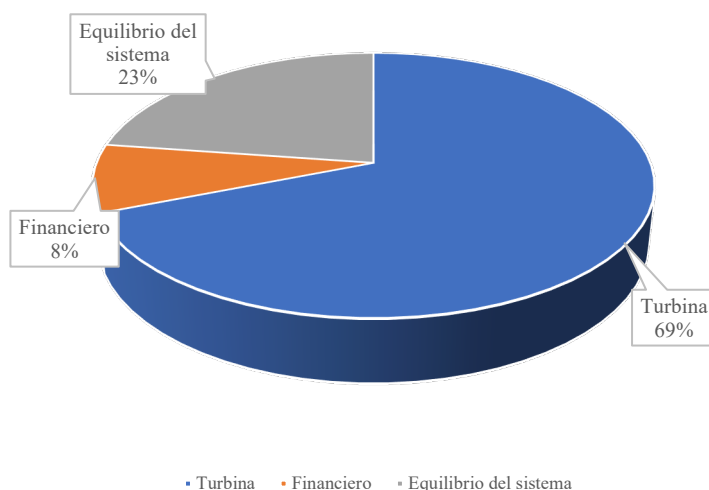


Figura 14. CAPEX para el proyecto de central eólica^[15]

La Tabla 11 detalla el coste de cada componente del proyecto de referencia CAPEX. Tomando como referencia el ciclo completo de vida de 25 años, el coste de inversión CAPEX del parque eólico diseñado es el siguiente

Tabla 11. CAPEX del parque eólico^[15].

	Unidad (€/kW)
Costes financieros	100
Equilibrio del sistema	271.7
Coste de capital de la turbina	825.8
Total. (€/kW)	1197.5

4.1.2 Inversión OPEX del parque eólico

OPEX se define como el coste permanente de operación del sistema, que incluye los costes de mantenimiento y revisión planificados y no planificados. Los datos de mercado de O&M no están ampliamente disponibles; por lo tanto, la reciente encuesta de la industria eólica de EE. UU., *Evaluación de los costes operativos de la energía eólica en los Estados Unidos: resultados de una encuesta de expertos de la industria eólica (Wiser et al. 2019)* se utiliza para informar las estimaciones de costes de operación y mantenimiento para la planta eólica representativa. Para proyectos instalados recientemente, que ingresaron a operaciones comerciales desde 2015 hasta 2018, los resultados de la encuesta anticipan un rango promedio de costes de operación y mantenimiento entre 27.5 € y 49.2 €/kW/año. El promedio entre los encuestados fue de 38.4 €/kW/año y se asume que este promedio es el nivelado completo de OPEX para el proyecto representado ^[15].

4.1.3 LCOE y la recuperación de inversión del parque eólico

La producción anual neta (MWh/MW/año) se puede obtener multiplicando el factor de carga (FC) por 8760 h/año.

Tabla 12. Resumen del proyecto de inversión del parque eólico.

	Unidad	Cantidad
Costes de capital (CAPEX)	(€/kW)	1197.5
Costes de operación (OPEX)	(€/kW/año)	38.4
Producción anual neta	(MWh/MW/año)	3416.4
Tasa de gastos fijos	(%)	6.5
LCOE	€/MWh	34.1

Para los parques eólicos, la principal fuente de ingresos es la venta de electricidad al mercado energético local. Sin embargo, el precio de la electricidad en el mercado eléctrico fluctúa cada hora, cada día y cada temporada. Por lo tanto, solo se puede utilizar como referencia un período de tiempo (generalmente un año) de los precios medios de la electricidad. El consumo energético del mercado eléctrico en 2019 fue de 53.4 €/MWh ^[16]. Si este precio se utiliza como precio de referencia para las ventas de electricidad, se puede calcular el período de recuperación del parque eólico. La planta de energía eólica incluye 43 aerogeneradores. La potencia nominal de cada aerogenerador es de 3 MW, lo que equivale a una capacidad instalada total de 129 MW. Por tanto, se puede calcular la inversión total (CAPEX + OPEX) para un ciclo completa de vida de 25 años.

Tabla 13. Plazo de recuperación del parque eólico.

