



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE QUÍMICA

**ANÁLISIS COMPARATIVO TECNOLÓGICO-ECONÓMICO DE
PROCESOS DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO A PARTIR DE
FUENTES RENOVABLES**

Trabajo Escrito vía cursos de educación continua

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIERO QUÍMICO

PRESENTA

ATZHIRI SALVADOR VENTURA ALFARO



CDMX

2022



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

JURADO ASIGNADO:

PRESIDENTE: **Profesor: GUTIERREZ LARA MARÍA RAFAELA**

VOCAL: **Profesor: VALDIVIESO MARTINEZ RAUL**

SECRETARIO: **Profesor: GONZALEZ GONZALEZ ALFONSO**

1er. SUPLENTE: **Profesor: VALLES TERRAZAS ARTURO RUBEN**

2° SUPLENTE: **Profesor: MUÑOZ HERNANDEZ LUIS MIGUEL**

SITIO DONDE SE DESARROLLÓ EL TEMA:

**FACULTAD DE QUÍMICA, EDIFICIO G, MAR DEL NORTE NÚM. 5, COL. SAN ÁLVARO,
AZCAPOTZALCO, 02090, CIUDAD DE MÉXICO**

ASESOR DEL TEMA:

GONZALEZ GONZALEZ ALFONSO

SUSTENTANTE:

ATZHIRI SALVADOR VENTURA ALFARO

Índice

0. Índice de abreviaturas	3
1. Introducción	5
2. Consumo de energía y economía del hidrógeno	7
3. Producción renovable de hidrógeno	11
3.1. Producción de hidrógeno a través de energía eólica como suministro	15
3.2. Producción de hidrógeno a través de energía solar como suministro	17
3.3. Procesos de electrólisis del agua	19
4. Metodología para la evaluación económica	22
4.1. Costo normalizado de hidrógeno	22
4.2. Valor presente neto (VPN), tasa interna de retorno (TIR), relación beneficio/costo y tiempo de retorno (TR)	23
4.3. Especificaciones técnicas y económicas necesarias para la evaluación económica	26
4.4. Consideraciones y limitaciones	30
5. Resultados y discusión	31
5.1. Análisis del LCH	31
5.2. Análisis del VPN y factibilidad de la planta	34
6. Conclusiones	39
7. Referencias	41

Índice De Tablas Y Figuras

Figura 1. Consumo mundial de energía	7
Figura 2. Ciclo energético en la economía del hidrógeno.....	11
Figura 3. Esquema de las fuentes y tecnologías para la producción de hidrógeno	12
Figura 4. Esquema de la producción de hidrógeno mediante energía eólica	16
Figura 5. Esquema de la producción de hidrógeno mediante energía solar.....	18
Figura 6. Esquema y funcionamiento de un electrolizador de tipo a) PEM y b) alcalino	20
Figura 7. Diagrama de flujo de una planta de electrólisis de agua para producción de hidrógeno	21
Figura 8. Costo normalizado de hidrógeno (LCH) por tipo de tecnología	33
Figura 9. Relación de la eficiencia del electrolizador en el LCH (izquierda) y el factor de planta en el LCH (derecha)	34
Figura 10. Relación de la eficiencia del electrolizador en el VPN (derecha) y el factor de planta en el VPN (izquierda).....	36
Figura 11. Relación de la tasa de descuento con el VPN (izquierda) y relación del precio de venta con en VPN.....	38
Tabla 1. Parámetros técnicos y económicos de la planta	26
Tabla 2. Parámetros técnicos y económicos de la generación de energía eléctrica	28
Tabla 3. Parámetros técnicos y económicos del electrolizador.....	29
Tabla 4. Resumen de resultados	32

0. Índice de abreviaturas

Abreviatura	Significado
AC/DC	Corriente alterna/corriente directa
Alk	Alcalino
CAPEX	Costo de capital
CO	Monóxido de carbono
CO2	Dióxido de carbono
e-	Electrón
Fn	Costos de financiamiento
FNE	Flujo neto de efectivo
H+	Ion hidruro
H2	Hidrógeno
H2O	Agua
HHV	Coeficiente de poder calorífico alto
I	Inversión inicial del proyecto
IEA	International Energy Agency (Agencia Internacional de energía)
LC comp	costos asociados a la compresión y almacenamiento
LC elec	Costos asociados a la electrolisis
LCH	Costo normalizado del hidrógeno
LCOE	Costo normalizado de la energía
MH2	Masa de hidrógeno
N	Tiempo de vida del proyecto

NOx	Óxidos de nitrógeno
NREL	National Renewable Energy Laboratory (Laboratorio nacional de energía renovable)
O2	Oxígeno
OH-	Ion hidróxido
OPEX	Costos fijos de operación y mantenimiento
PEM	Membrana de intercambio protónico
r	Tasa de descuento
R/P ratio	relación reserva/producción
Relación B/C	Relación beneficio/costo
SOx	Óxidos de azufre
t	Tiempo
TIR	Tasa interna de retorno
TR	Tiempo de retorno
VOM	costos variables de operación
VPN	Valor presente neto

1. Introducción

El alto consumo de energía y la enorme demanda que existen de este vital recurso lo hacen uno de los principales problemas actuales y que tendrán gran impacto en el futuro cercano. Por otro lado, se tiene que la mayor parte de la energía consumida a nivel mundial actualmente es generada por fuentes fósiles de energía, los cuales son limitados y se encuentran cada día más escasos, además de que son una de las principales causas de la contaminación global.

Enunciado esto se debe efectuar pronto un cambio en el vector energético, para esto se puede considerar a un gran candidato que es el hidrógeno el cual no genera contaminantes y se puede obtener mediante tecnologías que funcionan con fuentes renovables de energía como su suministro de energía.

Si bien la tecnología de la producción del hidrógeno a partir de fuentes fósiles es la más desarrollada y utilizada, esta genera una gran cantidad de contaminantes al ambiente, por eso se debe optar por usar fuentes renovables de energía para su generación.

Es por ese motivo que este estudio se centra en analizar algunos sistemas de producción de hidrógeno que utilizan como suministro fuentes renovables de energía en el proceso de generación del hidrógeno. A esto se le conoce como hidrógeno renovable.

Con la elaboración de este estudio se busca realizar un análisis de distintos sistemas de producción de hidrógeno renovable, para los cuales se eligió el método

de producción por electrolisis, que funciona a partir de la electrolización de la molécula de agua, ya que estos no generan ningún tipo de residuo contaminante directo de la separación de la molécula.

Se van a considerar dos fuentes de energía renovable para este estudio, la energía solar y la energía eólica; y dos tecnologías diferentes de electrolizadores, los alcalinos y los de membrana de intercambio protónico o también llamados PEM, los cuales al realizar todas sus posibles combinaciones genera un total de cuatro sistemas diferentes a estudiar. A estos cuatro sistemas se les va a realizar una diversa serie de análisis económicos y tecnológicos.

Se va a realizar un análisis económico principalmente con dos finalidades, la primera es obtener un costo normalizado para la producción de hidrógeno, el cual se debe calcular a partir de los costos de capital, costos fijos y costos variables para los diferentes equipos y sistemas involucrados en el proceso, este dato da una idea de cómo se encuentra ese sistema en comparación con el mercado actual y es una variable muy útil para comparar tecnologías de producción de hidrógeno entre sí.

El otro análisis a realizar es un estudio de viabilidad del proyecto a través de múltiples herramientas de la economía y finanzas, estas variables a calcular son el valor presente neto (VPN), la tasa interna de retorno (TIR), la relación beneficio/costo y el tiempo de retorno de la inversión. Además, de realizar distintos análisis de sensibilidad de diversas variables importantes que afectan al costo del hidrógeno y al VPN con la finalidad de observar cuales de estas variables tienen más influencia sobre todo el sistema.

2. Consumo de energía y economía del hidrógeno

A través de los últimos años se ha podido observar un gran incremento en la tendencia global en el consumo energético, esto debido a que existe una sociedad donde el uso de energía es de vital importancia y totalmente necesario para realizar todas nuestras actividades diarias. La tasa de consumo energético se ve incrementada de manera sustancial en los países que se encuentran en desarrollo debido a que están teniendo un crecimiento industrial muy marcado y esta ocupa un gran porcentaje del consumo energético. Los suministros adecuados de energía son esenciales para que las naciones del mundo puedan prosperar tanto industrial como económicamente.

