

# Erneuerbarer Wasserstoff mit Solar-Wind-Hybridkraftwerken

**Raphael Niepelt und Rolf Brendel**

Wasserstoff, Grüner Wasserstoff, Erneuerbare Energien, Solarenergie, Photovoltaik

Grüner Wasserstoff ist ein Schlüsselement für die Transformation und Defossilierung des Energiesystems. Mit der Nationalen Wasserstoffstrategie hat sich die Politik klar zu grünem Wasserstoff bekannt, wobei der Bedarf vor allem über Importe aus dem Ausland gedeckt werden soll. Dieser Beitrag diskutiert die Eignung von Solar-Wind-Hybridkraftwerken in Norddeutschland für die Produktion von grünem Wasserstoff. Sinkende Preise für erneuerbare Energien und Elektrolyseure senken auch die Wasserstoffgestehungskosten. Perspektivisch könnten Preise von 2 €/kg ohne Transportkosten erreicht werden.

## Renewable hydrogen with solar-wind hybrid power plants

Green hydrogen is a key element for the transformation and defossilization of the energy system. With the National Hydrogen Strategy, the German government has made a clear commitment to green hydrogen, whereby the demand is expected to be covered primarily by imports from abroad. This paper discusses the suitability of solar-wind hybrid power plants in Northern Germany for the production of green hydrogen. Falling prices for renewable energies and electrolyzers also lower hydrogen production costs. In the future, prices of 2 €/kg without transportation could be achieved.

### 1. Grüner Wasserstoff im Kontext der Energiewende

Die zunehmend bedrohlichen menschengemachten Klimaveränderungen erfordern eine schnelle Minderung des weltweiten Treibhausgasausstoßes. Die nachhaltige Transformation des Energiesystems hin zu mehr erneuerbaren Energien (EE) ist aus Klimaschutzgründen unverzichtbar. Der Wechsel von zentralen, konstant produzierenden fossilen Kraftwerken hin zu dezentralen, fluktuierenden Wind- und Solarkraftwerken impliziert grundlegende Änderungen im Energiesystem.

So wird in einem erneuerbaren Energiesystem der größte Anteil der Primärenergie als elektrische Energie bereitgestellt. Dies eröffnet neue Anwendungsfelder für die direkte Elektrifizierung von Bereichen, in denen bisher chemische Energieträger verwendet wurden. Zusätzlich erfolgt die Bereitstellung von chemischen Sekundärenergieträgern nicht mehr durch Umwandlung fossiler Primärenergieträger, sondern in Power-to-Gas- (PtG-) oder Power-to-liquid- (PtL-) Prozessen über die Herstellung und Weiterverarbeitung von so genanntem grünem Wasser-

stoff mittels Elektrolyse. Durch die Substitution von fossiler Primärenergie durch erneuerbare Energie ändert sich die Richtung vieler etablierter Wankungsketten. Während der Energieträger Methan z. B. im fossilen Energiesystem als Ausgangsstoff für die Wasserstoffherstellung dient, ist es im erneuerbaren System umgekehrt. Dem Wasserstoff kommt eine besondere Rolle zu, da er am Anfang jeder Prozesskette bei der Wandlung von erneuerbarem Strom in chemische Energieträger steht.

Eine weitere Funktion haben synthetische chemische Energieträger wie grüner Wasserstoff für die Speicherung der fluktuierenden erneuerbaren Energie, da sie eine höhere Speicherdichte ermöglichen als Batterie-, Druckluft- oder Pumpspeicher. Da sich Wasserstoff schwerer komprimieren lässt als Methan, letzteres aber aus Wasserstoff nur unter Inkaufnahme von Wandlungsverlusten zu gewinnen ist, ist noch unklar, welcher chemische Sekundärenergieträger im Energiesystem der Zukunft welche Bedeutung für die Energiespeicherung haben wird. Wasserstoff hat als zentrales Element der Sektorenkopplung im Energie- und Stoffkreislaufsystem auf jeden Fall ein großes Potenzial.

Die Politik hat das erkannt und Wertschöpfungsketten für grünen Wasserstoff ins Zentrum der Nationalen Wasserstoffstrategie gerückt [1]. Spezifische EE-Kapazitäten zur Wasserstoffproduktion in Deutschland sollen vor allem Offshore entstehen. Bis 2030 wird eine jährliche Produktion von 14 TWh angestrebt, die den erwarteten Bedarf von 90 bis 110 TWh aber nur teilweise decken kann. Für einen größeren Teil des Bedarfs soll daher auf den Import von Wasserstoff und synthetischen Energieträgern aus dem Ausland zurückgegriffen werden.

Ein Vorteil von importbasiertem Wasserstoff ist, dass durch die Verlagerung der EE-Produktion ins Ausland weniger Flächen in Deutschland und Europa für die Erzeugung von Strom für die Elektrolyse benötigt werden. Auch die in sonnen- und windreichen Regionen wie Nordafrika, Patagonien oder Australien möglichen günstigeren Gestehungskosten grüner Energieträger sind ein oft genanntes Argument für den Import [2-5]. Die weiter sinkenden Kosten der erneuerbaren Energien führen jedoch zu geringeren Kostenunterschieden in den verschiedenen Regionen der Welt [6]. Der Transportaufwand für importierten Wasserstoff, der nicht vernachlässigbar ist [5, 7], muss beim Vergleich verschiedener Regionen der Welt mitberücksichtigt werden. Stromgestehungskosten und Transportkosten zusammen lassen nach heutigem Stand keinen verlässlichen Kostenvorteil für importierten gegenüber inländisch erzeugtem Wasserstoff erkennen.

