

# WIRTSCHAFTLICHKEIT VON WASSERSTOFF-PROJEKTEN

## Power-to-Gas-Simulation zur Kostenoptimierung

Bei den Bemühungen um das Erreichen der Klimaziele rückt der grüne Energieträger Wasserstoff ( $H_2$ ) im Rahmen der Sektorenkopplung immer weiter in den Vordergrund. Die Grundlage für die Produktion von grünem Wasserstoff ist elektrische Energie aus Erneuerbare-Energien-Anlagen. Mithilfe eines Elektrolyseurs wird unter Nutzung der grünen elektrischen Energie und Wasser  $H_2$  produziert. Bei diesem Prozess entstehen Nebenprodukte wie Abwärme und Sauerstoff, die ebenfalls in verschiedenen Einsatzgebieten genutzt werden können und durch eine gezielte Vermarktung die Gesteungskosten des  $H_2$  reduzieren können. Optional kann die Umwandlung des  $H_2$ -Gases in synthetisches Erdgas und dann weiter in verflüssigtes Erdgas erfolgen. Diese Wertschöpfungskette wird auch als PtG-Wertschöpfungskette bezeichnet und bietet die Möglichkeit, die elektrische Energie in verschiedenen Sektoren dezentral zu nutzen.

Die nachfolgende Abbildung zeigt die PtG-Wertschöpfungskette von elektrischer Energie über den Prozess der Elektrolyse zur Erzeugung von  $H_2$ , die Umwandlung zu synthetischem Erdgas bzw. SNG (synthetic natural gas) und verflüssigtem synthetischem Erdgas bzw. LNG (liquefied natural gas), die Speicherung und den Transport bis hin zur Nutzung der grünen Energieträger beim Endverbraucher.

Dabei kann diese PtG-Wertschöpfungskette (s. Abb. 1) von zwei Seiten ausgehend betrachtet werden: Zum einen ist die Ausgangslage eine definierte Menge an erzeugter grüner elektrischer Energie, welche für die Elektrolyse zur Verfügung steht. Auf der anderen Seite stehen die Endverbraucher, welche vorgeben, wie viel  $H_2$  benötigt wird.

Um das gesamte Szenario vom Endverbraucher bis hin zur Erzeugung betrachten zu können, startete 2022 das von der N-Bank geförderte Forschungsprojekt „H2-FEE Flexible Energieträger für die Energiewende: Open WebGIS zur digitalen Analyse von PtG-Potentialen an dezentralen Energiestandorten“, das sich das Bundesland Niedersachsen als Beispiel nimmt. Das Ziel von H2-FEE ist es, eine transparente Plattform zur Identifikation von günstigen und naturverträglichen Standorten für die  $H_2$ -Produktion auf Basis von EE-Anlagen (Onshore-Windenergie sowie Photovoltaik), insbesondere in Regionen mit hoher Bioenergiedichte, zu entwickeln.

Dabei werden konkrete PtG-Anwendungsfälle für den ländlichen Raum beleuchtet. Diese Anwendungsfälle sind bspw. die Steigerung des Autarkiegrades von Bürogebäuden,

Industriebetrieben oder ländlichen Betrieben unter Nutzung eines saisonalen  $H_2$ -Speichers oder die Optimierung von Windparks durch Nutzbarmachung abgeregelter elektrischer Energie, um somit vorhandene elektrische Energie in Form von grünen Energieträgern speichern zu können.

Die Grundlage für die Entwicklung dieser Anwendungsfälle bildet dabei die Wirtschaftlichkeit. In diesem Zusammenhang beschäftigten sich die AutorInnen mit der Analyse von Studien zu Stromgestehungskosten von Wasserstoff (levelized cost of hydrogen – LCOH) und deren zukünftiger Entwicklung.

**PROGNOSEUNGENAUIGKEIT DER LCOH** Im Rahmen dieser Betrachtung wurden zwölf Studien (publiziert zwischen 2010 und 2021) zum Thema LCOH von grünem  $H_2$  analysiert. Die prognostizierten LCOH fallen in den verschiedenen Studien sehr unterschiedlich aus, da die Berechnungsgrundlagen jeweils unterschiedlich sind.