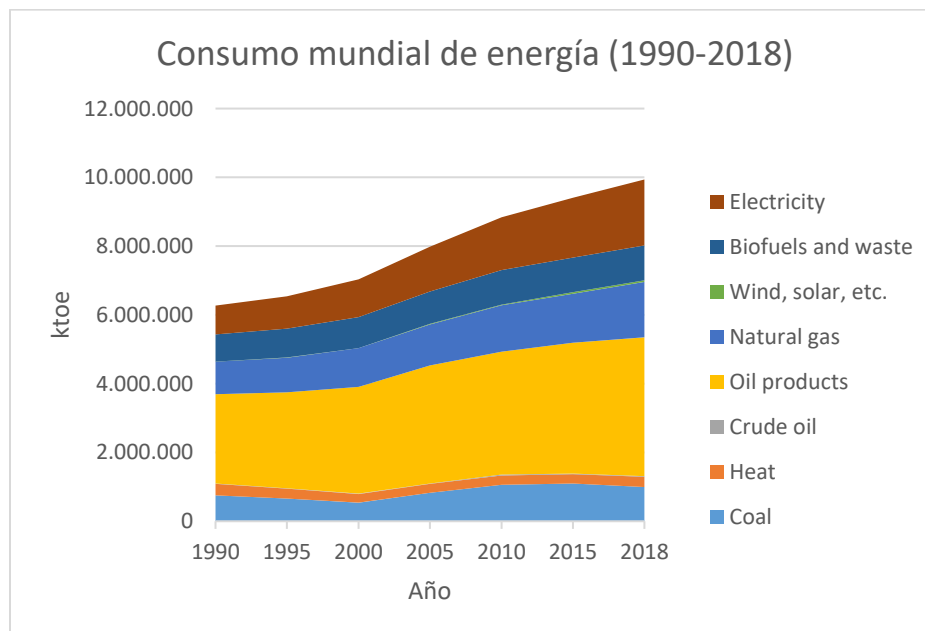


Figura 1. Consumo mundial de energía [IEA, World Energy Balances 2020] [1]

En la figura 1 se puede observar claramente que la necesidad de energía a nivel mundial ha venido en aumento de manera acelerada[1]. A partir del año 2000 se puede identificar un claro incremento en la pendiente de la gráfica. Con la tecnología actual es todo un reto producir esas cantidades de energía, pero se vuelve especialmente problemático cuando casi toda la energía necesaria para satisfacer el consumo mundial es obtenida por los llamados “combustibles fósiles”, casi el 90% de la energía consumida para el año 2018 fue obtenida por medio de estas fuentes, y su consumo con los años se ha incrementado considerablemente. Pero se tiene la conciencia de que los combustibles fósiles son una fuente no renovable de energía, lo que quiere decir que no se pueden regenerar con facilidad y, por lo tanto, la cantidad disponible de combustible es limitada.

Para el año 2019 las reservas globales de petróleo cuentan con una relación reserva-producción (R/P ratio) de 50 años y para México de tan solo 8.3 años[2] estos dos valores indican los años que durarán las reservas de petróleo a un ritmo de producción como el que se tiene hoy en día. En México el valor de R/P ratio es sumamente bajo en comparación con la reserva global y para un país que consume más del 90% de su energía a partir de fuentes fósiles[1], este es un número alarmante, y aun el valor de 50 años de la reserva global es un valor pequeño si consideramos los tiempos de desarrollo e implementación de otras fuentes de energía para suplir este consumo.

Como se pudo analizar anteriormente el incremento en el consumo de petróleo y energía en general aumenta sumamente rápido, por lo que se puede intuir que con

el paso del tiempo el valor del R/P ratio irá disminuyendo considerablemente, lo que deja mucho menos tiempo del previsto.

Por otro lado, los combustibles fósiles no solo se están agotando, sino que tienen un alto impacto en el medio ambiente. Esto se debe a que en la combustión de estos compuestos se generan gases de efecto invernadero como son el CO₂ (Dióxido de carbono), CO (Monóxido de carbono) y vapor de agua; en la producción y combustión de estos combustibles también se generan los gases que producen “lluvia ácida”, efecto que ocurre al combinar vapores de los óxidos de nitrógeno (NO_x) y óxidos de azufre (SO_x) con el agua que se encuentra suspendida en las nubes[3], este suceso ocasiona graves daños no solo a los cultivos y a la tierra, sino tanto a la salud los seres humanos como a las estructuras de las edificaciones y vehículos.

Una posible solución que existe para este gran problema es optar por un modelo energético sostenible, en el que se utilice fuentes renovables de energía como la energía eólica, solar, mareomotriz, etc. Estas fuentes energéticas son inagotables y limpias, ya que no producen ningún tipo de contaminante ni residuo durante la generación de energía.

Si bien ciertas energías renovables como la eólica o la solar ya cuentan con tecnología avanzada estas sirven para producir electricidad, pero esa es solo una parte del consumo energético, los combustibles fósiles quemados para transporte, por ejemplo, no se ven disminuidos con el uso de algunas de estas energías.

Además de que estas energías son intermitentes y su almacenamiento directo es complicado y se tendría que hacer a través de un banco de baterías para poder tener energía disponible cuando se dan esas etapas de intermitencia, pero estos bancos de baterías requieren una gran inversión además de ser, en su gran mayoría, altamente contaminantes debido a los materiales con los que están elaborados[3]. Entonces la opción que se debe tomar es la utilización de alguna o varias energías renovables que puedan suplir de manera efectiva y completa a todas las funciones que cumplen con los combustibles fósiles.

Otra fuente de energía que se tiene es el hidrógeno, que, por su parte, es una fuente limpia (no genera desechos que afecten al ambiente al ser consumida) que puede ser transportada y almacenada de forma directa para su posterior uso, y además puede ser usada para el transporte[4]. Uno de los principales problemas que presenta el hidrógeno son sus métodos de producción, ya que de la manera más convencional de producirlo se vuelve “no renovable” ya que es producido utilizando fuentes fósiles como suministro, y en este proceso se generan grandes cantidades de contaminantes al medio ambiente.

Pero si el hidrógeno se produce utilizando energías renovables como suministro, dígase solar, eólica, etc. entonces, se puede hablar de un modelo energético sostenible. A este modelo energético se le conoce como “economía del hidrógeno”, donde el hidrógeno sirve como el principal vector energético y tiene el poder de cubrir todas las necesidades energéticas de la sociedad y así sustituir completamente el uso de combustibles fósiles[5] Un esquema del ciclo energético en una economía del hidrógeno se muestra en la figura 2.



Figura 2. Ciclo energético en la economía del hidrógeno. [Centro Nacional del Hidrógeno, CNH]

3. Producción renovable de hidrógeno

Existe una amplia variedad de procesos de producción de hidrógeno, los cuales se pueden separar en tres grupos según la fuente de energía que se use para su generación, los combustibles fósiles, la energía nuclear y las fuentes renovables de energía [6]. De entre esas rutas, la opción principal es descomponer combustibles fósiles (es decir, gas natural, petróleo y carbón) en hidrógeno y otras sustancias por medio de procesos químicos, termoquímicos y biológicos, dentro de estos procesos se encuentra el reformado y oxidación parcial de metano y naftas ligeras, la pirólisis de metano y la gasificación de carbón[7].

Otra opción común es disociar el agua en hidrógeno y oxígeno mediante la utilización de la electricidad en un proceso llamado electrólisis, o utilizar la energía térmica en un proceso conocido como termólisis. Estas pueden ser generadas a partir de energía nuclear[8] o fuentes renovables, es decir, eólica y solar[9]. Una última fuente es la biomasa, de la cual se puede obtener hidrógeno a partir de fermentación de materia orgánica o por medio de una biofotocatálisis con ayuda de energía solar [9].

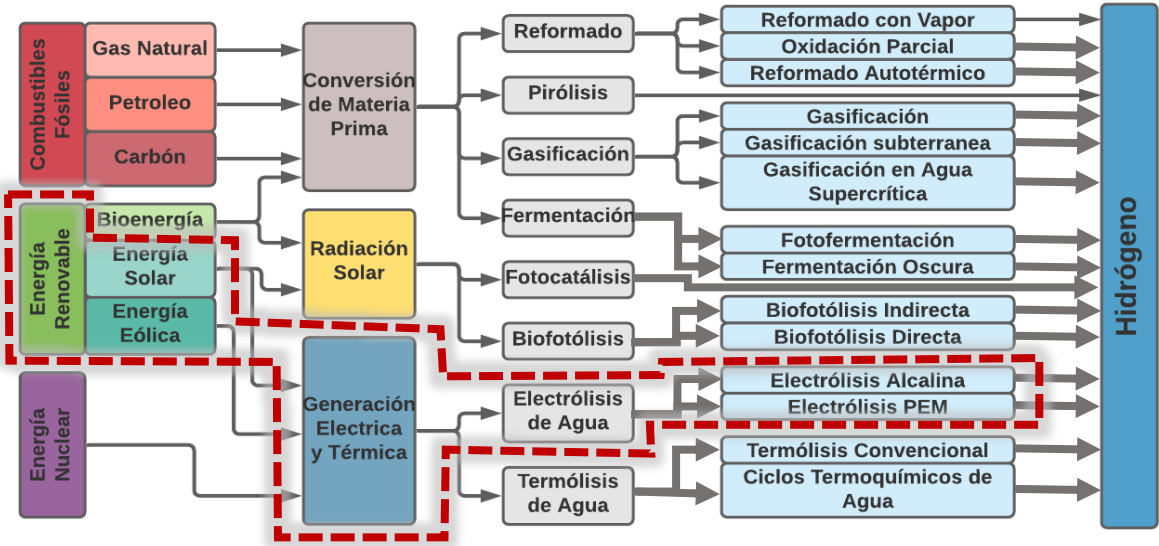


Figura 3. Esquema de las fuentes y tecnologías para la producción de hidrógeno.