## 2. Technologieentwicklung für preiswerten grünen Wasserstoff

Die Kosten für grünen Wasserstoff setzen sich hauptsächlich aus den Stromkosten, den Kosten für den Elektrolyseur und möglichen Transportkosten zusammen. Die zukünftigen Kosten (und die Konkurrenzfähigkeit) von grünem Wasserstoff sind daher maßgeblich von den Entwicklungen dieser Beiträge bestimmt. Die Preise sowohl für Elektrolyseure als auch für die Erneuerbaren-Enigertechnologien zeigten in den letzten Jahren eine starke Dynamik nach unten, die sich auch auf die - theoretisch erzielbaren - Preise für grünen Wasserstoff auswirkt. Viele der Innovationen, die diese Entwicklung mit ermöglicht haben, entstammen der Energieforschung an den deutschen und europäischen Instituten. Aufgrund des weltweit wachsenden Markts für grüne Energie wird sich dieser Trend – weiterhin unterstützt von Forschung und Entwicklung – noch weiter fortsetzen.

### 2.1 Solarenergie

Mit der Verwendung von frei verfügbarem Sonnenlicht als Energiequelle für Photovoltaikanlagen haben diese vernachlässigbare Grenzkosten. Die strompreisbestim-

menden Faktoren sind die Investitionen und die Aufwendungen für den Betrieb. Die Kosten pro installierter Kapazität für PV-Systeme folgen seit Jahren einem Abwärtstrend, der sowohl durch Skaleneffekte als auch durch technische Innovationen angetrieben wird [8-13].

Die Preise für Solarmodule sinken mit der kumulierten Gesamtmenge der ausgelieferten Module. Die historische Lernrate, d. h. die Preisabnahme, die mit der Verdoppelung der Kapazität verbunden ist, kann zwischen 1976 bis 2018 mit 23,6 % bestimmt werden [8]. In den letzten Jahren sind die Preise sogar noch schneller gesunken. Betrachtet man nur die Jahre seit 2006, liegt die Lernrate der Solarmodulpreise im Mittel bei 40 % [8]. Im Jahr 2018 lag der Solarmodulpreis in Deutschland bei 240 €/kW [8, 14]. Aufgrund von Materialkosten und thermodynamischer Wirkungsgradgrenzen ist es denkbar, dass sich die Modulpreise irgendwann einer Untergrenze nähern werden. Bislang ist diese aber nicht erreicht, sondern es werden aufgrund des technischen Fortschritts weiter sinkende Stromgestehungskosten aus PV erwartet.

Der Wechselrichter trägt heute mit etwa 40 €/kW zum Anlagenpreis bei. Auch die Wechselrichterpreise zeigen im langjährigen Mittel eine Preisentwicklung nach unten bei einer Lernrate von 18,9 % [15]. Für die restlichen Kosten der Anlage, die unter dem Terminus „Balance-of-System“ (BOS) zusammengefasst werden, kann eine Abnahme um jährlich 0,75 % beobachtet werden [15], bedingt durch Skaleneffekte und evolutionäre Weiterentwicklungen von Installations- und Anschlusstechnik.

Der bisherige Fortschritt ermöglicht heute große PV-Parks für eine Investition von 500 €/kW. Dies bedeutet Gestehungskosten von 4-5 ct/kWh in Deutschland [16] und 2-3 ct/kWh in Spanien [17]. In **Bild 1** sind die jeweils niedrigsten Preise für Solarenergie (aus Power Purchase Agreements (PPA) oder erfolgreichen Geboten aus Ausschreibungen) in verschiedenen Ländern angegeben. Es zeigt sich, dass Solarenergie schon heute in vielen Ländern der Welt die kostengünstigste Möglichkeit zur Bereitstellung von Energie ist. Bis zum Jahr 2050 könnten sich die Gestehungskosten noch einmal halbieren [18].

### 2.2 Windenergie

Die Preise für Offshore-Windenergie haben sich in den letzten Jahren stark nach unten entwickelt: Alleine in den Jahren 2015-2018 fielen die Preise pro installierter Leistung um 45 % [19]. Die Preise für Windenergie an Land fielen im selben Zeitraum weniger stark. In Deutschland wurden 2019 Kostenrückgänge bei den Anlagen zudem durch gestiegene Nebenkosten bei der Errichtung der Anlagen egalisiert. Der kaum sinkende Leistungspreis lässt jedoch noch keine Rückschlüsse auf die Entwicklung der Stromgestehungskosten zu, da durch Veränderungen beim Anlagendesign erreichte Steigerungen der durch-

schnittlichen Volllaststundenzahlen nicht berücksichtigt sind. Für bis 2017 errichtete Anlagen stieg die durchschnittliche Volllaststundenzahl mit dem Installationsjahr der Anlage im Zeitraum von zehn Jahren um fast 50 % an [20]. Aktuell ergeben sich damit Gesteungskosten von typischerweise 4-5 ct/kWh in Deutschland [20]. Da sich die technologische Entwicklung hin zu größeren und Schwachwind-geeigneten Anlagen fortsetzt, ist auch für die nächsten Jahre noch eine weitere Erhöhung der Volllaststundenzahl zu erwarten. Für die Simulation von zukünftigen Erträgen von Windenergieanlagen ist es wichtig, neben den zu erwartenden Kostenrückgängen auch eine realistische Volllaststundenzahl der Anlagen anzunehmen, um das Potenzial nicht zu unterschätzen.

