

# AUSWIRKUNGEN DER AUSGESTALTUNG DER RED II GRÜNSTROMKRITERIUM FÜR DIE H<sub>2</sub>- ERZEUGUNG AUF CO<sub>2</sub>-EMISSIONEN

## Kurzstudie für die RWE AG

November 2021





## INHALT

Zusammenfassung	5
Summary	12
1 Kriterium der zeitlichen Korrelation ist Ausgangspunkt der Debatte um CO <sub>2</sub> -Emissionen	18
2 Marktorientierte Fahrweise der Elektrolyse schränkt zusätzliche Emissionen bei langen Bilanzierungszeiträumen ein	21
3 Modellierung des Strommarkts zeigt nur marginale Emissionswirkungen	23
3.1 Modellierungsansatz und Szenario-Architektur	23
3.2 Bei flexiblem, marktorientiertem Einsatz der Elektrolyse können CO <sub>2</sub> -Emissionen sinken	24
3.3 Die Emissionswirkungen sind auch bei steigender Auslastung insgesamt sehr gering	27
3.4 Emissionswirkungen müssen im Gesamtkontext des Beitrags grünen Wasserstoffs in der Energiewende betrachtet werden	31
Anhang – Annahmen der Modellierung	33
<b>Abbildungen</b>	
Abbildung 1 Emissionswirkung im Stromsystem (Modellregion) einer jährlichen Bilanzierung gegenüber einer stündlichen Korrelation	9
Abbildung 2 Vergleich der spezifischen CO <sub>2</sub> -Emission je kgH <sub>2</sub> (Modellregion)	10
Figure 3 Emission impacts in the electricity system (model region) of an annual balance versus an hourly correlation	16
Figure 4 Specific CO <sub>2</sub> emissions per kgH <sub>2</sub> (model region)	17
Abbildung 5 H <sub>2</sub> -Gestehungskosten bei unterschiedlichen Bilanzzeiträumen für Bestands- und Neuanlagen (Beispiel: PV-Wind-Kombination)	19
Abbildung 6 Maximal-Auslastung vs. Markt-orientierte Fahrweise	22
Abbildung 7 Fahrweise Elektrolyse (4000 h/a): Stündliche vs. Jährliche Bilanzierung (Beispielwoche)	24
Abbildung 8 Durchschnittlicher Energiemix und Fahrweise Elektrolyse 2030 (4000 h/a): Stündliche vs. Jährliche Bilanzierung	25
Abbildung 9 Stromerzeugung in Deutschland: Jährliche Bilanzierung – Stündliche Korrelation (4000 h/a)	26
Abbildung 10 Emissionswirkung im europäischen Stromsystem (Modellregion) einer jährlichen Bilanzierung gegenüber einer stündlichen Korrelation	27
Abbildung 11 Fahrweise Elektrolyse bei stündlicher oder jährlicher Bilanzierung und steigender Auslastung (Beispielwoche)	29

## Auswirkungen der Ausgestaltung der RED II Grünstromkriterium für die H<sub>2</sub>- Erzeugung auf CO<sub>2</sub>-Emissionen

Abbildung 12	Veränderung der Erzeugungsmengen gegenüber stündlicher Korrelation (2030, System)	30
Abbildung 13	Vergleich der spezifischen CO <sub>2</sub> -Emission je kgH <sub>2</sub> (Modellregion)	31
Abbildung 14	Entwicklung der Nettostromnachfrage (DE)	33
<b>Tabellen</b>		
Tabelle 1	Brennstoff- und CO <sub>2</sub> -Preise	33

## ZUSAMMENFASSUNG

### Der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft ist ein Eckpfeiler der Energiewende

Die scheidende Bundesregierung bezeichnet Wasserstoff als einen *vielfältig einsetzbaren Energieträger*, der sowohl in den Bereichen Mobilität, Energiespeicherung aber insbesondere zur Senkung industriellen CO<sub>2</sub>-Ausstoß einen entscheidenden Beitrag leisten kann.<sup>1</sup> Auch die neue Bundesregierung sieht im Thema Wasserstoff einen Schwerpunkt der Klimapolitik: So gibt der Koalitionsvertrag zwischen SPD, Grünen und FDP das Ziel aus, Deutschland bis 2030 zum „Leitmarkt“ für Wasserstofftechnologie werden zu lassen.<sup>2</sup>

Derzeit sieht die Nationale Wasserstoffstrategie den Einsatz von grünem Wasserstoff insbesondere in der Chemischen Industrie und der Stahlindustrie, aber auch in der Luftfahrt oder im Güterverkehr vor. Die ersten beiden Branchen stehen in einem intensiven internationalen Wettbewerb. Eine sichere und kostengünstige Energieversorgung dieser energieintensiven Industrien ist daher von herausragender Bedeutung für die Zukunft des Industriestandorts Deutschland. Um dies zu gewährleisten, muss, zusätzlich zur Möglichkeit, grünen Wasserstoff aus dem Ausland zu importieren, die heimische Produktion etabliert werden. Auch die Koalitionäre der neuen Bundesregierung räumen der heimischen Erzeugung von grünem Wasserstoff „erste Priorität“ ein.<sup>3</sup>

### „Grünstromkriterien“ im Delegated Act der EU-Kommission setzen wichtige Rahmenbedingungen

Die Europäische Kommission erarbeitet derzeit einen Delegated Act zur Umsetzung der Renewable Energy Directive II (RED II), welche u.a. die Rahmenbedingungen der Nachhaltigkeitskriterien für den Strombezug zur Herstellung von grünem Wasserstoff konkretisiert. Die Umsetzung der RED-II kann als „Weichenstellung“ für weitere Diskussionen im Zusammenhang mit der RED-III und dem Fit-for-55 Paket verstanden werden. Bisher bekannt gewordene Überlegungen der EU-Kommission mit einem Fokus auf nicht geförderte Neuanlagen (inkl. Repowering) und eine relativ strikte zeitliche Korrelation lassen eine eher restriktive Auslegung der Kriterien erwarten, was den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft verteuern und zeitlich um Jahre verzögern könnte.

Angezeigt wäre ein Regelungsansatz, der sicherstellt, dass die Wasserstoffproduktion die Grünstromkriterien aus der RED II erfüllt, der jedoch gleichzeitig keine übermäßigen Hemmnisse für den Markthochlauf darstellt. Dazu gehört es, auch eine optimale Auslastung der Elektrolyse-Kapazität zu gewährleisten. Dies ist umso wichtiger, da wesentliche industrielle Abnehmer, wie zum Beispiel die Stahlindustrie, auf eine möglichst produktionssynchrone und unterbrechungsfreie Belieferung mit Wasserstoff angewiesen sind, diese aber bei

---

<sup>1</sup> BMWi (2020): Nationale Wasserstoffstrategie.

<sup>2</sup> Koalitionsvertrag 2021-2025 zwischen SPD, Bündnis 90/Die Grünen und FDP, S. 26.

<sup>3</sup> Koalitionsvertrag 2021-2025 zwischen SPD, Bündnis 90/Die Grünen und FDP, S. 59.

einer sehr rigiden Auslegung der Kriterien nur durch zusätzliche Maßnahmen (z.B. Speicherung), die mit zusätzlichen Kosten verbunden sind, gewährleistet werden könnte.

### Der Auftrag an Frontier: Welche Emissionswirkungen ergeben sich mittelfristig durch unterschiedlich restriktive Auslegungen der „Grünstromkriterien“?