	Unidad	Cantidad
Costes totales (CAPEX+OPEX)	(k€)	278318
El precio que se vende la energía	(€/MWh)	53.4
Producción anual del parque	(MWh)	406559
Porcentaje de abandono eólico anual	(%)	8

Plazo de recuperación**años****12.8**

Se puede ver en los resultados del cálculo que el plazo de recuperación teórico es de 12.8 años, que es mucho más inferior que la vida diseñada del parque eólico (25 años). Por lo tanto, solamente desde la perspectiva del retorno de la inversión del parque eólico, este proyecto es rentable.

4.2 Coste total del sistema de electrolizadores

El coste del nuevo sistema de producción de hidrógeno electrolizador para parques eólicos se divide principalmente en dos categorías. Una es el coste de compra de equipo e infraestructura en la etapa inicial, se conoce como inversión CAPEX. La segunda categoría es el coste que consiste en la operación del sistema posterior, el mantenimiento de los equipos y la generación del consumo de agua del sistema, etc., denominado inversión OPEX.

El coste unitario de producción de hidrógeno bajo el sistema se obtiene calculando el coste de todo el sistema electrolizador. Finalmente, se han comparado los resultados obtenidos con el precio del hidrógeno vendido en el mercado para medir la sensibilidad del precio en la inversión de capital y en el consumo final de energía.

4.2.1 Inversión CAPEX de electrolizadores

El presupuesto de inversión del sistema de producción de hidrógeno del electrolizador considerará los siguientes componentes: coste de diseño preliminar, coste de compra del equipo principal, coste de reemplazo de equipo, coste de transporte de la tubería y coste de mano de obra para la construcción; estos costes están todos incluidos en el coste de CAPEX y los datos se han obtenido de las distintas referencias. Generalmente esto se puede aplicar a la industria de producción de hidrógeno de energía renovable. Entre ellos, el hidrógeno producido por este sistema se inyectará directamente en el sistema local de gasoductos y se mezclará con gas natural en cierta proporción, por lo que no es necesario considerar el almacenamiento de hidrógeno y la construcción de gasoductos. Además, dado que la presión de salida del sistema es de 30 bar y la presión de salida mínima de la tubería de gas natural también es de 30 bar, no es necesario comprar dispositivos compresores adicionales.

Los principales parámetros del sistema electrolizador son los siguientes:

Tabla 14. Principales parámetros del sistema de electrolizadores.

Modelo	Empresa	Tipos	Potencia nominal (MW)	Vida útil estimada (años)
MC500	NEL Hydrogen	PEM	11.07	20

En un informe elaborado conjuntamente por dos empresas consultoras de energía en Suiza y el Reino Unido, se obtuvo la tabla de tendencias de los costes CAPEX de los dos tipos principales de electrolizadores, ALK y PEM ^[17].

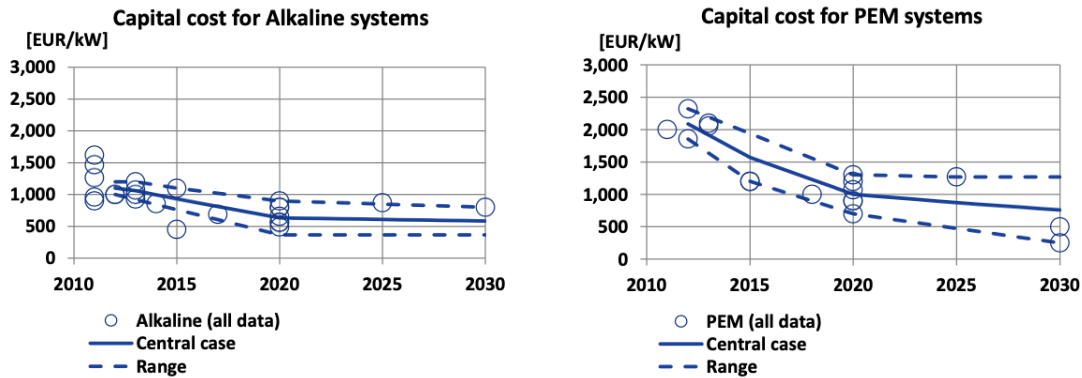


Figura 15. Tendencias del coste del sistema para los electrolizadores alcalinos y PEM hasta 2030

En cuanto al coste del sistema PEM, se puede observar que a medida que pasa el tiempo, el coste del CAPEX seguirá disminuyendo. Combinado con el estudio de *Hydrogen From Renewable Power*^[18], el coste total del sistema se estima que rondará los 1200 €/kW.