Como bien se puede ver existen muchas fuentes y una amplia variedad de tecnologías para la producción de hidrógeno, que se encuentran representadas en la figura 3. Pero para este estudio es de interés aquellos procesos en los que se utilizan fuentes renovables y que, por lo tanto, concuerdan con la idea de la economía del hidrógeno, en la figura 3 estos procesos se muestran redondeados con una línea punteada.

Un factor de suma importancia a considerar para los sistemas de generación de energía renovable es el factor de capacidad o también llamado factor de planta, el cual se define como la energía real generada por la estación eléctrica generadora durante un período y la energía generada si hubiera trabajado a plena carga durante ese mismo periodo[10]. Este factor se vuelve muy importante para las energías renovables debido a la intermitencia de las fuentes de energía, ya que como sabemos el sol solo dura aproximadamente medio día en la mayor parte del mundo y las nubes hacen de la energía solar mucho más intermitente, y en la energía eólica la velocidad del viento también es muy fluctuante y nunca se llega una producción constante.

Una posible manera de reducir la intermitencia de la fuente de energía es con una correcta elección de la ubicación de la planta, ya que variables como la cantidad de sol incidente que se puede aprovechar o la velocidad del viento no dependen de factores humanos sino enteramente de la locación donde se encuentra la planta. Por eso es importante realizar siempre un análisis profundo de la ubicación de la planta para este tipo de sistemas.

Si bien este tipo de tecnología todavía se encuentra en desarrollo ya existen muchas plantas de producción de hidrógeno que utilizan energía solar o eólica como suministro para generar hidrógeno por medio de electrolizadores.

La planta Fukushima Hydrogen Energy Research Field o por sus siglas FH2R es la mayor planta productora de hidrógeno renovable actualmente operando en el mundo, se encuentra en la ciudad de Fukushima, Japón, esta planta utiliza energía solar y un electrolizador alcalino, tiene un tamaño de 10 MW[11]. Otras plantas

actualmente operando que utilizan esta tecnología son las de ETOGAS, Solar Fuel Beta-plant AUDI planta con una capacidad de 6 MW ubicada en la ciudad de Wertle, Alemania[12], y la planta H2 Logic 6 HRS ubicada en Copenhagen, Dinamarca, esta cuenta con una capacidad de 2.5 MW[13].

Otras plantas actualmente en operación pero que utilizan la energía eólica y electrolizadores de tipo PEM son las de Energiepark Mainz con capacidad de 6 MW[14], H&R Ölwerke Hamburg-Neuhof con capacidad de producción de 5 MW[15], y la planta Wind to gas Brunsbüttel que tiene capacidad de 2.4 MW[16], las tres plantas se encuentran ubicadas en Alemania.

También existen muchos proyectos para la creación de nuevas plantas generadoras de hidrógeno verde, en Europa occidental se tiene el macro proyecto de HyDeal Ambition que involucra a varios países como España, Francia y Alemania, el proyecto es para una capacidad de hasta 67 GW a partir de energía solar y eólica, un nivel de producción de gran escala, la planta espera entrar en operación para el año 2030[17].

Otros grandes proyectos que existen son Asian Renewable Energy Hub planta que estaría ubicada en Australia y que contará con una capacidad de hasta 23 GW se espera completar el proyecto para el año 2028[18], NorthH2 proyecto llevado a cabo en Holanda se espera una producción de hasta 10 GW generado completamente a partir de energía eólica fuera de costa, se espera completar todo el proyecto para el año 2040[19], y el proyecto de AquaVentus que contará con una capacidad de 10 GW el cual se está desarrollando en Alemania, este proyecto tiene una fecha de terminación para el año 2035[20].

Con todos estas plantas y proyectos se puede decir que este tipo de tecnología será de gran importancia para un futuro cercano ya que más países y empresas se comienzan a inclinar por estas tecnologías, lo que hace relevante realizar estudios sobre estos mismos.

A continuación, se van a revisar dos de las principales fuentes de energía renovable que se utilizan en la generación de hidrógeno renovable, la energía solar y la energía eólica. Se estudiará cuáles son las bases y equipos que se necesitan para realizar el proceso de producción de hidrógeno, así cómo se llevan a cabo estos procesos.

3.1. Producción de hidrógeno a través de energía eólica como suministro

La producción de hidrógeno a través de energía eólica como suministro se refiere al proceso de utilizar una turbina eólica que se encarga de convertir la energía cinética que se obtiene del aire en energía eléctrica a partir de un generador eléctrico, esta electricidad es posteriormente utilizada para separar la molécula de agua en sus dos componentes, hidrógeno y oxígeno, en un equipo llamado electrolizador [21].

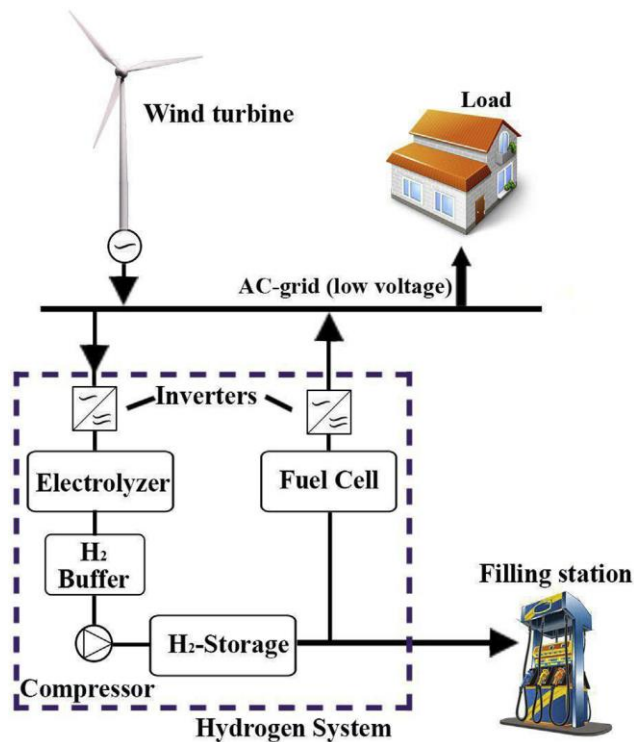


Figura 4. Esquema de la producción de hidrógeno mediante energía eólica.

El sistema de generación de hidrógeno generalmente está conformado por una turbina eólica la cual capta la energía cinética del aire a través del movimiento de sus hélices, esto activa un generador que convierte la energía cinética en electricidad, posteriormente para poder utilizar esta electricidad se requiere de un convertidor de corriente AC/DC y de un banco de baterías para acoplar la corriente y el voltaje a lo que requiere el sistema de electrólisis[21]. Un esquema general de producción de hidrógeno con energía eólica se presenta en la figura 4.

3.2. Producción de hidrógeno a través de energía solar como suministro

Otra forma de producción de hidrógeno es a través de energía producida por el sol, la cual puede ser utilizada de múltiples maneras para llevar a cabo el proceso de producción de hidrógeno, esta se divide principalmente en tres tecnologías diferentes.

La primera y más común es utilizar la energía del sol para producir electricidad a través de paneles solares, estos captan la energía del sol, los fotones y mediante dos compuestos semiconductores uno de carga positiva y otro de carga negativa, se genera la excitación de electrones del semiconductor de carga negativa al de carga positiva y se genera una diferencia de potencial lo que da como resultado una corriente eléctrica[9], la cual posteriormente es utilizada en un electrolizador para así romper la molécula de agua y generar hidrógeno, este proceso es muy similar al de generar hidrógeno con energía eólica y también se debe ajustar la corriente con un convertidor AC/DC a la entrada del electrolizador[22].

La segunda es a través de un proceso foto electroquímico en el cual se utiliza la energía del sol para romper la molécula de agua a través del uso de semiconductores especializados que sirven como fotocatalizadores que absorben los fotones del sol y posteriormente los transforman en energía eléctrica que es transferida a la molécula de agua para romperla y así obtener hidrógeno, este proceso se genera dentro de un mismo equipo y no requiere de ajustar la corriente eléctrica obtenida[22].



Figura 5. Esquema de la producción de hidrógeno mediante energía solar.

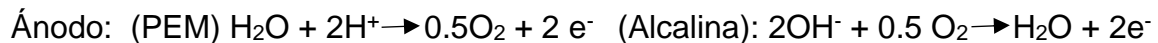
El último proceso que se va a describir es el de la termólisis del agua a través de la energía del sol, el proceso de termólisis consiste en separar la molécula de agua a través del uso de energía térmica, este proceso ocurre a temperaturas muy elevadas, mayores a 2500 °K[23]. Para lograr llegar a estas altas temperaturas y efectuar este proceso se utilizan distintos equipos que se encargan de concentrar la energía del sol para lograr altas temperaturas, los concentradores solares más usados para este tipo de proceso son los de torre central y disco parabólico[24].

Un esquema general descriptivo del proceso de obtención de hidrógeno a través de energía solar utilizando sus diversas tecnologías se muestra en la figura 5[22].

3.3. Procesos de electrólisis del agua

El electrolizador es el equipo fundamental en el proceso de producción electroquímica de hidrógeno a partir de fuentes de energía renovables, ya que es en este dónde se realiza el rompimiento de la molécula de agua. Lo que sucede dentro del electrolizador es que se utiliza el paso de una corriente eléctrica para propiciar una serie de reacciones de óxido-reducción por las cuales se separa la molécula de agua en hidrógeno y oxígeno[25].