Frontier Economics (Frontier) hat im Juni 2021 eine Kurzstudie zum Thema „Grünstromkriterien der RED II – Auswirkungen auf Kosten und Verfügbarkeit grünen Wasserstoffs“ im Auftrag der RWE AG durchgeführt und veröffentlicht. Damit konnte ein Beitrag zur Versachlichung der Debatte um die Ausgestaltung von Grünstromkriterien für die Herstellung von H<sub>2</sub> geleistet werden. In unserer Vorgängerstudie<sup>4</sup> zeigen wir, dass die Kosten der Produktion von grünem Wasserstoff bei einer Ausweitung der Bilanzierungszeiträume zwischen EE-Bezug und Elektrolyse stark sinken.

In der Diskussion wird allerdings wiederholt die These geäußert, dass eine pragmatische und eher weite Auslegung der Grünstromkriterien zu einem merklichen Anstieg der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Stromsystem führen würde. Vor diesem Hintergrund hat die RWE AG Frontier Economics damit beauftragt, eine Kurzstudie zu den CO<sub>2</sub>-Emissionseffekten der H<sub>2</sub>-Grünstromkriterien, insbesondere des Kriteriums der „zeitlichen Korrelation“, zu erstellen. Wir untersuchen hierbei, ob es durch eine Ausweitung der Bilanzierungszeiträume – unter Wahrung der Zusätzlichkeit der erneuerbaren Stromproduktion - zu einem Anstieg der Emissionen kommt, wie es von Befürwortern einer strikten Bilanzierung befürchtet wird.

Die Ergebnisse unserer Überlegungen lassen sich wie folgt zusammenfassen:

### Marktorientierte Wasserstoffproduktion sorgt auch ohne strikte Vorgaben für Korrelation von EE-Einspeisung und Elektrolyse

Beim Zusammenhang zwischen zeitlicher Korrelation und Emissionswirkung der Wasserstoffproduktion gilt:

- **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 EE-Anlagen, aus denen Strom für die Produktion von grünem Wasserstoff bezogen werden kann. 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. Umsetzbar wäre dies z.B. mit deutschen Herkunftsnachweisen aus zusätzlichen Anlagen (Neuanlagen oder nicht geförderten Anlagen).
- **Wasserstoffproduktion folgt auch ohne starre Vorschriften der erneuerbaren Produktion:** Da im hier betrachteten Fall sowohl Strombezug

<sup>4</sup> Frontier Economics (2021): „Grünstromkriterien der RED II – Auswirkungen auf Kosten und Verfügbarkeit grünen Wasserstoffs“.

als auch Wasserstoffproduktion netzgebunden sind, ergeben sich die Opportunitätskosten für Stromproduktion und Stromverbrauch aus dem Großhandelsmarkt für Strom. Die Elektrolyseure werden daher den kontrahierten erneuerbaren Strom am Großhandelsmarkt verkaufen, wenn die Strompreise hoch sind, und werden ihn selbst verbrauchen, wenn Strompreise niedrig sind. Die Steuerungswirkung ergibt sich somit direkt aus den Preissignalen des Großhandelsmarkts. Dies ist besonders mit Blick auf die Frage der Korrelation der Wasserstoffproduktion mit der EE-Stromerzeugung relevant. So ist keine enge Vorgabe an die zeitliche Korrelation erforderlich, um eine Korrelation von erneuerbarer Stromproduktion (bei hoher Stromproduktion sind die Großhandelspreise tendenziell niedrig) und Wasserstoffproduktion (bei niedrigen Strompreisen ist die Wasserstoffproduktion attraktiv) herbeizuführen. Eine Ausweitung der Bilanzierung zwischen EE-Einspeisung und Wasserstoffproduktion ermöglicht also eine marktorientierte Fahrweise, die für sich genommen einen Zusammenhang zwischen EE-Einspeisung und Elektrolyse bewirkt.

- **Systemdienlichkeit der Wasserstoffproduktion wird durch marktorientierte Fahrweise verbessert:** Weiterhin stützt eine marktorientierte Fahrweise der Elektrolyseure die Systemdienlichkeit bei weniger starrer zeitlicher Korrelation stärker als bei strikten Vorgaben: So folgt bei strikten Vorgaben die Wasserstoffherzeugung dem Einspeiseprofil des EE-Anlagenportfolios des Investors bzw. den vertraglich gebundenen Anlagen. Dieses Portfolio wird in der Praxis allerdings nicht dem EE-Anlagenportfolio des gesamten Stromsystems entsprechen. So folgt der Einsatz der Elektrolyse bei enger zeitlicher Korrelation der H2-Erzeugung zum Einspeiseprofil des eigenen EE-Anlagenportfolios, auch wenn dies aus Systemperspektive nicht optimal ist, und umgekehrt. Die Systemintegration der Erneuerbaren wird hierdurch geschwächt, und nicht gestärkt.
- **Ein weniger strikter zeitlicher Zusammenhang zwischen Stromerzeugung und -einsatz ermöglicht eine bessere Auslastung von Elektrolyseuren, erhöht die Wasserstoffherzeugung in den verfügbaren Anlagen und senkt gleichzeitig die Gesteungskosten von grünem Wasserstoff:** Längere Bilanzzeiträume (z.B. jährlich oder monatlich) sorgen dafür, dass Elektrolyseure mit einer geringeren Kapazität bzw. einer höheren Auslastung betrieben werden können. Hierdurch sinken die durchschnittlichen Investitionskosten pro produzierter Einheit grünen Wasserstoffs. Dies stellt für sich genommen eine effizientere Nutzung von Ressourcen dar, als es bei einer starren Auslegung des Korrelationskriteriums der Fall wäre – es wird mit den verfügbaren Anlagen mehr Wasserstoff zu geringeren Kosten erzeugt, als wenn die zeitliche Korrelation sehr eng definiert wird.

### Sehr geringe Emissionswirkungen auch bei starker Auslastung der Elektrolyseure

Um die Wirkungen einer engen (hier stündlichen) vs. einer weiten (hier jährlichen) zeitlichen Bilanzierung zu testen, haben wir Beispielfälle für die Jahre 2025 und 2030 in unserem europäischen Strommarktmodell simuliert und die Wirkungen des unterschiedlichen Einsatzes der Elektrolyseure auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen im

Stromsystem (Modellregion<sup>5</sup>) analysiert. Hierbei haben wir unterschiedliche jährliche Auslastungen der Elektrolyseure unterstellt. Die Wasserstoffproduktion und damit die kontrahierte, zusätzliche EE-Menge halten wir hingegen konstant.

In dem Fall mit stündlicher Korrelation zwischen Wasserstoffproduktion und EE-Erzeugung nehmen wir an, dass für die Elektrolyse Stromerzeugung aus einem spezifischen Anlagenpark kontrahiert wurde. In den Variationen der Volllaststunden der Elektrolyseure bleibt – wie schon genannt – die Wasserstoffproduktion konstant, die Kapazität der Elektrolyseure wird dagegen angepasst.

Für das Jahr 2025 gehen wir hierbei von einem Kraftwerkspark entsprechend des aktuellen Gesetzes zum Kohleausstieg aus, für das Jahr 2030 folgen wir dem Koalitionsvertrag zwischen SPD, Bündnis90/Die Grünen und FDP und nehmen eine vorzeitige Beendigung der Kohleverstromung zum Ende des Jahres 2029 an. Die Ergebnisse basieren allerdings noch auf einem Erneuerbaren-Anteil von mindestens 65% am Bruttostromverbrauch. Es ist damit zu rechnen, dass bei höheren Anteilen erneuerbarer Energien, die Ergebnisse mit Blick auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen noch positiver sein werden.

