

# GRÜNSTROMKRITERIEN DER RED II - AUSWIRKUNGEN AUF KOSTEN UND VERFÜGBARKEIT GRÜNEN WASSERSTOFFS IN DEUTSCHLAND

Kurzstudie für die RWE AG

2. Juli 2021





## INHALT

„Auf einen Blick“	4
Zusammenfassung	6
1 Grüner Wasserstoff als Stütze der Energiewende bedarf einer klar definierten Abgrenzung	13
2 Anforderungen für den Strombezug für die Produktion von grünem Wasserstoff	16
3 Wir betrachten Kosten- und Mengenimplikationen unterschiedlicher Auslegungen der RED II-Kriterien	22
4 Zusätzlichkeit – Zulassung von Bestandsanlagen ausserhalb der Förderung erhöht Mengen und kann Kosten senken	25
5 Zeitliche Korrelation – Längere Bilanzzeiträume senken Wasserstoffkosten	30
6 Geografische Korrelation – Einschränkung bei der Stromverfügbarkeit setzt Standortanreize, ist aber schwer umsetzbar	34
<b>Anhang A</b> Annahmen zur Kostenschätzung	37
<b>Anhang B</b> Übersicht der Kostenschätzungen	40

## „AUF EINEN BLICK“

Grüner Wasserstoff soll einen wesentlichen Beitrag zur Energiewende leisten. **Allerdings ist derzeit unklar, unter welchen Bedingungen Wasserstoff aus netzgekoppelten Elektrolyseuren als „grün“ anerkannt wird.** In der Richtlinie zu Erneuerbaren Energien (RED II) und im Erneuerbare Energien-Gesetz (EEG 2021) sind lediglich Rahmenbedingungen zum Bezug von Strom aus erneuerbaren Energien definiert, die durch nachgelagerte Rechtsakte auszugestalten sind.

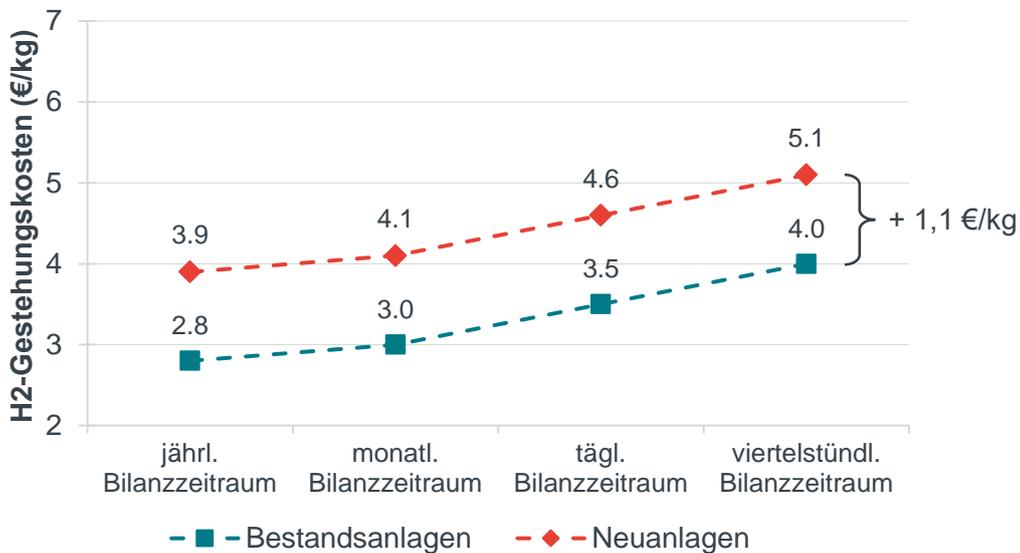
Auch ohne jegliche Grünstromkriterien liegen die Kosten von strombasiertem Wasserstoff in Deutschland (ca. 2,6 €/kg) zumindest kurz- bis mittelfristig deutlich über den Kosten für grauen Wasserstoff (1-1,5 €/kg) bzw. blauen Wasserstoff (2,0 €/kg). Bereits dies ist eine erhebliche Herausforderung für den Aufbau einer deutschen Wasserstoffindustrie.

Unter Berücksichtigung von Grünstromkriterien steigen die Kosten der Wasserstofferzeugung weiter an, auf **mindestens knapp 3 €/kg**, bei strenger Auslegung der Kriterien (z.B. viertelstündlicher Bilanzierung und Beschränkung auf Neuanlagen für die EE-Stromerzeugung) schnell in eine Größenordnung **von 4-5 €/kg**. Auch die **Verfügbarkeit** von erneuerbarem Strom für die Erzeugung grünen Wasserstoffs wird bei enger Auslegung der Kriterien deutlich eingeschränkt. Bei gleichen Elektrolyseurkapazitäten würde dann signifikant weniger grüner Wasserstoff produziert werden können. Wesentlich sind hierfür u.a. folgende Faktoren:

- **Zusätzlichkeit:** Eine Begrenzung der zugelassenen Anlagen zur Erzeugung erneuerbaren Stroms (EE-Anlagen) auf Neuanlagen schließt die Nutzung von (nicht geförderten) Bestandsanlagen aus und vermindert erheblich das für die Wasserstofferzeugung verfügbare Potenzial an erneuerbarem Strom und damit die Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff. Auch die Gestehungskosten von grünem Wasserstoff aus Bestandsanlagen können je nach Marktlage deutlich geringer ausfallen als bei neuen EE-Anlagen.
- **Zeitliche Korrelation:** Ein weniger strikter zeitlicher Zusammenhang zwischen EE-Stromerzeugung und -einsatz im Elektrolyseur (Bilanzzeitraum) erhöht die Auslastung der Elektrolyseure, erhöht damit die Erzeugung von grünem Wasserstoff mit den verfügbaren Kapazitäten und senkt gleichzeitig die Wasserstoffgestehungskosten. Lange Bilanzzeiträume (z.B. jährlich) erlauben es, die Wasserstoffkosten gegenüber kurzen Bilanzzeiträumen (z.B. viertelstündlich) erheblich zu senken, im Beispielfall um 1.2 €/kg H<sub>2</sub> bei Anlagen mit einer PV-Windkombination. Die Zusätzlichkeit der Grünstromerzeugung bleibt wegen des Bilanzausgleichs in Summe gewährleistet, die Auswirkungen auf die THG-Emissionen sind nicht eindeutig und dürften insgesamt von untergeordneter Bedeutung sein.
- **Geografische Korrelation:** Auch die Forderung nach einer geographisch engen Korrelation zwischen EE-Stromerzeugung und H<sub>2</sub>-Produktion erhöht Kosten und Unsicherheit für Investoren. Standortanreize für Elektrolyseure sollten so ausgestaltet und zeitlich terminiert sein, dass sie den Markthochlauf von Wasserstoff nicht behindern.

Ein **erfolgreicher Markthochlauf von grünem Wasserstoff** erfordert daher eine **pragmatische Definition** der Kriterien für die Produktion von grünem Wasserstoff. Um den Einstieg zu erleichtern und die für die Dekarbonisierung z.B. des Industriesektors notwendigen Mengen schnell verfügbar zu machen, könnten die Anforderungen der Grünstromkriterien anfänglich nur für einen Teil des in den Elektrolyseuren eingesetzten Stroms gelten, oder im Zeitablauf bei zunehmender Konkurrenzfähigkeit grünen Wasserstoffs schrittweise verschärft werden. Allerdings wäre zu prüfen, inwieweit die Grünstromkriterien bei stark steigenden Anteilen an erneuerbaren Energien im Strommix grundsätzlich einen sinnvollen Ansatz darstellen.

**Abbildung: H<sub>2</sub>-Gestehungskosten bei unterschiedlichen Bilanzzeiträumen für Bestands- und Neuanlagen (Beispiel: PV-Wind-Kombination)**



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Berechnungen auf Basis von Strompreisen und Profilen im Jahr 2019. Details zu Rechnungen sind in Anhang A und Anhang B zu finden.

## ZUSAMMENFASSUNG

### Grüner Wasserstoff als Stütze der Energiewende bedarf einer klar definierten Abgrenzung

Während der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung in Deutschland über die letzten Jahre bereits stark zugenommen hat, erfordert das Erreichen der mittel- und langfristigen Klimaziele Deutschlands und der EU auch eine Dekarbonisierung des Industrie-, Mobilitäts- und des Wärmesektors. Wie auch die Bundesregierung in der nationalen Wasserstoffstrategie feststellt, kann grünem Wasserstoff hierbei eine bedeutende Rolle zukommen.

Allerdings ist derzeit nicht geklärt, welche Voraussetzungen erfüllt sein müssen, damit die Produktion von Wasserstoff aus netzgekoppelten Elektrolyseuren als „grün“ anerkannt wird. Die RED II definiert lediglich Rahmenbedingungen für die Anerkennung von grünem Wasserstoff und den Folgeprodukten (z.B. strombasierter Diesel, Benzin etc.) als erneuerbare Energien im Verkehrssektor. Diese sind bis Ende 2021 durch einen delegierten Rechtsakt der EU näher zu definieren. Ebenso sind im § 93 EEG keine konkreten Anforderungen an grünen Wasserstoff hinterlegt. Vielmehr müssen diese noch im Rahmen einer Verordnung näher ausgestaltet werden. Hierbei ist davon auszugehen, dass die gemäß RED II noch zu definierenden Anforderungen für grünen Wasserstoff im Verkehrssektor auch für andere Sektoren gelten werden, möglicherweise auch für die EEG-Verordnung als Vorbild dienen und damit eine wichtige Grundlage für einen erfolgreichen Markthochlauf der Wasserstoffindustrie sind.

### Rahmenbedingungen für den Strombezug für die Produktion von grünem Wasserstoff

Die aktuelle Diskussion um die Ausgestaltung der RED II - Rahmenbedingungen sowie um die noch unbestimmten Regelungen des § 93 EEG zeigen, dass die Kriterien für grünen Wasserstoff mehreren Anforderungen gerecht werden müssen: So ist zum einen aus einer Betrachtung der Gesamtwirtschaft sicherzustellen, dass die Produktion von grünem Wasserstoff einen effektiven Beitrag zur Reduktion von Treibhausgasemissionen leisten und zu vertretbaren Kosten in das Energiesystem integriert werden kann. Gleichzeitig kann ein erfolgreicher Markthochlauf nur dann gestaltet werden, wenn die Ausgestaltung der Strombezugskriterien nicht zu unzureichender Verfügbarkeit entsprechender EE-Mengen und nicht zu hohen Gestehungskosten von grünem Wasserstoff führt. Andernfalls kann schlicht nicht genügend Wasserstoff erzeugt werden, wird dieser von der Industrie nicht angenommen oder muss von der öffentlichen Hand entsprechend stark subventioniert werden.

Eine wesentliche Frage ist dabei, inwieweit es eine unmittelbare, bilaterale Beziehung zwischen der EE-Anlage und dem Elektrolyseur, z.B. in Form eines Direktlieferungsvertrags geben muss. Grundsätzlich wäre es ausreichend, die erneuerbare Eigenschaft von Strom durch Guarantees of Origin (GOs) zu belegen. Damit wird nachgewiesen, dass die Strommenge, die zur Erzeugung grünen Wasserstoffs eingesetzt wird, aus erneuerbaren Energien erzeugt wurde. Das bestehende System der GOs könnte im Rahmen der anstehenden Reform der

## GRÜNSTROMKRITERIEN DER RED II - AUSWIRKUNGEN AUF KOSTEN UND VERFÜGBARKEIT GRÜNEN WASSERSTOFFS IN DEUTSCHLAND

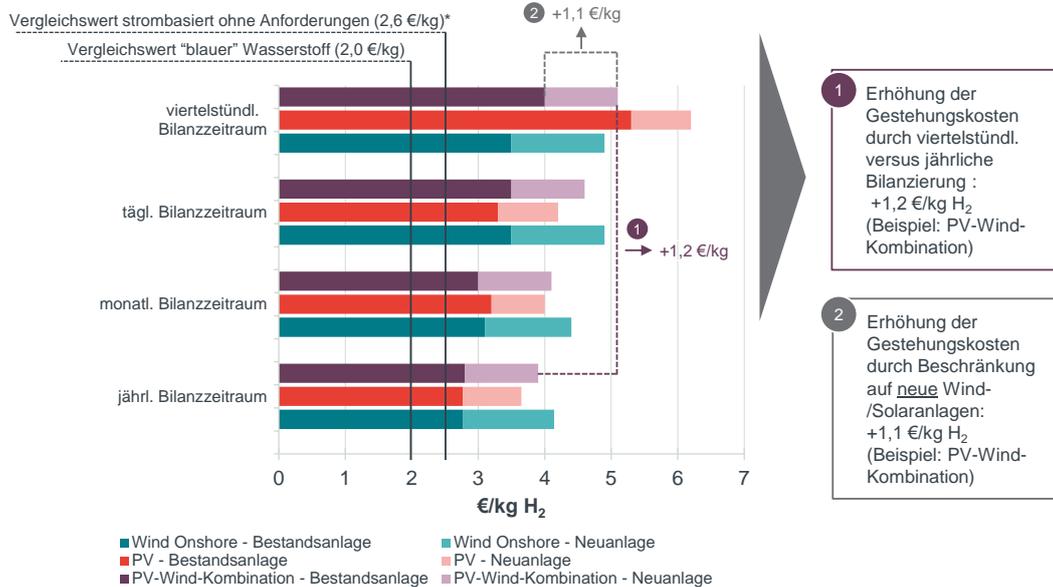
RED II ggf. an weitere Anforderungen der Nachweisführung, z.B. im Hinblick auf Zusätzlichkeit oder die zeitliche und geographische Korrelation, angepasst werden, indem nur GOs zugelassen werden, die bestimmte Kriterien erfüllen. Für die folgende Betrachtung geht Frontier Economics in Anlehnung an die bisherige politische Diskussion von einer direkten Zuordnung zwischen EE-Anlage und Elektrolyseur aus.

Vor diesem Hintergrund hat Frontier Economics im Auftrag der RWE AG untersucht, welche Auswirkungen unterschiedliche Ausgestaltungsoptionen, der im Rahmen der Gesetzesvorhaben näher zu definierenden Kriterien für den Bezug von Strom zur Produktion grünen Wasserstoffs (Grünstromkriterien), auf die Gestehungskosten von grünem Wasserstoff haben. Die Kernabwägungen sind hierbei die folgenden:

- **Zusätzlichkeit:** Aus welchen Anlagen kann Strom für die Produktion von grünem Wasserstoff bezogen werden, sodass der verwendete EE-Strom ein Element der Zusätzlichkeit aufweist? Diskutiert wird hierbei die Verwendung von Überschussstrom, Strom aus ungeforderten Neuanlagen und Strom aus geförderten Bestandsanlagen, die die Förderung verlassen haben.
- **Zeitliche Korrelation:** Welche zeitliche Nähe muss zwischen der Produktion von erneuerbarem Strom und der Produktion von Wasserstoff bestehen? Diskutiert werden hier unterschiedliche Zeiträume, von einer viertel-stündlichen Übereinstimmung bis hin zu einer jährlichen Übereinstimmung.
- **Geografische Korrelation:** Welche räumliche Nähe muss zwischen der Produktion von erneuerbarem Strom und der Produktion von Wasserstoff bestehen? Diskutiert wird hier insbesondere, ob uneingeschränkte Transportmöglichkeiten innerhalb einer Gebotszone angenommen werden sollen oder nicht.

Hierzu haben wir verschiedene Ausgestaltungsszenarien definiert und für diese die Gestehungskosten von grünem Wasserstoff berechnet. Diese sind in **Abbildung 1** zusammengefasst. Weiter wurden die verfügbaren Mengenpotentiale geprüft.

**Abbildung 1 Wasserstoff Gesteungskosten bei unterschiedlichen Bilanzzeiträumen für Bestands- und Neuanlagen**



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Berechnungen auf Basis von Strompreisen und Profilen 2019. Details zu Rechnungen sind in Anhang A und Anhang B zu finden. Der Vergleichswert von blauem Wasserstoff basiert auf dem durchschnittlichen Wert des Hydrex Blue Index für April 2021.