Einige Studien, wie zum Beispiel die „Wasserstoff-Farbenlehre“ des Instituts für Klimaschutz, Energie und Mobilität, geben einen Überblick über sämtliche  $H_2$ -Herstellungsverfahren und liefern lediglich einen Durchschnittspreis pro Herstellungsverfahren. [1] Andere Studien betrachten nur ein bestimmtes Element in der Power-to-Gas-Wertschöpfungskette, wie den Transport oder die Elektrolyse, anhand eines konkreten Beispiels. [2] [3] In der Veröffentlichung „Systemvergleich speicherbarer Energieträger aus erneuerbaren Energien“ fließen beispielsweise sämtliche Einflussfaktoren wie etwa Wasserkosten, verschiedene Elektrolysetechnologien etc. mit in die Berechnungen ein. [4]

In den betrachteten Studien wurden LCOH für die Jahre 2014, 2015, 2020, 2021, 2030 und 2050 angegeben. Für die Jahre 2014, 2020, 2021 und 2030 geben die betrachteten Studien lediglich Durchschnittspreise an, ohne die Elektrolysetechnologie oder andere Rahmenbedingungen weiter zu spezifizieren. Da für die Jahre 2015 und das Jahr 2050 die meisten Werte (2015: 36, 2050: 47) mit vergleichbaren Rahmenbedingungen zur Verfügung stehen, werden diese im Weiteren beispielhaft genauer analysiert und verglichen.

**VERGLEICH DER ELEKTROLYSEARTEN** In den Studien werden verschiedene Elektrolyseverfahren betrachtet: Das Elektrolyseprinzip der Protonenaustauschmembran (Proton Exchange Membrane – PEM), die alkalische Elektrolyse (AEL) sowie die Hochtemperaturelektrolyse (HTEL). Diese

20

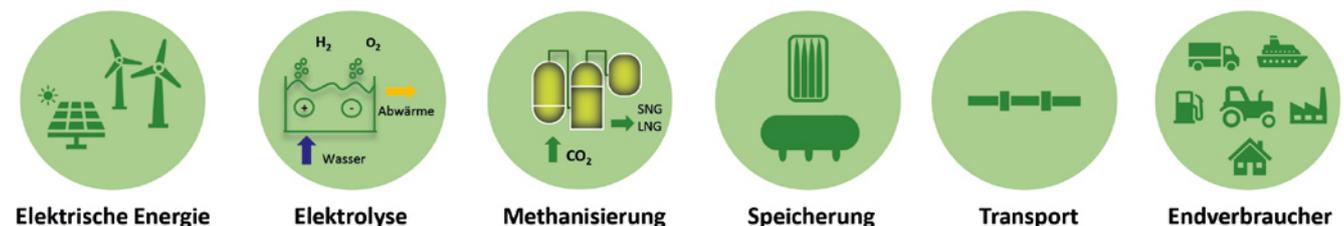


Abb. 1: PtG-Wertschöpfungskette

Tab. 1: Ausgangsszenarien, die den LCOH für das Jahr 2015 und 2050 zugrunde liegen

Beschreibung	Wert 2015	Wert 2050
Wasserbezugskosten	2,0 €/m <sup>3</sup>	3,4 €/m <sup>3</sup>
Volllaststunden Elektrolyseur	8.000 h/a	8.000 h/a
Stromgestehungskosten	3,84 – 16,91 ct/kWh	0,69 – 15,71 ct/kWh
Laufzeit Elektrolyseur	20 – 30 Jahre	30 Jahre
Herstellungsland erneuerbarer Energien	Deutschland, Island, Schweden, Saudi-Arabien, Marokko	Europa und Nordafrika, Deutschland, Island, Schweden, Saudi-Arabien, Marokko
Wirkungsgrad Elektrolyseur	67%	69 – 84 %

verschiedenen Elektrolyseverfahren befinden sich jeweils in einem unterschiedlichen Entwicklungsstadium.

Die AEL ist das älteste der betrachteten Verfahren und seit mehreren Jahrzehnten im Einsatz. Die AEL weist somit unter den betrachteten Verfahren den höchsten Entwicklungsstand und die geringsten Kosten auf. [5] [6]

Die PEM-Elektrolyse existiert seit 25 Jahren. Ein Vorteil bei der PEM-Elektrolyse ist der größere Teillastbereich. Die fluktuierende Einspeisung von erneuerbaren Energien in den Elektrolyseur kann durch diese Technologie gut gehandhabt werden. [5]

Die HTEL befindet sich noch in der Phase der Laborerprobung, was die Kosten von 24,41 €/kg im Jahr 2015 erklärt. Zudem ist aufgrund des frühen Entwicklungsstadiums eine Vorhersage der Kosten mit großen Unsicherheiten verbunden. Für 2050 werden für HTEL LCOH von etwa 6,60 €/kg angenommen. [6] Aufgrund der schwierigen Entwicklungsprognose sowie der dünnen Datenlage wird das HTEL-Prinzip im Folgenden nicht weiter betrachtet.