Tabla 15. Principales parámetros del sistema de electrolizador.

Artículo	Unidad	Coste de mercado
CAPEX-Total	€/kW	1200
CAPEX-Reemplazo de pila	€/kW	420
Ciclo de vida de la pila	h	40000
Ciclo de vida del sistema	años	20
Otros gastos	k€	10% Capex

4.2.2 Inversión OPEX de electrolizadores

OPEX generalmente se proporciona como un porcentaje de CAPEX (un porcentaje del gasto de capital anual). Todos los puntos de datos disponibles indican que el gasto del OPEX es del 2% al 5% referente al gasto de CAPEX y no hay demasiada diferencia entre las diferentes tecnologías.

En la práctica, los costes varían según el tamaño de la planta porque las labores necesarias para mantener un sistema no aumentan linealmente con el tamaño de este. Por ejemplo, el coste operativo anual de un sistema de electrólisis de 1 MW (excluidos los costes de electricidad) es el 5% del gasto de CAPEX, mientras que esta cifra para 10 MW se reducirá al 2%^[19]. Dado que la potencia nominal del sistema del electrolizador es de 11.07 MW, su coste OPEX es de aproximadamente el 2% de CAPEX por año.

4.2.3 Coste del hidrógeno

En base al coste de entrada del ciclo de vida del sistema electrolizador de 20 años, se han calculado todos los costes de inversión.

Tabla 16. Inversión total en el ciclo de vida del sistema electrolizador

Artículo	Unidad	Coste
----------	--------	-------

CAPEX-Total	k€	13284
CAPEX-Reemplazo de pila	k€	4649
Otros gastos 10%	k€	1328
OPEX total en 20 años	k€	5314
Total (k€)		24575

Si se combina con la producción anual de hidrógeno esperada de este sistema, se puede calcular que el coste de producción de hidrógeno de este sistema electrolizador es de unos **1.95 €/kg**, lo que es inferior al coste del hidrógeno verde disponible en el mercado. Según la *Agencia Internacional de Energía (AIE)*, 1 kilogramo de hidrógeno verde vale de 3.5€ a 5€^[20].

La razón principal del bajo coste del hidrógeno en este sistema es que el 70%-80%^[21] del coste de producción del hidrógeno verde ordinario corresponde a la electricidad, y la electricidad utilizada en este sistema forma parte de la energía excedente que no puede ser absorbida por la red, es decir el coste de la electricidad se reduce a cero.

La siguiente figura predice el coste de producción de hidrógeno en cinco países europeos en 2030. Se puede ver que incluso en los próximos diez años, el hidrógeno de este sistema electrolizador seguirá siendo competitivo en el mercado.

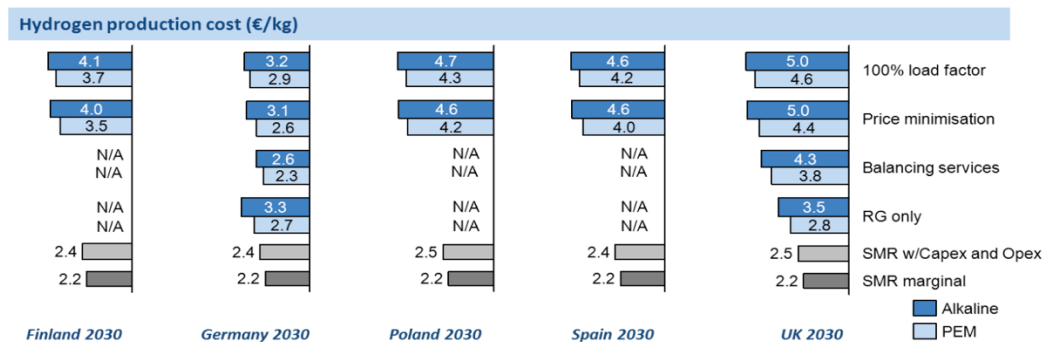


Figura 16. Costes de producción de hidrógeno en 2030 en el mejor de los casos para electrolizadores ALK y PEM en diferentes escenarios del mercado eléctrico.^[19]

4.2.4 Plazo de recuperación del sistema electrolizadores

El período de recuperación es un método de evaluación de la inversión que se utiliza para medir el tiempo necesario para que una inversión recupere su gasto inicial y el flujo de caja generado en el futuro. Este es un método estático porque no actualiza el flujo de caja, es decir, estima que la unidad monetaria tiene el mismo valor en todo momento.