\*) Kosten bei Marktbezug und Herkunftsnachweis 2,7 €/kg

### Zusätzlichkeit – Zulassung von Bestandsanlagen außerhalb der Förderung erhöht Mengen und senkt Kosten

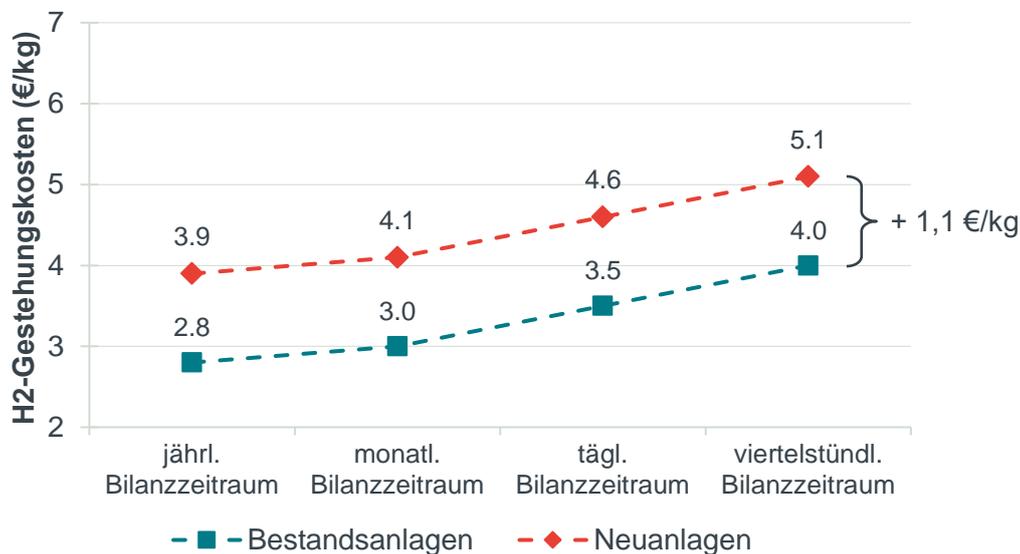
Aus diesen Analysen ergeben sich folgende Aussagen bezüglich der zur Produktion von grünem Wasserstoff zugelassenen Strombezugsquellen:

- **Zulassung von nicht geförderten Bestandsanlagen kann erhebliche Kosten sparen:** Je nach Strompreinsniveau können die Strombezugsquellen von ungeforderten Neuanlagen deutlich über denen von Bestandsanlagen liegen, die keine Förderung erhalten. Konkret fallen die Gesteungskosten von grünem Wasserstoff durch den Bezug von Strom aus Bestandsanlagen in den hier betrachteten Szenarien um ca. 1,1 €/kg (22 %) niedriger aus als bei ungeforderten Neuanlagen (Beispiel: PV-Wind-Kombination). Zur Illustration: Bei einer angestrebten Produktion von 14 TWh grünem Wasserstoff in Deutschland würde eine Reduktion der Gesteungskosten um 1,1 €/kg bei der untersuchten Marktkonstellation zu einer Kosteneinsparung von ca. 460 Mio. € pro Jahr führen.
- **Begrenzung auf Neuanlagen gefährdet den Markthochlauf grünen Wasserstoffs:** Neben den reinen Kostenvorteilen erscheint die Zulassung von Bestandsanlagen auch aus Verfügbarkeitsgründen vorteilhaft. So sind in den nächsten Jahren für den Markthochlauf grünen Wasserstoffs ausreichend erneuerbare Bestandsanlagen außerhalb der Förderung vorhanden. Weiterhin erscheint eine Beschränkung auf Neuanlagen aufgrund der langen Genehmigungsdauern für die Errichtung von erneuerbaren Anlagen als nicht praktikabel. So kann die Projektdauer für den Bau einer Windkraftanlage vier

bis fünf Jahre betragen. Mit solch langen Vorlaufzeiten wird der zeitnahe Markthochlauf der Wasserstoffwirtschaft gefährdet.

- **Eine Beschränkung auf Überschussstrom ist keine praktikable Alternative:** Eine Betrachtung der Einspeisemanagementmaßnahmen zeigt weiter, dass Überschussstrom allein derzeit nicht in ausreichendem Maße vorhanden ist, um die Ziele der Wasserstoffstrategie zu erreichen. Auch wenn Überschussstrommengen ausreichend vorhanden wären und kostenlos genutzt werden könnten, so führt die geringe Auslastung der Elektrolyseure durch die Beschränkung des Betriebs auf Zeiten mit Überschussstrom zu hohen Gestehungskosten. Die Verwendung von Überschussstrom sollte daher nur als eine von mehreren Bezugsquellen genutzt werden können.

**Abbildung 2 Wasserstoff Gestehungskosten für Bestands- und Neuanlagen bei unterschiedlichen Bilanzzeiträumen (Beispiel: PV-Wind-Kombination)**



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Berechnungen auf Basis von Strompreisen und Profilen im Jahr 2019. Details zu Rechnungen sind in Anhang A und Anhang B zu finden.

### Zeitliche Korrelation – Längere Bilanzzeiträume senken Gestehungskosten von Wasserstoff

Im Hinblick auf den zeitlichen Zusammenhang von Stromproduktion aus erneuerbaren Energien und der Produktion von grünem Wasserstoff stellen wir fest:

- **Ein weniger strikter zeitlicher Zusammenhang zwischen Stromerzeugung und -einsatz ermöglicht eine bessere Auslastung von Elektrolyseuren, erhöht die Wasserstofferzeugung in den verfügbaren Anlagen und senkt gleichzeitig die Gestehungskosten von grünem Wasserstoff:** Längere Bilanzzeiträume (z.B. monatlich oder täglich) sorgen dafür, dass Elektrolyseure mit einer geringeren Kapazität bzw. einer höheren Auslastung betrieben werden können. Hierdurch sinken die durchschnittlichen Investitionskosten pro produzierte Einheit grünen Wasserstoffs. Die Gestehungskosten von grünem

Wasserstoff mit Strombezug aus PV-Anlagen fallen hierbei um 2 €/kg (38 %) niedriger aus als bei strikter zeitlicher Korrelation (viertelstündlich im Vergleich zu täglich). Für den Strombezug aus Windkraftanlagen beläuft sich der Effekt auf 0,4 €/kg (-11 % bei monatlichem Bilanzzeitraum im Vergleich zu viertelstündlichem). Eine Ausdehnung des Bilanzzeitraums auf ein Jahr ermöglicht bei Windkraftanlagen ein noch höheres Einsparpotential von 0,7 €/kg (20% geringer bei jährlicher Bilanzierung im Vergleich zur viertelstündlichen). Bei PV-Wind-Kombinationen beträgt die Differenz 1,2 €/kg (viertelstündliche versus jährliche Bilanzierung). Je nach Bezugsportfolio kann eine Ausweitung des zeitlichen Zusammenhangs auf einen Tag bereits signifikant zur Senkung der Gestehungskosten beitragen.

- **Wasserstoffproduktion ist auch ohne starre Kopplung an erneuerbare Produktion flexibel:** Da gemäß unserer Annahmen sowohl die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien als auch die Wasserstoffproduktion netzgebunden sind, ergeben sich die Opportunitätskosten für Stromproduktion und Stromverbrauch aus dem Großhandelsmarkt für Strom. Der Elektrolyseur wird daher den kontrahierten erneuerbaren Strom am Großhandelsmarkt verkaufen, wenn die Strompreise hoch sind, und wird ihn selbst verbrauchen, wenn Strompreise niedrig sind. Die Steuerungswirkung ergibt sich so direkt aus den Preissignalen des Großhandelsmarkts. Dies ist besonders mit Blick auf die Frage der Systemdienlichkeit der Wasserstoffproduktion relevant. So ist keine hohe zeitliche Korrelation erforderlich, um eine Korrelation von erneuerbarer Stromproduktion und Wasserstoffproduktion herbeizuführen. Weiter ist auch eine Begrenzung der Umlagebefreiung auf eine vorab festgelegte Anzahl von Volllaststunden nicht erforderlich, um einen Anreiz für eine systemdienliche Betriebsweise der Wasserstoffproduktion zu setzen.
- **Zusätzlichkeit der Stromproduktion für die Wasserstofferzeugung ist auch bei längeren Bilanzzeiträumen gegeben:** Die Zusätzlichkeit der Stromproduktion für die Erzeugung von grünem Wasserstoff ergibt sich über die Anforderungen an die Stromproduktionsanlagen, aus denen Strom für die Produktion von grünem Wasserstoff bezogen werden können (siehe **Abschnitt 4**). Der Bilanzzeitraum stellt hierbei sicher, über welchen Zeitraum diese Zusätzlichkeit gegeben sein muss. So ist sichergestellt, dass der zusätzliche Strombedarf für die Produktion von grünem Wasserstoff innerhalb des definierten Zeitraums durch zusätzliche Grünstromproduktion bereitgestellt wird.

### Geografische Korrelation – Einschränkung bei der Stromverfügbarkeit setzt Standortanreize, ist aber schwer umsetzbar

Mit Blick auf mögliche geografische Einschränkungen der Standorte zur Produktion von erneuerbaren Energien und die Produktion von Wasserstoff lassen sich zwei gegenläufige Schlussfolgerungen treffen:

- **Einerseits verhindern geografische Restriktionen die Optimierung des EE-Portfolios:** Dies führt zu zusätzlichen Kosten und Unsicherheit für Investoren. In Folge erschweren oder verteuern solche Einschränkungen den Markthochlauf der Wasserstoffindustrie in weiten Teilen Deutschlands.

- **Andererseits braucht es mittelfristig Standortanreize für die Produktion von Wasserstoff:** Grundsätzlich liegt einer der Vorteile von Wasserstoff in der Möglichkeit sehr hohe Energiemengen zu transportieren und einen teuren Ausbau der Stromübertragungsnetze zu vermeiden. Insofern sind Signale für eine erzeugungsnahe Standortwahl für Elektrolyseure, z.B. im Norden Deutschlands, sachgerecht. Ob das Instrument der räumlichen Korrelation der RED II hierfür das bestgeeignete Instrument ist, wäre zu prüfen und mit alternativen Instrumenten wie Netz-Boni für die Ansiedlung von Elektrolyseuren in bestimmten Regionen oder Standortausschreibungen abzuwägen. Kurz- und mittelfristig erschweren aber geografische Restriktionen den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft auf der Verbrauchseite, zumindest solange es noch keine Ferntransportnetze für Wasserstoff gibt.

Deshalb spricht einiges dafür, zumindest vorübergehend auf strikte Anforderungen der geografischen Korrelation zu verzichten.

### Schlussfolgerung: Kriterien zum Aufbau der Wasserstoffindustrie weit auslegen

Die Analysen zeigen, dass selbst ohne jegliche Grünstromkriterien die Kosten von strombasiertem Wasserstoff in Deutschland (ca. 2,6 €/kg) zumindest kurz- bis mittelfristig deutlich über den Kosten für grauen Wasserstoff (1-1,5 €/kg) oder auch blauem Wasserstoff (hergestellt aus Erdgas mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung, 2 €/kg) liegen. Bereits dies ist eine erhebliche Herausforderung für den Aufbau einer deutschen Wasserstoffindustrie, zumal neben der Wasserstoffherzeugung selbst erhebliche Investitionen in Transport-, Speicher- und Verteilinfrastrukturen sowie die entsprechenden Endanwendungen (z.B. Brennstoffzellen) erforderlich sind.

Unter Berücksichtigung von Grünstromkriterien steigen die Kosten der Wasserstoffherzeugung weiter an, auf mindestens gut 3 €/kg, bei strenger Auslegung der Kriterien (z.B. viertelstündlicher Bilanzierung) schnell in den Bereich von 4-5 €/kg. Es ist fraglich, ob unter diesen Voraussetzungen der Markthochlauf grünen Wasserstoffs abseits von Pilotprojekten stattfinden kann. Dies wiegt v.a. dann schwer, sollten strenge Grünstromkriterien direkt oder indirekt nicht nur für den Verkehrssektor, sondern auch für andere Sektoren Anwendung finden.

Weiterhin beeinflusst die Ausgestaltung der Grünstromkriterien die Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien für die Herstellung strombasierten Wasserstoffs erheblich. So wäre der vollständige Ausschluss von Bestandsanlagen und damit eine Beschränkung der „Zusätzlichkeit“ auf noch zu bauende ungefördernde Neuanlagen v.a. aus zwei Gründen kritisch: Zum einen bleiben große bestehende Potenziale bei ungefördernden Bestandsanlagen ungenutzt. Dies kann dazu führen, dass diese Anlagen den Markt verlassen, obwohl sie bei Einbezug in das Grünstromsystem ggf. noch mehrere Jahre in Betrieb gewesen wären.

Zum anderen ist die Zulassung von Bestandsanlagen erforderlich, damit es aufgrund langer Realisierungszeiten für Neuanlagen nicht zu einer starken Verzögerung des Markthochlaufs der Wasserstoffindustrie kommt. Lange Genehmigungszeiträume für erneuerbare Energieanlagen wirken hierbei bremsend auf den Aufbau der Wasserstoffwirtschaft insgesamt. Dies wiegt umso

schwerer, je aufwändiger die Genehmigungsverfahren für EE-Anlagen sind und je schwieriger der Zugang zu Standorten ist. So ist fraglich, wie und wann neue Wind-Offshore-Anlagen für die Erzeugung von Wasserstoff nutzbar gemacht werden können, zumal Offshore-Standorte nur über ein Ausschreibungssystem im Rahmen des EEG dem Markt zugänglich gemacht werden.

Ebenso ist zu erwarten, dass sehr strenge Anforderungen an die geografische Korrelation zumindest in einer Frühphase der Wasserstoffwirtschaft hemmend wirken können. So können geografische Restriktionen bei der Wasserstofferzeugung, je nach Ausgestaltung der Regelung, die Optimierung des EE-Anlagenportfolios der Wasserstofferzeuger verhindern. Dies führt zu zusätzlichen Kosten und weiteren Unsicherheiten für Investoren.

Insofern ist zu empfehlen, die Kriterien für den Grünstrombezug für die Wasserstofferzeugung in Deutschland weit zu fassen, um den Markthochlauf für Wasserstoff in Deutschland zu stützen. Um den Einstieg zu erleichtern, stehen dabei mehrere Optionen zur Verfügung:

Zum einen könnten die Anforderungen der Grünstromkriterien sich anfänglich nur auf einen Teil des in den Elektrolyseuren eingesetzten Stroms beziehen. So schlägt zum Beispiel das BMU vor, dass anfänglich nur 60 % des Strombezugs „zusätzlich“ im Sinne der RED II sein müssen.<sup>1</sup> Das BMWi sieht in seinem Vorschlag zur Umsetzung der EEG-Verordnung eine schrittweise Anhebung des grünen Strombezugs von 10 % bis 2024 auf 40 % ab 2026 vor.<sup>2</sup>

Zum anderen könnten anfangs eher weit ausgelegte Grünstromkriterien im Zeitablauf schrittweise verschärft werden, sobald die Kosten der Wasserstofferzeugung durch effizientere Produktionsverfahren und technischen Fortschritt generell sinken.

Allerdings stellt sich die Frage, welche Bedeutung den Grünstromkriterien vor dem Hintergrund zukünftig stark steigender Anteile erneuerbarer Energien im Strommix noch zukommen soll. In Anlehnung an die Regelungen zur Elektromobilität könnte dann auf spezifische Grünstromkriterien für die Wasserstofferzeugung auch verzichtet werden, d.h. die Anforderungen an die Grünstromeigenschaften würden dann, anders als heute, über alle Defossilisierungstechnologien hinweg einheitlich gehandhabt.

---

<sup>1</sup> BMU (2020) – Herstellung von strombasierten Kraftstoffen – Vorschlag für Kriterien für die Anrechnung als vollständig erneuerbaren Strom beim Strombezug im Rahmen der Umsetzung der Erneuerbaren Energien Richtlinie II – Stand 22.06.2020, S.8.

<sup>2</sup> BMWi (2021) – Stakeholder-Dialog EEG-Verordnung grüner Wasserstoff, 18.03.2021, S. 8.

# 1 GRÜNER WASSERSTOFF ALS STÜTZE DER ENERGIEWENDE BEDARF EINER KLAR DEFINIERTEN ABGRENZUNG

Wasserstoff wird eine zentrale Rolle in der weiteren Dekarbonisierung des Energiesystems spielen

Deutschland und die EU verfolgen ambitionierte Klimaschutzziele. Während der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung in Deutschland über die letzten Jahre bereits stark zugenommen hat, erfordert das Erreichen der mittel- und langfristigen Klimaziele Deutschlands und der EU auch eine Dekarbonisierung des Industrie-, Mobilitäts- und Wärmesektors.