In den verschiedenen Studien werden in den Jahren 2015 und 2050 unterschiedliche Ausgangsparameter zugrunde gelegt. Es wird deutlich, dass es im Verlauf von 2015 bis 2050 einige Abweichungen der Ausgangsparameter gibt. So steigen die Wasserbezugskosten von 2,0 €/m<sup>3</sup> im Jahr 2015 auf 3,4 €/m<sup>3</sup> im Jahr 2050. Die Volllaststunden des Elektrolyseurs werden bei beiden Vergleichsjahren auf 8.000 Volllaststunden gesetzt. Die Stromgestehungskosten sinken von 3,84 bis 16,91 ct/kWh im Jahr 2015 auf 0,69 bis 15,71 ct/kWh im Jahr 2050.

Die breite Preisspanne bei den Stromgestehungskosten ergibt sich aus den unterschiedlichen Herstellungsorten und -technologien der grünen elektrischen Energie. Während in Nordeuropa grüne elektrische Energie vor allem aus Windenergie gewonnen wird, verlagert sich die Erzeugungstechnologie sukzessive hin zu Photovoltaik (PV), je weiter südlich das jeweilige Erzeugungsland liegt. So wird beispielsweise in den Herstellungsländern Marokko und Saudi-Arabien grüne elektrische Energie vor allem mittels Photovoltaik erzeugt. [7] Der Wirkungsgrad steigt von 67 Prozent im Jahr 2015 auf 69 bis 84 Prozent im Jahr 2050. Die Laufzeit der Elektrolyseure verlängert sich von 20 bis 30 Jahren in 2015 auf 30 Jahre in 2050.

Der Median liegt im Jahr 2015 für AEL bei 5,59 €/kg<sub>H<sub>2</sub></sub> und bei 5,28 €/kg<sub>H<sub>2</sub></sub> für PEM-Elektrolyse. Die Mittelwerte betragen für die AEL 5,29 €/kg<sub>H<sub>2</sub></sub> und für die PEM-Elektrolyse 5,28 €/kg<sub>H<sub>2</sub></sub>. Die Streuung der LCOH ist bei der AEL größer als bei der PEM-Elektrolyse, da mehr Daten vorliegen. Die Standardabweichung von den Mittelwerten beträgt bei AEL 1,70 €/kg<sub>H<sub>2</sub></sub> und bei der PEM-Elektrolyse 0,02 €/kg<sub>H<sub>2</sub></sub>. Dadurch existieren für die AEL einerseits LCOH, die deutlich über dem Niveau der PEM-Elektrolyse liegen, als auch solche,

die deutlich darunter liegen. Ausschlaggebend hierfür sind in erster Linie die unterschiedlichen Stromgestehungskosten in den verschiedenen Erzeugungsländern. Die Preisspanne für AEL reicht im Jahr 2015 von 2,47 bis 8,59 €/kg<sub>H<sub>2</sub></sub>. Bei der PEM-Elektrolyse reicht sie lediglich von 5,25 bis 5,30 €/kg<sub>H<sub>2</sub></sub>.

Im Vergleich zum Jahr 2015 ist für das Jahr 2050 eine generelle Abnahme der LCOH zu beobachten. Die Mediane sinken auf 4,18 €/kg<sub>H<sub>2</sub></sub> für AEL und auf 4,65 €/kg<sub>H<sub>2</sub></sub> für PEM-Elektrolyse. Die Mittelwerte betragen im Jahr 2050 4,14 €/kg<sub>H<sub>2</sub></sub> für die AEL und 4,01 €/kg<sub>H<sub>2</sub></sub> für die PEM-Elektrolyse. Da im Jahr 2050 im Gegensatz zu 2015 mehr Daten für die LCOH von PEM-Elektrolyseuren vorliegen, ist die Streuung ebenfalls größer. Auch bei den LCOH von AEL kommt es weiterhin zu einer Streuung. Die Abweichungen von den Mittelwerten betragen für AEL 1,62 €/kg<sub>H<sub>2</sub></sub> und für PEM-Elektrolyseure 0,94 €/kg<sub>H<sub>2</sub></sub>. >>

21

#powerfulDC

# POWERBOXEN

#hydrogen

## All Inclusive für jede H<sub>2</sub>-Elektrolyse:

Megawatt-Anlagen von der Mittelspannungseinspeisung bis zur DC-Versorgung der Stacks, komplett anschlussfertig und getestet

**Global** mechanischer und elektrischer Aufbau für In- & Outdoor

**Effizient** MS-Gleichrichtertrafo und Gleichrichter in Thyristor-Technologie

**Netzkonform** Blindleistungskompensations- und Filteranlagen sofern notwendig

**Individuell** Mittelspannungs- und Niederspannungsschaltanlagen sowie Hilfstrafos



[www.ips-fest.de](http://www.ips-fest.de)