Principalmente se tienen dos tipos de electrolizadores, los alcalinos y los de tipo PEM (membrana de intercambio protónico), la diferencia como su nombre lo sugiere es que las reacciones se realizan en distintos medios, en el electrolizador alcalino estas reacciones ocurren en un medio básico y en el electrolizador PEM ocurren en un medio ácido. Se muestran los esquemas de funcionamiento de los tipos de celdas en la figura 6. Las reacciones que ocurren en ambos electrolizadores son las siguientes:



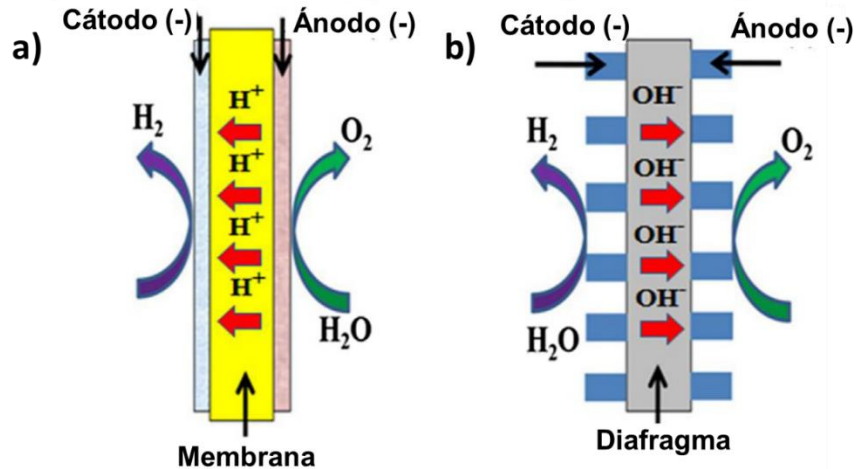


Figura 6. Esquema y funcionamiento de un electrolizador de tipo a) PEM y b) alcalino.

La eficiencia del electrolizador es un dato de suma importancia ya que se utiliza para poder definir el tamaño del electrolizador, esta eficiencia está relacionada con la cantidad de energía que se requiere para se produzca el rompimiento de la molécula de agua en moléculas de oxígeno e hidrógeno, este término se conoce como poder calorífico o calor de combustión, el cual se expresa generalmente en unidades de energía entre masa (kW/kg)[26]. Entonces, la eficiencia del electrolizador es una eficiencia energética que está definida como el cociente del poder calorífico alto (HHV) del hidrógeno entre la energía que se consume en el sistema de electrólisis para producir un kilogramo de hidrógeno[3].

En la figura 7 se aprecia un diagrama de flujo de una planta de electrólisis, donde se muestran los procesos de separación y purificación del hidrógeno así como los equipos necesarios para obtenerlo con las características deseadas.

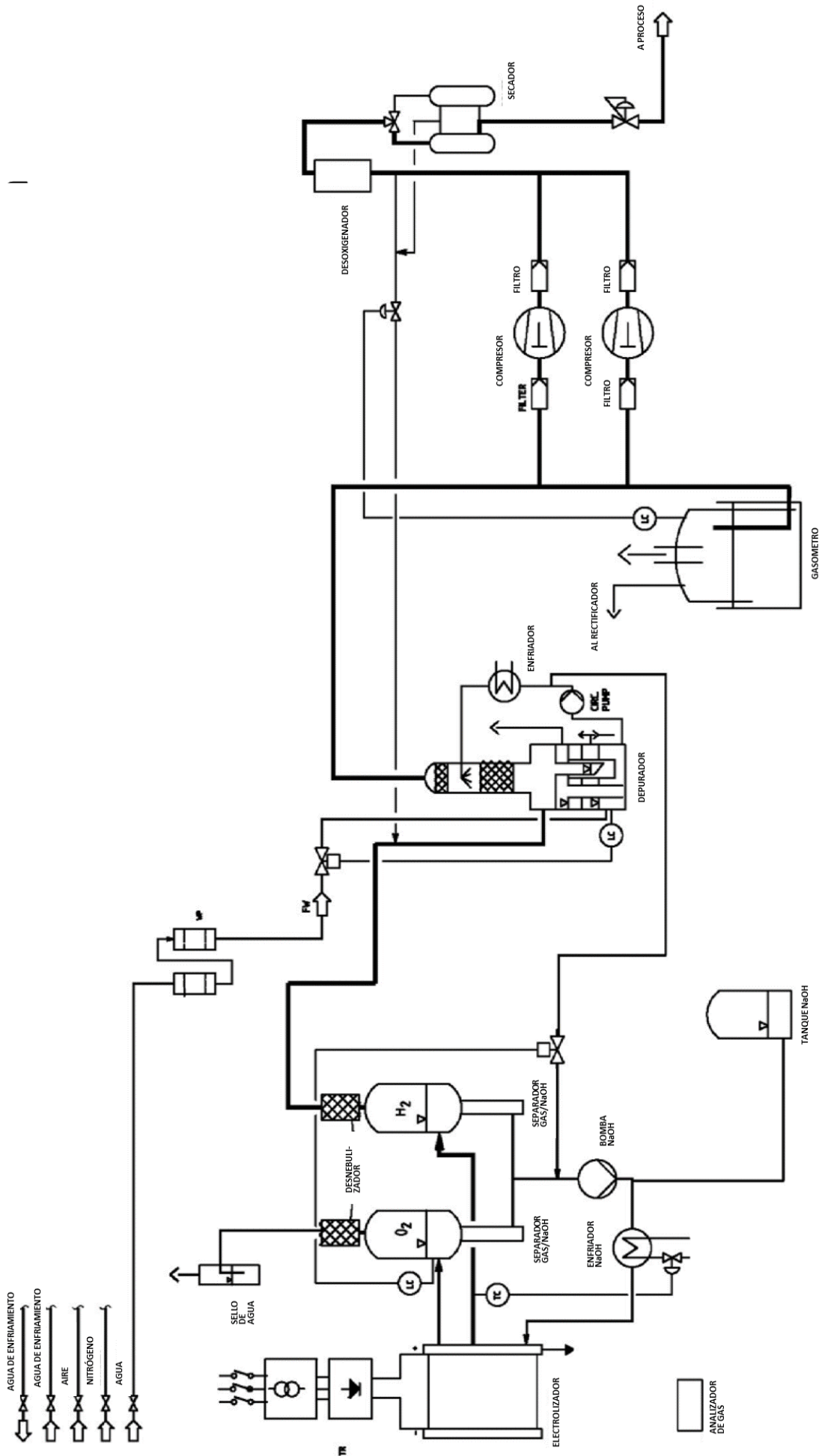


Figura 7. Diagrama de flujo de una planta de electrólisis de agua para producción de hidrógeno.

4. Metodología para la evaluación económica

4.1. Costo normalizado de hidrógeno

Una de las herramientas más utilizadas para la evaluación económica de diferentes tecnologías para la producción de hidrógeno es el cálculo del costo normalizado de hidrógeno o abreviado como LCH por su nombre en inglés *levelized cost of hydrogen*[27]. Generalmente este valor se presenta como el costo por producir un kilogramo de hidrógeno (\$/kg). Esta herramienta generalmente se suele utilizar para costos en producción de energía eléctrica LCOE (*levelized cost of energy*) solo que en este rubro se define como la cantidad de dinero que se requiere para generar un kWh de energía eléctrica (\$/kWh)[28].

De manera general el costo normalizado de hidrógeno puede definirse como:

$$LCH = \frac{\text{costo de producir el ciclo de vida}}{\text{cantidad producida en el ciclo de vida}}$$

Al desarrollar un poco más la fórmula se puede expresar de la siguiente manera [28]:

$$LCH = \frac{CAPEX + OPEX + VOM + Fn}{M_{H_2}}$$

Donde CAPEX son los costos de capital, es decir todos los gastos de inversión en equipos, instalación, terreno, etc., OPEX son los costos fijos de operación y mantenimiento que se requieren para operar la planta, VOM son los costos variables

de operación y mantenimiento que se requieren, los que dependen directamente de la cantidad de hidrógeno que se esté produciendo, F_n son los costos asociados al financiamiento de los equipos, y por último MH_2 es la cantidad de hidrógeno que se espera producir durante el tiempo de vida que la planta se va a encontrar en operación generalmente se suele expresar en kg.

Para el desarrollo de este trabajo el LCH se debe dividir en tres costos individuales, el costo por la generación de la energía eléctrica a partir de la fuente renovable de energía (LCOE), el costo involucrado con el electrolizador y el rompimiento de la molécula de agua para obtener hidrógeno (LC elec), y por último un costo por llevar a cabo posteriormente el proceso de compresión y almacenamiento (LC comp).

$$LCH = LCOE + LC\ elec + LC\ comp$$

4.2. Valor presente neto (VPN), tasa interna de retorno (TIR), relación beneficio/costo y tiempo de retorno (TR)

El valor presente neto (VPN), se define de manera sencilla como la diferencia entre los ingresos y egresos (incluida como egreso la inversión) a valores actualizados, o bien, como la diferencia entre los ingresos netos y la inversión inicial, pero los valores de ingresos están llevados al valor presente. A efectos prácticos, es la suma actualizada de los flujos netos de cada período, para lo cual se utiliza una tasa de descuento (r), la cual indica el interés que se deducirá de los flujos de efectivo por año [29]. El VPN se calcula de la siguiente manera:

$$VPN = \sum_{t=1}^N \frac{FNE}{(1+r)^t} - I$$

Donde FNE son los flujos netos de efectivo para cada periodo de tiempo que se calculan a través del balance general de contabilidad de la planta, I es la inversión inicial del proyecto, r es la tasa de descuento, t es el periodo de tiempo y N es el tiempo de vida del proyecto que se suele expresar en años.