Dem Einsatz von Wasserstoff aus Strom kann eine Schlüsselrolle für das Erreichen der sektorspezifischen Ziele zukommen. In der Nationalen Wasserstoffstrategie hat die Bundesregierung 2020 daher klare Ziele zur Förderung von grünem Wasserstoff und zur Zukunft des gasförmigen Energieträgers verabschiedet. So identifiziert die Bundesregierung in der Nationalen Wasserstoffstrategie bis 2030 einen Wasserstoffbedarf von ca. 90 bis 110 TWh<sup>3</sup>, wovon bis zu 14 TWh in Deutschland als grüner Wasserstoff produziert werden sollen.

RED II und EEG definieren Rahmenbedingungen für Strombezugskriterien von grünem Wasserstoff

Als Teil des im November 2016 von der Europäischen Kommission veröffentlichten „Clean Energy Package“<sup>4</sup>, trat im Dezember 2018 die Neufassung der Richtlinie über erneuerbare Energien (RED II)<sup>5</sup> in Kraft. Die RED II definiert Rahmenbedingungen in Bezug auf die Anforderungen für den Strombezug zur Produktion von grünem Wasserstoff für den Verkehrssektor. Es ist nicht auszuschließen, dass die Regelungen für grünen Wasserstoff im Verkehrssektor eine Vorlage für die Definition von grünem Wasserstoff in anderen Sektoren sein wird. Die genaue Ausgestaltung der RED II-Kriterien für grünen Wasserstoff im Verkehrssektor könnte damit auch für die Definition von grünem Wasserstoff in anderen Sektoren relevant werden und soll in einem delegierten Rechtsakt der EU näher definiert werden.

Neben den europarechtlichen Rahmenbedingungen für den Strombezug zur Produktion von grünem Wasserstoff sind in Deutschland die Anforderungen des EEG<sup>6</sup> an grünen Wasserstoff relevant. Das EEG gibt dabei in § 93 Rahmenbedingungen vor, die durch eine Verordnung der Bundesregierung näher zu definieren sind. In dieser können „*inhaltliche, räumliche oder zeitliche Anforderungen*“<sup>7</sup> an die Produktion von grünem Wasserstoff gestellt werden, deren

---

<sup>3</sup> Siehe BMWi (2020) – Nationale Wasserstoffstrategie, S. 5.

<sup>4</sup> Clean Energy Package verfügbar unter: [https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans\\_en](https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans_en)

<sup>5</sup> Siehe Richtlinie 2018/2001/EU

<sup>6</sup> Siehe §93 EEG

<sup>7</sup> Siehe §93 EEG Nr. 2

Erfüllung beim Stromeinsatz in Elektrolyseuren Voraussetzung für die Erlangung der EEG-Umlagenbefreiung ist. In diesen Zusammenhang dienen die RED II-Kriterien möglicherweise auch für die EEG-Verordnung als Vorbild.

### Grünstromkriterien im Sinne der RED II und des EEG

Unstrittig ist, dass Wasserstoff dann als „grün“ eingestuft wird, wenn der Elektrolyseur unmittelbar an die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien angebunden ist und die entsprechenden „EE-Anlagen“ explizit für die Elektrolyse gebaut wurden. Allerdings ist unklar, welche Anforderungen für den Netzbezug von Strom für die Produktion von grünem Wasserstoff gelten sollen. Die Diskussion dieser Anforderungen ist noch nicht abschließend geklärt und Gegenstand dieses Papiers.

Sowohl das EEG als auch die RED II geben erste Hinweise für die Ausgestaltung der Strombezugs-kriterien für den Stromnetzbezug für grünen Wasserstoff. In der öffentlichen Diskussion der Anforderung werden diese unterschiedlich gruppiert. Für die Diskussion in dieser Kurzstudie teilen wir die Grünstromkriterien ein in:

- **Verwendung von erneuerbarem Strom:** Der für die Produktion verwendete Strom muss aus erneuerbaren (nicht biogenen) Quellen stammen. Diese Eigenschaft ist nachzuweisen;
- **Zusätzlichkeit des erneuerbaren Stroms:** Die Wasserstoffproduktion trägt zur Nutzung oder Finanzierung zusätzlichen erneuerbaren Stroms bei;
- **Zeitliche Korrelation von Strom- und Wasserstoffproduktion:** Stromerzeugung und Wasserstoffproduktion sollen zeitlich korrelieren; und
- **Geografische Korrelation von Strom- und Wasserstoffproduktion:** Stromerzeugung und Wasserstoffproduktion sollen geografisch korrelieren.

Diese Kriterien leiten sich unmittelbar aus dem Erwägungsgrund 90 der RED II und dem § 93 EEG ab.

### Die Grünstromkriterien sind noch näher zu definieren

Die Grünstromkriterien sowohl der RED II als auch des EEG sind nicht eindeutig. Erstere sollen im Rahmen eines delegierten Rechtsaktes der Europäischen Kommission spätestens Ende 2021 näher definiert werden. Zweitere sollen bis zum 30.06.2021 in einer Verordnung näher spezifiziert werden.

Der genauen Ausgestaltung der Kriterien kommt dabei eine große Bedeutung zu, da sie einen wesentlichen Einfluss auf die Gestehungskosten von Wasserstoff haben werden und die kurz- bis mittelfristig verfügbaren Potentiale erneuerbaren Stroms für die Produktion von grünem Wasserstoff stark von den Definitionen abhängen. Entscheidend für die Wasserstoffproduzenten wäre, dass beide Vorgaben möglichst widerspruchsfrei sind und sich nicht wechselseitig verstärken.

Die Kriterien sind daher zum einen so auszugestalten, dass eine nachhaltige Entwicklung des Energiesystems möglich ist und durch die Produktion von grünem Wasserstoff effektiv Treibhausgase eingespart werden können. Zum anderen ist bei der Ausgestaltung der Kriterien zu beachten, dass sie den Markthochlauf von grünem Wasserstoff in den kommenden 8 bis 10 Jahren nicht behindern und gleiche Wettbewerbsbedingungen für unterschiedliche Technologien schaffen. So

kann eine zu enge Auslegung der Kriterien dazu führen, dass die Erzeugung von grünem Wasserstoff prohibitiv teuer wird und stattdessen alternative, weniger geeignete Technologien genutzt werden, oder der grüne Wasserstoff von der Industrie nicht angenommen wird und so letztendlich auch kein Beitrag zur Reduktion der Treibhausgase erfolgt. Sind schlicht nicht genug Anlagen verfügbar, könnte die notwendige Zeit zur Planung, Genehmigung und Errichtung von EE-Anlagen den Hochlauf zusätzlich verzögern.

Die vorliegende Kurzstudie zeigt, welchen Einfluss unterschiedliche Ausgestaltungsoptionen der Grünstromkriterien auf die Kosten der Wasserstoffproduktion haben können. Hierzu werden verschiedene Umsetzungsszenarien definiert und analysiert.

Die Kurzstudie ist wie folgt strukturiert:

- **Abschnitt 2** umfasst eine Diskussion der Nachhaltigkeitskriterien der RED II, sowie mögliche Ausgestaltungsoptionen der Kriterien;
- **Abschnitt 3** beinhaltet eine kurze Beschreibung unseres Vorgehens zur Berechnung der Gestehungskosten von grünem Wasserstoff;
- In **Abschnitt 4, 5 und 6** erläutern wir die wesentlichen Rechenergebnisse und damit die Wirkung unterschiedlicher Ausgestaltungsoptionen auf die Gestehungskosten von grünem Wasserstoff.

Im Fokus der Analysen stehen netzgekoppelte Produktionsanlagen. Wasserstoff aus Anlagen, die direkt an eine erneuerbare Stromerzeugungsanlage gekoppelt sind und welche nachweislich keinen zusätzlichen Netzstrom zur Wasserstoffproduktion nutzen, ist nach RED II bereits eindeutig als erneuerbar bzw. grün anzuerkennen und damit nicht Gegenstand dieses Kurzgutachtens.<sup>8</sup>

---

<sup>8</sup> Siehe RED II Directive Art. 27 Abs. 3.

## 2 ANFORDERUNGEN FÜR DEN STROMBEZUG FÜR DIE PRODUKTION VON GRÜNEM WASSERSTOFF

In diesem Abschnitt diskutieren wir die Grünstromkriterien der RED II, sowie des § 93 EEG und deren mögliche Interpretationen. Hierbei wird auch Bezug auf aktuelle Vorschläge aus der öffentlichen Debatte genommen. Auf Grundlage der Ausgestaltungsoptionen werden Szenarien für die Analyse der Gestehungskosten von grünem Wasserstoff definiert.

### 2.1 EE-Eigenschaft – Erneuerbarer Charakter ergibt sich durch Anwendung der Kriterien

Das RED II-Kriterium der EE-Eigenschaft schreibt vor, dass der für die Produktion von grünem Wasserstoff genutzte Strom aus erneuerbaren (nicht biogenen) Quellen stammen soll.<sup>9</sup> Grundsätzlich wäre es dafür ausreichend, die erneuerbare Eigenschaft von Strom durch Herkunftsnachweise, so genannte Guarantees of Origin (GOs), zu belegen, welche die zeitlichen und geografischen Kriterien der RED II erfüllen. Damit wird nachgewiesen, dass die Strommenge, die zur Erzeugung grünen Wasserstoffs eingesetzt wird, aus erneuerbaren Energien erzeugt wurde. Dabei ist sicherzustellen, dass die dem GO zugrunde liegende Strommenge nur einmal angerechnet wird. Von Vorteil ist hierbei, dass die grüne Eigenschaft des Stroms übertragen werden kann.

Im Erwägungsgrund 90 der RED II wird allerdings von einer „*bilateralen vertraglichen Beziehung*“ gesprochen. Dies könnte dahingehend interpretiert werden, dass zusätzlich zu Herkunftsnachweisen auch ein Strombezugsvertrag mit einer oder mehreren erneuerbaren Stromerzeugungsanlage(n) nachzuweisen wäre. Inwieweit dieser Strombezug als „erneuerbar“ anerkannt wird, ergibt sich dann faktisch aus den drei anderen RED II-Kriterien Zusätzlichkeit, zeitliche und geografische Korrelation. Auf diese Kriterien fokussieren wir im Folgenden.

### 2.2 Zusätzlichkeit – EE-Neuanlagen unstrittig, Rolle von EE-Bestandsanlagen zu klären

Der Erwägungsgrund 90 der RED II fordert für die Produktion von grünem Wasserstoff ein Element der Zusätzlichkeit für die Nutzung oder Finanzierung von Anlagen zur Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien.<sup>10</sup> Hierdurch entfällt die Nutzung von Strom aus Anlagen, die nach dem EEG bereits gefördert werden. Damit soll bewirkt werden, dass die zusätzliche Stromnachfrage durch die Produktion von Wasserstoff tatsächlich zu einer Vermeidung von Treibhausgasen beiträgt. Die Zusätzlichkeit bezieht sich dabei nicht auf den aktuellen Zustand des

<sup>9</sup> Vgl. Erwägungsgrund 90: „Damit erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs tatsächlich zur Senkung der Treibhausgasemissionen beitragen, sollte bei der Kraftstoffproduktion Elektrizität aus erneuerbaren Quellen eingesetzt werden.“

<sup>10</sup> Vgl. Erwägungsgrund 90: „Außerdem sollte es ein Element der Zusätzlichkeit geben, das heißt, der Kraftstoffproduzent trägt zusätzlich zur Nutzung erneuerbarer Quellen oder zu deren Finanzierung bei.“

Stromsystems, sondern auf den geplanten, absoluten Ausbaupfad für erneuerbare Energien. Im Vergleich zu einer direkten Elektrifizierung von Anwendungen werden somit zusätzliche Anforderungen für eine Dekarbonisierung mit Hilfe von grünem Wasserstoff gestellt.

Der Begriff der Zusätzlichkeit und die Frage, wann erneuerbarer Strom ohne entsprechende Nachfrage aus Elektrolyseuren nicht produziert worden wäre, ist nicht immer eindeutig zu beantworten. Sofern der von Elektrolyseuren verbrauchte Strom nicht direkt durch die Erhöhung der absoluten Ausbauziele für erneuerbare Energien berücksichtigt wird, ist die Zusätzlichkeit des produzierten Stroms anhand weiterer Merkmale zu identifizieren. Es bestehen daher mehrere Möglichkeiten zur Interpretation des Kriteriums Zusätzlichkeit:

- **Überschussstrom:** Zusätzlichkeit ist unstrittig bei Verwendung von erneuerbarem Strom gegeben, der ohne Wasserstoffproduktion abgeregelt worden wäre, sei es aufgrund negativer Preise oder aufgrund von lokalen Netzengpässen (Überschussstrom). Die Produktion von Wasserstoff bewirkt unmittelbar eine zusätzliche Produktion erneuerbaren Stroms, da die betreffenden Anlagen ansonsten abgeregelt worden wären.
- **Neuanlagen:** Für den Fall, dass für die Produktion von grünem Wasserstoff eigens eine oder mehrere neue erneuerbaren Energien-Anlage(n) gebaut werden und diese keine weitere Förderung beziehen, ist die Zusätzlichkeit im Allgemeinen ebenfalls unmittelbar gegeben. Da durch die Anforderung der RED II nur ein Element der Zusätzlichkeit erforderlich ist, wäre es auch denkbar, dass nur ein Teil des verwendeten erneuerbaren Stroms aus Neuanlagen stammt.
- **Bestandsanlagen:** Weiter kann auch der Bezug von erneuerbarem Strom aus Bestandsanlagen zu einer zusätzlichen Nutzung erneuerbarer Energien beitragen. Dies dürfte insbesondere dann der Fall sein, wenn die Anlagen bzw. der von ihnen produzierte Strom nicht gefördert werden und der Einsatz der EE-Anlage für die Wasserstofferzeugung zur Sicherung einer Finanzierung und damit zur Verlängerung der Lebensdauer der Anlage führt. Dies könnte zum Beispiel bei Wind-Onshore, Wind-Offshore und PV-Anlagen der Fall sein, wenn der gezahlte Strombezugspreis über dem Marktwert<sup>11</sup> liegt und damit der Weiterbetrieb der Anlagen finanziert wird. Zudem investieren bei niedrigen Marktpreisen Anlagenbetreiber weniger in die Wartung von erneuerbaren Anlagen, wodurch die Verfügbarkeit und die Stromproduktion sinken. Auch bei Laufwasserkraftwerken kann dieser Effekt von Bedeutung sein.

Im Rahmen der Zusätzlichkeit dürfte die Kernabwägung in der Frage bestehen, ob der Bezug von erneuerbarem Strom aus ungeforderten Neuanlagen gefordert wird, oder ob auch der Strombezug aus Bestandsanlagen, die die Förderung verlassen haben, angerechnet werden kann. In der aktuellen Diskussion sprechen sich eine Reihe von Institutionen für die Anerkennung beider Optionen aus (zum Beispiel

---

<sup>11</sup> Eine Zahlung oberhalb des Marktwertes garantiert eine zusätzliche Finanzierung der EE-Anlage über den Wert hinaus, der sonst bei einer Vermarktung als „Graustrom“ erzielbar wäre. Die zusätzliche Zahlung muss sich nicht auf den reinen Strombezugspreis beziehen, sondern kann z.B. auch durch die Übernahme von Risiken gewährleistet werden, wie dies beispielsweise durch eine Preisgarantie der Fall wäre.

IKEM<sup>12</sup>, PtX Allianz<sup>13</sup>, BMWi<sup>14</sup>). Das BMU hat dagegen vorgeschlagen, nur ungefördernde Neuanlagen zuzulassen.<sup>15</sup>

Weiterhin ist festzulegen, wie hoch der Anteil des erneuerbaren Stroms aus Neu- und ggf. Bestandsanlagen am Strombezug sein muss, damit das Kriterium der Zusätzlichkeit erfüllt ist. In Bezug auf das Kriterium der Zusätzlichkeit sehen einige aktuelle Vorschläge (z.B. BMU<sup>16</sup>, Guidehouse<sup>17</sup>, BMWi<sup>18</sup>) vor, dass während des Markthochlaufs der industriellen Wasserstoffproduktion nur ein bestimmter Prozentsatz des bezogenen Stroms tatsächlich das Kriterium der Zusätzlichkeit erfüllen muss. Die Strenge der Vorgaben könnte somit also mit der Zeit zunehmen.