Unsere Simulationen zeigen, dass die Auswirkungen unterschiedlicher Ausgestaltungsoptionen für die Grünstromkriterien auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen nicht eindeutig und insgesamt sehr gering sind:

- **2025 folgen die Emissionswirkungen keinem klaren Muster und sind äußerst gering:** Unsere Analyse zeigt, dass bei identischer Auslastung der Elektrolysekapazität die Emissionen im Stromsystem in Folge der Ausweitung des Bilanzierungszeitraums von „stündlich“ auf „jährlich“ auch sinken können. So zeigen sich im Betrachtungsjahr 2025, in dem in Deutschland Braun- und Steinkohlenkraftwerke noch einen Teil der Stromerzeugung ausmachen, in den Szenarien mit 4.000 und 5.000 h/a Auslastung leicht positive Effekte auf die Emissionen durch jährliche Bilanzierungszeiträume, also eine weniger strikte Auslegung der zeitlichen Korrelation. Durch die zusätzlichen Freiheitsgrade, die die Elektrolyseure im Fall einer jährlichen Bilanzierung zur Verfügung haben, kann dieser EE-Strom nicht nur dann nutzen, wenn das kontrahierte Referenzportfolio<sup>6</sup> EE-Strom produziert, sondern auch dann Strom beziehen, wenn im System insgesamt ein Überschussangebot herrscht. Damit lässt sich der Strombezug reduzieren, wenn das Referenzportfolio zwar Strom erzeugt, es aus Systemsicht aber vorteilhaft wäre, wenn dieser Strom nicht in der Elektrolyse, sondern zur Verdrängung von konventioneller Erzeugung genutzt würde.

In unserem Beispielfall mit einer Auslastung der Elektrolyseure von 4.000 h/a führt dieser Effekt dazu, dass bei jährlicher Bilanzierung der Einsatz des Elektrolyseurs eine emissionsenkende Wirkung in Höhe von ca. 0,2-0,5 kg CO<sub>2</sub> pro kg H<sub>2</sub> Produktion im Stromsystem hat, im Vergleich zu einer stündlichen Bilanzierung. Ursächlich für den Rückgang der Emissionen ist, dass durch den flexibleren Einsatz der Elektrolyseure in Richtung

---

<sup>5</sup> Modellregion: DE, NL, BE, FR, UK, CH, AT, IT, CZ, PL, DK.

<sup>6</sup> Wir unterstellen ein Referenzportfolio, welches sich zu 50% aus Onshore Wind und zu 50% aus Solar PV zusammensetzt.



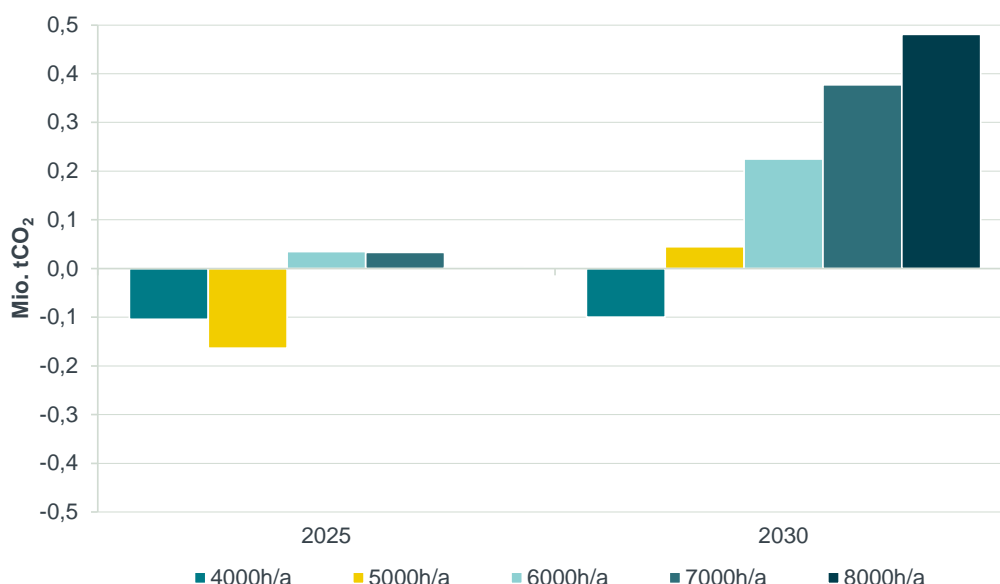
Niedrigpreisstunden und der hierdurch „freiwerdenden“ EE-Erzeugung in den Hochpreisstunden relativ teurere fossile Stromerzeugung im In- und Ausland verdrängt wird, während die Stromerzeugung von Erdgas in den Niedrigpreisstunden ausgeweitet wird.

Bei höherer Auslastung steigen die Emissionen minimal an bzw. bleiben gleich. Es hängt von den Marktparametern (Brennstoffpreise, CO<sub>2</sub>-Preise), der Kostenrangfolge der Kraftwerke in den betreffenden Stunden des Jahres, den Annahmen zum Kraftwerkspark, den Annahmen zu den EE-Anlagenportfolien zum Betrieb der Elektrolyseure sowie zu den Volllaststunden der Elektrolyseure ab, welche Emissionswirkung sich konkret ergibt.

- **Im Jahr 2030 steigen die Emissionen im Stromsystem minimal mit zunehmender Auslastung der Elektrolyse:** Im Betrachtungsjahr 2030 ist ein geringer Zusammenhang zwischen Emissionen und Auslastung der Elektrolyseure im Fall der Jahresbilanzierung zu erkennen. In diesem Jahr ist der Anteil der Erneuerbaren Energien bereits recht hoch<sup>7</sup> und Kohlekraftwerke leisten annahmegemäß in Deutschland keinen Beitrag mehr.

Ob der Einsatz der Elektrolyseure sehr hohe Benutzungsstunden erreichen kann, hängt von einer Reihe von technischen und wirtschaftlichen Faktoren ab: So steigen in Stunden mit hohen Strompreisen die Herstellkosten für Wasserstoff erheblich an: Die Wasserstoffherzeugung wird in diesem Fall nur dann fortgesetzt, wenn der in diesen Stunden produzierte Wasserstoff auf der Erlösseite höher vergütet wird, als die Herstellkosten sind.

**Abbildung 1 Emissionswirkung im Stromsystem (Modellregion) einer jährlichen Bilanzierung gegenüber einer stündlichen Korrelation**