Al calcular el VPN se pueden presentar distintos valores, ya sean positivos, negativos o cero; si se llega un valor positivo da índice de que el proyecto va a generar ganancias sobre la inversión inicial y, por lo tanto, es redituable. Si se obtiene un valor negativo entonces el proyecto no va a generar ganancias, por lo que el proyecto no es redituable. Y finalmente si el VPN da un valor de cero, entonces el proyecto no tiene perdidas ni tampoco ganancias por lo que la elaboración de este se vuelve irrelevante.

La tasa interna de retorno (TIR) es un método que proporciona otra medida de la rentabilidad de un proyecto. La tasa interna de retorno equivale a la tasa de descuento que dicho proyecto le va a regresar a la persona que invirtió ahí su dinero [30]. Es decir, la TIR es la tasa de descuento (r) que hace que el VPN sea igual a cero, o en otras palabras iguala el valor presente del flujo de efectivo al valor presente de la inversión neta.

$$VPN = \sum_{t=1}^N \frac{FNE}{(1+TIR)^t} - I = 0$$

La relación de la TIR con la tasa de descuento (r) es de gran importancia ya que si la $TIR > r$, entonces el proyecto se considera rentable, por lo tanto, existen ganancias. Esto se puede observar cuando el valor del VPN es mayor a cero para el valor de la r utilizada.

La relación beneficio/costo es otro indicador de la rentabilidad de un proyecto, este valor indica la relación de los flujos netos presentes entre el valor presente de la inversión [30], el cual está definido como:

$$\text{Relación B/C} = \frac{\sum_{t=1}^N \frac{FNE}{(1+r)^t}}{I}$$

Se busca siempre que esta relación sea mayor a 1, lo cual indicaría que el proyecto genera más ganancias el valor de la inversión realizada y, por consiguiente, el proyecto es rentable, en caso contrario si esta relación presenta valores menores a cero entonces no se está recuperando la inversión y no debe considerarse el proyecto.

El último valor a analizar es el tiempo de retorno (TR) es como bien dice su nombre la cantidad de tiempo de toma en recuperarse la inversión, se mide en unidades de tiempo generalmente en años todo depende de la duración del proyecto a estudiar[30].

4.3. Especificaciones técnicas y económicas necesarias para la evaluación económica

En la tabla 1 se muestra un resumen de los parámetros técnicos y económicos necesarios para realizar el diseño de la planta. Para poder realizar la evaluación económica de las distintas tecnologías lo primero es decidir el tamaño de la planta que se piensa construir, en este caso se consideraron datos tomados de proyectos existentes y por construir de la base de datos de proyectos de la IEA[31,32], la cual indica un promedio de 20 MW para plantas de electrólisis alcalina y 5 MW para plantas de electrólisis tipo PEM. Como deseamos comparar estas dos tecnologías entonces se tomó un valor de producción de 5 MW para el caso base a estudiar. Se tomó un tiempo de vida de la planta de 20 años, ya que es el dato más utilizado para proyectos de este tipo [31–34], y 330 días de operación esto teniendo en consideración el paro para mantenimiento y reparación de equipos.

Tabla 1. *Parámetros técnicos y económicos de la planta*

Parámetro	Valor	Unidades
Producción	5	MW
Tiempo de Vida	20	Años
Días de operación	330	días/año
Tasa de descuento (r)	7%	
Tasa de impuesto	30%	

Para la evaluación económica se definió una tasa de descuento (r) para el proyecto del 7%, realmente este valor se determinó a partir de un promedio entre diferentes estudios similares a éste[31,35,36]. El otro factor financiero que se consideró fue la tasa de impuesto del 30%, este valor es el actual para empresas en México, este valor se va a utilizar para el cálculo de los flujos netos de efectivo para cada periodo. Otro dato adicional que se necesita es el precio de venta del hidrógeno, este dato es requerido para poder establecer unas ganancias sobre las cuales se realizará el balance general para obtener los flujos netos de efectivo que se requieren para calcular el VPN, se encontró que los precios de venta varían entre los \$5 a los \$25 por kilogramo de hidrógeno[37,38], para este estudio en específico se tomó un valor de \$10/kg.

Las especificaciones técnicas y económicas de la generación de energía eléctrica se encuentran presentadas en la tabla 2, estos valores fueron tomados a partir de datos actualizados que proporciona el NREL en su portal electrónico a través de su base de datos tecnológica[39]. Estos valores ya cuentan con el costo del equipo, instalación y mano de obra. Para la evaluación económica de la generación de energía eléctrica solo se toma en cuenta los valores de CAPEX y OPEX, ya que los costos variables (VOM) se consideran como cero ya que el único factor importante a considerar como costo variable es el combustible para generar la energía y entonces en este caso, el combustible es una fuente renovable e ilimitada, no tiene ningún costo asociado.

Todos los valores monetarios en este estudio se encuentran en unidades de dólares americanos (US \$), se tomaron como base del año 2019.

Tabla 2. *Parámetros técnicos y económicos de la generación de energía eléctrica*

Parámetro	Eólica	Solar	Unidades
Factor de planta	0.425	0.272	
CAPEX	1555.88	1599.90	\$/kW
OPEX	43.21	18.76	\$/kW-año

En la tabla 3 se presentan las especificaciones técnicas y económicas de los electrolizadores, los datos de CAPEX se tomaron con base a un estudio realizado por Adam Christensen para el International Council on Clean Transportation[35] en el cual promedian costos obtenidos de múltiples fuentes[40–42]. Debemos considerar también para este caso un costo adicional de CAPEX de 50 \$/kW debido a las líneas eléctricas y tuberías complementarias para acoplar el sistema de electrólisis a la planta de generación de energía, así como el suministro de agua desionizada para el equipo.

El OPEX se tomó como un porcentaje del CAPEX, se eligió el valor del 3%[43]. Los costos variables (VOM) a considerar son las materias primas necesarias para realizar la electrólisis, es decir, el agua desionizada, a un costo de \$0.08 por kilogramo de H₂ a producir[44]. Por último, los costos adicionales por reemplazo de equipo al término de su tiempo de vida, que se toman como un 50% del valor del CAPEX del electrolizador[43].

Las eficiencias de los electrolizadores y el tiempo de vida para cada uno de estos equipos se tomaron a partir de los estudios realizados por la IEA para equipos actuales[40].

Tabla 3. *Parámetros técnicos y económicos del electrolizador*

Parámetro	Alcalino	PEM	Unidades
Eficiencia	70%	65%	
Tiempo de Vida	90000	65000	h
Costo remplazo (%Capital)	30%	30%	
CAPEX	800	1500	\$/kW
CAPEX (líneas y tuberías)	50	50	\$/kW
OPEX	24	45	\$/kW año
VOM	0.08	0.08	\$/kg H ₂

Para el proceso de compresión y almacenamiento del hidrógeno posterior a su generación en el electrolizador, se consideró un gasto energético de 4 kW/kg de hidrógeno para realizar la compresión y unos costos totales de \$2.45/kg y \$1.07/kg de hidrógeno para los electrolizadores alcalino y tipo PEM respectivamente[45], esta diferencia se debe a que en un electrolizador tipo PEM el hidrógeno se va a obtener a una presión más elevada y el proceso de compresión es de menor intensidad y, por lo tanto, de menor costo.

4.4. Consideraciones y limitaciones

Para los distintos sistemas a analizar en este trabajo se va a considerar un escenario en el que no se involucró financiación externa para la inversión inicial requerida, y por lo tanto no hay intereses a considerar en el balance general para calcular los flujos de efectivo.

La tasa de inflación tampoco se va a considerar en este análisis, se decidió tomar esta libertad ya que aplica de igual manera para los 4 sistemas y, por lo tanto, las comparaciones no se deben ver afectadas.

Tampoco se va a tener en cuenta reparto de utilidades dentro del balance general. Se decidió no considerar un porcentaje de salvamento al final del proyecto, esto es que los equipos van a terminar su tiempo de vida al final del proyecto y no se obtiene alguna recuperación económica de ellos. La depreciación de los equipos si fue considerada a una tasa del 5% anual.

Los valores obtenidos de la base de datos del NREL para la generación de energía eléctrica son obtenidos de escenarios en EUA por lo que los costos y los factores de planta se verían alterados para su aplicación en México. Los costos para los electrolizadores son valores promedios que realizaron diferentes instituciones a nivel mundial, por lo que al realizar el proyecto en México los valores pueden verse afectados ligeramente.

5. Resultados y discusión

5.1. Análisis del LCH

En la tabla 4 se presenta un resumen de los resultados del análisis económico realizado en este estudio.