### 2.3 Elektrolyse

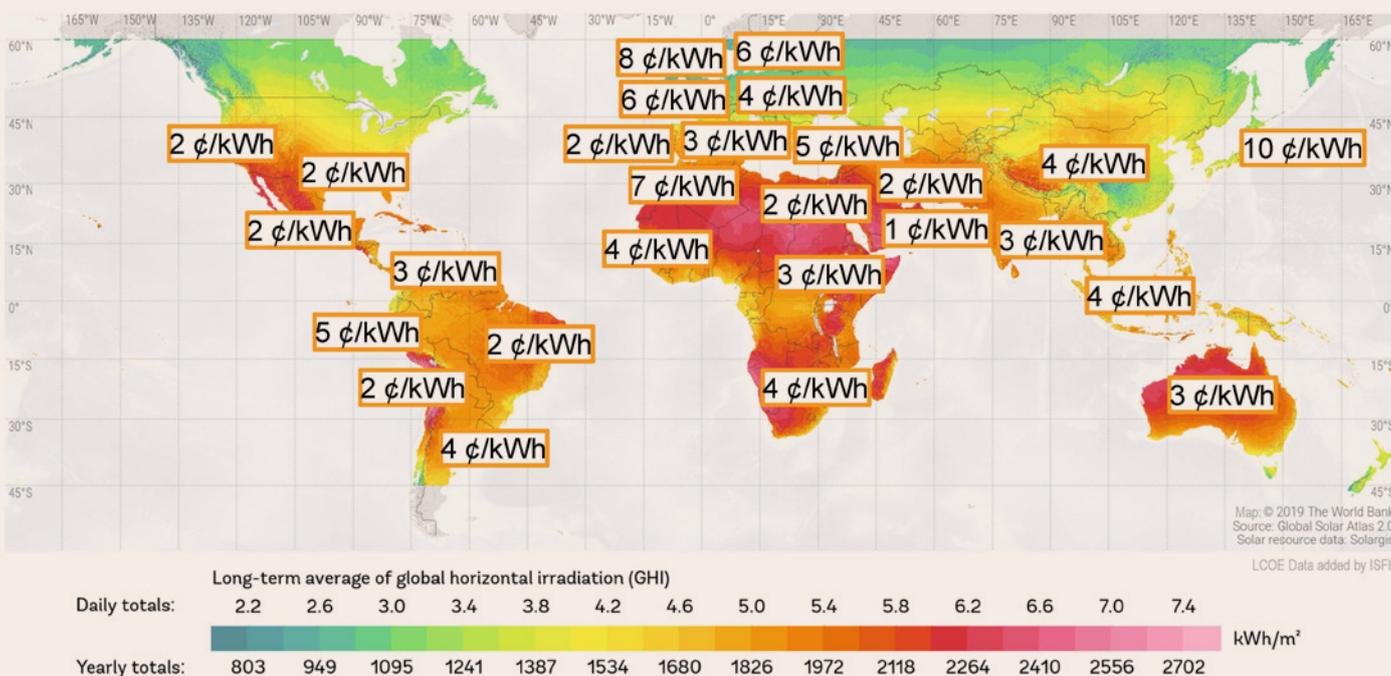
Da sich Wasserelektrolyse, insbesondere in der Form der alkalischen Elektrolyse, seit vielen Jahren weltweit im Einsatz befindet, kann der Technologiereifegrad bereits als hoch eingeordnet werden. Der großskalige Betrieb von Elektrolyseuren im Verbund mit erneuerbaren Stromerzeugern wird derzeit in verschiedenen Pilotprojekten weltweit untersucht [21]. Dabei sind sowohl die alkalische als auch die Protonen-Austausch-Membran-(PEM)-Elektrolyse für größere Einheiten kommerziell verfügbar. Der durch das fluktuierende Stromdargebot vorgegebene dynamische Betrieb des Elektrolyseurs stellt für alle Elektrolysetechnologien eine Herausforderung dar, wobei die

PEM-Elektrolyse über konzeptionelle Vorteile verfügt, allerdings noch auf einem höheren Preisniveau als die alkalische Elektrolyse.

Der Einstieg in die Nutzung von grünem Wasserstoff wird zu einem massiv ansteigenden Bedarf an Elektrolysekapazitäten führen. Diese Entwicklung wird aus Sicht vieler Analysen zu stark sinkenden Preisen führen, wobei die Meinungen über das erreichbare Kostenniveau stark auseinandergehen. So findet sich für die langfristige Entwicklung derzeit eine Spannweite von 71 €/kW [22] bis 720 €/kW [23] bezogen auf die elektrische Eingangsleistung.

### 3. Potenziale für erneuerbare Energieerzeugung

Neben den Anlagenkosten wird der Wasserstoffpreis durch die jährlichen Nutzungsgrade oder Volllaststunden, mit denen die Komponenten am jeweiligen Standort betrieben werden können, festgelegt. Solaranlagen erreichen in Deutschland etwa 1000 Volllaststunden, in den sonnigen Gegenden Südeuropas oder Nordafrikas kann aufgrund des höheren Strahlungsangebots (Bild 1) die doppelte Ausbeute erreicht werden. Windkraftanlagen an Land liefern in Deutschland bis zu 3000 Volllaststunden, Offshore-Anlagen können 4000 Volllaststunden liefern. Der Nutzungsgrad des Elektrolyseurs richtet sich nach der Gleichmäßigkeit des Stromdargebots.



**Bild 1:** Erfolgreiche Gebote oder Preise aus PPA für Solarenergie in verschiedenen Ländern. Die Farbintensität der Karte gibt die Globalstrahlung am jeweiligen Standort an. Alle Angaben in €/USD

Da Wind-Offshore-Anlagen eine vergleichsweise hohe Volllaststundenzahl liefern und gleichzeitig keine Landnutzungskonflikte verursachen sind sie eine attraktive Option für die Produktion von grünem Wasserstoff [1]. Hybridkraftwerke aus Wind- und PV-Anlagen können je nach Standort ebenfalls hohe Volllaststundenzahlen liefern [24], werden aber bisher wenig diskutiert.