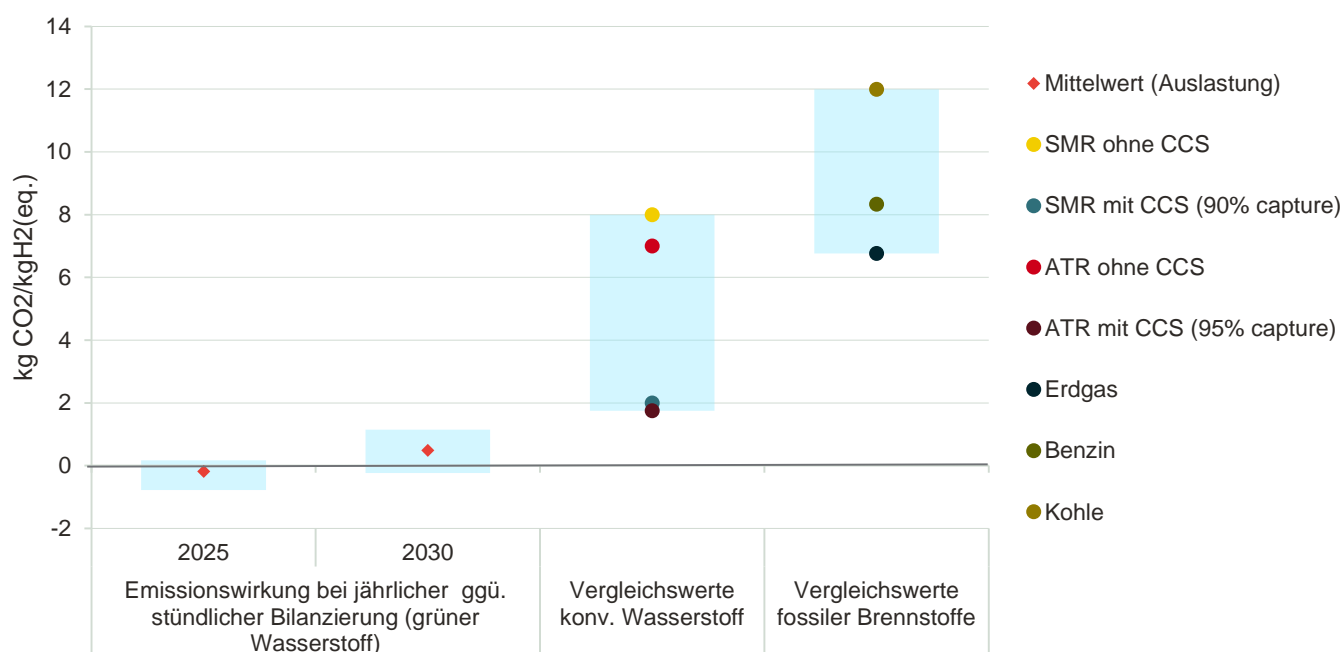


Quelle: Frontier Economics

<sup>7</sup> > 70 % Erzeugungsanteil in Deutschland und 60% in der gesamten Modellregion

In allen Fällen sind auch bei steigender Auslastung die Emissionswirkungen gering. So werden im Jahr 2030 pro Kilogramm Wasserstoff selbst, bei hohen Auslastungen maximal 1 kgCO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub>. Selbst im Verhältnis zu blauem Wasserstoff mit 98%-iger CO<sub>2</sub>-Abscheidung wäre durch den Einsatz von grünem Wasserstoff, dessen Herstellung auf einer jährlichen Bilanzierung und maximalen Auslastung von 8.000 h/a basiert, also eine Emissionsersparnis zu realisieren (siehe Abbildung 2). Der maximale Anstieg der Emissionen um ca. 0,5 Mio. tCO<sub>2</sub> für 14 TWh Wasserstoff ist auch absolut gesehen als sehr gering zu bezeichnen und würde gerade einmal 0,06% des erwarteten Cap des EU ETS im Jahr 2030 ausmachen.<sup>8</sup>

**Abbildung 2 Vergleich der spezifischen CO<sub>2</sub>-Emission je kgH<sub>2</sub> (Modellregion)**



Quelle: Frontier Economics (basierend auf Power in Europe)

Hinweis: SMR: Steam-Methan-Reforming; AMR: Autothermal Reforming; CCS: Carbon capture and storage; Blauer Bereich zeigt Bandbreite der Werte.

CO<sub>2</sub> Intensität fossiler Brennstoffe bezogen auf die Energiemenge eines Kilogrammes Wasserstoff (H<sub>2</sub> äquivalent).

### Emissionswirkungen müssen im Gesamtkontext des Beitrags grünen Wasserstoffs in der Energiewende betrachtet werden

Im Ergebnis sehen wir, dass es zwar einen Zusammenhang zwischen einer Ausweitung der Bilanzierung von „stündlich“ auf „jährlich“ gibt, jedoch lediglich in geringfügigem Ausmaß von maximal 1,1 kgCO<sub>2</sub> / kgH<sub>2</sub>.<sup>9</sup> und nur bei sehr hohen Auslastungen der Elektrolyseure jenseits von 7.000 Stunden im Jahr.

<sup>8</sup> Zur Erreichung des EU-Weiten 55%-Minderungsziels des Green Deals ist damit zu rechnen, dass das Cap des EU ETS um 61% gegenüber dem Ausgangswert im Jahr 2005 sinken muss (2.073 Mio. tCO<sub>2</sub>; exkl. UK).

<sup>9</sup> Emissionswirkung auf EU-Ebene im Betrachtungsjahr 2030 und einer unterstellten Auslastung von 8.000 h/a.

Dieser theoretische Maximalwert muss vor dem Hintergrund der erreichbaren Emissionsminderung in energieintensiven Industrieprozessen bewertet werden: Zudem sinken z.B. durch eine hohe Auslastung die Kosten der Elektrolyse signifikant. Es kann also günstigerer grüner Wasserstoff erzeugt und in anderen Sektoren wie Industrie und Transport (ggf. auch Wärme) eingesetzt werden, als es bei einer strikten Auslegung der zeitlichen Korrelation der Fall wäre. Dies erleichtert den Markthochlauf für grünen Wasserstoff, der wiederum Emissionsminderungen in anderen Sektoren erlaubt. So ermöglichen z.B. rechnerisch 14 TWh grüner Wasserstoff die Reduktion von CO<sub>2</sub>-Emissionen von Erdgas von 2,8 Mio. tCO<sub>2</sub>, wenn man eine unmittelbare Substitution der beiden Energieträger unterstellt. Bei Ersatz von Erdölprodukten oder Kohleprodukten fällt der Beitrag zur Emissionsreduktion noch höher aus.

Zudem unterliegt das Stromsystem dem EU ETS: Grundsätzlich sind die CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Stromerzeugung durch die Emissionsobergrenzen des EU ETS gedeckelt. Dieser Mechanismus ist in unserer Modellierung nicht enthalten. Insofern fallen die CO<sub>2</sub>-Emissionswirkungen unterschiedlicher Ausgestaltungen der Grünstromkriterien in der Realität - in beiden Richtungen – noch geringer aus, als wir dies aus unseren Strommarktsimulationen ohnehin bereits ableiten.

## SUMMARY

### Ramping up the hydrogen economy is key for the energy transition

The outgoing German government describes hydrogen as a *versatile energy carrier that can make a decisive contribution to mobility, energy storage and, in particular, to reducing industrial CO<sub>2</sub> emissions.*<sup>10</sup> The new federal government also sees hydrogen as a focal point of climate policy: the coalition agreement between the SPD, the Greens and the FDP sets the goal of making Germany the "lead market" for hydrogen technology by 2030.<sup>11</sup>

Currently, the National Hydrogen Strategy plans to use green hydrogen mainly in the chemical industry and in the steel industry, but also in the aviation and freight transport sector. Both the chemical industry and the steel industry are facing an intensive international competition. Therefore, ensuring a safe and cost-effective energy supply in these energy-intensive industries is of crucial importance for the future of Germany as an industrial location. This requires imports of green hydrogen from abroad, but it is also necessary to establish the local production. Coalition partners of the new federal government have acknowledged this – the domestic production of green hydrogen has been given "top priority".<sup>12</sup>

### "Sustainability criteria" in the Delegated Act of the EU Commission set important framework conditions

The European Commission is currently working on a Delegated Act for the introduction of the Renewable Energy Directive II (RED II), which among others sets out the framework conditions for sustainability criteria needed for electricity supplies to feed in the production of green hydrogen. The introduction of RED-II can be regarded as a „trendsetting“ for further discussions in connection with RED-III and the Fit-for-55 package. What is known so far is that the EU-Commission is planning to put a focus on unsubsidised new plants (incl. repowering). In view of the relatively strict time correlation, it can be assumed that the criteria interpretation will be quite restrictive, which might not only increase the costs for the hydrogen ramp-up but could also delay it by years.

What it is needed instead would be a regulatory approach to make sure that hydrogen production meets the sustainability criteria defined in RED II but at the same time prevents excessive burdens on its market ramp-up. This requires an optimal utilisation of electrolyser capacity, especially in view of the fact that big buyers, like for example the steel industry, depend on a production-synchronised and interruption-free hydrogen supply. Under a very rigid interpretation, this supply, however, might only be ensured by taking additional measures (e.g. storage), which in turn would imply additional costs.

---

<sup>10</sup> BMWi (2020): National Hydrogen Strategy.