En esta tabla 4 se puede observar que todos los valores de LCH se encuentran relativamente cercanos, con menos de \$2 de diferencia entre en mínimo y el máximo, siendo el sistema eólico con un electrolizador PEM el de menor costo con un valor de \$4.08/kg y el sistema solar con electrolizador alcalino el de mayor costo con un valor de \$5.37/kg.

Se puede observar de estos datos que los sistemas eólicos se encuentran con un precio menor que los sistemas solares al compararlos directamente con el mismo tipo de electrolizador, al analizar los datos de entrada para las tecnologías de generación de energía eléctrica, que se encuentran en la Tabla 2, se puede observar que el CAPEX de la energía solar es más elevado que el de la energía eólica, pero su OPEX se presenta al caso contrario, por lo que estos valores deben hacer que los costos se nivelen, por lo que estos datos no debe influir de gran manera en que los costos de la generación de energía (LCOE) presenten una diferencia de un 30% mayores para la energía solar sobre la energía eólica como se observa en la figura 8.

El dato de entrada que puede ser la razón de esta diferencia es el factor de planta y aquí sí se puede apreciar una clara diferencia entre un valor y otro, además se debe recordar que el factor de planta va a influir a todos los costos ya que es un indicador de la cantidad de energía que está aprovechando el sistema de toda la energía que se encuentra disponible. En la figura 9 se puede observar la influencia que tiene el factor de planta en el LCH, y se observa que tiene un gran impacto en los costos, más que nada a menores valores de factor de planta donde se incrementa abruptamente la pendiente y los costos se elevan a más del doble.

Tabla 4. Resumen de resultados

Energía	Eólica		Solar	
	Alcalino	PEM	Alcalino	PEM
LCH (\$/kg)	4.86	4.08	5.37	4.62
VPN	\$ 8,642,022.00	\$ 16,584,370.05	-\$ 169,411.59	\$ 7,821,708.27
TIR	9.17%	12.26%	6.96%	8.97%
TR (años)	14.79	10.73	-	15.19
Relación B/C	1.17	1.44	0.997	1.16

Si se comparan los valores obtenidos de LCH para los sistemas de producción con electrolizadores PEM con los sistemas con un electrolizador alcalino se observa claramente que los sistemas PEM tienen un costo relativamente menor. Al analizar qué variables pueden estar involucradas para que ocurra esta diferencia, se observa en la figura 8 que los costos por la compresión es claramente la principal diferencia ya que son de casi el triple para el proceso alcalino que para el proceso con un

electrolizador tipo PEM. Si bien estos costos por el proceso de compresión no fueron analizados a profundidad en este trabajo, por eso, no se puede llegar a alguna forma de disminuirlos.

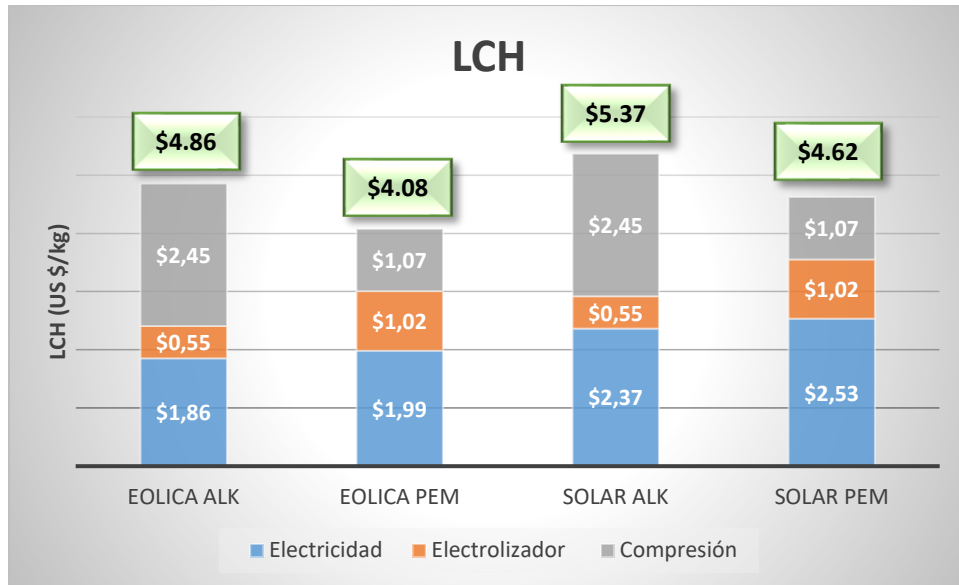


Figura 8. Costo normalizado de hidrógeno (LCH) por tipo de tecnología.

Si se hace el ejercicio de considerar solo los costos por la generación de la energía eléctrica y los costos del electrolizador se puede observar que esta relación se invierte y sistema PEM se vuelve más costoso, una variable que se vuelve de gran importancia al comparar estos costos es la efectividad de los electrolizadores que si se recuerda bien es una medida de cómo se está aprovechando la energía eléctrica que entra en el electrolizador, y dada esta definición entonces afecta directamente tanto al precio del electrolizador como al precio de la energía eléctrica.

La figura 9 se obtuvo a través de un análisis de simulación utilizando tanto a la eficiencia del electrolizador como al factor de planta como variables. En ella se

puede observar un gráfico de la relación que tiene la eficiencia del electrolizador en los LCH para los distintos sistemas estudiados, de esta gráfica se puede observar que según se aumente la eficiencia del sistema podríamos reducir el LCH en una unidad aproximadamente para todos los casos, lo cual es considerable ya que sería reducir aproximadamente el 25% del LCH.

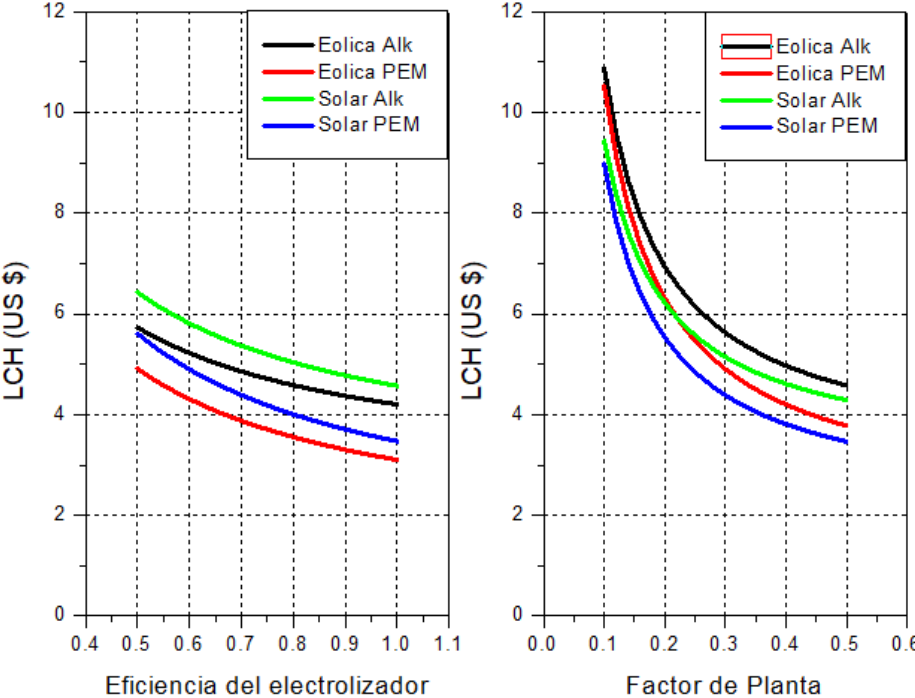


Figura 9. Relación de la eficiencia del electrolizador en el LCH (izquierda) y el factor de planta en el LCH (derecha).

5.2. Análisis del VPN y factibilidad de la planta

En esta sección se va a proceder a analizar los resultados obtenidos para el VPN y los demás parámetros económicos como son la TIR, el TR y la relación B/C, todos

estos juntos ayudarán a tener una idea clara de la viabilidad de un proyecto para los diferentes sistemas propuestos. Las figuras 10 y 11 son resultados del análisis de simulación viendo de la influencia distintas variables en el VPN para cada uno de los sistemas presentados.

De la tabla 4 lo principal que llama la atención es que en tres de los sistemas se obtuvo VPN positivos, pero para el sistema de energía solar con un electrolizador alcalino el resultado fue un VPN negativo, por lo que este proyecto no sería viable para las especificaciones dadas en el caso base, si bien se puede ver que para el sistema solar con electrolizador alcalino se tiene un VPN negativo se puede observar que su relación B/C está en 0.997 muy cercano a la unidad por lo que alguna pequeña modificación en el sistema podría mejorar la efectividad del proceso, lo que daría ganancias y sería redituable. Esto se puede observar en las gráficas de la figura 10, en específico en la de la eficiencia del electrolizador se puede ver que el cero está prácticamente al 70% por lo que si se pudiera aumentar su eficiencia a un poco más de este valor se tendrían ganancias del proyecto, otra opción para poder hacer el que el proyecto sea rentable es aumentar el valor del factor de planta, y este valor se puede modificar por medio de la ubicación de la planta.