## 2.3 Zeitliche Korrelation - Zeitlicher Zusammenhang zwischen Strom- und Wasserstofferzeugung kann unterschiedlich ausgelegt werden

Das RED II-Kriterium der zeitlichen Korrelation schreibt vor, dass die Produktion von erneuerbarem Strom und die Produktion von grünem Wasserstoff in einem zeitlichen Zusammenhang stehen sollen.<sup>19</sup> Somit soll ein Elektrolyseur nur Strom aus dem Netz beziehen dürfen, wenn im gleichen, noch zu definierenden, Zeitraum auch Strom von den kontrahierten erneuerbaren Energien Anlagen eingespeist wird.

Ein weiterer Gedanke hinter der Forderung nach zeitlicher Korrelation dürften die Bestrebungen nach einer systemdienlichen Fahrweise von Elektrolyseuren sein. Elektrolyseure sollen demnach dann produzieren, wenn erneuerbarer Strom in großen Mengen vorhanden ist, bzw. sollen nicht produzieren, wenn wenig erneuerbarer Strom verfügbar ist. Sie sollen dem Stromsystem also zusätzliche Flexibilität bereitstellen.

Die RED II lässt jedoch bisher offen, wie das Kriterium in zeitlicher Hinsicht genau zu definieren ist. Allgemein sind Zeiträume unterschiedlicher Länge denkbar, in denen sich Stromerzeugung durch die EE-Anlagen und Strombezug durch den

---

<sup>12</sup> IKEM (2020) – Kurzgutachten: Nachweis der grünen Eigenschaft von Wasserstoff – Stand: November 2020, S.7.

<sup>13</sup> Power to X Alliance – Das Scorecard-Modell zur RED II: Konkretisierung und Gewichtung der Strombezugs-kriterien von Elektrolyseuren, Folie 13.

<sup>14</sup> BMWi (2021) – Stakeholder-Dialog EEG-Verordnung grüner Wasserstoff, 18.03.2021, Folie 8.

<sup>15</sup> BMU (2020) – Herstellung von strombasierten Kraftstoffen – Vorschlag für Kriterien für die Anrechnung als vollständig erneuerbaren Strom beim Strombezug im Rahmen der Umsetzung der Erneuerbaren Energien Richtlinie II – Stand 22.06.2020, S. 8.

<sup>16</sup> BMU (2020) – Herstellung von strombasierten Kraftstoffen – Vorschlag für Kriterien für die Anrechnung als vollständig erneuerbaren Strom beim Strombezug im Rahmen der Umsetzung der Erneuerbaren Energien Richtlinie II – Stand 22.06.2020, S. 8. Das BMU schlägt hier vor, dass während des Markthochlaufs nur 60 % des Stroms das Kriterium erfüllen muss.

<sup>17</sup> Guidehouse (2020) – Renewable evidence for RFNBOs – EC Stakeholder Event, 13.10.2020, Folie 46. Hier wird der Prozentsatz des Stroms, der das Kriterium während des Markthochlaufs erfüllen muss, noch offen gelassen.

<sup>18</sup> BMWi (2021) – Stakeholder-Dialog EEG-Verordnung grüner Wasserstoff, 18.03.2021, S. 8. Hier wird eine Anhebung von 10 % bis 2024 auf 40 % ab 2026 angedacht.

<sup>19</sup> Vgl. Erwägungsgrund 90: „Mit dem Verfahren sollte sichergestellt werden, dass die Stromproduktionseinheit, mit der der Produzent einen bilateralen Vertrag über den Bezug von erneuerbarem Strom geschlossen hat, zeitlich und geografisch mit der Kraftstoffproduktion korreliert. Beispielsweise sollten erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs nicht als uneingeschränkt erneuerbar angerechnet werden, wenn sie zu einer Zeit produziert werden, in der die unter Vertrag genommene Einheit zur Erzeugung erneuerbarer Elektrizität gar keinen Strom erzeugt.“

Elektrolyseur ausgleichen sollen (Bilanzzeitraum). So würde ein Bilanzzeitraum von einem Jahr sicherstellen, dass die Produktion von erneuerbarem Strom und der Verbrauch für die Produktion von Wasserstoff zumindest mit der zeitlichen Granularität übereinstimmt, in der die Klima- und energiepolitischen Ziele der EU definiert sind. In unserer Analyse betrachten wir exemplarisch Zeiträume von einer Viertelstunde bis hin zu einem Jahr.

Es ist zu beachten, dass die Definition der zeitlichen Korrelation einen großen Einfluss auf die optimierte Dimensionierung und auf die erreichbaren Volllaststunden eines Elektrolyseurs hat. Die zeitliche Korrelation bestimmt, wie eng die Wasserstoffproduktion der kontrahierten volatilen Stromerzeugung folgen muss – nicht aber der gesamten EE-Produktion. Das Kriterium hat damit unmittelbare Konsequenzen für die realisierbaren Gestehungskosten von grünem Wasserstoff.

In weiteren Schritten der Prozesskette hat sie außerdem einen erheblichen Einfluss auf die für die Nutzung im großen Maßstab erforderliche Speicherung von Wasserstoff und somit auf zusätzliche Kosten. Erfolgt die Nutzung oder Netzeinspeisung des Wasserstoffs zeitlich geglättet, sind die Anforderungen an die Wasserstoffspeicherung umso höher, je enger das Kriterium der zeitlichen Korrelation ausgelegt wird. Die Wasserstoffspeicherung geht allerdings mit erheblichen Kosten einher. Die Ausgestaltung dieses Kriteriums steht damit ebenfalls im Spannungsfeld von effektiver Reduktion der Treibhausgasemissionen und den Kosten eines Markthochlaufs.

Derzeitige Vorschläge für die Umsetzung des Kriteriums sind entsprechend uneinheitlich:

- Guidehouse spricht sich für die kurze Frist für einen täglichen Bilanzzeitraum aus, der später auf einen kürzeren Zeitraum reduziert werden kann.<sup>20</sup>
- Der Vorschlag des BMU löst sich dagegen von der Kopplung der Produktion von erneuerbarem Strom aus spezifischen Anlagen einerseits und der Produktion von Wasserstoff andererseits. Stattdessen bezieht sich der Vorschlag des BMU auf die zeitliche Korrelation der Wasserstofferzeugung mit der Produktion von erneuerbarem Strom innerhalb Deutschlands (stündlich) ohne Bezug zu Einzelanlagen.<sup>21</sup>
- Vor dem Hintergrund, dass eine marktorientierte Bewirtschaftung der Wasserstoffproduktion bereits zu einer zeitlichen Korrelation mit der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien führt, sieht ein aktueller Vorschlag des BMWi neben einer bestimmten Quote für erneuerbaren Strom keine weiteren Vorgaben für die zeitliche Korrelation vor. Stattdessen soll eine systemdienliche Fahrweise über die Begrenzung der Volllaststunden mit umlagebefreitem Betrieb herbeigeführt werden.<sup>22</sup>

---

<sup>20</sup> Guidehouse (2020) – Renewable evidence for RFNBOs – EC Stakeholder Event, 13.10.2020, Folie 46.

<sup>21</sup> „Der Betrieb der Elektrolyse darf nur in Zeiträumen (stundenscharfe Auflösung) erfolgen, in denen der EE-Anteil an der Stromerzeugung in einem Mitgliedsstaat über dem nationalen EE-Anteil der letzten zwei Kalenderjahre liegt.“

BMU (2020) – Herstellung von strombasierten Kraftstoffen – Vorschlag für Kriterien für die Anrechnung als vollständig erneuerbaren Strom beim Strombezug im Rahmen der Umsetzung der Erneuerbaren Energien Richtlinie II – Stand 22.06.2020, S. 9.

<sup>22</sup> „Begrenzung der jährlichen Volllaststunden für umlagebefreiten Betrieb.“

## 2.4 Geografische Korrelation – Gedankliche Referenz ist physischer Transport des EE-Stroms zur Elektrolyse

Das RED II-Kriterium der geografischen Korrelation sieht vor, dass die Wasserstoffproduktion in geografischer Nähe zur erneuerbaren Stromerzeugung erfolgen soll.<sup>23</sup> Ziel dieser Anforderung ist es, sicherzustellen, dass der Strom physisch von den erneuerbaren Energien-Anlagen zum Elektrolyseur transportiert werden kann. Dies ist über Netzengpässe hinweg nicht möglich. Die Wahrscheinlichkeit von Netzengpässen nimmt allerdings tendenziell mit zunehmender Transportentfernung zu. Zudem soll die Notwendigkeit für zusätzlichen Stromnetzausbau begrenzt und das Stromnetz insgesamt entlastet werden. Stattdessen sollte aus Kostengründen ein Transport erneuerbarer Energien beispielsweise in Gasform angestrebt werden, was aufgrund der höheren Transportkapazitäten gasförmiger Energieträger wesentlich effizienter sein dürfte.

Die Auslegung der Anforderung an das Kriterium der „räumlichen Nähe“ ist nicht eindeutig und kann in verschiedener Form interpretiert werden:

- **Gebotszone:** Die geografische Anforderung von Wasserstoffproduktion und Erzeugung von erneuerbarem Strom in der gleichen Gebotszone ermöglicht eine klare Abgrenzung auf Basis eines geografischen Raums, innerhalb dessen Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet sind, Stromtransporte sicherzustellen.<sup>24</sup>
- **Verschiedene Gebotszonen mit Übertragungsrecht:** Eine weitergehende Möglichkeit ist die Ausdehnung der Region auf weitere Gebotszonen, sofern ein Übertragungsrecht oder vergleichbares vorliegt. Diese Option könnte insbesondere langfristig relevant sein, wenn vermehrt Strom aus Offshore-Windanlagen genutzt werden soll, die beispielsweise in einer eigenen Gebotszone in der Nordsee angesiedelt sind.
- **Netzengpasszonen:** Eine stärkere Einschränkung wäre eine Begrenzung von Stromerzeugung und Wasserstoffproduktion auf dieselbe Netzengpasszone – welche zunächst definiert werden müsste. Diese geografische Einteilung würde ggf. Unterteilungen innerhalb einer bestehenden Gebotszone mit sich bringen, also z.B. die Aufteilung der deutschen Gebotszone in Nord- und Süddeutschland. Hierbei ist anzumerken, dass bei einer solchen Regelung die Vereinbarkeit mit einer nicht diskriminierenden Behandlung von Marktteilnehmern beim Engpassmanagement im Zusammenhang mit Art. 3(e) CACM zu prüfen wäre. Weiter wäre bei Deklaration eines Engpasses innerhalb einer Gebotszone laufend zu prüfen, inwieweit die Gebotszone noch die

---

BMWi (2021) – Stakeholder-Dialog EEG-Verordnung grüner Wasserstoff, 18.03.2021, Folie 10.

<sup>23</sup> Vgl. Erwägungsgrund 90: „Mit dem Verfahren sollte sichergestellt werden, dass die Stromproduktionseinheit, mit der der Produzent einen bilateralen Vertrag über den Bezug von erneuerbarem Strom geschlossen hat, zeitlich und geografisch mit der Kraftstoffproduktion korreliert. [...] In einem weiteren Beispiel sollten Kraftstoffe bei einem Engpass des Elektrizitätsnetzes nur dann uneingeschränkt als erneuerbar angerechnet werden können, wenn sich sowohl die Stromerzeugungs- als auch die Kraftstoffproduktionsanlage auf der gleichen Seite des Engpasses befinden.“

<sup>24</sup> Vgl. § 11 Abs. 1 EnWG: „Betreiber von Energieversorgungsnetzen sind verpflichtet, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist.“

## GRÜNSTROMKRITERIEN DER RED II - AUSWIRKUNGEN AUF KOSTEN UND VERFÜGBARKEIT GRÜNEN WASSERSTOFFS IN DEUTSCHLAND

Anforderungen des Art. 14(1) der EU-Verordnung 2019/943 erfüllt. Demnach müssen Gebotszonengrenzen langfristig strukturelle Engpässe zugrunde liegen. Gerade wenn durch Gebotszonenschnitte Vor- und Nachteile für die Wasserstofferzeugung definiert würden, würde der laufenden Überprüfung der Zonengrenzen eine besondere Bedeutung zukommen, die über die reinen Strompreissignale hinausgehen würde.

Die Auslegung dieses RED II-Kriteriums hat Implikationen für die verfügbaren Standorte der Elektrolyseure (v.a. in Zubaugebieten für erneuerbare Energien, z.B. Norddeutschland) und deren mengenmäßigen Potenziale. Sie beeinflusst aber auch das für die Wasserstoffproduktion verfügbare Portfolio von erneuerbaren Energien (z.B. Kombination von Windkraftanlagen im Norden mit PV-Anlagen im Süden) und somit die Strombezugskosten und die realisierbaren Volllaststunden. Dies hat wiederum direkte Auswirkungen auf die Gesteungskosten von grünem Wasserstoff.

Der Entwurf der RED II sieht im Allgemeinen eine Begrenzung auf eine Gebotszone vor. Andere Vorschläge zur Umsetzung der geografischen Korrelation intendieren dagegen Netzengpässe innerhalb einer Gebotszone zu berücksichtigen. So beinhaltet zum Beispiel der Vorschlag des BMU eine kompensationslose Abregelung von Elektrolyseuren in bis zu 500 Stunden, wenn diese zur Bildung von Netzengpässen beitragen.<sup>25</sup> Das BMWi schlägt hingegen vor, Standortanreize für die Ansiedlung von Elektrolyseuren erst zu einem späteren Zeitpunkt zu definieren.<sup>26</sup>

---

<sup>25</sup> „PtX-Anlagen außerhalb dieser Gebiete unterliegen im Fall von Netzengpasssituationen für bis zu 500 Volllaststunden der entschädigungslosen Abregelung durch den Netzbetreiber.“  
BMU (2020) – Herstellung von strombasierten Kraftstoffen – Vorschlag für Kriterien für die Anrechnung als vollständig erneuerbaren Strom beim Strombezug im Rahmen der Umsetzung der Erneuerbaren Energien Richtlinie II – Stand 22.06.2020, S. 10.

<sup>26</sup> „Zunächst nur regulatorische Verankerung des Zielbilds, aber noch keine Operationalisierung der Standortkriterien für Elektrolyse.“  
Vgl. BMWi (2021) – Stakeholder-Dialog EEG-Verordnung grüner Wasserstoff, 18.03.2021.

### 3 WIR BETRACHTEN KOSTEN- UND MENGENIMPLIKATIONEN UNTERSCHIEDLICHER AUSLEGUNGEN DER RED II-KRITERIEN

Die in Kapitel 2 beschriebene Diskussion der RED II-Kriterien verdeutlicht die Auslegungsoptionen der Anforderungen für grünen Wasserstoff. In den folgenden Kapiteln betrachten wir nun konkret die Auswirkungen unterschiedlicher Auslegungsoptionen auf die realisierbaren Gestehungskosten und Mengen von grünem Wasserstoff.

#### Auswirkung der RED II-Kriterien auf Gestehungskosten erfolgt für definierte Ausgestaltungsszenarien

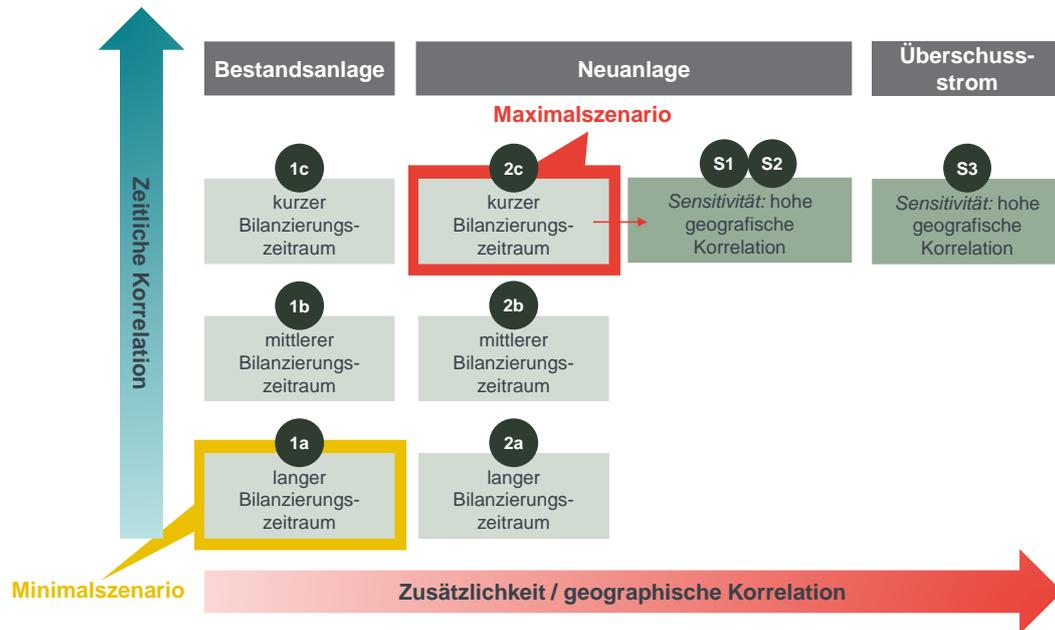
Für die Kostenbetrachtung werden zunächst anhand der diskutierten Kriterien mögliche **Ausgestaltungsszenarien** definiert. Hierbei fokussieren wir uns auf das Kriterium der Zusätzlichkeit und der zeitlichen Korrelation.