En este sistema, el principal método de beneficio proviene de la venta de hidrógeno y una pequeña parte de sus ingresos proviene de la venta de oxígeno, por lo que en la Figura 18 se muestran la relación entre el precio del hidrógeno y los años de retorno de la inversión. Podemos observar el caso de no considerar la venta de oxígeno (línea azul) y el caso de incluir el ingreso de oxígeno (línea naranja).

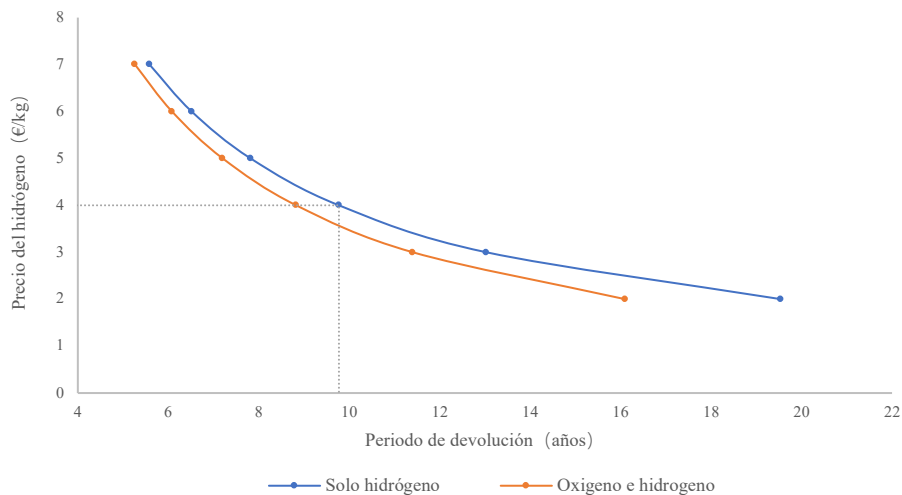


Figura 17. La relación entre el precio del hidrógeno y los años de retorno de la inversión

En este gráfico, podemos ver que el período de amortización de la inversión continuará acortándose a medida que disminuya el precio del hidrógeno. En la actualidad, el precio del hidrógeno en el mercado oscila entre 3 y 7 euros. Por lo tanto, cuando el precio del hidrógeno del sistema se fije en 4 euros, aproximadamente, el plazo de recuperación de la inversión será de unos 10 años. En este momento, la inversión y el riesgo son bajos y la competitividad en el mercado del hidrógeno es fuerte, por lo tanto, el potencial de desarrollo en un futuro es enorme. En general, este proyecto tendrá un buen retorno en cuanto a inversión.

5. Conclusión

En los últimos diez años, las industrias de energía eólica, fotovoltaica y otras energías renovables han marcado el comienzo de un rápido desarrollo. Sin embargo, la rápida expansión de las centrales eléctricas ha provocado que su escala de generación de energía difiera con el nivel de carga local. Esto, junto con la limitada capacidad de absorción del mercado, provoca que una parte de esta energía se desperdicie. En este trabajo se ha seleccionado las afueras de la Coruña (Arteixo, Loureda y Armentón de Arriba) en Galicia como emplazamiento para la implantación del parque eólico y, finalmente, se han seleccionado 43 aerogeneradores del modelo WTU3.0/132 , con una potencia nominal de 3000 kW para formar un parque eólico con una potencia real de 50 MW. La capacidad de generación de energía anual de este parque eólico puede llegar a 441.9GWh, de los cuales el 92% se vende a la red y el 8% restante de la electricidad no vendible se utiliza para producir el hidrógeno. Con 5 electrolizadores PEM del modelo MC500 de *NEL Hydrogen*, se puede utilizar eficazmente el 8% de la electricidad excedentaria, y la producción anual de hidrógeno puede alcanzar los 6994787 Nm³. En términos económicos, el LCOE de este parque eólico es de 34.1 €/MWh, lo que tiene cierta ventaja sobre el precio medio de venta de 53.4 €/MWh en el mercado eléctrico en 2019. Su plazo de recuperación es de 12.8 años, lo que significa que es rentable desde la perspectiva del parque eólico. Para el sistema de electrolizadores, el coste del hidrógeno es de 1.95 €/kg, lo que tiene

una gran ventaja sobre el hidrógeno verde con el coste de 3.5 a 5 €/kg en el mercado. Por lo tanto, cuando el precio final del hidrógeno sea de 4 €/kg, el plazo de recuperación será de unos 10 años, el proyecto tiene un buen potencial de inversión.