**IPSORGB  
FEST**

Best in Class: Wirkungsgrad, Langlebigkeit, Zuverlässigkeit

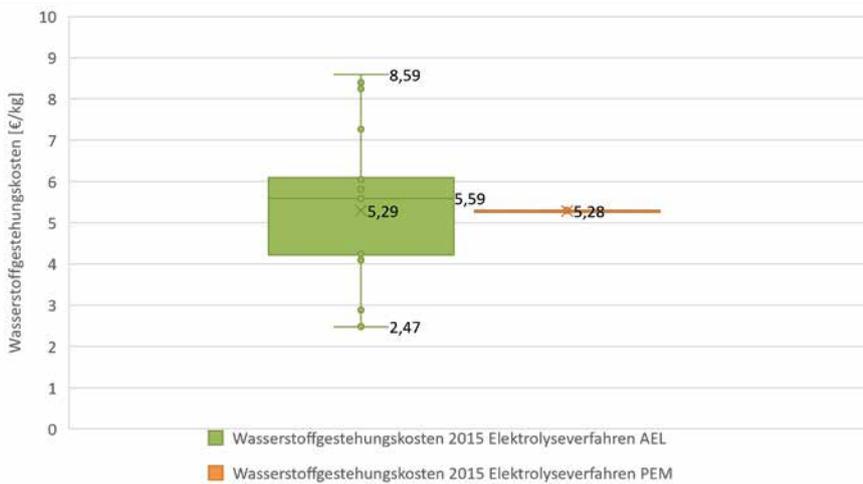


Abb. 2: LCOH im Jahr 2015 [Quelle: [4]]

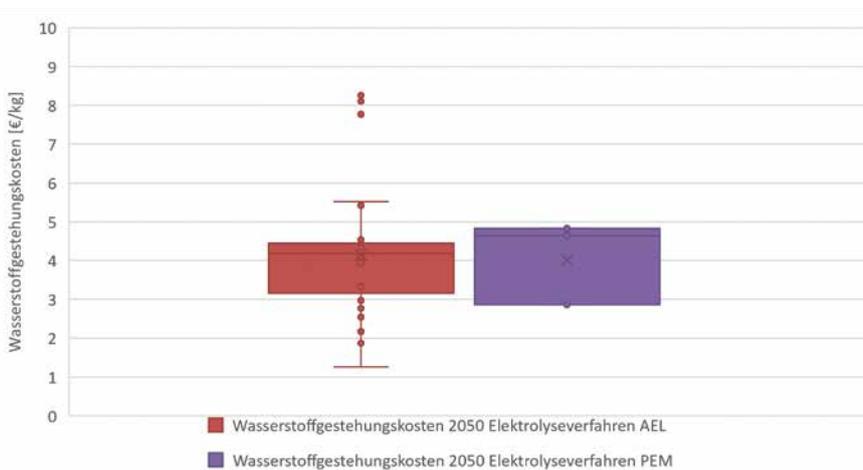


Abb. 3: Prognostizierte LCOH für das Jahr 2050

Die prognostizierte Preisspanne für die LCOH liegt für das Jahr 2050 bei der AEL zwischen 1,26 und 5,53 €/kg<sub>H<sub>2</sub></sub>, während bei der PEM-Elektrolyse LCOH von 2,87 bis 4,84 €/kg<sub>H<sub>2</sub></sub> prognostiziert werden.

**VERGLEICH DER LCOH 2015 UND 2050** Tendenziell kann im zeitlichen Verlauf von den LCOH aus 2015 bis zu den prognostizierten Kosten im Jahr 2050 eine Verringerung der LCOH beobachtet werden. Eine Ursache für diese Entwicklung ist der Ausbau der erneuerbaren Energien, welcher niedrigere Gestehungskosten für grüne elektrische Energie zur Folge hat. [8] Zudem sorgen der Fortschritt sowie der Skaleneffekt in der Elektrollysetechnik für sinkende Investitionskosten bei Elektrolyseuren. [9]

Allerdings sind in den verschiedenen Beobachtungsjahren erhebliche Unterschiede in den LCOH zu erkennen. Der Grund hierfür lässt sich auf unterschiedliche Ursachen zurückführen.