- Im Rahmen des Kriteriums der Zusätzlichkeit betrachten wir die Gestehungskosten, wenn Strom aus Bestandsanlagen oder nur aus Neuanlagen genutzt werden darf. Entgegen bestehender Diskussionsbeiträge, welche diese Anforderungen nur für einen Teil des bezogenen Stroms fordern, gehen die von uns betrachteten Ausgestaltungsszenarien davon aus, dass der gesamte bezogene Strom das Kriterium der Zusätzlichkeit erfüllen muss. Insofern betrachten wir hier Extrema.
- Im Rahmen der zeitlichen Korrelation betrachten wir eine Übereinstimmung von erneuerbarer Stromproduktion und Wasserstoffproduktion in einem viertelstündlichen, täglichen, monatlichen und jährlichen Zeitraum.

Hierbei gehen wir im Allgemeinen davon aus, dass bezüglich der geografischen Korrelation die Stromproduktion und die Wasserstoffproduktion in der gleichen Gebotszone stattfinden. Zur Analyse einer stärkeren Einschränkung der geografischen Korrelation werden verschiedene Sensitivitäten betrachtet.

Betrachtete Szenarien sind in der folgenden **Abbildung 3** dargestellt. Eine Kombination von längeren Bilanzzeiträumen (ein Monat bzw. ein Jahr) und einer Ausweitung der Zusätzlichkeit auf Bestandsanlagen, die die Förderung verlassen haben, stellen eher moderate Anforderungen an die Kriterien (unten links in der Abbildung). Die Beschränkung auf Überschussstrom beinhaltet dagegen die größten Einschränkungen (oben rechts). Welche Hebel die größten Auswirkungen auf Kosten und Mengen haben, wird in den folgenden Abschnitten analysiert.

Abbildung 3 Übersicht der betrachteten Fallbeispiele



Quelle: Frontier Economics

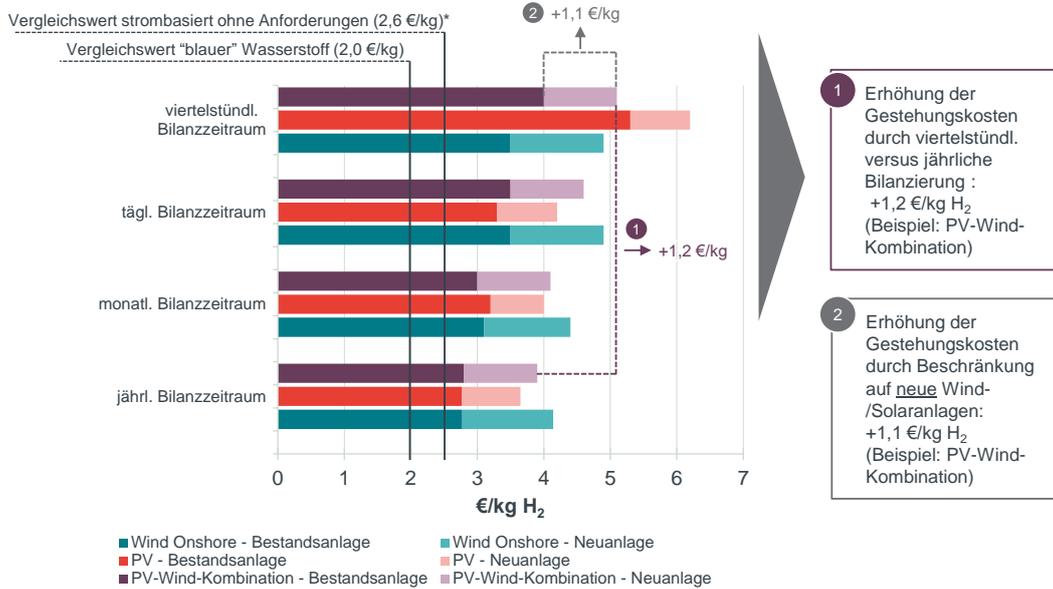
### Schätzung der Gesteungskosten auf Basis einer Referenzanlage in 2020

Für jedes der Ausgestaltungsszenarien berechnen wir die Gesteungskosten von grünem Wasserstoff. Die Gesteungskosten berücksichtigen Kapitalkosten, Strombezugskosten und sonstige Betriebskosten. Für jedes der Ausgestaltungsszenarien betrachten wir den Bezug von Strom aus einem Portfolio von Windkraftanlagen an Land (Onshore), einem Portfolio von PV-Anlagen und einer Kombination von Windkraftanlagen an Land und PV-Anlagen. Hierbei unterstellen wir Stromerzeugungsprofile und Marktpreise aus dem Jahr 2019.

Um die berechneten Gesteungskosten für grünen Wasserstoff einordnen zu können, wird außerdem ein **Vergleichswert** bestimmt, der sich bei ausschließlicher Verwendung von Börsenstrom ergibt und somit keine Einschränkungen aufgrund der RED II-Kriterien berücksichtigt. Die Optimierung der durchschnittlichen Gesteungskosten anhand der Day-Ahead-Börsenpreise ergibt Gesteungskosten von Wasserstoff in Höhe von 2,6 €/kg Wasserstoff. Im Vergleich dazu liegt der Vergleichswert für blauen Wasserstoff bei 2,0 €/kg. Die typischen Ergebnisse unserer Berechnungen unter Berücksichtigung verschiedener Alternativen von Grünstromkriterien (d.h. der Szenarien) bewegen sich in einem Spektrum von ca. 3 €/kg Wasserstoff bis knapp 5,5 €/kg (**Abbildung 4**), bei ausschließlicher Verwendung von Überschussstrom auch deutlich höher (bis in den zweistelligen Bereich).

Weitere Annahmen und das Vorgehen zur Berechnung der Gesteungskosten sind in Anhang A dargestellt. Eine Übersicht der Gesteungskosten für die einzelnen Sensitivitäten ist sich in Anhang B zu finden.

**Abbildung 4 Wasserstoff Gesteungskosten bei unterschiedlichen Bilanzzeiträumen für Neu- und Bestandsanlagen**



### Berücksichtigung verfügbarer Potentiale für die Bewertung der Kriterien

Neben der Schätzung der Gesteungskosten ergänzen wir unsere Analysen zu den Grünstromkriterien um die Betrachtung verfügbarer Potentiale. Schränken die Grünstromkriterien den für die Produktion von grünem Wasserstoff verfügbaren Strom zu stark ein, oder wird nicht ausreichend Rücksicht auf die Planungs-, Genehmigungs- und Errichtungsdauer für neue Anlagen genommen, kann der Markthochlauf von Wasserstoff gefährdet werden.

## 4 ZUSÄTZLICHKEIT – ZULASSUNG VON BESTANDSANLAGEN AUSSERHALB DER FÖRDERUNG ERHÖHT MENGEN UND KANN KOSTEN SENKEN

Die wesentliche Frage bezüglich des Kriteriums der Zusätzlichkeit besteht darin, inwiefern neben Strom aus ungeforderten Neuanlagen auch der Strom aus Bestandsanlagen, die die Förderung verlassen haben, zur Produktion von grünem Wasserstoff eingesetzt werden darf.

Zur Illustration der Kostenwirkung werden die Gestehungskosten von grünem Wasserstoff

- zum einen unter der Annahme berechnet, dass ausschließlich Strom aus ungeforderten Neuanlagen verwendet wird,
- zum anderen unter der Annahme berechnet, dass auch Strom aus nicht mehr geförderten Bestandsanlagen zugelassen ist.

Weiterhin wird betrachtet, welche Kostenwirkung sich bei einer ausschließlichen Verwendung von Überschussstrom ergibt.

Im Folgenden fassen wir unserer Schlussfolgerungen zum Kriterium der Zusätzlichkeit zusammen.

### Zulassung von nicht geförderten Bestandsanlagen spart erheblich Kosten

Während die Kontrahierung von Strom aus ungeforderten Neuanlagen Strombezugskosten in Höhe der durchschnittlichen Vollkosten der erneuerbaren Anlagen impliziert, kann der Strom aus nicht geförderten Bestandsanlagen zum Marktwert (inkl. Wert von Grünstromzertifikaten) kontrahiert werden, sofern ihnen dies einen wirtschaftlichen Betrieb der Bestandsanlagen ermöglicht.

Abhängig von den Marktpreisen kann sich daher ein erheblicher Unterschied zwischen den Strombezugskosten von Neu- und Bestandsanlagen ergeben. Konkret sind die Gestehungskosten von grünem Wasserstoff in Bestandsanlagen in den betrachteten Szenarien um ca. 1,1 €/kg (22 %) niedriger als in Neuanlagen.<sup>27</sup> Die Differenz hängt hierbei insbesondere von den Vollkosten von ungeforderten Neuanlagen und vom Niveau der Marktpreise ab.<sup>28</sup>

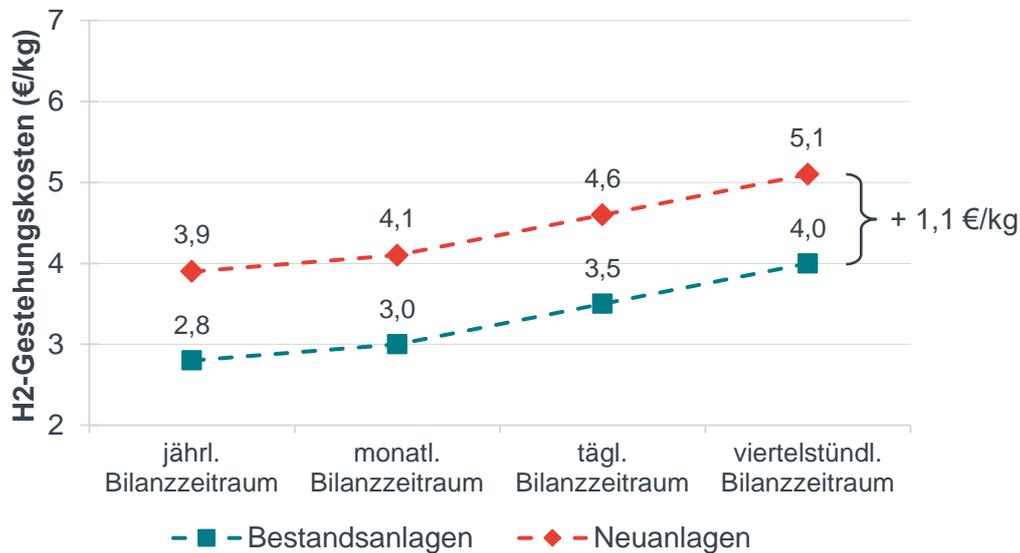
Zur Veranschaulichung der Größenordnung dieses Kostenunterschiedes ist ein Blick auf die in der Nationalen Wasserstoffstrategie genannten Ziele instruktiv. Zur Illustration: Bei einer Produktion von 14 TWh grünem Wasserstoff in Deutschland (Zielwert für 2030) würde eine Erhöhung der Gestehungskosten um 1,1 €/kg zu

<sup>27</sup> Vergleich der Szenarien 1c und 2c: ¼ stündliche Bilanzierung, gemischtes EE-Profil aus Wind Onshore und PV.

<sup>28</sup> Unter Marktpreisen verstehen wir den mengengewichteten Durchschnittspreis der Day-Ahead-Preise einer erneuerbaren Portfolios, sowie dem Wert von Herkunftsnachweisen welchen wir mit 2 €/MWh ansetzen. Der gewählte Referenzzeitraum ist hierbei 2019.

einem Kostenanstieg von ca. 460 Mio. € pro Jahr führen.<sup>29</sup> Diese Mittel stünden dann für den Aufbau der Wasserstoffwirtschaft nicht mehr zur Verfügung.

**Abbildung 5 Wasserstoff Gesteungskosten für Bestands- und Neuanlagen bei unterschiedlichen Bilanzzeiträumen (Beispiel: PV-Wind-Kombination)**



Quelle: Frontier Economics

**Mengen aus ungeforderten Bestandsanlagen sind theoretisch ausreichend, um den Markt mit Grünstrom für die Wasserstoffproduktion zu versorgen**

Um das Mengenziel der Nationalen Wasserstoffstrategie für grünen Wasserstoff erreichen zu können, müssen erneuerbare Energien auch im ausreichenden Maße vorhanden sein. Die nationale Wasserstoffstrategie geht dabei für die Produktion von 14 TWh grünem Wasserstoff von einem Strombedarf von 20 TWh aus (Jahr 2030).<sup>30</sup>

Die Betrachtung der historisch zugebauten Kapazitäten von Windenergieanlagen an Land, Windenergieanlagen auf See (Offshore) und PV-Anlagen zeigt hierbei, dass bis 2030 ausreichend erneuerbarer Strom aus Bestandsanlagen bereitgestellt werden kann, wenn diese nach einer Lebensdauer von 20 Jahren die Förderung verlassen. Dies trifft auch dann zu, wenn die Lebensdauer der Bestandsanlagen auf insgesamt 25 Jahre begrenzt ist.<sup>31</sup> Bis 2030 stünden so etwa 35 TWh Strom p.a. aus solchen Bestandsanlagen zur Verfügung, der Großteil davon Windenergieanlagen an Land (siehe **Abbildung 6**). Somit könnten diese Mengen zur Erreichung der Ziele für grünen Wasserstoff deutlich beitragen.

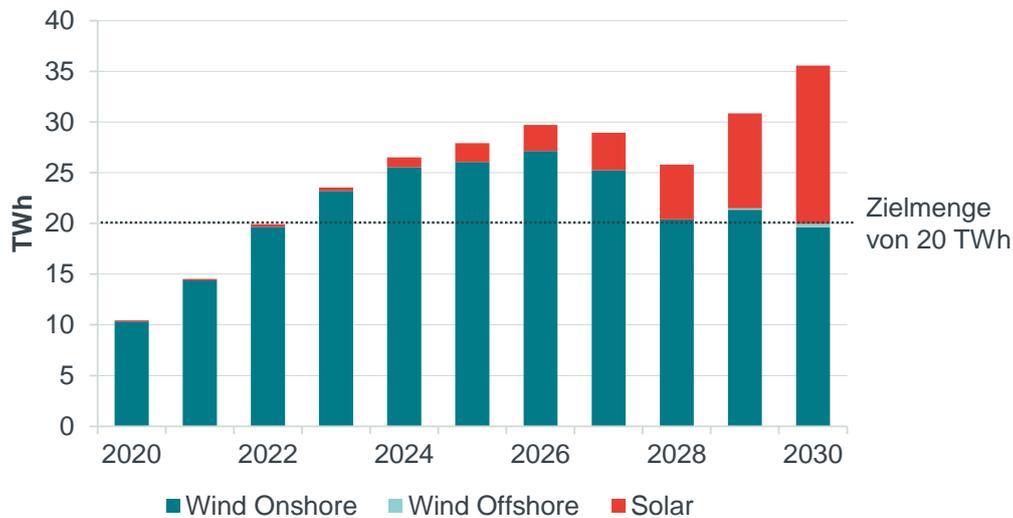
<sup>29</sup> Hier liegt die folgende Übersichtsrechnung zu Grunde: 14 TWh Wasserstoff unter Berücksichtigung eines Umrechnungsfaktors von 33,33 kWh/kg und einer Preisdifferenz von 1,1 €/kg entspricht einer Kosteneinsparung von ca. 462 Mio. €.

<sup>30</sup> Siehe BMWi (2020) - Die Nationale Wasserstoffstrategie.

<sup>31</sup> Man beachte, dass dies auch für Offshore-Windanlagen gilt, da diese nach 12 bzw. 8 Jahren weiterhin förderberechtigt sind (Grundtarif).

Für die Berechnung der aus der Förderung fallenden EE-Mengen ziehen wir Daten über die zwischen 2000 und 2010 installierte Leistung heran und multiplizieren diese mit den technologiespezifischen Volllaststunden unseres Kostenmodells.