Das Potenzial für die Gewinnung von erneuerbaren Energien an Land wird durch die zur Energiegewinnung verfügbaren Flächen begrenzt. Schon vorhandene Landnutzungsarten durch Landwirtschaft, Verkehr, Wohnbebauung oder Tourismus und auch naturschutzfachliche Belange müssen berücksichtigt werden. Dabei ist zu beachten, dass weiche Faktoren wie die Akzeptanz von Anlagen in der Nähe von Wohnbebauungen sich mit der Zeit verändern können.

Auch Veränderungen im Design von PV-Parks haben Einfluss auf die Potenziale. Die typischen Leistungsdichten von PV-Freiflächenanlagen sind in den letzten Jahren aufgrund der stark gesunkenen Modulpreise um einen Faktor 3 von etwa 300 kW/ha auf 1 MW/ha angestiegen, da die Module immer dichter zusammengestellt werden. Die Anlagenbetreiber nehmen dabei eine leichte gegenseitige Verschattung in Kauf, minimieren so aber auch die Kosten für Verkabelung und die benötigte Pachtfläche pro Solarmodul. Da dadurch mehr Leistung auf derselben Fläche installiert werden kann, verschieben sich auch die Potenzialgrenzen. Als Beispiel sei hier die dena-Leitstudie „Integrierte Energiewende“ genannt [25]: Dort wurde für Freiflächenanlagen ein Flächenbedarf von 20 m<sup>2</sup>/kW angenommen. Große PV-Kraftwerke werden heute mit einer Leistung von über 1 MW/ha geplant, was einem Flächenbedarf von 10 m<sup>2</sup>/kW entspricht. Rechnet man diese technologische Entwicklung mit ein, verdoppelt sich das in der Leitstudie genannte Potenzial für Freiflächen-PV von 158 GW auf 316 GW.

Das deutsche Windenergiepotenzial an Land wird in der dena-Leitstudie mit 2,8 % der Landesfläche und einer zugehörigen Leistung von 180 GW angegeben. Auch hier ist denkbar, dass sich dieses Potenzial durch die Aufweichung von Restriktionen, durch engeres Stellen von Anlagen sowie durch technische Innovationen weiter erhöht.

#### 4. Anwendungsbeispiel: Wasserstoff im Stahlwerk

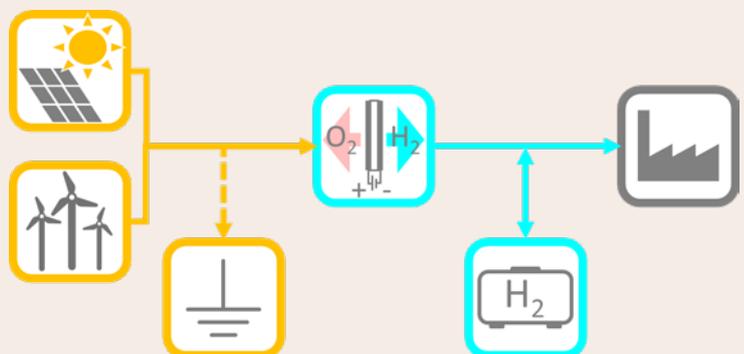
Eine großskalige und günstigere Produktion von grünem Wasserstoff kann sich erst rentieren, wenn auch eine entsprechend große Nachfrage besteht. Ein Markt für grünen Wasserstoff in dezentralen Anwendungen wie dem Schwerlastverkehr oder der Gebäudeenergieversorgung wird sich daher nur langsam entwickeln. Eine schnellere Steigerung der Nachfrage lässt sich durch die Umstellung

von energieintensiven Industrieprozessen auf Wasserstoffnutzung erreichen. In der Nationalen Wasserstoffstrategie sind explizit die Branchen Stahl und Chemie als potenzielle Abnehmer von grünem Wasserstoff adressiert [1].

Die Direktreduktion von Roheisen (DRI) mit Wasserstoff ist eine von mehreren Optionen zur Defossilierung der Stahlbranche [7]. Bei Einsatz von grünem Wasserstoff ermöglicht DRI eine nahezu CO<sub>2</sub>-neutrale Stahlproduktion. Die Salzgitter AG evaluiert diese Prozessroute im Rahmen ihrer Klimainitiative SALCOS (Salzgitter Low CO<sub>2</sub> Steelmaking) und hat in einer Machbarkeitsstudie gezeigt, dass durch das vollständige Ersetzen der Hochofenroute am Standort Salzgitter durch DRI auf Basis von grünem Wasserstoff und Erdgas bis zu 82 % der mit der Stahlherstellung verbundenen CO<sub>2</sub>-Emissionen eingespart werden können. Für diese Reduktion, die etwa 1 % der CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland entspricht, wird ein jährlicher Wasserstoffbedarf von etwa 200.000 t oder 8 TWh bezogen auf den Brennwert benötigt [26].