Die Stromgestehungskosten haben einen signifikanten Anteil an den LCOH. Je nach Erzeugungsland kommt es hier zu erheblichen Unterschieden. Staaten wie zum Beispiel Marokko oder Saudi-Arabien bieten aufgrund der hohen Sonneneinstrahlung günstigere elektrische Energie aus PV-Anlagen an als Deutschland. Dies schlägt sich in den LCOH nieder. Bei gleichem Elektrolyseverfahren (AEL) und gleicher Energiequelle (PV) betragen im Jahr 2015 die LCOH in Deutschland durch PV 5,81 €/kg und 4,28 €/kg in Marokko. Obwohl die Kosten für H<sub>2</sub> tendenziell sinken, wird auch für 2050 dieser Trend vorhergesagt, mit LCOH von 4,24 €/kg (PV aus Deutschland) beziehungsweise 3,43 €/kg (PV aus Marokko). Hierbei ist ein Transport nach Deutschland noch nicht mitberücksichtigt. [4]

Während die Erzeugungskosten für erneuerbare Energien sinken, steigen die Kosten für den Energietransport. Ursache hierfür ist der Umbau bzw. die Anpassung des Übertragungsnetzes an eine regenerative Erzeugungslandschaft,

welche mit höheren Anforderungen an die Übertragungsnetze einhergeht und folglich zu höheren Übertragungskosten führt.

Laut einer Studie des Umweltbundesamtes aus dem Jahr 2020 steigen die Kosten für elektrische Energie (Drehstrom) von 2,4 ct/kWh auf 4,1 ct/kWh. Für Produktionsszenarien, bei denen H<sub>2</sub> in Deutschland mittels importierter elektrischer Energie aus EE-Anlagen erzeugt wird, werden die Einsparungen in der Erzeugung von elektrischer Energie durch die Kostensteigerungen beim Transport der elektrischen Energie wieder kompensiert, so dass die Stromgestehungskosten annähernd gleich bleiben. [4]

**POWER-TO-GAS SIMULATION** Wie bei der Analyse der LCOH in den verschiedenen Studien deutlich wird, liegen den LCOH oftmals verschiedene Rahmenbedingungen zugrunde. Aus diesem Grund ist für zukünftige PtG-Projekte eine individuelle Betrachtung elementar, um eine Vorhersage über die LCOH treffen zu können. Eine Simulation kann eine wertvolle Hilfe sein, um teure Fehlinvestitionen zu vermeiden. Mit Fehlinvestition ist zum Beispiel die Auswahl eines Elektrolyseurs mit zu hoher Nennleistung gemeint, welcher nicht ausreichend ausgelastet ist. Die Kombination niedriger Auslastung und hohe Investition treibt die LCOH in die Höhe.

Die PtG-Simulation der AutorInnen bietet eine ökologische, wirtschaftliche und energetische Analyse zur H<sub>2</sub>-Erzeugung in Kombination mit EE-Anlagen (Wind/PV/Wasserkraft/Biomasse). Die PtG-Simulation analysiert unter anderem LCOH, produzierte H<sub>2</sub>-Mengen, Nebenprodukte (wie bspw. Abwärme und Sauerstoff), benötigte Wassermenge und die Nennleistung sowie Auslastung des Elektrolyseurs. So können Elektrolyseurprojekte wirtschaftlich und ökologisch bewertet werden.

Aus zwei durch die AutorInnen simulierten Projekten aus dem Jahr 2022 ergeben sich LCOH von 4,22 €/kg und 9,38 €/kg. Dabei liegen unterschiedlich hohe Stromgestehungskosten von 3,8 ct/kWh und 7,33 ct/kWh zugrunde.

Das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI) nennt in einer Veröffentlichung durchschnittliche LCOH von grünem H<sub>2</sub> für das Jahr 2022 von 6,18 €/kg bei Stromgestehungskosten von 16,18 ct/kWh. [10] Diese LCOH spiegeln auch den Mittelwert von 6,8 €/kg LCOH der PtG-

Simulationen wider. In der PtG-Simulation wurden höhere Investitionskosten für den Elektrolyseur pro Kilowatt angenommen als bei der Durchschnittsberechnung vom EWI.

Was sind nun die Gründe für die unterschiedlich hohen LCOH?

**KOSTENREDUKTION DURCH PTG-SIMULATION** Im Rahmen verschiedener Simulationen wurde deutlich, dass eine Kombination von Wind- und PV-Parks eine höhere Auslastung des Elektrolyseurs erreicht. Es konnte weiterhin festgestellt werden, dass sich ein Unterschied zwischen Windparks in Küstennähe und Windparks im Binnenland in der Auslastung des Elektrolyseurs widerspiegelt.