**Abbildung 6** Jährliche Strommengen aus EE-Anlagen, die älter als 20 und jünger als 25 Jahre sind



Quelle: Frontier Economics

### Beschränkung auf Neuanlagen führt zu erheblichen zeitlichen Verzögerungen

Auch lange Planungs-, Genehmigungs- und Errichtungszeiten von EE-Neuanlagen sprechen gegen eine Beschränkung der Zusätzlichkeit auf Neuanlagen. So berichtet der Bundesverband WindEnergie, dass für die Errichtung von einer neuen Windkraftanlage mit einem Zeitraum von vier bis fünf Jahren von der Planung bis zur Inbetriebnahme gerechnet werden muss.<sup>32</sup> Eine Beschränkung auf ungeforderte Neuanlagen würde die Produktion von grünem Wasserstoff damit frühestens 2026 ermöglichen und damit den Zeitplan für den Markthochlauf der Wasserstoffindustrie gefährden.

### Beschränkung auf Überschussstrom mit hohen Kosten verbunden

Überschussstrom gilt unumstritten als zusätzlich und kann somit zur Erzeugung von grünem Wasserstoff genutzt werden. Eine wichtige Quelle für Überschussstrom, das Einspeisemanagement<sup>33</sup> der Übertragungsnetzbetreiber, wird allerdings nur auf Anordnung der Übertragungsnetzbetreiber durchgeführt. Es besteht damit kein Markt für diese Überschussstrommengen aus Einspeisemanagement. Betreiber von Anlagen zur Produktion von grünem Wasserstoff haben dadurch auch keine Möglichkeit zur Planung ihrer Produktion.

Die Gestehungskosten von grünem Wasserstoff bei Verwendung von Überschussstrom sind vergleichsweise hoch, auch wenn der Strom zu Kosten von Null angesetzt wird. Grund hierfür ist, dass die Beschränkung auf

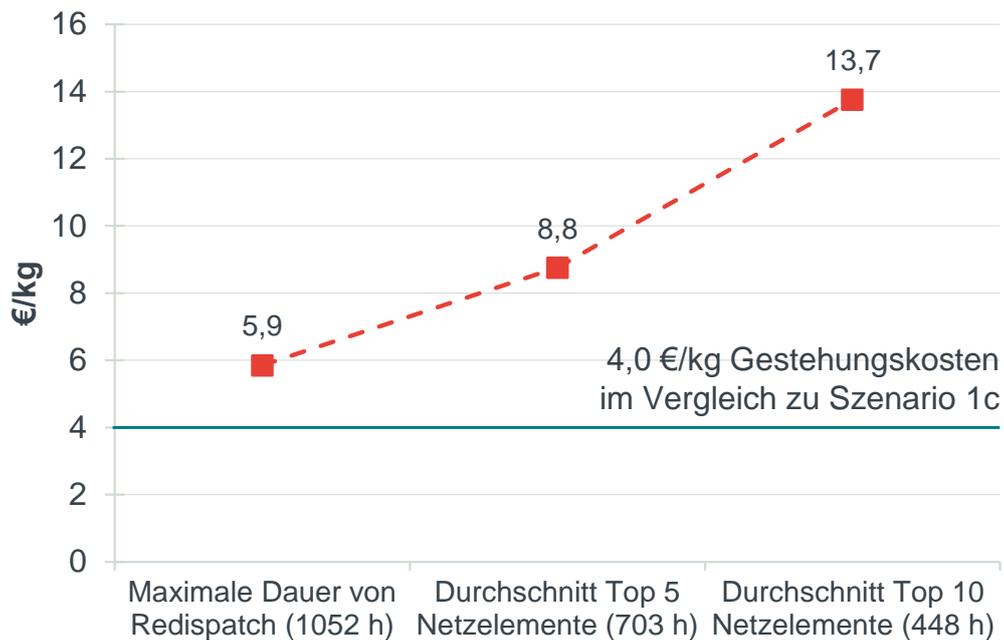
<sup>32</sup> Siehe Bundesverband WindEnergie: <https://www.wind-energie.de/themen/mensch-und-umwelt/planung/#:-:text=Gibt%20es%20andere%20Belange%2C%20die,Genehmigung%20%20bis%20%20Jahre.>

<sup>33</sup> Reduktion der Einspeisung aus erneuerbaren Energien auf Grund von Netzengpässen im Sinne des § 13 Abs. 2, 3 S. 3 EnWG.

Überschussstrom die Betriebsstunden eines Elektrolyseurs deutlich begrenzt und somit die Auslastung der Anlage mit ca. 500 bis 1000 h äußerst niedrig wäre.<sup>34</sup>

Je nachdem, für wie viele Stunden Überschussstrom verfügbar ist, könnten die Gestehungskosten von grünem Wasserstoff etwa zwischen 2 bis 10 €/kg höher liegen als die Kosten von Wasserstoff, erzeugt mit Strom z.B. aus einer Bestandsanlage (Wind- und Solarenergieanlage zu Land).<sup>35</sup> Bei einer Verfügbarkeit von beispielsweise ca. 700 Stunden<sup>36</sup> wären die Kosten in diesem Fall mindestens um 4,8 €/kg (120 %) höher.

**Abbildung 7 Wasserstoff Gestehungskosten in verschiedenen Szenarien für Überschussstrombezug**



Quelle: Frontier Economics basierend auf Bundesnetzagentur (2020)

Hinweis: Das Referenzszenario bezieht sich auf eine Bestandslage mit gemischtem Wind-PV-Profil bei einem viertelstündlichen Bilanzzeitraum (Szenario 1c), für eine detaillierte Erläuterung der Überschussstromszenarien siehe Anhang A.5

<sup>34</sup> Die Volllaststunden, die Dauer für die der Elektrolyseur Überschussstrom beziehen kann, richten sich nach der Dauer von strombedingten Engpassmanagement-Maßnahmen an den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2019. Je nachdem ob hier das stärkste oder der Durchschnitt der zehn stärksten betroffenen Netzelemente genutzt wird, erhält man ca. 1000 oder ca. 500 Stunden. Da diese Maßnahmen auch den Redispatch konventioneller Anlagen beinhalten kann, sind die Stundenangaben eine Überschätzung der Stunden mit Einspeisemanagement. Siehe Anhang A.5.

<sup>35</sup> Angenommen ist hier ein kurzer Bilanzzeitraum (viertelstündlich) und ein Mischprofil aus Wind Onshore und PV. Die Bandbreite ergibt sich aus den unterschiedlichen Volllaststunden unter Überschussstrom. Siehe auch Anhang A.5 und B.2.

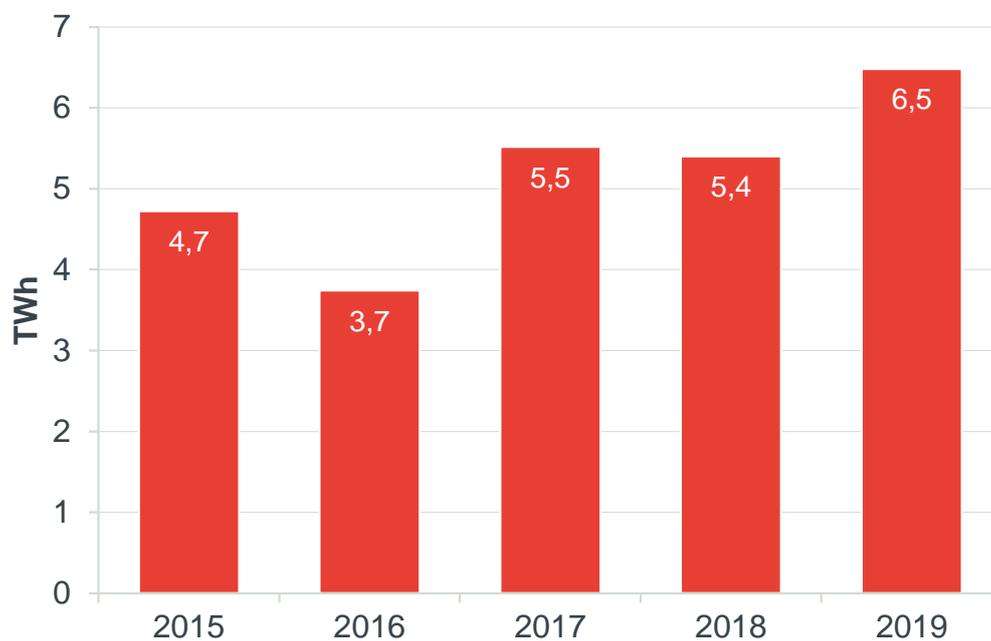
<sup>36</sup> Hierbei handelt es sich um den Durchschnitt der Top 5 Standorte mit den meisten im Jahr abgeregelten Stunden (siehe Anhang A.5)

## Überschussstrom nicht in ausreichendem Maße vorhanden, um Strom für Wasserstoffproduktion bereitzustellen

Im Gegensatz zu erneuerbarem Strom aus Neu- und Bestandsanlagen ist Überschussstrom in keinem Fall ausreichend verfügbar, um allein den Bedarf an erneuerbarem Strom für die Wasserstoffproduktion bereitzustellen.<sup>37</sup>

Dies zeigt eine Betrachtung der abgeregelten Strommengen in Deutschland (**Abbildung 8**). Hierbei kommen nur Mengen aus Einspeisemanagement in Frage. Mengen aus der Vermeidung von negativem Redispatch<sup>38</sup> sind dagegen nicht als erneuerbarer Überschussstrom zu betrachten, da der negative Redispatch in der Regel nur die Abregelung von thermischen Kraftwerken umfasst.

**Abbildung 8** Abgeregelte Strommengen aus Einspeisemanagement



Quelle: Frontier Economics basierend auf Daten aus dem Jahresbericht zur Netz- und Systemsicherheit (2019) der Bundesnetzagentur

<sup>37</sup> Überschussstrom im Sinne von Strom, der während negativer Marktpreise produziert wurde, ist hier aufgrund der niedrigen Stundenzahl nicht näher betrachtet worden. So gab es 2019 am Day-Ahead-Markt nur 211 Stunden mit negativen Preisen.

<sup>38</sup> Reduktion der Kraftwerkseinspeisung oder Erhöhung der Nachfrage zur Vermeidung von Netzengpässen.

## 5 ZEITLICHE KORRELATION – LÄNGERE BILANZZEITRÄUME SENKEN WASSERSTOFFKOSTEN

In Bezug auf die zeitliche Korrelation stellt sich die Frage, über welchen Zeitraum der zusätzlich erzeugte erneuerbare Strom und der Verbrauch des Elektrolyseurs übereinstimmen müssen. Innerhalb eines Bilanzzeitraums wird die Zusätzlichkeit des für die Wasserstoffproduktion produzierten Stroms garantiert, jedoch ergeben sich bei unterschiedlich langen Bilanzzeiträumen unterschiedliche Kostenimplikationen und Wechselwirkungen mit dem Stromgroßhandelsmarkt. Abzuwiegen ist demnach zwischen:

- **einem kürzeren Bilanzzeitraum** von beispielsweise einer Viertelstunde, innerhalb dessen der zusätzlich produzierte erneuerbare Strom die Produktion von grünem Wasserstoff begrenzt, dafür aber die Gestehungskosten von grünem Wasserstoff erhöht, und
- **einem längeren Bilanzzeitraum** von beispielsweise bis zu einem Monat oder einem Jahr, innerhalb dessen der zusätzlich produzierte erneuerbare Strom die Produktion von grünem Wasserstoff begrenzt, die Produktion von Wasserstoff aber flexibel gestaltet werden kann.

Im Folgenden fassen wir unsere Schlussfolgerungen zum Kriterium der zeitlichen Korrelation zusammen.

### Längere Bilanzzeiträume senken Gestehungskosten ebenfalls deutlich

Neben den Strombezugskosten haben die Kapitalkosten (Investitionen) den größten Anteil an den durchschnittlichen Gestehungskosten von grünem Wasserstoff. Die spezifischen Investitionskosten lassen sich dabei senken, wenn eine höhere Auslastung des Elektrolyseurs erzielt wird.

In der Praxis kann die Größe des Elektrolyseurs im Verhältnis zur Größe des EE-Portfolios optimiert werden:

- Es kann eine höhere Auslastung erzielt werden, indem der Elektrolyseur kleiner bzw. das kontrahierte Portfolio zur Produktion von erneuerbarem Strom größer dimensioniert wird.
- Aufgrund der begrenzten Kapazität des Elektrolyseurs können dann allerdings nicht mehr 100 % des erzeugten EE-Stroms in Wasserstoff umgewandelt werden, sondern es müssen Stromüberschüsse am Markt verkauft werden. Da dies tendenziell in solchen Stunden der Fall ist, in denen allgemein viel Strom aus erneuerbaren Energien verfügbar ist, kann der überschüssige Strom nur zu einem niedrigen Preis verkauft werden. Dies senkt die Wirtschaftlichkeit des Systems aus Erzeugung von erneuerbarem Strom und Elektrolyse.

Weiterhin ist zu beachten, dass bei längeren Bilanzzeiträumen eine Glättung des Strombezugs nur mit Hilfe des Großhandelsmarktes erfolgen kann. Wenn Strom in Knappheitssituationen am Markt gekauft wird, muss dieser entsprechend zu relativ hohen Preisen bezahlt werden. Wenn EE-Strom, z.B. in Starkwindzeiten, nicht für die Elektrolyse verwendet wird, muss dieser gegebenenfalls zu relativ

niedrigen Preisen am Markt verkauft werden. Diese Strukturierungskosten für den bilanziellen Ausgleich sind in unseren Rechnungen enthalten. Je nach Marktpreisen kann die Wasserstoffproduktionsanlage ihren Strombezug allerdings noch weiter optimieren, indem die Wasserstofferzeugung selbst an die Marktpreise angepasst wird und somit zusätzliche Kostensenkungspotentiale erzielt werden (insb. bei monatlicher oder jährlicher Bilanzierung). Diese Optimierungspotentiale sind in unseren Rechnungen noch nicht berücksichtigt.

Durch den Trade-off von Investitionskosten und Stromgestehungskosten ergibt sich eine optimale Dimensionierung des Elektrolyseurs. Die Länge des zugelassenen Bilanzzeitraums hat dabei einen entscheidenden Einfluss auf diesen Trade-off. So sorgen längere Bilanzzeiträume dafür, dass der Elektrolyseur mit einer geringeren Kapazität bzw. einer höheren Auslastung betrieben werden kann. Eine Überdimensionierung des EE-Portfolios ist dann nicht mehr oder nur in geringerem Maße erforderlich, um die Auslastung des Elektrolyseurs weiter zu erhöhen.

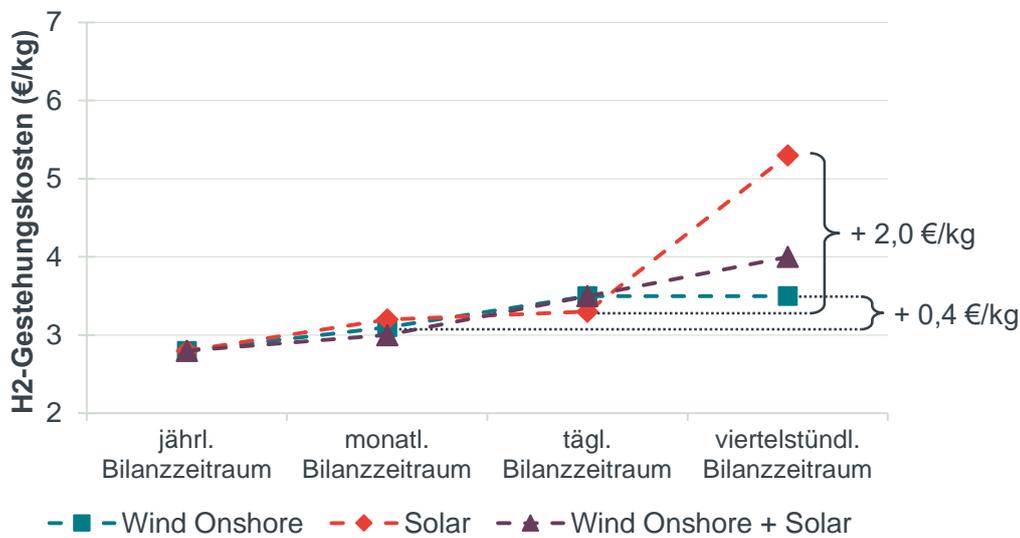
Der Zusammenhang lässt sich anhand eines Beispiels verdeutlichen, bei dem ein Elektrolyseur Strom aus einer PV-Anlage bezieht. Da diese natürlicherweise in den Nachtstunden keinen Strom erzeugt, wäre die Auslastung des Elektrolyseurs bei einer viertelstündlichen Korrelation deutlich begrenzt. Wäre hingegen eine tägliche Bilanzierung zugelassen, dann ist ein gleichmäßigerer Betrieb des Elektrolyseurs innerhalb des Tages möglich, und ein Teil des erzeugten Stroms kann auch in der Nacht bezogen werden. Der Elektrolyseur könnte mit einer geringeren Kapazität dimensioniert werden, wodurch die Investitionskosten signifikant sinken.