A través de la investigación que se ha mostrado, se puede observar que el diseño del sistema del electrolizador para aprovechar el 8% de la electricidad excedentaria de un parque eólico con una potencia real de 50 MW y producción de hidrógeno es factible en cuanto a beneficios económicos y sociales. Con este proyecto no solo se permite absorber y aprovechar el exceso de energía eólica, sino que también permite crear ciertos puestos de trabajo y acelerar el proceso de descarbonización global. Sin embargo, debido a que este TFM solo se limita a la investigación de modelos en condiciones ideales, existe un cierto margen de error en cuanto a la realidad, por lo que los resultados son solo de referencia.

Desde el 2015, el coste de producción de hidrógeno verde se ha reducido en un 50%. No obstante, debido a ventajas como la expansión de la escala y una fabricación más estandarizada, se prevé que el coste de producción de hidrógeno verde se reduzca todavía más. En la actualidad, el hidrógeno juega un papel importante en los campos del transporte, la calefacción, la industria y la generación de energía, y su potencial de uso también está en auge. Sin embargo, el coste del almacenamiento y del transporte sigue siendo un problema urgente que debe solucionarse en el futuro, por lo tanto, el mercado de demanda de hidrógeno debe establecerse primero, y en un futuro será más razonable procesar este hidrógeno localmente. Con el incremento en la demanda, es probable que el hidrógeno verde y otras tecnologías de producción de hidrógeno marquen el comienzo de un gran desarrollo en el futuro y desempeñen un papel importante en el sector energético. Dado que la participación del hidrógeno en la estructura energética determinará directamente el grado de descarbonización global en el futuro, aumentar la participación de este elemento en la estructura energética podrá permitirnos cumplir próximamente el compromiso del *Acuerdo de París*, nos permitirá lograr el ambicioso objetivo de la neutralidad de carbono y, por último, hará que toda la humanidad pueda coexistir en armonía con la naturaleza y desarrollarse conjuntamente de manera sostenible.

6. Abstract

Nowadays, the global climate is warming and the energy crisis is gradually worsening. Wind power is an effective way to deal with this energy crisis. However, due to the imperfection of the demand market, part of the energy of the wind farm is wasted. In this thesis, the suburbs of La Coruña (Arteixo, Loureda and Armentón de Arriba) were chosen as the site for the implantation of a wind farm with an actual power of 50 MW, and a hydrogen production system of about 10 MW was constructed to make full use of the wasted energy of the wind farm. Through the Weibull probability function, to compile and analyze the wind data of this region over the past 20 years, and then calculate the corresponding annual electricity production and hydrogen production of the power plant by selecting the appropriate wind turbine and electrolyzer. Finally, the costs of the wind farm and the electrolyzer system are calculated separately to obtain the costs of electricity generation and hydrogen for comparison with commercially available products.

The results show that the LCOE of the wind farm is 34.1 €/MWh and the payback period of the plant is 12.8 years if sold at the market price, while the hydrogen production cost of the electrolyzer system is 1.95 €/kg and the payback period is about 10 years if sold at the market price. Therefore, the project will be profitable in terms of economic and social benefits.