Un factor tecnológico que muestra su influencia en el VPN se puede ver en la figura 10, es el factor de planta, y se puede observar como este tiene una gran influencia en el VPN ya que con una disminución en este factor los valores de VPN descienden drásticamente, para incrementar este factor de lo que se requiere es de una correcta ubicación de la planta, y los valores tan bajos de factor de planta se deben a la

intermitencia de la energía, pero si la planta se ubica en una locación donde se aproveche al máximo esta energía disponible y sea lo más constante posible, se puede tener un valor más alto y como consecuencia mayor valor de VPN lo que hace el proyecto más rentable y atractivo.

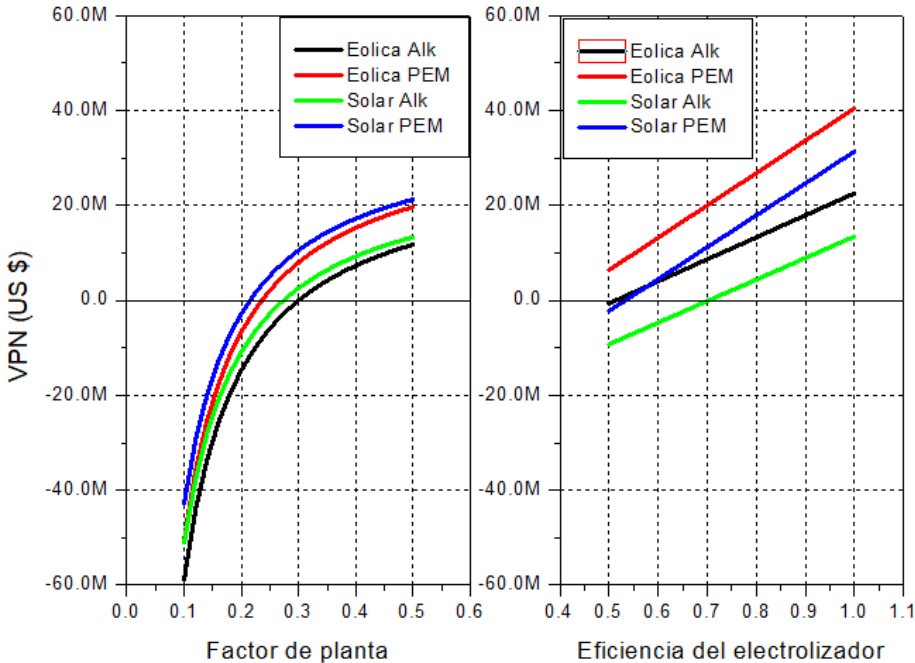


Figura 10. Relación de la eficiencia del electrolizador en el VPN (derecha) y el factor de planta en el VPN (izquierda).

Ahora, si se observan en la tabla 4 los valores de TIR que presentan los diferentes proyectos se puede observar que tres de ellos tienen una TIR por encima del valor de la tasa de descuento propuesta para el caso base que fue de 7%, y solo para el caso del sistema solar-alcalino se obtuvo una TIR ligeramente menor lo cual concuerda perfectamente con lo analizado anteriormente del valor del VPN y que este sea negativo para este sistema.

Algo importante que resaltar de los valores de TIR obtenidos es que, si bien tres de los sistemas están por encima del valor de la tasa de descuento, su valor no es muy alto, los sistemas eólico-alkalino y solar-PEM tienen un TIR cercana al 9% y además que para este estudio no se está considerando la tasa de inflación y tampoco se considera algún tipo de financiamiento, es decir, no se cuenta con una tasa de interés; y la tasa de inflación e interés afectan directamente a la estimación de la mejor tasa de descuento a escoger, entonces teniendo esto en consideración las TIR que se encuentran cercanas al 9% no dan mucho espacio para estas consideraciones.

El único sistema que cuenta con una TIR un poco más elevada es la del sistema de energía eólica con un electrolizador tipo PEM que cuenta con una TIR de más del 12%, un valor muy atractivo para los inversionistas ya que al ser la tasa de descuento del 7% da un margen de más del 5%, y tomando en cuenta que los valores considerados como buenos para este tipo de proyectos se encuentran entre el 7% y 15%[32,46,47] esto siempre considerando que la TIR sea superior a la tasa de descuento, tomando esto en cuenta se tienen tres sistemas dentro de este rango, los sistemas eólico-alkalino, solar-PEM y eólico-PEM, pero el sistema eólico-PEM es el que tiene el valor más alto a diferencia de los demás sistemas y por lo tanto, el más rentable y atractivo para los inversionistas.

Lo recién mencionado sobre el valor de la TIR se puede comprobar de mejor manera con los valores de la relación B/C en el que se puede observar que el sistema eólico-PEM está claramente por encima de los demás sistemas, teniendo un beneficio de más del 40% sobre los costos para dicho sistema.

Los valores de tiempo de retorno (TR) dan una idea de lo conveniente que sería para los inversionistas participar en la elaboración del proyecto, y lo que se puede observar es que si bien existe un tiempo de retorno de la inversión inicial este es mayor a 15 años para dos sistemas y en otro este tiempo no existe, por lo que ya que no se recuperará la inversión, este es el caso del sistema solar-alcalino, pero para el sistema eólico-PEM se observa un TR de aproximadamente 11 años, es solo un poco más de la mitad del proyecto lo que lo hace el más atractivo de todos los sistemas estudiados.

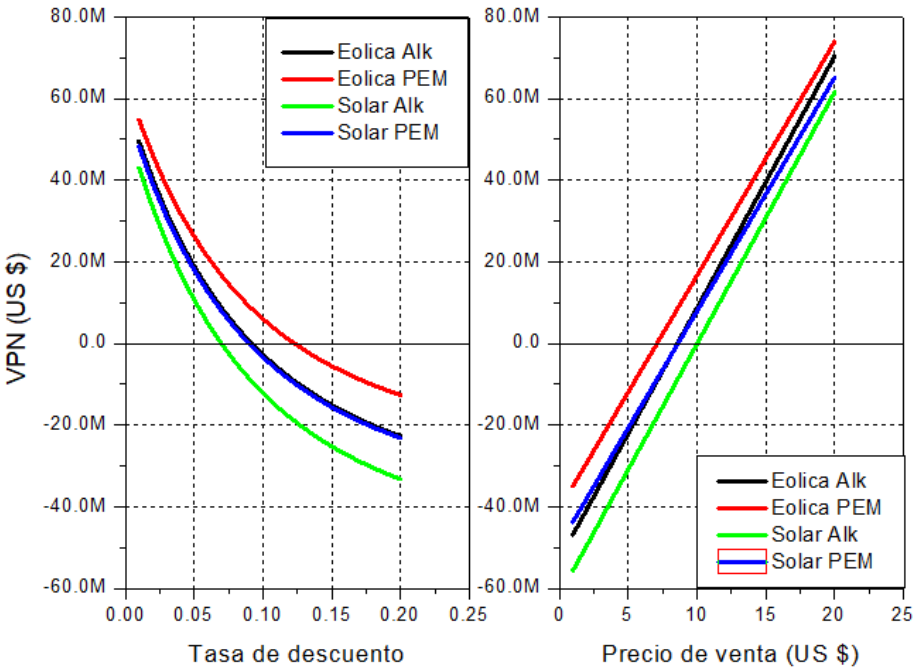


Figura 11. Relación de la tasa de descuento con el VPN (izquierda) y relación del precio de venta con en VPN.

En la figura 11 se puede observar la influencia de dos variables económicas en el VPN que son la tasa de descuento y el precio de venta del hidrógeno. El tener una

tasa de descuento menor incrementa considerablemente el VPN, pero el disminuir esta tasa involucra un mayor riesgo ya que factores como la inflación afectan directamente este valor[30], es decir, la tasa de descuento no puede ser menor a la tasa de inflación.

La otra variable que se analizó fue el precio de venta del hidrógeno dada la variación de precios se encuentran en el mercado, y cómo se puede observar tiene un gran impacto en la rentabilidad del proyecto ya que se puede ver que las pendientes son muy pronunciadas en dichas curvas, y se incrementa en gran cantidad el valor del VPN, es esta la variable que más lo aumenta en comparación con las demás variables económicas y técnicas analizadas. Por lo que encontrarnos en el mercado correcto será esencial para lo redituable que puede ser el proyecto, y que tan atractivo sea para los inversionistas.

6. Conclusiones

Para poder llevar una evaluación de proyectos de alguno de estos sistemas, este estudio económico es una buena aproximación y da una idea de la factibilidad y rentabilidad de cada uno de los distintos sistemas estudiados.

Para poder realizar un estudio que se aproxime más a una realidad se recomienda considerar el impacto de variables como la inflación y considerar una financiación ya que estos proyectos al ser de largo plazo requieren una muy alta inversión inicial, estos factores financieros pueden impactar de gran manera a los resultados.

El estudio de localización de la planta también debe ser de gran importancia para complementar un análisis como este, ya que como se observó en los resultados el factor de planta es una variable que tiene mucho impacto en la rentabilidad del proyecto y está, por definición, está muy ligada a la ubicación de la planta. Además, una de las variables que más impacto tiene en la rentabilidad del proyecto es el precio de venta del hidrógeno por lo que ubicarse dentro de un mercado competitivo con buenos precios es algo sumamente importante.