Im Ergebnis belaufen sich die Gestehungskosten von grünem Wasserstoff unter Kontrahierung z.B. eines PV-Portfolios (ungeförderte Bestandsanlage) auf 5,3 €/kg bei einer viertelstündlichen Bilanzierung (**Abbildung 9**). Bei einer täglichen Bilanzierung lassen sich die Gestehungskosten dagegen im Beispielfall um ca. 2 €/kg (38 %) senken, wenn die gleiche Menge grünen Wasserstoffs produziert werden soll. Bei einer anvisierten Wasserstoffproduktion von 14 TWh pro Jahr, entspräche dies rechnerisch 840 Mio. € pro Jahr unter der Annahme, dass der Strom ausschließlich aus Solaranlagen stammt.

Für einen Strombezug aus Windkraftanlagen führt ein längerer Bilanzzeitraum zu einer gleichmäßigeren Kostensenkung und beträgt bis zu 0,4 €/kg H<sub>2</sub> (11 % bei monatlicher ggü. viertelstündlicher Bilanzierung). Bei einer anvisierten Wasserstoffproduktion von 14 TWh pro Jahr ermöglicht ein monatlicher Bilanzzeitraum somit eine Kosteneinsparung von 168 Mio. € pro Jahr unter der Annahme, dass der Strom ausschließlich aus Windkraftanlagen stammt.

Dieser Effekt fällt bei einer jährlichen Bilanzierung noch größer aus und beträgt bei Windkraftanlagen (Bsp. Bestand) 0,7 €/kg H<sub>2</sub> (20 % Kosteneinsparung bei jährlicher ggü. viertelstündlicher Bilanzierung). Bei einer PV-Wind Kombination beträgt die Differenz in den Wasserstoffkosten zwischen jährlicher und viertelstündlicher Bilanzierung 1,2 €/kg H<sub>2</sub>.

**Abbildung 9 Wasserstoff Gestehungskosten bei Bestandsanlagen für unterschiedliche Bilanzzeiträume (alle Erzeugungsprofile)**



Quelle: Frontier Economics

### Flexibler Betrieb von Wasserstoffproduktion findet auch ohne starre Kopplung an erneuerbare Produktion statt

Ein Argument, dass für eine hohe zeitliche Korrelation der erneuerbaren Erzeugung und des Stromverbrauchs vom Elektrolyseur angeführt wird, ist der Anreiz für einen flexibleren Betrieb des Elektrolyseurs. Hierbei ist allerdings zu beachten, dass solche Anreize unabhängig von der geforderten zeitlichen Korrelation sind. Da sowohl die EE-Anlagen als auch die Elektrolyseure in den betrachteten Fällen netzgebunden sind, erfolgt eine Einsatzoptimierung des Elektrolyseurs am Großhandelsmarkt für Strom, soweit dies die Anforderungen an die zeitliche Korrelation des Strombezugs zulassen. Der Elektrolyseur wird den kontrahierten erneuerbaren Strom am Großhandelsmarkt verkaufen, wenn die Strompreise hoch sind, und wird ihn selbst verbrauchen, wenn Strompreise niedrig sind.

Die Steuerungswirkung ergibt sich somit direkt über Preissignale des Großhandelsmarkts. Hohe Preise deuten auf eine Knappheit des verfügbaren Stroms hin und führen zu einer geringeren Produktion von Wasserstoff. Ein niedriger Preis deutet dagegen auf eine geringe Knappheit von Strom hin – aufgrund geringer Nachfrage oder hoher Erneuerbaren-Einspeisung – und hat eine höhere Produktion von Wasserstoff zur Folge.

Dies ist besonders mit Blick auf die Frage der Systemdienlichkeit der Wasserstoffproduktion relevant. So ist zum einen keine hohe zeitliche Korrelation mit kontrahierten Anlagen erforderlich, um eine Orientierung der Wasserstoffproduktion an der erneuerbaren Stromproduktion herbeizuführen. Dementsprechend ist auch z.B. eine Begrenzung der Umlagebefreiung auf eine willkürliche festgelegte Anzahl von Volllaststunden nicht erforderlich, um eine systemdienliche Betriebsweise der Wasserstoffproduktion herbeizuführen.

Ökonomisch findet bereits eine Begrenzung der Volllaststunden des Elektrolyseurs durch die Optimierung am Großhandelsmarkt statt.

Umgekehrt ermöglicht ein längerer Bilanzzeitraum eine höhere Produktion von grünem Wasserstoff bei gleicher Kapazität. Die Stromnachfrage aus Elektrolyseuren ist somit gleichmäßiger und weist eine geringere Spitzenlast auf, was für den Netzbetrieb von Vorteil sein kann.

### Zusätzlichkeit der Stromproduktion für die Wasserstofferzeugung ist auch bei längeren Bilanzzeiträumen gegeben

Die Zusätzlichkeit der Stromproduktion für die Erzeugung von grünem Wasserstoff ergibt sich über die Anforderungen an die Stromproduktionsanlagen, aus denen Strom für die Produktion von grünem Wasserstoff bezogen werden kann (siehe **Abschnitt 4**). Der Bilanzzeitraum stellt hierbei sicher, über welchen Zeitraum diese Zusätzlichkeit gegeben sein muss.

Somit kann im Rahmen von längeren Bilanzzeiträumen, z.B. bei einem Monat oder einem Jahr, zwar in einzelnen Stunden die Stromnachfrage aus Elektrolyseuren die Grünstromproduktion der kontrahierten Anlagen übersteigen, dies müsste aber innerhalb des definierten Zeitraums wieder ausgeglichen werden. So ist sichergestellt, dass zu einem anderen Zeitpunkt innerhalb des Zeitraums die zusätzliche Grünstromproduktion die Stromnachfrage aus Elektrolyseuren übersteigt und somit thermische Kraftwerke verdrängt. Ob die Treibhausgasemissionen in der Stromerzeugung durch unterschiedlich lange Bilanzzeiträume steigen oder fallen, kann deshalb vorab nicht bestimmt werden, sondern müsste empirisch abgeschätzt werden. Der durch die Wasserstoffproduktion induzierte Anstieg der Treibhausgasemissionen dürfte, wenn überhaupt, aufgrund der gegenläufigen Effekte nur von untergeordneter Bedeutung sein. Über ein Jahr betrachtet, ist die Zusätzlichkeit des für die Produktion von grünem Wasserstoff eingesetzten Stroms allerdings auf jeden Fall sichergestellt.

## 6 GEOGRAFISCHE KORRELATION – EINSCHRÄNKUNG BEI DER STROMVERFÜGBARKEIT SETZT STANDORTANREIZE, IST ABER SCHWER UMSETZBAR

Das Kriterium der geografischen Korrelation soll einen räumlichen Bezug zwischen kontrahiertem Portfolio erneuerbarer Energien und Wasserstoffproduktion sicherstellen. Hierbei ist es insbesondere relevant, ob

- die Produktion erneuerbarer Energien und Wasserstoffproduktion lediglich im gleichen **Marktgebiet** liegen sollen, oder ob
- der Stromtransport innerhalb eines Landes aufgrund von **Netzengpässen** als eingeschränkt betrachtet werden soll.

Während die hier verwendeten Szenarien zunächst von Marktgebieten als räumlicher Bezugsgröße ausgehen, wird in Sensitivitäten geprüft, inwiefern mögliche Netzengpasszonen, die ein Marktgebiet weiter unterteilen können, Auswirkungen auf die Gestehungskosten von grünem Wasserstoff haben. Weiterhin lassen sich bereits anhand der betrachteten Erneuerbaren-Portfolios wichtige Rückschlüsse auf die Auswirkungen einer solchen Regelung ziehen.

### Geografische Restriktionen verhindern die Optimierung des EE-Portfolios

Um das zur Wasserstoffproduktion kontrahierte Erneuerbaren-Portfolio zu optimieren, wird ein geografischer Spielraum benötigt, um einen möglichst gleichmäßigen Strombezug herzustellen. Die Kombination von z.B. Windkraftanlagen an Land und PV-Anlagen ermöglicht ein gleichmäßigeres Bezugsprofil des erneuerbaren Stroms. Dies erlaubt es, Elektrolyseure mit einer höheren Auslastung zu betreiben und so Gestehungskosten für Wasserstoff um bis zu 1,3 €/kg (25 %) zu senken. Dies ergibt sich aus einem Vergleich eines gleichmäßig gemischten Strombezugsportfolio aus Windkraftanlagen und PV-Anlagen gegenüber einem Strombezugsportfolio, welches allein aus PV-Anlagen besteht (bei Bestandsanlagen und viertelstündlicher Bilanzierung). Zusätzliche geografische Einschränkungen in Form von Netzengpasszonen innerhalb eines Marktgebietes erschweren damit die Bildung effizienter Bezugsportfolios.

### Geografische Restriktionen reduzieren die Verfügbarkeit von EE-Anlagen

Weiterhin würden Netzengpasszonen die Errichtung von Elektrolyseuren im Süden Deutschlands deutlich erschweren. So lange es aber während der Markthochlaufphase noch kein überregionales Wasserstoffnetz gibt, besteht Bedarf für die Produktion von grünem Wasserstoff in Süddeutschland, um z.B. den Einsatz von Wasserstoff in der Industrie auch in diesen Regionen schrittweise einzuleiten. Es wäre zwar möglich, für die Elektrolyse EE-Anlagen in Süddeutschland zu nutzen, aufgrund der schlechteren Windbedingungen im Süden (im Vergleich zu Norddeutschland) ist dies mit höheren Kosten verbunden

und das Standortpotential ist begrenzt. So sind die Gestehungskosten von grünem Wasserstoff unter Verwendung einer Windkraftanlage in Süddeutschland um 1,2 €/kg (24 %) höher, als bei einer vergleichbaren Windkraftanlage mit einer Auslastung, die der einer durchschnittlichen Anlage in Deutschland entspricht.<sup>39</sup> Alternative Vorschläge wie eine kompensationslose Abregelung von Elektrolyseuren z.B. in Süddeutschland in bis zu 500 Stunden würden die Gestehungskosten um bis zu 0,6 €/kg<sup>40</sup> (12 %) erhöhen.

### Praktische Umsetzungsfragen bleiben offen

Eine kompensationslose Abregelung von Elektrolyseuren z.B. in Süddeutschland würde die Elektrolyseure gegenüber anderen Netzkunden diskriminieren. Es ist fraglich, inwiefern diese Ungleichbehandlung zulässig wäre: So dürfte den Netzbetreibern nicht bekannt sein, welche EE-Anlagen einen bestimmten Elektrolyseur im Netzgebiet mit Strom versorgen. Allerdings wäre genau diese Information erforderlich, soll die räumliche Nähe von Stromerzeugung und Elektrolyseur gezielt „beanreicht“ werden.

Vor diesem Hintergrund ist es eher praktikabel, die Produktion von Wasserstoff im Süden Deutschlands generell in Stunden mit Netzengpässen zu beschränken, unabhängig davon, wo der für die Elektrolyse eingesetzte Strom herkommt. Dies entspricht der oben erwähnten kompensationslosen Abregelung von Elektrolyseuren in Süddeutschland in bis zu 500 Stunden, wie sie vom BMU vorgeschlagen wird (siehe oben).<sup>41</sup> Sanktioniert werden in diesem Fall Betreiber von Elektrolyseuren mit Strombezug über das Netz und in Nord- wie Süddeutschland gleichermaßen. Standortanreize ergeben sich dann ausschließlich für die Ansiedlung der Elektrolyseure, nicht für die EE-Anlagen.

### Mittelfristig sind Standortanreize für die Produktion von Wasserstoff erforderlich

Aufgrund der Herausforderungen für die Wasserstoffproduktion in der Frühphase des Markthochlaufs spricht einiges dafür, auf strikte kleinräumige Regelungen zur räumlichen Korrelation von Strom- und Wasserstoffherzeugung zumindest in den nächsten Jahren und innerhalb von Marktgebieten zu verzichten. Mittel- bis langfristig bedarf es allerdings Standortanreizen für die Ansiedlung von Elektrolyseuren in Deutschland, um zusätzlichen Stromnetzausbaubedarf zu vermindern.

Ob das Instrument der räumlichen Korrelation aus der RED II das bestgeeignete Instrument zur Standortsteuerung bzw. Netzentlastung ist, erscheint allerdings offen. So wirken diese Maßnahmen ausschließlich selektiv auf die

---

<sup>39</sup> Siehe Sensitivität 2: Vergleich von einer Wind-Onshore Kontrahierung in Süddeutschland mit einer allgemeinen Wind-Onshore Kontrahierung im deutschen Marktgebiet (Neuanlagen).

<sup>40</sup> Siehe Sensitivität 1: Vergleich einer allgemeinen Wind-Onshore Kontrahierung im deutschen Marktgebiet ohne Einschränkungen und einer identischen Kontrahierung, welche in 500 Stunden vom Netz genommen wird.

<sup>41</sup> „PtX-Anlagen außerhalb dieser Gebiete unterliegen im Fall von Netzengpasssituationen für bis zu 500 Volllaststunden der entschädigungslosen Abregelung durch den Netzbetreiber.“  
BMU (2020) – Herstellung von strombasierten Kraftstoffen – Vorschlag für Kriterien für die Anrechnung als vollständig erneuerbaren Strom beim Strombezug im Rahmen der Umsetzung der Erneuerbaren Energien Richtlinie II – Stand 22.06.2020, S. 10.

Wasserstofferzeugung (also auf eine bestimmte Art des Stromverbrauchs) und ignorieren damit einen Großteil anderer Netznutzungsfälle, die ebenfalls zur Lösung dieses Problems beitragen könnten. Auch könnte ein Steuerungssystem eher mit Anreizen als mit einer „Bestrafung“ bei der Standortwahl umgesetzt werden. Die Steuerung der Ansiedlung von Elektrolyseuren über die räumliche Korrelation sollte deshalb mit alternativen Instrumenten wie Netz-Boni für Ansiedlungsentscheidungen in bestimmten Gebieten oder Standortausschreibungen abgewogen werden, oder in einer späteren Phase in eine umfassendere Reform des Netzzugangssystems eingebunden werden, sofern eine solche eingeleitet wird.

## ANHANG A ANNAHMEN ZUR KOSTENSCHÄTZUNG

In diesem Anhang beschreiben wir die Annahmen für die Schätzung der Gestehungskosten von grünem Wasserstoff in weiterem Detail.

### A.1 Annahmen zur Elektrolyse-Technologie

Für die Schätzung der Gestehungskosten gehen wir von einem heutigen Niedrigtemperatur-Elektrolyseur aus (Referenzjahr 2020). Hierbei wurden folgende Annahmen getroffen:

**Abbildung 10 Annahmen zum Elektrolyseur**

Annahmen	
Investitionskosten	1000 €/kW <sub>el</sub>
Betriebskosten (jährlich)	4% der Investitionskosten
WACC (real)	6%
Lebensdauer	25 Jahre
Wirkungsgrad	64%

Quelle: *Frontier Economics basierend auf Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Frontier Economics (2018) sowie Experteninterviews*

Die Investitionskosten von 1000 €/kW<sub>el</sub> beziehen sich auf eine „schlüsselfertige“ Anlage und enthalten eine Kompression des Wasserstoffs, die eine Einspeisung des Wasserstoffes mit 30 bar ermöglicht. Für eine Einspeisung bei 70 bar in das Fernleitungsnetz wäre eine weitere Kompression erforderlich, die die Investitionskosten um 200 €/kW<sub>el</sub> erhöhen und zudem den Wirkungsgrad reduzieren würde. Je nach Endanwendung des produzierten Wasserstoffes kann eine weitere Strukturierung des Wasserstoffes durch Speicher erforderlich werden. Weder die Transport- noch die Speicherkosten für den produzierten Wasserstoff sind in den hier durchgeführten Analysen berücksichtigt worden.