#### 5. Optimierung der Versorgung mit Wasserstoff

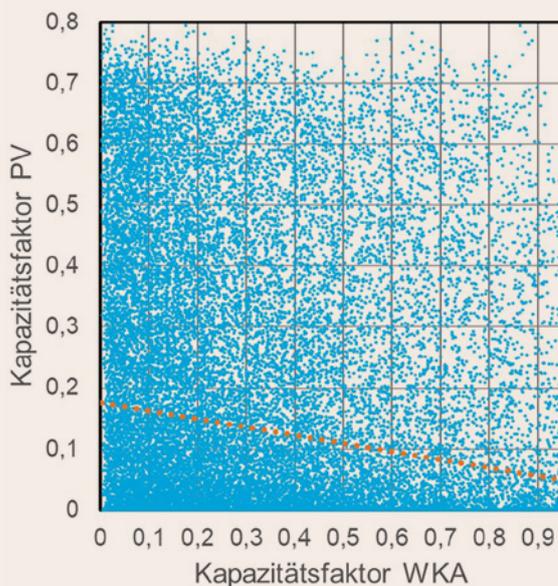
Am Beispiel des SALCOS-Projekts soll hier abgeschätzt werden, zu welchem Preis und mit welchem optimalen Technologiemix sich ein Großabnehmer in Deutschland mit grünem Wasserstoff aus der Produktion vor Ort als Alternative zum Import versorgen ließe. Berücksichtigt werden die Systempreise für PV-, Windenergie- und Elektrolyseanlagen. Weitere Wasserstoff-Infrastruktur zum Transport und zur Zwischenspeicherung wird sowohl für regional erzeugten grünen Wasserstoff als auch für aus anderen Regionen importierten Wasserstoff jeder Farbe benötigt. Für den Vergleich von regional erzeugtem und importiertem Wasserstoff ist daher der Preis am Ausgang



**Bild 2:** Schema der Modellrechnungen. Erneuerbarer Strom aus PV- und Windkraftanlagen wird per Elektrolyse in Wasserstoff gewandelt um den Bedarf des industriellen Abnehmers zu decken. Nicht genutzter erneuerbarer Strom wird abgeregelt

**Tabelle 1:** Eingangsparameter der Systemsimulation

Modelljahr	2025	2050
Investitionen Photovoltaik	419 €/kW	297 €/kW
Betriebskosten Photovoltaik	8,39 €/(kW·a)	5,94 €/(kW·a)
Lebensdauer Photovoltaik	25 a	25 a
Investitionen Windkraft	1327 €/kW	1000 €/kW
Betriebskosten Windkraft	39,80 €/(kW·a)	30,00 €/(kW·a)
Lebensdauer Windkraft	20 a	20 a
Investitionen Elektrolyse	832 €/kW	433 €/kW
Betriebskosten Elektrolyse	24,98 €/(kW·a)	12,99 €/(kW·a)
Lebensdauer Elektrolyse	30 a	30 a
Umwandlungseffizienz Elektrolyse	78,7%	78,7%
Kosten für Wasserstoffspeicher	0 €/kWh	0 €/kWh
Speichereffizienz	100%	100%
Erforderliche Kapitalrendite	2.1%	2.1%



**Bild 3:** Stündliche Kapazitätsfaktoren von Wind- und Solarenergieanlagen am Standort Salzgitter. Es besteht eine schwache Antikorrelation zwischen den jeweiligen Dargeboten an Energie. Die abfallende lineare Trendlinie zeigt, dass die Daten antikorreliert sind

des Elektrolyseurs von Interesse. Für die Szenarienrechnungen wird die am ISFH entwickelte Software zur Optimierung von Energiesystemen ReLoS verwendet [27].

Es wird eine Bedarfsdeckung ausschließlich über grünen Wasserstoff angenommen (**Bild 2**). Der jährliche Bedarf an Wasserstoff soll 200.000 t betragen. Der Optimierer rechnet die Kombination von PV-, Wind- und Elektrolysekapazitäten aus, die zur kostengünstigsten Bedarfsdeckung führt.

Die Eingangsparameter der Modellrechnungen sind in **Tabelle 1** dargestellt. Die zukünftigen Anlagenpreise sind Schätzungen, die sich an der Literatur orientieren. Dafür wurden Werte aus verschiedenen Studien miteinander verglichen, und auf Plausibilität untersucht, um keine Technologie zu überschätzen.

Wind- und Solarprofile am Standort Salzgitter-Wattenstedt wurden über die Software renewables.ninja ermittelt [28, 29]. Es wurden drei Wetterjahre betrachtet (2013–2015), um dem Einfluss jährlicher Schwankungen im Solar- und Windenergieangebot Rechnung zu tragen. Für die PV-Anlage wurde eine Südausrichtung mit 30° Neigung und 95 % Performance Ratio angenommen. Das Windprofil wurde für eine Nordex N131/3300-Schwachwindanlage mit 141 m Nabenhöhe berechnet, die eine ähnliche Leistungskurve zeigt wie andere in der Region errichtete oder geplante Anlagen. Die PV-Anlage erreicht im Dreijahresmittel 1.135 Volllaststunden, die Windenergieanlage 3.155 Volllaststunden.

In **Bild 3** sind die stündlich aufgelösten Kapazitätsfaktoren von Solar- und Windangebot gegeneinander aufgetragen. Die Produktion von Wind- und Solarstrom sind am Standort schwach antikorreliert mit einem Pearson-Korrelationskoeffizienten von -0,16. Dies deutet auf Vorteile für Solar-Wind-Hybridkraftwerke hin, wenn hohe Volllaststunden erreicht werden sollen.

## 6. Wind-Solar-Wasserstoff ist die preisgünstigste Option

Mit den Eingangsdaten wurden zunächst zwei Szenarien zur Wasserstoffproduktion berechnet, in denen der Wasserstoff für das Stahlwerk einmal mit Strom aus Windkraftanlagen und einmal mit einem Solar-Wind-Hybridkraftwerk erzeugt wird. In **Bild 4** sind die jeweiligen benötigten Kapazitäten und der sich einstellende Wasserstoffpreis für die Jahre 2025 und 2050 aufgetragen. Die zugehörigen Werte finden sich in **Tabelle 2**. Mit der Berücksichtigung von PV können der Wasserstoffpreis und die benötigten Windenergiekapazitäten gesenkt werden.