<sup>11</sup> Coalition agreement 2021-2025 between SPD, Bündnis 90/Die Grünen and FDP, p. 26.

<sup>12</sup> Koalitionsvertrag 2021-2025 zwischen SPD, Bündnis 90/Die Grünen und FDP, S. 59.

## Frontier's task: What are the medium-term emission effects of different interpretations of the "sustainability criteria"?

In June 2021, Frontier Economics (Frontier) was commissioned by RWE AG to carry out a study on „green electricity criteria of RED II – impacts on costs and availability of green hydrogen“. The findings of the study have been published. The study helped to objectify the debate around the design of green electricity criteria for H<sub>2</sub> production. Our study<sup>13</sup> shows that production costs for green hydrogen decrease considerably if balancing periods between renewable infeed and electrolyses are expanded.

However, current debates often deal with the idea that a pragmatic and rather wide interpretation of green electricity criteria would lead to a notable increase in CO<sub>2</sub> emissions in the power sector. Against this background, RWE AG has commissioned Frontier to analyse the CO<sub>2</sub> emission effects of H<sub>2</sub> sustainability criteria, with a focus on the criterion of “temporal correlation”. In our study, we investigate whether an extension of the balancing periods - while preserving the additionality of renewable electricity production - will lead to an increase in emissions, as supporters of strict balancing argue.

The findings of our study can be summarised as follows:

### Market-oriented hydrogen production enables a correlation of RES-E supply and electrolysis even without strict regulation

Regarding the relationship between temporal correlation and emission impact of hydrogen production, we note that:

- **Additionality of electricity production is also given for longer balancing periods:** The additionality of electricity production for the production of green hydrogen depends on the requirements on the RES-E plant used for the production of green hydrogen. In this connection, the balancing period sets out the period for which this additionality is required. This ensures that the additional electricity demand for the production of green hydrogen is provided by additional green electricity production within the defined period. This could be implemented, for example, by means of German guarantees of origin from additional plants (new plants or non-subsidised plants).
- **Hydrogen production follows RES-E supply even without strict regulation:** Since, in the case considered here, both electricity supply and hydrogen production are grid-bound, opportunity costs for electricity production and consumption result from the wholesale electricity market. Therefore, electrolyzers will sell the contracted renewable electricity on the wholesale market if electricity prices are high and will consume it themselves in times of low energy prices. Consequently, price signals from the wholesale market have a direct control impact. This is of special relevance regarding the correlation between hydrogen production and RES-E supply. In order to reach a correlation of renewable electricity production and (wholesale prices tend to be low in times of high electricity production) and hydrogen production (hydrogen

---

<sup>13</sup> Frontier Economics (2021): „Grünstromkriterien der RED II – Auswirkungen auf Kosten und Verfügbarkeit grünen Wasserstoffs“.

production is attractive in times of low electricity prices), a strict requirement regarding the temporal correlation is not necessary. Expanding the balancing between RES-E supply and hydrogen production enables a market-oriented operation that in itself leads to a correlation between RES-E supply and electrolysis.

- **System efficiency of hydrogen production is further improved by a market-oriented operation:** A less rigid temporal correlation helps to support the system efficiency of a market-oriented electrolyser operation than it would be the case with strict specifications: With strict specifications, hydrogen production would follow the feed-in profile of the investor's own RES-E plant portfolio with close temporal correlation of H<sub>2</sub> generation, even if this is not optimal from a system perspective, and vice versa. Consequently, the system integration of renewables is weakened, not strengthened.
- **A less strict temporal correlation between electricity production and use enables better utilisation of electrolysers, increases hydrogen production in the available plants and at the same time lowers the production costs of green hydrogen:** Longer balancing periods (e.g. yearly or monthly) enables electrolysers to be operated at a lower capacity or a higher capacity, respectively. This leads to a decrease in average investment costs per unit of green hydrogen produced. Consequently, resources are used more efficiently than they would be in a scenario where the correlation criteria are specified more strictly: Available plants produce more hydrogen at lower costs.

### Very low emission effects even with high utilization of the electrolysers

In order to test the impacts of a narrow (here: hourly) vs a longer (here: yearly) temporal balancing, we have used our European electricity market model to simulate example cases for 2025 and 2030 then analysed the impacts of different electrolyser uses on CO<sub>2</sub> emissions within the electricity system (model region). The modelling was based on an assumed yearly capacity of electrolysers with hydrogen production and the contracted additional RES-E quantity remaining unchanged.

In the case with hourly correlation between hydrogen production and RES-E generation, we assume that electricity generation from a specific plant park was contracted for electrolysis. For varying full-load hours of electrolysers, the hydrogen production remains at a constant level while the capacity of electrolysers is adapted.

For 2025, we assume the power station park to be in line with current coal phase-out law while for 2030 we refer to the coalition contract between SPD, Bündnis90/Die Grünen and FDP and assume an early end to coal-fired power generation at the end of 2029. The results, however, are still based on a renewable share of at least 65% of gross electricity consumption. It is expected that with higher shares of renewable energies, the results with regard to CO<sub>2</sub> emissions will be even more positive.

Our simulations show that the impact of different design options for the sustainability criteria on CO<sub>2</sub> emissions is ambiguous and overall very small:



- **For 2025, there is no clear pattern of emission impacts and impacts are fairly low:** Our analysis shows that emissions in the electricity system can decrease even if the balancing period is expanded from “hourly” to “yearly”, at an identical utilisation of electrolyser capacities. Considering the year 2025 with lignite and hard coal still contributing to electricity production in Germany, a less strict temporal correlation, i.e. yearly balancing periods have a slightly positive impact on emissions in scenarios with a utilisation of 4,000 and 5,000 h/a. Due to the additional degrees of freedom that electrolysers have in the case of a yearly balancing, renewable cannot only be integrated in times when the contracted reference portfolio<sup>14</sup> produces electricity. Rather, they will be able to purchase electricity when there is surplus supply in the system as a whole. This means that electricity purchases can be reduced even if the reference portfolio produces electricity but from a system point of view it is more advantageous not to use this electricity for electrolysis but rather to substitute conventional production.

In our example with an electrolyser capacity utilisation of 4,000 h/a, this effect would mean that under a yearly balancing, the operation of an electrolyser would decrease emissions in the amount of approx. 0.2-0.5 kg CO<sub>2</sub> per kg H<sub>2</sub> production in the power system, compared to an hourly balancing. The decline in emissions is due to the fact that electrolysers can be operated more flexibly towards low price hours and that RES-E production that becomes available for high price hours substituting the relatively expensive fossil electricity production from domestic production and from abroad, while simultaneously expanding electricity production from natural gas in low price hours.

With increasing utilisation of electrolysers, emissions rise minimally or remain at the same level, respectively. The detailed emission impact depends on the market parameters (fuel prices, CO<sub>2</sub> prices), the cost ranking of power stations during the relevant hours of the year, but also on power plant park assumptions and assumptions on the RES-E to supply electrolysers as well as on full load hours of the electrolysers.

- **In 2030, the emissions in the electricity system increase minimally with increasing utilisation of the electrolysis:** Considering the year 2030, we observe a slight connection between emissions and electrolyser utilisation in the case of yearly balancing. In this year, the share of renewable energies will already be quite high<sup>15</sup> and it is assumed that coal power stations will not contribute to electricity consumption in Germany anymore.