Die Betriebskosten beziehen sich auf die Höhe der Investitionskosten und beinhalten einen regelmäßigen Stack-Austausch, der in der Praxis auch einen Einfluss auf den Wirkungsgrad hat. Der hier angegebene Wirkungsgrad von 64 % (bezogen auf den unteren Heizwert von Wasserstoff) versteht sich als durchschnittlicher Wirkungsgrad über die gesamte Lebenszeit der Anlage. Wir nehmen an, dass sich ein anfänglicher Wirkungsgrad von 67 % jährlich aufgrund von Verschleißverlusten um einen Prozentpunkt verschlechtert bis zu einem regelmäßigen Stack-Austausch alle neun Jahre.

### A.2 Annahmen zu Stromkosten

Ein weiterer Bestandteil für die Gestehungskosten von Wasserstoff sind die Strombezugskosten. Diese unterscheiden sich je nach Anlagenart:

- **Bestandsanlagen:** Für Anlagen, die nach 20 Jahren nicht mehr gefördert werden, gehen wir vom Marktwert<sup>42</sup> (Capture Price) des erneuerbaren Stroms zuzüglich eines Aufpreises für Herkunftsnachweise von 2 €/MW aus.

<sup>42</sup> Dieser entspricht dem mengengewichteten Durchschnittspreis der Anlagen sowie etwaige Bilanzierungs- und Strukturierungskosten.

- **Neuanlagen:** Für Neuanlagen nutzen wir die Vollkosten (LCOE) basierend auf den durchschnittlichen Zuschlagswerten (gewichtet nach Zuschlagsmenge) der EEG-Ausschreibungen zwischen 2018 und 2020<sup>43</sup> als relevanten Strompreis.

Weiter berücksichtigen wir sowohl für Bestands- als auch Neuanlagen Kosten der Strukturierung des Strombezugs.

### A.3 Annahmen zu Volllaststunden

Die Volllaststunden des Erneuerbaren-Portfolios unterscheiden sich je nach Technologie der kontrahierten Erneuerbaren-Anlage. Die Volllaststunden reflektieren dabei das Profil der deutschlandweiten Erzeugung in 2019 und berücksichtigen damit mögliche Portfolio-Effekte.<sup>44</sup> Für das unterstellte Mischprofil aus Wind-Onshore und PV-Anlagen nehmen wir an, dass beide Technologien den gleichen Kapazitätsanteil haben.

**Abbildung 11 Durchschnittliche Volllaststunden nach EE-Technologie**

Erzeugungprofil	Volllaststunden EE-Anlage
Wind-Onshore-Profil	1887 h
PV-Profil	925 h
PV-Wind-Kombination	1406 h

Quelle: Frontier Economics

Durch Verwendung eines größeren Erneuerbaren-Portfolios, bzw. kleinerer Dimensionierung des Elektrolyseurs, sind die Volllaststunden des Elektrolyseurs nicht durch die einer Erneuerbaren-Anlage begrenzt. Nichtverfügbarkeiten des Elektrolyseurs (z.B. aufgrund von Wartungsarbeiten oder Störungen) wurden nicht berücksichtigt.

### A.4 Modellansatz

Die Gestehungskosten werden als annuitätische Vollkosten auf Basis der Investitionskosten (inkl. WACC und Lebensdauer), der Strombezugskosten und der sonstigen Betriebskosten berechnet.

Hierbei lassen sich die durchschnittlichen Gestehungskosten durch Optimierung der Kapazität des Elektrolyseurs im Verhältnis zur Kapazität des kontrahierten Erneuerbaren-Portfolios erheblich senken. Je größer die Kapazität der EE-Anlagen im Verhältnis zum Elektrolyseur sind, desto höher kann der Elektrolyseur ausgelastet sein (höhere Volllaststunden). Allerdings entstehen zusätzliche Strukturierungskosten, wenn nicht für die Elektrolyse genutzter Strom zu Marktpreisen, ggf. unterhalb des vertraglich vereinbarten Preises, verkauft werden muss.

Um die Möglichkeit dieser Optimierung zu berücksichtigen, aber gleichzeitig eine Vergleichbarkeit zwischen den verschiedenen Szenarien sicherzustellen, ist in allen Szenarien die gleiche Menge grünen Wasserstoffs zu produzieren. Dieses entspricht der produzierten Menge Wasserstoff, wenn das EE-Portfolio im

<sup>43</sup> Die Daten hierfür kommen aus den Statistiken der Bundesnetzagentur zu beendeten Ausschreibungen.

<sup>44</sup> Die entsprechenden Erzeugungsprofile erstellen wir indem wir die viertelstündliche Stromerzeugung einer EE-Technologie durch ihre in diesem Jahr installierte Gesamtkapazität teilen. Die Daten für Erzeugung und Kapazität stammen von der ENTSO-E Transparency Platform.

Vergleich zum Elektrolyseur die doppelte Kapazität hat. Die Gesteungskosten beziehen sich in unserem Modell daher auf die gleiche Produktionsmenge, aber nicht notwendigerweise auf die gleiche Anlagengröße im Verhältnis zur EE-Anlage.

## A.5 Annahmen zu Sensitivitäten

Um auch Kriterien der geografischen Korrelation, bspw. Vorgaben zur Netzengpassvermeidung, zu modellieren, rechnen wir zwei Sensitivitäten (S1 und S2) mit zusätzlichen Annahmen.

- In der **ersten Sensitivität (S1)** gehen wir von einer **Abregelung eines (süddeutschen) Elektrolyseurs** zur Vermeidung von Netzengpässen um 500 Stunden pro Jahr aus.<sup>45</sup> Hierbei nehmen wir an, dass eine Abregelung in den 500 windintensivsten Stunden notwendig wird. Für diese Stunden nehmen wir an, dass kein Strom bezogen werden kann.
- Für die **zweite Sensitivität (S2)** verwenden wir **spezifische Erzeugungsprofile aus Süddeutschland**, um Standortunterschiede der Volllaststunden zu berücksichtigen. Bei PV-Anlagen in Süddeutschland<sup>46</sup> gehen wir davon aus, dass die Volllaststunden 6 % höher sind als im gesamtdeutschen Durchschnitt.<sup>47</sup> Für Wind-Onshore-Anlagen im Süden reduzieren wir die Volllaststunden um 22 %.<sup>48</sup> Diese Annahmen sind Schätzwerte, die sich an Angaben zu regionalen Volllaststunden von der Agentur für erneuerbare Energien (2016) und Fraunhofer IEE (2020) orientieren.
- Für das Szenario eines reinen **Überschussstrombezugs (S3)** unterstellen wir, dass der Überschussstrom kostenlos zur Verfügung steht, aber auf bestimmte Stunden begrenzt ist. Die Volllaststunden, die Dauer für die der Elektrolyseur Überschussstrom beziehen kann, richten sich nach der Dauer von strombedingten Redispatch-Maßnahmen an den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2019.<sup>49</sup> Wir rechnen folgende drei Varianten:
  - 448 Stunden – durchschnittliche Dauer für die zehn am stärksten betroffenen Netzelemente;
  - 703 Stunden – durchschnittliche Dauer für die fünf am stärksten betroffenen Netzelemente; und
  - 1052 Stunden – maximale Dauer von Redispatch-Maßnahmen an einem Netzelement

---

<sup>45</sup> Diese Annahme beruht auf dem Vorschlag des Bundesministeriums für Umwelt zur Umsetzung der RED-II-Kriterien (2020).

<sup>46</sup> Als Süddeutschland definieren wir Bayern, Baden-Württemberg, Rheinland-Pfalz und das Saarland.

<sup>47</sup> Hinweis: Effekt ist vergleichsweise gering, da PV-Anlagen in Süddeutschland ein hohes Gewicht am Gesamtdeutschen Durchschnitt haben.

<sup>48</sup> Hinweis: Effekt ist vergleichsweise groß, da Windkraftanlagen in Süddeutschland ein vergleichsweise kleines Gewicht am Gesamtdeutschen Durchschnitt haben.

<sup>49</sup> Die entsprechenden Angaben zur Dauer von Redispatch-Maßnahmen stammen aus dem Monitoringbericht 2019 der Bundesnetzagentur

## ANHANG B ÜBERSICHT DER KOSTENSCHÄTZUNGEN

### B.1 Standard-Szenarien

Die sechs verschiedenen Szenarien unterscheiden sich je nach Länge des Bilanzzeitraums und Art der kontrahierten EE-Anlage. In den untenstehenden Tabellen listen wir die einzelnen Ergebnisse zu Volllaststunden des Elektrolyseurs und den Gestehungskosten des Grünen Wasserstoffs im jeweiligen Szenario getrennt nach EE-Technologie auf.

**Abbildung 12 Wind-Onshore Portfolio**

Szenario	Bilanzierungszeitraum	EE-Anlagenart	Volllaststunden Elektrolyseur	H <sub>2</sub> -Kosten
1a'	Jährlich	Bestandsanlagen	8760 h	2,8 €/kg
1a	Monatlich	Bestandsanlagen	6219 h	3,1 €/kg
1b	Täglich	Bestandsanlagen	3787 h	3,5 €/kg
1c	Viertelstündlich	Bestandsanlagen	3621 h	3,5 €/kg
2a'	Jährlich	Neuanlagen	8760 h	4,1 €/kg
2a	Monatlich	Neuanlagen	6219 h	4,4 €/kg
2b	Täglich	Neuanlagen	3787 h	4,9 €/kg
2c	Viertelstündlich	Neuanlagen	3621 h	4,9 €/kg

Quelle: Frontier Economics

**Abbildung 13 PV Portfolio**

Szenario	Bilanzierungszeitraum	EE-Anlagenart	Volllaststunden Elektrolyseur	H <sub>2</sub> -Kosten
1a'	Jährlich	Bestandsanlagen	8760 h	2,8 €/kg
1a	Monatlich	Bestandsanlagen	5355 h	3,2 €/kg
1b	Täglich	Bestandsanlagen	4650 h	3,3 €/kg
1c	Viertelstündlich	Bestandsanlagen	1806 h	5,3 €/kg
2a'	Jährlich	Neuanlagen	8760 h	3,6 €/kg
2a	Monatlich	Neuanlagen	5355 h	4,0 €/kg
2b	Täglich	Neuanlagen	4650 h	4,2 €/kg
2c	Viertelstündlich	Neuanlagen	1806 h	6,2 €/kg

Quelle: Frontier Economics

**Abbildung 14 Mischprofil: Wind-Onshore + PV Portfolio**

Szenario	Bilanzierungszeitraum	EE-Anlagenart	Volllaststunden Elektrolyseur	H <sub>2</sub> -Kosten
1a'	Jährlich	Bestandsanlagen	8760 h	2,8 €/kg
1a	Monatlich	Bestandsanlagen	6405 h	3,0 €/kg
1b	Täglich	Bestandsanlagen	3815 h	3,5 €/kg
1c	Viertelstündlich	Bestandsanlagen	2813 h	4,0 €/kg
2a'	Jährlich	Neuanlagen	8760 h	3,9 €/kg
2a	Monatlich	Neuanlagen	6405 h	4,1 €/kg
2b	Täglich	Neuanlagen	3815 h	4,6 €/kg
2c	Viertelstündlich	Neuanlagen	2813 h	5,1 €/kg

Quelle: Frontier Economics

## B.2 Sensitivitäten

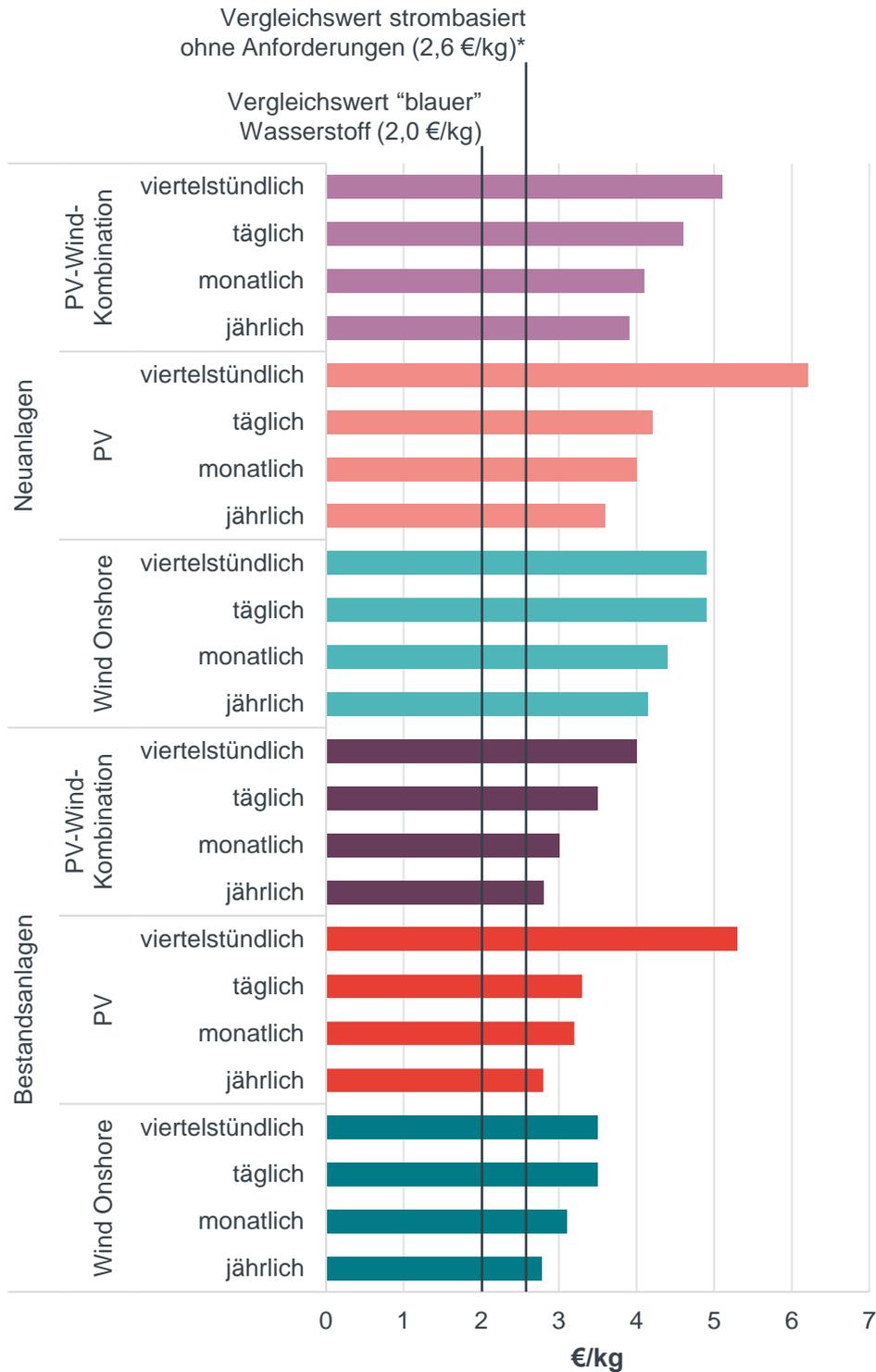
Zusätzlich zu den Szenario-Ergebnissen finden sich in der folgenden Tabelle die Ergebnisse zu Gestehungskosten und Volllaststunden für die unterschiedlichen Sensitivitäten in unserer Kostenschätzung, sowie deren Differenz zum jeweiligen Vergleichsszenario.

**Abbildung 15**

Sensitivität	Volllaststunden Elektrolyseur	H <sub>2</sub> -Kosten	
2c	<i>Vergleichsszenario – Viertelstündlich Neuanlage Wind-Onshore</i>	3621 h	4,9 €/kg
S1	Abregelung der PtG-Anlage um 500 Stunden	3121 h - 500 h	5,5 €/kg + 0,6 €/kg
S2	Reduktion der EE-Volllaststunden für Süddeutschland	2922 h - 699 h	6,1 €/kg + 1,2 €/kg
1c	<i>Vergleichsszenario – Viertelstündlich Bestandsanlage PV-Wind-Kombination</i>	2813 h	4,0 €/kg
S3	Reiner Überschussstrombezug	1052 h	5,9 €/kg + 1,9 €/kg
		703 h	8,8 €/kg + 4,8 €/kg
		448 h	13,7 €/kg + 9,7 €/kg

Quelle: Frontier Economics

**Abbildung 16 Vergleich der Wasserstoff Gesteungskosten in den unterschiedlichen Szenarien**



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Der Vergleichswert von blauem Wasserstoff basiert auf dem durchschnittlichen Wert des Hydex Blue Index für April 2021

\*) Kosten bei Marktbezug und Herkunftsnachweis 2,7 €/kg