Die Optimierung wählt immer die günstigste Anlagendimensionierung, mit der der jährliche Bedarf gedeckt werden kann. Das bedeutet nicht zwangsläufig ei-

ne hohe Auslastung des Elektrolyseurs. Im Wind-Wasserstoff-Szenario für 2025 wird der Elektrolyseur mit 4.597 Volllaststunden im Jahr betrieben, wobei 93,9 % des Stromdargebots verwertet und in Wasserstoff umgewandelt werden und nur 6 % des produzierten Stroms ungenutzt bleiben. Für das Jahr 2050 gibt die Simulation aufgrund der stärkeren Kostendegression bei der Elektrolyse im Vergleich zur Windenergie etwas mehr – dann wesentlich billigere – Elektrolysekapazitäten an als für das Jahr 2025. Der Preis für grünen Wasserstoff senkt sich in 25 Jahren von 2,72 €/kg auf 1,94 €/kg.

Erlaubt man dem Optimierer den Einsatz von PV, so wird diese Option immer gezogen. Die erforderlichen Windenergiekapazitäten verringern sich um 31 % in 2025 und 34 % in 2050. Dafür wird jeweils etwas mehr PV-Leistung als Windenergieleistung installiert. Die Elektrolyseleistung sinkt um 7 % in 2025 und 6 % in 2050. Die Betriebsstunden der Elektrolyse steigern sich in gleichem Maße, da der zu deckende Verbrauch gleichbleibt. Die Gestehungskosten von Wind-Solar-Wasserstoff liegen 9-10 % unter denen von Wind-Wasserstoff.

Alle Simulationen wurden unter der Annahme durchgeführt, dass nicht für die Elektrolyse genutzter Strom abgeregelt wird. Die Abregelungsquote liegt in allen betrachteten Szenarien im mittleren einstelligen Prozentbereich. Ließe sich diese Energie anderweitig verwerten, so würden die Gestehungskosten sinken. Das Potenzial ist aufgrund des geringen Anteils der abgeregelten Energie allerdings begrenzt. In einem Szenario mit 1 ct/kWh Vergütung auf nicht für die Elektrolyse genutzten Strom verringern sich die Wasserstoffgestehungskosten im Jahr 2025 um 1,4 %.

Im Ergebnis zeigt sich ein Vorteil für Solar-Wind-Hybridkraftwerke gegenüber reinen Windkraftwerken für die Produktion von grünem Wasserstoff in Norddeutschland. Die abgeschätzten Preise liegen zudem in einem Bereich, der eine preisliche Konkurrenzfähigkeit gegen-

über Importen von grünem oder andersfarbigem Wasserstoff [3, 7] zumindest nicht ausschließt. Die größte Unsicherheit in den Berechnungen ergibt sich aus den Annahmen für die Preisentwicklung bei den Elektrolysesystemen. Aufgrund der großen Spannweiten prognostizierter zukünftiger Preise für Elektrolyseure wird dieser Einflussfaktor noch einmal gesondert betrachtet.

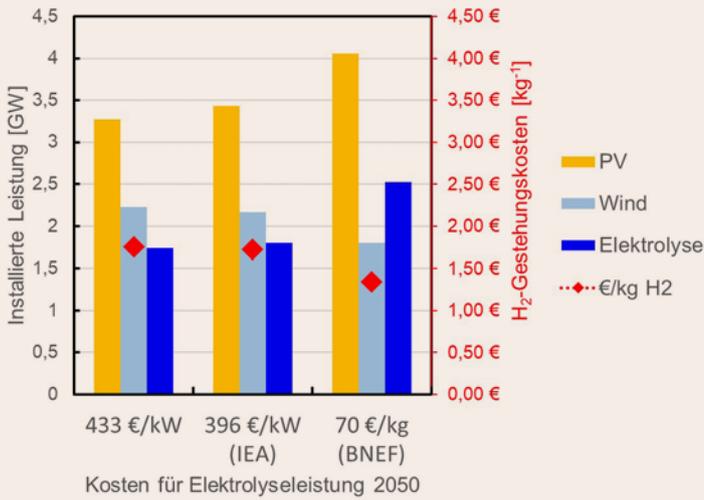
**Bild 5** zeigt den Einfluss der Elektrolysekosten auf die Simulationsergebnisse. Dazu wurden zwei zusätzliche Szenarien gerechnet, die sich in der Preisentwicklung für Elektrolysesysteme unterscheiden. Die Preise wurden aus der IEA-Studie „The Future of Hydrogen“ vom Juni 2019 [30] mit einer Annahme von etwa 400 €/kW bezogen auf die elektrische Leistung im Jahr 2050 und aus einer Analyse von Bloomberg New Energy Finance (BNEF) [22], die im August 2019 mit sehr progressiven Preisannahmen von 70 €/kW auffiel.