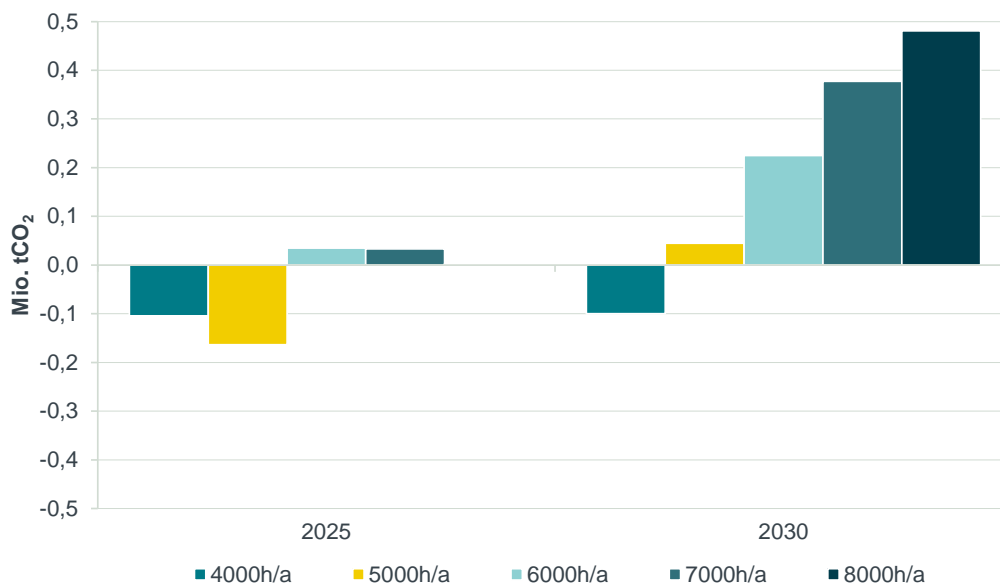
Whether the use of electrolysers can achieve very high hours of use depends on a number of technical and economic factors: For example, during hours of high electricity prices, the cost of producing hydrogen increases significantly. In this case, hydrogen production will only continue if the hydrogen produced during these hours is remunerated on the revenue side at a higher rate than the production costs.

---

<sup>14</sup> We assume a reference portfolio composed of 50% onshore wind and 50% solar PV.

<sup>15</sup> > 70% generation share in Germany and 60% in the entire model region

**Figure 3** Emission impacts in the electricity system (model region) of an annual balance versus an hourly correlation



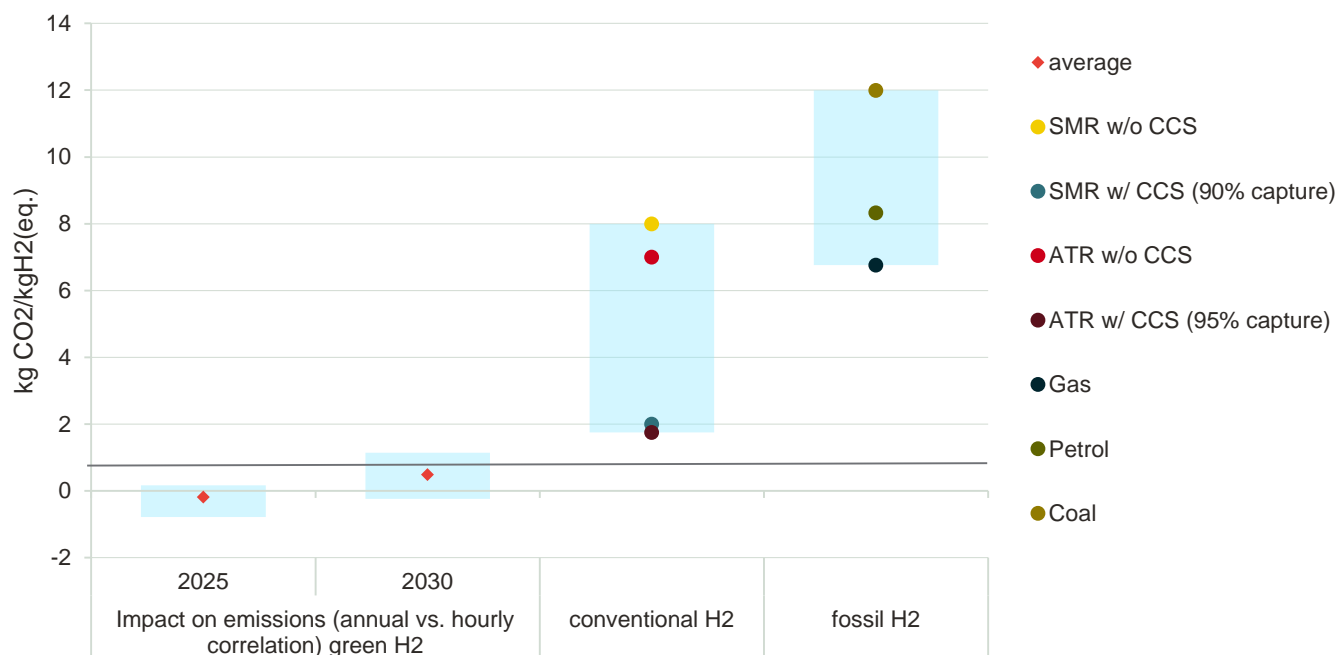
Source: Frontier Economics

In all of the cases considered, however, emission impacts are very low even with increasing utilisation. In 2030, for example, even at high load factors, a maximum of 1 kgCO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub> is emitted additionally. Even in relation to blue hydrogen with 98% CO<sub>2</sub> capture, the use of green hydrogen, the production of which is based on an annual balance and maximum utilisation of 8,000 h/a, would therefore result in emission savings (**Figure 4**). The maximum increase in emissions by approx. 0.5 million tCO<sub>2</sub> for 14 TWh of hydrogen can also be described as very low in absolute terms and would account for just 0.06% of the expected cap of the EU ETS in 2030.<sup>16</sup>

<sup>16</sup> To achieve the EU-wide 55% reduction target of the Green Deal, it is expected that the cap of the EU ETS will have to decrease by 61% compared to the 2005 baseline (2,073 MtCO<sub>2</sub>; excl. UK).



**Figure 4 Specific CO<sub>2</sub> emissions per kgH<sub>2</sub> (model region)**



Source: Frontier Economics (based on Power in Europe).

Note: SMR: Steam methane reforming; AMR: Autothermal reforming; CCS: Carbon capture and storage; Blue area shows range of values.

CO<sub>2</sub> intensity of fossil fuels related to the energy quantity of one kilogram of hydrogen (H<sub>2</sub> equivalent).

### Emission impacts must be considered in the overall context of the contribution of green hydrogen to the energy transition.

Although we note that there is a connection between an expansion of balancing from „hourly“ to „yearly“ periods, the additional emission only amounts to a maximum of 1.1 kgCO<sub>2</sub> / kgH<sub>2</sub> and only at very high utilisation rates of the electrolyzers exceeding 7,000 hours per year.

This theoretical maximum needs to be evaluated in the light of the achievable emission reduction in energy-intensive industrial processes. In addition, high capacity utilisation, for example, significantly reduces the costs of electrolysis. This means that more cost-effective green hydrogen can be produced and used in other sectors such as industry and transport (possibly also heat) than it would be the case with a strict design of the temporal correlation. This facilitates the market ramp-up for green hydrogen, which in turn allows emission reductions in other sectors. For example, 14 TWh of green hydrogen arithmetically enable the reduction of CO<sub>2</sub> emissions from natural gas of 2.8 million tCO<sub>2</sub>, assuming that both energy carriers are immediately substituted.

Furthermore, the power system is subject to the EU ETS: In principle, CO<sub>2</sub>-emissions in electricity generation are capped by emission caps provided by the EU ETS. This mechanism is not included in our model. In practice, therefore, the CO<sub>2</sub> emission effects of different designs of the green electricity criteria are even lower - in both directions - than already derived from our electricity market simulations.