Für diese Feststellung wurden Berechnungen für drei verschiedene Szenarien durchgeführt:

- Kombiniertes elektrisches Energiebezug aus Wind und PV mit 12 MW Nennleistung (Binnenland)
- elektrischer Energiebezug eines küstennahen Windparks mit 12 MW Nennleistung
- elektrischer Energiebezug eines Windparks im Binnenland mit 11,5 MW Nennleistung

In diesem Vergleich wurden dieselben Stromgestehungskosten, Wasserbezugskosten, Investitionskosten des Elektrolyseurs sowie dieselbe Betriebsdauer in Jahren des Elektrolyseurs zugrunde gelegt. Lediglich die Anlagentypen unterscheiden sich voneinander und weisen somit auch unterschiedliche Leistungskennlinien auf. Zudem basieren die Simulationen jeweils auf verschiedenen Windjahren.

Basierend auf diesen Rahmenbedingungen wurde eine PtG-Simulation ausschließlich für PEM-Elektrolyseure durchgeführt (s. Abb. 4).

Bei allen Szenarien ist ein Rückgang der Auslastung bei steigender Elektrolyseurgröße erkennbar. Bei der kleinsten betrachteten Elektrolyseurgröße von 250 kW liegen die Auslastungen bei 91 bis 93 Prozent für reinen WEA-Energiebezug und 95 Prozent für kombinierten Energiebezug aus Wind und PV. Als maximale Elektrolyseurgröße werden 12 MW betrachtet, da dieser der Maximalleistung der betrachteten Energiequellen entspricht. Hier ergeben sich Auslastungen von 17 bis 18 Prozent für reinen WEA-Energiebezug und 33 Prozent für den kombinierten Energiebezug.

Zudem wird ersichtlich, dass die Auslastungskurve für den Bezug der elektrischen Energie aus Wind und PV durchgehend über den Auslastungskurven für reinen WEA-Energiebezug liegt. Die Auslastung ist im Fall eines Energiebezugs aus Wind und PV weniger stark und geht deutlich geradliniger zurück als in den anderen beiden Szenarien, wo eine deutliche Kurvenform zu erkennen ist. Das bedeutet, dass dem gleichen Elektrolyseur bei Bezug elektrischer Energie rein aus Wind weniger Energie zur Verfügung steht und die Auslastung dementsprechend zurückgeht.

Durch die Nutzung verschiedener regenerativer Energiequellen in Kombination sind diese in der Lage, die natürlichen Schwankungen der Einspeiseprofile der jeweiligen anderen Energiequelle auszugleichen. Die Kombination verschiedener Energiequellen wie Wind und PV sorgt somit für eine höhere Auslastung des Elektrolyseurs. >>

**Powering a  
sustainable  
future**

**Celeroton**  
Fuel Cell



Get More Information  
[celeroton.com/fuelcells](https://celeroton.com/fuelcells)



SWISS MADE

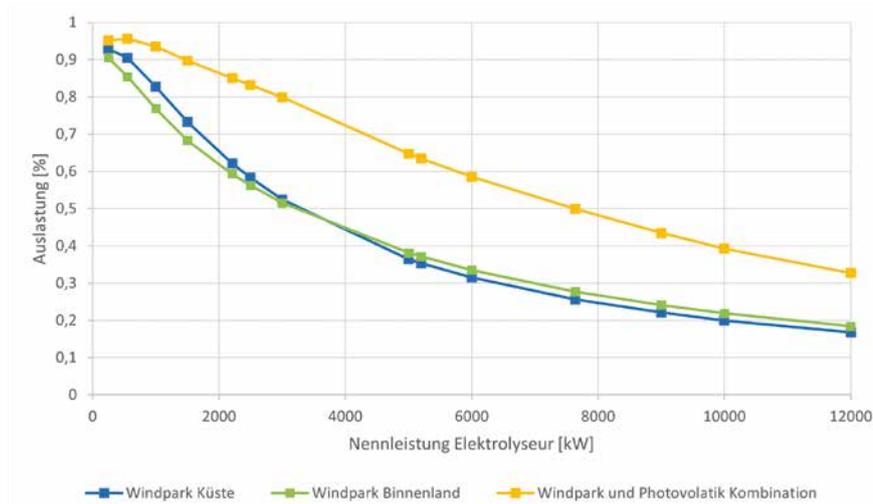


Abb. 4: Die in der PtG-Simulation berechneten Auslastungen für die verschiedenen Szenarien