7. Bibliografía

- [1]. S. Srinivasan, Z. Xizhou, & Z. DongJie. (2020). Desarrollo de hidrógeno en Europa y sus implicaciones para la industria china del hidrógeno
- [2]. RWE. Electrolyser with direct connection to onshore wind farm (<https://www.groupp.rwe/en/our-portfolio/innovation-and-technology/hydrogen/eemshydrogen>)
- [3]. Asociación Empresarial Eólica (AEE). (<https://www.aeeolica.org/sobre-la-eolica/a-eolica-y-sus-ventajas>)
- [4]. ENAGAS. Red española de gasoductos. (https://www.enagas.es/enagas/en/Transporte_de_gas/TransporteYOperacion/MapaInfraestructuras)
- [5]. CENER. Mapa Ibérico de alta resolución. (<https://www.mapaeolicoiberico.com/map;latitude=42.81953;longitude=1.63290;altura=50;dato=micro>)
- [6]. G. WeiJun, L. WeiXiang, & Z. GuangMing. (2011). The estimation algorithm on the probabilistic distribution parameters of wind speed based on Weibull distribution.
- [7]. Estaciones Meteorológicas de España (<https://datosclima.es/Aemet2013/Viento2013.php>)
- [8]. C. G. Justus, W. R. Hargraves, Amir Mikhail, & Denise Graber. (1978). Methods for Estimating Wind Speed Frequency Distributions.
- [9]. A CORUÑA CLIMA, ESPAÑA. (<https://es.climate-data.org/europe/espana/galicia/a-coruna-5868/>)
- [10]. Norma UNE-EN IEC 61400-2, Aerogeneradores. Parte 2: Requisitos de diseño para pequeños aerogeneradores.
- [11]. Wind Energy Market Intelligence. (https://www.thewindpower.net/turbine_es_981_atb-riva-calzoni-spa_atb-500.54.php)
- [12]. J. Tae Lee, H. Goo Kim, Y. Heack Kang, & J. Young Kim. (2019). Determining the Optimized Hub Height of Wind Turbine Using the Wind Resource Map of South Korea.
- [13]. España 'tira a la basura' un 8% de su energía eólica. (<https://www.expansion.com/2014/01/21/empresas/energia/1390260784.html>)
- [14]. K. Brankera, M.J.M. Pathaka, & J.M. Pearce (2011). A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity, Renewable and Sustainable Energy Reviews 15.

- [15]. T. Stehly, P. Beiter, & P. Duffy (2020). 2019 Cost of Wind Energy Review. P. 24-33.
- [16]. Red Eléctrica de España (REE). (2020). El sistema eléctrico español 2019. P.70.
- [17]. Luca Bertuccioli, Alvin Chan, & David Hart. (2014). Study on development of water electrolysis in the EU. P.13.
- [18]. Hydrogen From Renewable Power. The International Renewable Energy Agency (IRENA) September 2018), P.20
- [19]. Luca Bertuccioli, Alvin Chan, & David Hart. (2014). Study on development of water electrolysis in the EU. P.18.
- [20]. El hidrógeno verde tendrá un costo competitivo para 2030. (<https://elperiodico delaenergia.com/el-hidrogeno-verde-tendra-un-costo-competitivo-para-2030/>)
- [21]. S. Wei, & Y. dong. (2019). How much can the cost of hydrogen be reduced? - Hydrogen production. P.7.

8. Anexos

Anexo 1:

Distribución de Weibull a la altura de 60m a 100m										
v (m/s)	p(v10)	p(v60)	p(v65)	p(v70)	p(v75)	p(v80)	p(v85)	p(v90)	p(v95)	p(v100)
1	0.101	0.024	0.022	0.021	0.019	0.018	0.017	0.016	0.015	0.014
2	0.181	0.064	0.061	0.057	0.054	0.051	0.049	0.047	0.045	0.043
3	0.211	0.106	0.101	0.097	0.093	0.089	0.086	0.083	0.080	0.077
4	0.191	0.139	0.134	0.130	0.126	0.122	0.119	0.116	0.112	0.109
5	0.141	0.154	0.151	0.149	0.146	0.143	0.141	0.138	0.136	0.133
6	0.088	0.149	0.149	0.148	0.148	0.147	0.146	0.145	0.144	0.143
7	0.047	0.127	0.129	0.131	0.133	0.134	0.135	0.135	0.136	0.136
8	0.021	0.096	0.100	0.103	0.106	0.109	0.111	0.113	0.115	0.117
9	0.008	0.065	0.069	0.072	0.076	0.079	0.082	0.085	0.087	0.090
10	0.003	0.039	0.042	0.045	0.048	0.051	0.054	0.057	0.059	0.062
11	0.001	0.020	0.023	0.025	0.027	0.030	0.032	0.034	0.036	0.038
12	0.000	0.009	0.011	0.012	0.014	0.015	0.017	0.018	0.020	0.021
13	0.000	0.004	0.005	0.005	0.006	0.007	0.008	0.009	0.009	0.010
14	0.000	0.001	0.002	0.002	0.002	0.003	0.003	0.004	0.004	0.004
15	0.000	0.000	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.002	0.002
16	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.001	0.001
17	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Total	0.992	0.999	0.999	0.999	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000