**Bild 4:** Ergebnisse der Szenarienrechnung für die Versorgung eines Stahlwerks in Salzgitter mit grünem Wind-Wasserstoff und Wind-Solar-Wasserstoff in den Jahren 2025 und 2050

**Tabelle 2:** Ergebnisse der Szenarienrechnung für die Versorgung eines Stahlwerks in Salzgitter mit grünem Wind-Wasserstoff und Wind-Solar-Wasserstoff

Szenario	Wind-Wasserstoff		Wind-Solar-Wasserstoff	
	2025	2050	2025	2050
Modelljahr				
Photovoltaikleistung [GW]	0	0	3,02	3,27
Windleistung [GW]	3,43	3,37	2,36	2,23
Elektrolyseleistung [GW]	1,74	1,85	1,62	1,74
Betriebsstunden Elektrolyse [h/a]	4.597	4.325	4.946	4.610
EE-Nutzungsgrad [%]	94,10 %	96,01 %	93,71 %	94,77 %
Wasserstoffpreis [€/kg]	2,82	1,94	2,57	1,75



**Bild 5:** Wind-Solar-Wasserstoff-Szenarien mit unterschiedlichen Preisannahmen [22, 30] für Elektrolyse

Die IEA-Annahmen liegen relativ nah am Ausgangsszenario, was sich auch im Simulationsergebnis zeigt. Die günstigen Elektrolysepreise aus der BNEF-Analyse führen zu einer deutlichen Reduktion der Wasserstoffgestehungskosten. Gleichzeitig hat die Verfügbarkeit von günstiger Elektrolysetechnologie auch einen Einfluss auf die EE-Erzeugung: die optimale PV-Leistung steigt, die Windleistung sinkt. PV liefert am Standort niedrigere Stromgestehungskosten als Windkraft. Der Optimierer baut daher günstige Elektrolyseanlagen zu, um mehr ebenfalls günstigen PV-Strom für die Wasserstoffherstellung nutzen zu können. Im Kostenoptimum werden 45 % der elektrischen Energie durch PV bereitgestellt, 55 % durch Windenergie. In den anderen Szenarien liegt der energetische Anteil der PV etwa bei einem Drittel.

### 7. Herausforderungen bei der Umsetzung

Die Ergebnisse der Simulationen deuten darauf hin, dass eine inländische Produktion von grünem Wasserstoff im großen Maßstab Gestehungskosten von unter 2 €/kg erreichen könnte. Möglich wird dies vor allem durch kostengünstige Erneuerbare Energien und Elektrolyseure. Die Kombination von Wind- und Solarenergie bringt zudem Vorteile gegenüber der alleinigen Nutzung von Windenergie.

Die gleichmäßigere Energieproduktion in Solar-Wind-Hybridkraftwerken und die mögliche gemeinsame Nutzung von Leitungsinfrastruktur bietet nicht nur Vorteile für die Produktion von grünem Wasserstoff, sondern auch für das Energiesystem. Eine integrierte Planung von Windenergie- und PV-Projekten kann dieses Potenzial

heben. Aufgrund der komplementären Wind- und Solarpotenziale in Nord- und Mitteleuropa werden sich Hybridkraftwerke, bei denen Wind- und PV-Anlagen denselben Netzanschluss nutzen, langfristig am Markt etablieren [24].

Eine weitere Herausforderung sind die Regularien für das Energiesystem, die sich gemeinsam mit dem System entwickelt haben. Der Übergang von einem zentralen System, das auf chemischen Primärenergieträgern basiert, hin zu einem System, das sich größtenteils mit dezentral erzeugter, elektrischer Primärenergie versorgt, wird auch für die Regelwerke zu Netzentgelten und anderen Umlagen große Änderungsbedarfe mit sich bringen.

Die Flächenwirkung der Erneuerbaren Energien, speziell die Auswirkung von Windkraftanlagen auf das Landschaftsbild und die – auch in Niedersachsen kritisch diskutierte – Flächenkonkurrenz zwischen PV-Anlagen und Agrarwirtschaft können ein Hemmnis für regionale Wasserstoffproduktion in großen Skalen sein. Für die Versorgung des Stahlwerks im Fallbeispiel bräuchte es 715 der in der Simulation verwendeten Nordex N131/3300-Windenergieanlagen und etwa 3.000 ha Landfläche für Freiflächen-Photovoltaik. Das ist viel, sparte aber jährlich 1 % der deutschen CO<sub>2</sub>-Emissionen ein.

Unter dem Eindruck der weltweiten Klimakrise, der vielen jungen Menschen bei den Freitagsdemos, die sich Sorgen um ihre Zukunft machen, und der zunehmenden Unterstützung grüner Technologie aus Brüssel sollten diese Flächenbedarfe kein Ausschlusskriterium für die Produktion von grünem Wasserstoff im Inland sein. Die etablierten Wertschöpfungsketten der Industrie können durch die Umstellung auf grünen Wasserstoff zukunftssicher gemacht werden und die Schaffung eines Heimatmarkts für Erneuerbaren Energien und Elektrolyse birgt großes Potenzial für Hochtechnologie „made in Europe“.

### Literatur

- [1] BMWi: Nationales Reformprogramm 2020 - Die Nationale Wasserstoffstrategie. Berlin, 2020
- [2] Frontier Economics: Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe. Studie im Auftrag von Agora Verkehrswende und Agora Energiewende, 2018, [https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/2/Projekte/2017/SynKost\\_2050/Agora\\_SynCost-Studie\\_WEB.pdf](https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/2/Projekte/2017/SynKost_2050/Agora_SynCost-Studie_WEB.pdf)
- [3] Bünger, U.: Strategische Einsichten aus aktuellen Studien zur Zukunft der Gasinfrastruktur mit Wasserstoff. gwf Gas + Energie (2020) Nr. 3, S. 40–49
- [4] Fasihi, M.; Bogdanov, D. und Breyer, C.: Techno-Economic Assessment of Power-to-Liquids (PtL) Fuels Production and Global Trading Based on Hybrid PV-Wind Power Plants. Energy Procedia 99 (2016), S. 243–268