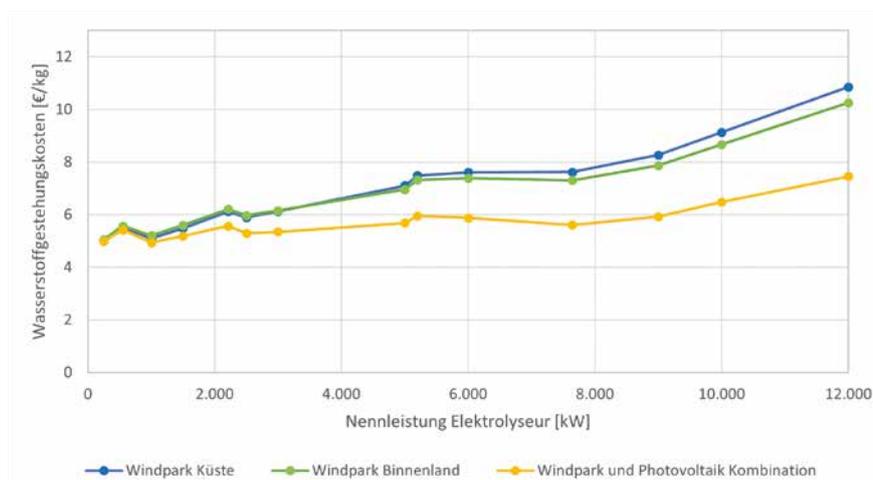


Abb. 5: Betrachtung der LCOH

Abbildung 5 zeigt, dass bei kombinierter Nutzung von Wind und PV die LCOH durchgehend unter denen einer ausschließlichen Windenergieeinspeisung liegen, da die Auslastung durchgehend höher ist, der jeweilige Elektrolyseur also eher sein ganzes Potential nutzen kann. Die Preise liegen in diesem Fall zwischen rund 4,99 €/kg bis 7,46 €/kg.

Erkennbar ist, dass die LCOH beispielsweise bei Nennleistungen von etwa 2.200 kW auf 2.500 kW leicht sinken. Grund hierfür ist der Systemverbrauch der betrachteten Elektrolyseure. Dieser gibt an, wie viel Kilowattstunden an elektrischer Energie für die Produktion von 1 Normkubikmeter  $H_2$  benötigt werden. Hat nun der nächstgrößere Elektrolyseur einen geringeren Systemverbrauch, so kann mit der gleichen Energiemenge mehr  $H_2$  produziert werden, und die LCOH sinken trotz geringerer Auslastung.

In diesem konkreten Fall hat ein Elektrolyseur mit einer Leistung von 2.210 kW einen Systemverbrauch von  $5,3 \text{ kWh/Nm}^3 H_2$ , während der nächstgrößere Elektrolyseur eine Leistung von 2.500 kW bei  $5 \text{ kWh/Nm}^3 H_2$  hat. Der verringerte Systemverbrauch hat hier den größeren Einfluss auf die LCOH als die verringerte Auslastung durch die zusätzlichen 290 kW an Leistung. Die passende Auswahl des Elektrolyseurs führt somit zu einer signifikanten Einsparung bei den LCOH.

Obwohl die betrachteten Szenarien ähnliche Rahmenbedingungen vorweisen, unterscheiden sich die berechneten LCOH erheblich voneinander. Bei ein und derselben Anlage stehen Auslastung und LCOH in indirekter Proportionalität zueinander. Sobald allerdings verschiedene Anlagen miteinander verglichen werden, ist eine unterschiedliche Preisentwicklung zu beobachten. Dies unterstreicht die Notwendigkeit einer projektspezifischen Betrachtung.

**ZUSAMMENFASSUNG** Aufgrund der unterschiedlichen Faktoren, welche die LCOH beeinflussen, kann keine allgemeingültige Aussage zur Entwicklung der  $H_2$ -Preise getroffen werden. So stehen Preise aus dem Jahr 2015 in Höhe von 5,25 bis 5,30 €/kg gegenüber den Analysen aus dem Jahr 2022 von 4,22 €/kg und 9,38 €/kg sowie den vom EWI berechneten durchschnittlichen LCOH von 6,18 EUR/kg gegenüber.

Bei der Analyse von Studien zu LCOH wurde festgestellt, dass es eine Vielzahl von Faktoren gibt, welche die LCOH beeinflussen. Wichtige Faktoren sind:

- Elektrolyseurprinzip und Wirkungsgrad (bzw. Systemverbrauch)
- Stromgestehungskosten
- Auslastung des Elektrolyseurs
- Investitionskosten des Elektrolyseurs
- Herstellungsland erneuerbarer Energien
- Berücksichtigung von Transportkosten

Die Kombination von Wind und PV führt zu einer höheren Auslastung des Elektrolyseurs. Einen weiteren Einfluss auf die LCOH haben unterschiedliche WEA-Anlantentypen und WEA-Standorte.

Bei der Annahme von Trends, wie beispielsweise der allgemeinen Reduzierung der LCOH bis 2050 aufgrund von sinkenden Stromgestehungskosten sowie sinkenden Investitionskosten bei Elektrolyseuren, sind sich die betrachteten Studien einig.