El costo asociado al proceso de compresión del hidrógeno después de ser generado es de gran impacto y el que tiene más influencia en el LCH, un 25% aproximado en los sistemas PEM y hasta un 50% para los sistemas alcalinos. El propósito para lo que se va a utilizar el hidrógeno a producir es lo define en primera instancia el costo de la compresión, y esto afectaría de gran manera al LCH haciendo de un proyecto mucho más redituable.

La elección del tipo electrolizador a utilizar, alcalino o PEM, tiene más impacto en el valor del LCH que si lo comparamos con el impacto que tiene la elección del tipo de energía que se va a utilizar, eólica o solar. Comparando con este estudio los valores LCH para la misma fuente de energía, pero distinto electrolizador, se presenta una diferencia de \$0.7 aproximadamente, y para el caso contrario, utilizando el mismo tipo de electrolizador, pero con diferente fuente de energía la diferencia es de aproximadamente \$0.5.

7. Referencias

- [1] I.E. Agency, International Energy Agency, World Energy Balances 2019, World Energy Balances. (2019). <https://doi.org/10.1787/3a876031-en>.
- [2] J. Gurney, British Petroleum Company, BP Statistical Review of World Energy, Journal of Policy Analysis and Management. 4 (2020) 283. <https://doi.org/10.2307/3324639>.
- [3] L.M. Gandía, G. Arzamendi, P.M. Diéguez, Renewable Hydrogen Energy, Renewable Hydrogen Technologies. (2013) 1–17. <https://doi.org/10.1016/b978-0-444-56352-1.00001-5>.
- [4] Ball M, Wietschel M. The Hydrogen Economy: Opportunities and Challenges. Cambridge University Press; 2009.
- [5] National Academy of Engineering, National Research Council, Division on Engineering and Physical Sciences, Board on Energy and Environmental Systems, Committee on Alternatives and Strategies for Future Hydrogen Production and Use. The Hydrogen Economy: Opportunities, Costs, Barriers, and R&D Needs. National Academies Press; 2004.
- [6] Ball M, Basile A, Nejat Veziroglu T. Compendium of Hydrogen Energy: Hydrogen Use, Safety and the Hydrogen Economy. Woodhead Publishing; 2015.
- [7] Muradov N. Production of Hydrogen from Hydrocarbons. Hydrogen Fuel 2008:33–101. <https://doi.org/10.1201/9781420045772.ch2>.
- [8] Nuclear Hydrogen Production Handbook 2016. <https://doi.org/10.1201/b10789>.

- [9] Production of Hydrogen from Renewable Resources. Biofuels and Biorefineries 2015. <https://doi.org/10.1007/978-94-017-7330-0>.
- [10] S.A. Kalogirou, Introduction to Renewable Energy Powered Desalination, Renewable Energy Powered Desalination Handbook. (2018) 3–46. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-815244-7.00001-5>.
- [11] Japanese launch world's largest-class hydrogen production unit 2020. <https://www.power-eng.com/emissions/japanese-launch-worlds-largest-class-hydrogen-production-unit/>
- [12] Audi opens power-to-gas facility in Werlte/Emsland; e-gas from water, green electricity and CO2 n.d. <https://www.greencarcongress.com/2013/06/audi-20130625.html>
- [13] Four new hydrogen filling stations in Denmark 2014. <https://energies.airliquide.com/four-new-hydrogen-filling-stations-denmark>
- [14] De EM/. H. Energy n.d. <https://www.energiepark-mainz.de/en/energy/>
- [15] H&R GmbH & Co. KGaA inaugurates world's largest dynamic hydrogen electrolysis plant n.d. <https://www.greencarcongress.com/2017/11/20171124-hur.html>
- [16] FuelCellsWorks. Wind2Gas Energy Inaugurates Electrolyzer In Brunsbüttel: More Green Hydrogen For Customers Of Greenpeace Energy - Fuel Cells Works 2019. <https://fuelcellsworks.com/news/wind2gas-energy-inaugurates-electrolyzer-in-brunsbuttel-more-green-hydrogen-for-customers-of-greenpeace-energy/>
- [17] Agauthier. Hydeal Ambition 2021. <https://mcphy.com/en/news/hydeal-ambition/>
- [18] About the Asian Renewable Energy Hub n.d. <https://asianrehub.com/about/>
- [19] NorthH2 2020. <https://www.north2.eu/en/>

- [20] Flagship project for green hydrogen n.d.
<https://www.aquaventus.org/presse/flagship-project-for-green-hydrogen/>
- [21] Boudellal M. Power-to-Gas: Renewable Hydrogen Economy for the Energy Transition. Walter de Gruyter GmbH & Co KG; 2018.
- [22] Zini G, Tartarini P. Solar Hydrogen Energy Systems 2012.
<https://doi.org/10.1007/978-88-470-1998-0>.
- [23] C. Zamfirescu, I. Dincer, Assessment of a new integrated solar energy system for hydrogen production, Solar Energy. 107 (2014) 700–713.
<https://doi.org/10.1016/j.solener.2014.05.036>.
- [24] Glatzmaier G, Blake D, Showalter S. Assessment of methods for hydrogen production using concentrated solar energy. Office of Scientific and Technical Information (OSTI); 1998. <https://doi.org/10.2172/564039>.
- [25] Bessarabov D, Millet P. Fundamentals of water electrolysis. PEM Water Electrolysis, Elsevier; 2018, p. 43–73.
- [26] Wang M, Wang Z, Gong X, Guo Z. The intensification technologies to water electrolysis for hydrogen production – A review. Renewable Sustainable Energy Rev 2014;29:573–88.
- [27] Ramsden T, Steward D, Zuboy J. Analyzing the levelized cost of centralized and distributed hydrogen production using the H2A production model, version 2. Office of Scientific and Technical Information (OSTI); 2009.
<https://doi.org/10.2172/965528>.
- [28] Bloomberg. LEVELIZED COST OF ELECTRICITY 2015.
- [29] Brealey RA, Myers S, Allen F. Principios de finanzas corporativas. 2015.

- [30] Brigham EF, Houston JF, Houston J. Fundamentos de administración financiera. Cengage Learning Latin America; 2005.
- [31] IEA, IEA Hydrogen Project Database, (2020).
- [32] Shaner MR, Atwater HA, Lewis NS, McFarland EW. A comparative technoeconomic analysis of renewable hydrogen production using solar energy. *Energy & Environmental Science* 2016;9:2354–71. <https://doi.org/10.1039/c5ee02573g>.
- [33] Menanteau P, Quéméré MM, Le Duigou A, Le Bastard S. An economic analysis of the production of hydrogen from wind-generated electricity for use in transport applications. *Energy Policy* 2011;39:2957–65. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.03.005>.
- [34] Olateju B, Kumar A, Secanell M. A techno-economic assessment of large scale wind-hydrogen production with energy storage in Western Canada. *International Journal of Hydrogen Energy* 2016;41:8755–76. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.03.177>.
- [35] A. Christensen, Assessment of Hydrogen Production Costs from Electrolysis: United States and Europe, International Council on Clean Transportation. (2020).
- [36] González A, McKeogh E, Gallachóir BÓ. The role of hydrogen in high wind energy penetration electricity systems: The Irish case. *Renewable Energy* 2004;29:471–89. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2003.07.006>.
- [37] Newborough M, Cooley G. Developments in the global hydrogen market: The spectrum of hydrogen colours. *Fuel Cells Bull* 2020;2020:16–22.
- [38] Berg TL, Apostolou D, Enevoldsen P. Analysis of the wind energy market in Denmark and future interactions with an emerging hydrogen market. *Int J Hydrogen Energy* 2021;46:146–56.

- [39] NREL (National Renewable Energy Laboratory). 2020. "2020 Annual Technology Baseline." Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. <https://atb.nrel.gov/>
- [40] IEA, The Future of Hydrogen, Tech. Rep. (Paris, 2019). <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen> (accessed December 4, 2020).
- [41] IRENA. Hydrogen: A renewable energy perspective. Tech. rep. Paris, Sept. 2019. URL: <https://www.irena.org/publications/2019/Sep/Hydrogen-A-renewable-energyperspective>.
- [42] Bloomberg New Energy Finance, Hydrogen: The Economics of Production from Renewables, Tech. Rep. (2019).
- [43] Brynolf S, Taljegard M, Grahn M, Hansson J. Electrofuels for the transport sector: A review of production costs. *Renewable Sustainable Energy Rev* 2018;81:1887–905.
- [44] Glenk G, Reichelstein S. Economics of converting renewable power to hydrogen. *Nat Energy* 2019;4:216–22.
- [45] Parks G, Boyd R, Cornish J, Remick R. Hydrogen station compression, storage, and dispensing technical status and costs: Systems integration. Office of Scientific and Technical Information (OSTI); 2014. <https://doi.org/10.2172/1130621>.
- [46] Lee B, Chae H, Choi NH, Moon C, Moon S, Lim H. Economic evaluation with sensitivity and profitability analysis for hydrogen production from water electrolysis in Korea. *Int J Hydrogen Energy* 2017;42:6462–71.
- [47] Kuckshinrichs W, Ketelaer T, Koj JC. Economic analysis of improved alkaline water electrolysis. *Front Energy Res* 2017;5. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2017.00001>.