- [5] Hydrogen Council: Path to hydrogen competitiveness. A cost perspective. Brüssel, 2020
- [6] Niepelt, R. und Brendel, R.: Wind-Solar-Wasserstoff aus Niedersachsen. Hannover, 2019
- [7] Schneider, C.; Samadi, S. und Holtz, G. et al.: Klimaneutrale Industrie: Ausführliche Darstellung der Schlüsseltechnologien für die Branchen Stahl, Chemie und Zement. Analyse im Auftrag von Agora Energiewende. Berlin, 2019
- [8] International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV). Eleventh Edition, 2020
- [9] Kavlak, G.; McNerney, J. und Trancik, J.E.: Evaluating the causes of cost reduction in photovoltaic modules. Energy Policy 123 (2018), S. 700–710
- [10] Jager-Waldau, A.; Huld, T. und Bodis, K. et al.: Photovoltaics in Europe after the Paris Agreement. In: 2018 IEEE 7<sup>th</sup> World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC) Waikoloa Village, HI, 10.06.2018 - 15.06.2018, S. 3835–3837
- [11] Kelm, T.; Metzger, J. und Jachmann, H. et al.: Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz. Teilvorhaben II c: Solare Strahlungsenergie. Stuttgart, 2018, [https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi\\_de/bericht-eeg-4-solar.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=4](https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/bericht-eeg-4-solar.pdf?__blob=publicationFile&v=4)
- [12] Dullweber, T.; Kranz, C. und Peibst, R. et al.: PERC+: industrial PERC solar cells with rear Al grid enabling bifaciality and reduced Al paste consumption. Progress in Photovoltaics: Research and Applications 24 (2016) Nr. 12, S. 1487–1498
- [13] Dullweber, T.; Schulte-Huxel, H. und Blankemeyer, S. et al.: Present status and future perspectives of bifacial PERC+ solar cells and modules. Japanese Journal of Applied Physics 57 (2018) 8S3, 08RA01
- [14] Dressel, N., Mündliche Mitteilung. 28.03.2019, Wuppertal
- [15] Trancik, J.E.; Brown, P. und Jean, J. et al.: Technology improvement and emissions reductions as mutually reinforcing efforts: Observations from the global development of solar and wind energy. Cambridge, 2015
- [16] Kelm, T.; Metzger, J. und Jachmann, H. et al.: Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz. Teilvorhaben II c: Solare Strahlungsenergie. Stuttgart, 2018, [https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi\\_de/bericht-eeg-4-solar.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=4](https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/bericht-eeg-4-solar.pdf?__blob=publicationFile&v=4)
- [17] Hussinger, P.; Dennenmoser, M. und Al-Jallad, Z. et al.: Practical Experiences from Project Development of Utility-Scale Solar and Storage Projects for Weak grid Applications. Kreta, 2019
- [18] Vartiainen, E.; Masson, G. und Breyer, C. et al.: Impact of weighted average cost of capital, capital expenditure, and other parameters on future utility-scale PV levelised cost of electricity. Progress in Photovoltaics: Research and Applications (2019)
- [19] Brindley, G.: Financing and Investment trends. The European wind industry 2018, 2019
- [20] Wallasch, A.-K.; Lüers, S. und Rehfeldt, K. et al.: Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz Teilvorhaben II e): Wind an Land. Varel, 2019
- [21] Schmiedel, G.: Wasserstoff – Lokale und globale Perspektiven im Kontext der Energiewende. Hannover, 2019
- [22] Mathis, W. und Thomhill, J.: Hydrogen's Plunging Price Boosts Role as Climate Solution. Bloomberg New Energy Finance, London, 2019, <https://www.bloomberg.com/news/articles/2019-08-21/cost-of-hydrogen-from-renewables-to-plummet-next-decade-bnef>
- [23] Viebahn, P. und Zelt, O.: Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2018
- [24] Stoker, L.: Joined at the hip: A hybrid future for onshore renewables. PV Tech Power (2020) Nr. 22, S. 16–18
- [25] Kruse, J.; Hennes, O. und Wildgrube, T. et al.: dena-Leitstudie Integrierte Energiewende. Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050. ewi Energy Research & Scenarios gGmbH, Berlin, 2018, [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261\\_dena-Leitstudie\\_Integrierte\\_Energiewende\\_lang.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf)
- [26] Schaper, R.: CO<sub>2</sub>-Reduktion in der Industrie: Grüner Wasserstoff im Hüttenwerk. Hannover, 2017
- [27] Faulstich, M.; Beck, H.-P. und Brendel, R. et al.: Szenarien zur Energieversorgung in Niedersachsen im Jahr 2050. Zusatzgutachten zeitlich höher aufgelöste Szenarien. Hannover, 2016
- [28] Pfenninger, S. und Staffell, I.: Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data. Energy 114 (2016), S. 1251–1265
- [29] Staffell, I. und Pfenninger, S.: Using bias-corrected reanalysis to simulate current and future wind power output. Energy 114 (2016), S. 1224–1239
- [30] International Energy Agency: The Future of Hydrogen. Seizing today's opportunities. Paris, France, 2019

## Autoren



Dr. **Raphael Niepelt**  
 Institut für Solarenergieforschung GmbH |  
 Emmerthal |  
 Tel.: +49 5151 999 403 |  
 niepelt@isfh.de



Prof. Dr.-Ing. **Rolf Brendel**  
 Institut für Solarenergieforschung GmbH  
 Emmerthal |  
 und  
 Lehrstuhl Solarenergie |  
 Institut für Festkörperphysik  
 Leibniz Universität Hannover |  
 Hannover |  
 Tel.: +49 5151 999 100 |  
 r.brendel@isfh.de