Eine detaillierte PtG-Simulation kann bereits in der frühen Projektplanungsphase Optimierungspotentiale für die Umsetzung eines  $H_2$ -Projektes aufzeigen und beispielsweise eine Überdimensionierung des Elektrolyseurs vermeiden und somit Investitionskosten sparen.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass sich LCOH für spezifische Projekte nur vorhersagen lassen, wenn alle Parameter bekannt sind. Aus diesem Grund ist es nicht praktikabel, allgemeine Schlüsse für die Wirtschaftlichkeit von speziellen PtG-Projekten basierend auf prognostizierten Preisentwicklungen verschiedener Studien zu ziehen. ||

# DC Power Supplies for Power to-X

coole  
Typen



- effiziente Schaltnetzteiltechnologie
- optimale Netzqualität (AFE)
- kompaktes Design
- DC-Leistung skalierbar (kW bis MW)

Designed and MADE in Germany

## Literatur

- [1] P. Horng, M. Kalis, u.a., IEKM, Dezember 2020. [www.ikem.de/wp-content/uploads/2021/01/IKEM\\_Kurzstudie\\_Wasserstoff\\_Farbenlehre.pdf](http://www.ikem.de/wp-content/uploads/2021/01/IKEM_Kurzstudie_Wasserstoff_Farbenlehre.pdf)
- [2] P. Wienert, P. Stöver, u.a., Production and transportation costs for green hydrogen from an offshore wind farm to an industrial end-user onshore, [www.umlaut.com/uploads/documents/210812\\_Whitepaper\\_umlautKongstein\\_Hydrogen-ProductionTransportation.pdf](http://www.umlaut.com/uploads/documents/210812_Whitepaper_umlautKongstein_Hydrogen-ProductionTransportation.pdf)
- [3] DLR; LBST; u.a., Studie über die Planung einer Demonstrationsanlage zur Wasserstoff-Kraftstoffgewinnung durch Elektrolyse mit Zwischenspeicherung in Salzkavernen unter Druck, Stuttgart, 2014
- [4] A. Liebich, T. Fröhlich, u.a., Systemvergleich speicherbarer Energieträger aus erneuerbaren Energien, Umweltbundesamt, [www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/texte\\_2020\\_68\\_systemvergleich\\_speicherbarer\\_energietraeger\\_aus\\_erneuerbaren\\_energien.pdf](http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/texte_2020_68_systemvergleich_speicherbarer_energietraeger_aus_erneuerbaren_energien.pdf)
- [5] B. Pitschak, J. Mergel, u.a., Elektrolyse-Verfahren,“ in Wasserstoff und Brennstoffzelle, Berlin, Heidelberg, Springer Vieweg, 2017, S. 207-227
- [6] A. Liebich, T. Fröhlich, u.a., Umweltbundesamt, [www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/texte\\_2020\\_68\\_anhang\\_detailanalysen\\_zum\\_systemvergleich\\_speicherbarer\\_energietraeger\\_aus\\_erneuerbaren\\_energien.pdf](http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/texte_2020_68_anhang_detailanalysen_zum_systemvergleich_speicherbarer_energietraeger_aus_erneuerbaren_energien.pdf)
- [7] Agora Energiewende and AFRY Management Consulting, No-regret hydrogen: charting early steps for H<sub>2</sub> infrastructure in Europe, [https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021\\_02\\_EU\\_H2Grid/A-EW\\_203\\_No-regret-hydrogen\\_WEB.pdf](https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_02_EU_H2Grid/A-EW_203_No-regret-hydrogen_WEB.pdf)
- [8] W. E. Council, Working Paper Hydrogen Demand and Cost Dynamics, World Energy Council, 2021
- [9] Reiner Lemoine Institut, Netzdienliche Wasserstoffherzeugung – Studie zum Nutzen kleiner, dezentraler Elektrolyseure, 2022
- [10] E. I. a. d. U. z. K. g. EWI, E.ON, [www.eon.com/de/wasserstoff/h2-bilanz/kosten.html](http://www.eon.com/de/wasserstoff/h2-bilanz/kosten.html)

## AutorInnen:



Nele Uhlenwinkel  
→ [nele.uhlenwinkel@energiesynergie.de](mailto:nele.uhlenwinkel@energiesynergie.de)



Prof. Dr. Carsten Fichter  
→ [carsten.fichter@energiesynergie.de](mailto:carsten.fichter@energiesynergie.de)



Steve Stengel  
→ [steve.stengel@energiesynergie.de](mailto:steve.stengel@energiesynergie.de)  
alle EnergieSynergie GmbH, Bremerhaven