Anexo 2:

La demanda nacional de electricidad				
	Año 2018 (GWh)	Año 2010 (GWh)	Año 2009 (GWh)	Promedio (GWh)
ENERO	22622	24850	24927	24133
FEBRERO	21827	22946	21809	22194
MARZO	21128	24024	22091	22414
ABRIL	18833	21162	20018	20004
MAYO	20242	21724	20713	20893
JUNIO	21709	21827	21691	21742
JULIO	22401	24678	24037	23705
AGOSTO	21809	22923	22782	22505
SEPTIEMBRE	20215	21988	21954	21386
OCTUBRE	20252	21660	21598	21170
NOVIEMBRE	20950	23167	21666	21928
DICIEMBRE	22181	24693	23673	23516

Anexo 3:

	La energía consumida máxima (GWh)	La energía real aprovechada (GWh)	Tasa aprovechamiento de la energía eólica excedente (%)	El uso real de la electricidad generada por el parque eólico. (GWh)	Tasa aprovechamiento de la energía eólica excedente (%)	Tasa de utilización de electrolizador (%)	Producción estimada de hidrógeno anual (Nm³)
Opción 1	8.1245	0.0000	0.0	38.7359	84.1	31.1	5720459
	7.3382	2.3316	100.0	37.9944			
	8.1245	8.1245	92.8	44.1409			
	7.8624	7.8624	67.7	40.0062			
	8.1245	8.1245	86.9	41.6968			
	7.8624	1.1400	100.0	36.0766			
	8.1245	0.0000	0.0	35.5306			
	8.1245	0.0000	0.0	32.6064			
	7.8624	0.0000	0.0	27.4973			
	8.1245	0.0000	0.0	29.0269			
	7.8624	2.1634	100.0	37.3989			
	8.1245	0.0000	0.0	35.5941			

	La energía consumida máxima (GWh)	La energía real aprovechada (GWh)	Tasa aprovechamiento de la energía eólica excedente (%)	El uso real de la electricidad generada por el parque eólico. (GWh)	Tasa aprovechamiento de la energía eólica excedente (%)	Tasa de utilización de electrolizador (%)	Producción estimada de hidrógeno anual (Nm³)
Opción 2	6.3984	0.0000	0.0	38.7359	69.7	32.7	5726471
	5.7792	2.3316	100.0	37.9944			
	6.3984	6.3984	73.1	42.4148			
	6.1920	6.1920	53.3	38.3358			
	6.3984	6.3984	68.4	39.9707			

	6.1920	1.1400	100.0	36.0766
	6.3984	0.0000	0.0	35.5306
	6.3984	0.0000	0.0	32.6064
	6.1920	0.0000	0.0	27.4973
	6.3984	0.0000	0.0	29.0269
	6.1920	2.1634	100.0	37.3989
	6.3984	0.0000	0.0	35.5941

	La energía consumida máxima (GWh)	La energía real aprovechada (GWh)	Tasa aprovechamiento de la energía eólica excedente (%)	El uso real de la electricidad generada por el parque eólico. (GWh)	Tasa aprovechamiento de la energía eólica excedente (%)	Tasa de utilización de electrolizador (%)	Producción estimada de hidrógeno anual (Nm³)
Opción 3	8.2361	0.0000	0.0	38.7359	85.1	31.0	699478 7
	7.4390	2.3316	100.0	37.9944			
	8.2361	8.2361	94.1	44.2525			
	7.9704	7.9704	68.6	40.1142			
	8.2361	8.2361	88.1	41.8084			
	7.9704	1.1400	100.0	36.0766			
	8.2361	0.0000	0.0	35.5306			
	8.2361	0.0000	0.0	32.6064			
	7.9704	0.0000	0.0	27.4973			
	8.2361	0.0000	0.0	29.0269			
	7.9704	2.1634	100.0	37.3989			
	8.2361	0.0000	0.0	35.5941			