# 1 KRITERIUM DER ZEITLICHEN KORRELATION IST AUSGANGSPUNKT DER DEBATTE UM CO<sub>2</sub>-EMISSIONEN

Die zukünftige Ausgestaltung der vier Grünstromkriterien – EE-Strombezug, zeitliche und geographische Korrelation zwischen EE-Einspeisung und Elektrolyse und Zusätzlichkeit des EE-Stroms – ist maßgeblich für den Markthochlauf und die künftige Rolle grünen Wasserstoffs im Rahmen der Dekarbonisierung der Wirtschaft.

Sowohl das EEG als auch die RED II geben erste Hinweise für die Ausgestaltung der Strombezugskriterien 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.

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>17</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 Elektrolyseur ausgleichen sollen (Bilanzzeitraum). So würde ein Bilanzzeitraum von einem Jahr sicherstellen, dass die Produktion von erneuerbarem Strom und

---

<sup>17</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.“

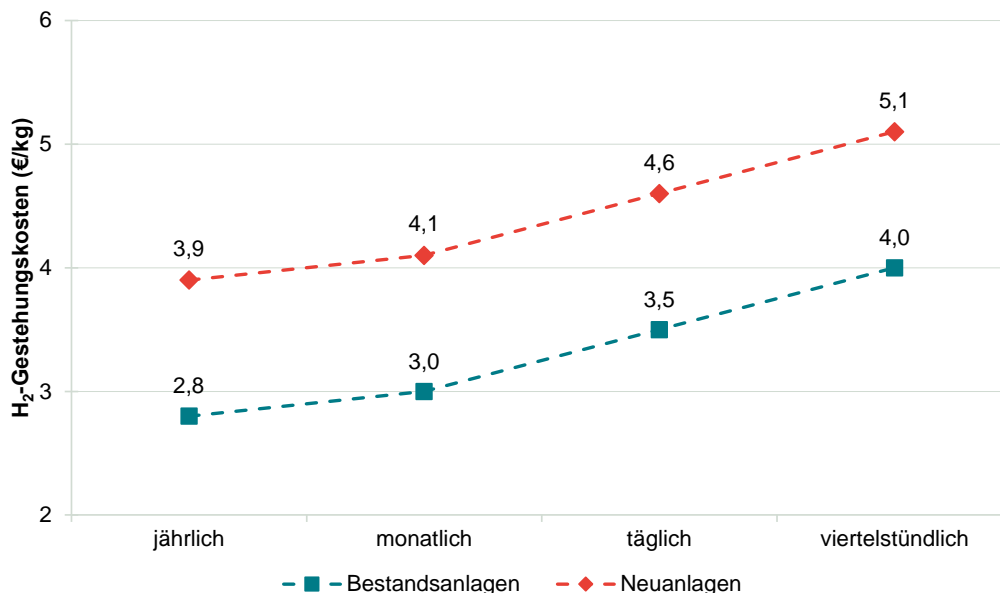
der Verbrauch für die Produktion von Wasserstoff mit der zeitlichen Granularität übereinstimmt, in der die Klima- und energiepolitischen Ziele der EU definiert sind.

Die zeitliche Korrelation zwischen Wasserstoffherstellung und EE-Produktion ist aus zweierlei Gründen wesentlich für die Bewertung von grünem Wasserstoff als Energieträger:

- Lange Bilanzierungszeiträume senken die Gestehungskosten für grünen Wasserstoff deutlich** – 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.

In unserer Studie<sup>18</sup> zeigen wir, dass sich die Gestehungskosten grünen Wasserstoffs um 1/3 bis 1/4 senken lassen, wenn anstelle eines viertelstündlichen Bilanzzeitraums eine jährliche Bilanzierung der Mengen ermöglicht wird (**Abbildung 5**).

**Abbildung 5 H<sub>2</sub>-Gestehungskosten bei unterschiedlichen Bilanzzeiträumen für Bestands- und Neuanlagen (Beispiel: PV-Wind-Kombination)**



Quelle: Frontier Economics

<sup>18</sup> Frontier Economics (2021): Grünstromkriterien der RED II - Auswirkungen auf Kosten und Verfügbarkeit grünen Wasserstoffs in Deutschland, Kurzstudie im Auftrag der RWE AG.

- **Längere Bilanzierungszeiträume stehen ggf. im Spannungsfeld mit effektiver Reduktion der Treibhausgasemissionen** – Befürworter einer strengen zeitlichen Korrelation zwischen EE-Stromerzeugung und Wasserstoffproduktion führen an, dass lange Bilanzierungszeiträume und damit eine hohe Auslastung der Elektrolyseure dazu führen, dass Strom auch dann bezogen wird, wenn das EE-Dargebot niedrig und der Anteil konventioneller Erzeugung hoch ist. Dies würde die Auslastung der konventionellen Kraftwerke erhöhen und zusätzliche Treibhausgasemissionen bedingen.

In unserer Studie „Grünstromkriterien der RED II – Auswirkungen auf Kosten und Verfügbarkeit grünen Wasserstoffs“ aus dem Juni 2021 haben wir den Zusammenhang zwischen Grünstromkriterien und den Kosten der Wasserstoffproduktion gezeigt. In dieser Kurzstudie setzen wir uns mit dem Einfluss der zeitlichen Korrelation auf die Emissionswirkung des Strombezugs auseinander und untersuchen, wie groß der Hebel von langen Bilanzierungszeiträumen auf die Emissionswirkung des Strombezugs zur Wasserstoffproduktion tatsächlich ist.

## 2 MARKTORIENTIERTE FAHRWEISE DER ELEKTROLYSE SCHRÄNKT ZUSÄTZLICHE EMISSIONEN BEI LANGEN BILANZIERUNGSZEITRÄUMEN EIN

In der Diskussion um die Auslegung des Kriteriums der zeitlichen Korrelation wird bezüglich dessen Wirkung auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen angeführt, dass eine weite Auslegung der zeitlichen Korrelation zu einem Anstieg der CO<sub>2</sub>-Emissionen führe. Die vermeintliche Intuition hinter diesen Aussagen beruht auf der Erwartung, dass ein Elektrolyseur bei einer weiten Auslegung der zeitlichen Korrelation auch in Zeiträumen mit geringem EE-Dargebot Strom aus dem Netz beziehen und H<sub>2</sub> erzeugen würde. Der Strom für den Elektrolyseur würde somit zwangsläufig auch aus fossilen Kraftwerken stammen. Die H<sub>2</sub>-Erzeugung würde dementsprechend selbst bei Erfüllung des Kriteriums der Zusätzlichkeit zu einer Erhöhung der CO<sub>2</sub>-Emissionen führen.

Diese Argumentation spiegelt die tatsächlichen Zusammenhänge der relevanten Größen allerdings nur verkürzt wider. Tatsächlich ist die CO<sub>2</sub>-Emissionswirkung eines Elektrolyseurs von verschiedenen Aspekten abhängig. Grundsätzlich sind durch eine moderate Auslegung der zeitlichen Korrelation gegenläufige Effekte zu erwarten:

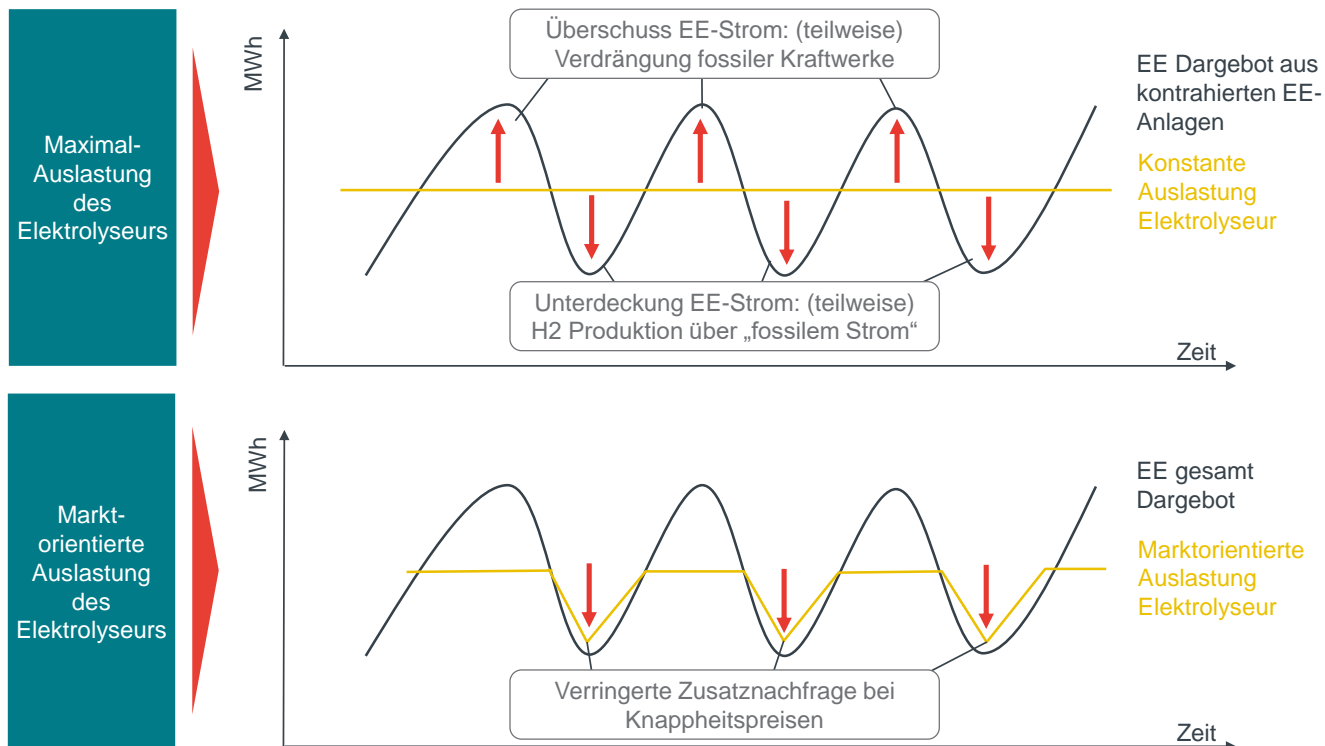
- **Erzeugung von Wasserstoff in Stunden mit niedrigem EE-Dargebot** (Windflauten bei Windstrom, Nachtstunden oder Winter bei PV etc.): Kritiker weisen darauf hin, dass fossile Kraftwerke die Erzeugung von Wasserstoff bedienen würden/könnten. Dies ist zunächst einmal nicht auszuschließen, allerdings ist der Effekt davon abhängig, welche Kraftwerke in den betreffenden Stunden tatsächlich Strom erzeugen (fossil vs. nicht fossil), und ob bestimmte fossile Kraftwerke nicht ohnehin eingesetzt werden würden, z.B. Kraftwerke, die in Mindestlast eingesetzt werden müssen oder Wärme für Industrie oder Haushalte bereitstellen.
- **Stromerzeugung in Stunden mit hohem EE-Dargebot:** Dem obigen Effekt steht entgegen, dass die Betreiber von Elektrolyseuren ihre Elektrolysekapazität mit EE-Kapazitäten „überbauen“ müssen, um insbesondere am Ende eines Jahres eine ausgeglichene EE-Einspeise- und Entnahmebilanz vorweisen zu können. Dies bedeutet, dass in Stunden mit hoher EE-Einspeisung andere Erzeugung vom Markt verdrängt wird, bzw. bei marktorientierter Fahrweise der Elektrolyseure die zusätzliche EE-Erzeugung auch in anderen Anwendungen genutzt werden kann.

Die Stromerzeugung in Stunden mit hohem EE-Dargebot wirkt also dem Effekt in Stunden mit geringem EE-Dargebot unmittelbar entgegen. Wie hoch der Effekt netto ist, hängt von einer Reihe von Faktoren ab.

- **Marktorientierte Fahrweise der Anlagen führt zu geringer Zusatznachfrage in Stunden, wenn konventionelle Kraftwerke eingesetzt werden** – Zusätzlich zu den oben genannten Mechanismen ist die Fahrweise der Anlagen ausschlaggebend für die Emissionswirkung und die Bewertung des

Korrelationskriteriums: Eine marktorientierte Fahrweise der Elektrolyseure wird die Knappheitssignale des Großhandelsmarkts berücksichtigen. Das heißt, wenn der Markt knapp ist und die Preise von konventionellen Kraftwerken (z.B. Kohle, Gas oder Öl) gesetzt werden, wird ein kommerziell betriebener Elektrolyseur keine Zusatznachfrage generieren. Niedrige Preise in Stunden mit EE-Überschuss oder zumindest einem sehr hohen EE-Anteil im Stromsystem bieten dem Betreiber einen wesentlichen Anreiz, die Zusatzemissionen zu limitieren (schematische Darstellung in **Abbildung 6**).

**Abbildung 6** Maximal-Auslastung vs. Markt-orientierte Fahrweise



Quelle: Frontier Economics

## 3 MODELLIERUNG DES STROMMARKTS ZEIGT NUR MARGINALE EMISSIONSWIRKUNGEN

Die Auswirkung der zeitlichen Bilanzierung des Strombezugs zur Herstellung grünen Wasserstoffs auf die Emissionen von CO<sub>2</sub> im Strommarkt bewerten wir anhand verschiedener Szenarien. Dabei kommt unser kombiniertes Investitions- und Dispatchmodell für den europäischen Strommarkt zum Einsatz.<sup>19</sup>

### 3.1 Modellierungsansatz und Szenario-Architektur

Wir modellieren die Produktion einer exogen vorgegebenen Menge an grünem Wasserstoff in Höhe von 7 TWh im Jahr 2025 und 14 TWh im Jahr 2030. Um eine Vergleichbarkeit zwischen den Szenarien zu gewährleisten, unterstellen wir einen identischen Kraftwerkspark in Europa, nehmen also an, dass das Investitionsverhalten der Strommarktakteure nicht durch die Bilanzierung der Wasserstoffproduktion beeinflusst wird.<sup>20</sup> Für das Jahr 2025 gehen wir hierbei von einem Kraftwerkspark entsprechend des aktuellen Gesetzes zum Kohleausstieg aus, für das Jahr 2030 folgen wir der aktuellen politischen Debatte im Zuge der Koalitionsverhandlungen zwischen SPD, „Die Grünen“ und FDP und nehmen eine vorzeitige Beendigung der Kohleverstromung zum Ende des Jahres 2029 an.

Ebenfalls unterstellen wir in allen betrachteten H<sub>2</sub>-Szenarien, dass das Kriterium der *Zusätzlichkeit* durch die Kontrahierung eines Portfolios aus Wind-Onshore und Solar PV-Erzeugungsanlagen gewährleistet wird. Im Jahr 2025 berücksichtigen wir 13 TWh und im Jahr 2030 24 TWh zusätzliche Stromerzeugung aus Wind-Onshore und Solar PV.<sup>21</sup>

- **Stündliche Bilanzierung von Strombezug und Elektrolyse** – Die Deckung der Wasserstoffnachfrage erfolgt im Basisfall einer stündlichen Bilanzierung durch den optimierten Einsatz von 2,5 GW (2025) bzw. 5 GW (2030) Elektrolysekapazität bzw. strikten Korrelation zwischen Strombezug und Wasserstoffproduktion. Bei einem Wirkungsgrad von 70% ergibt dies eine Auslastung des Elektrolyse in Höhe von 4.000 h/a. Die Wasserstoffproduktion wird in diesem Szenario einerseits durch die kombinierte Verfügbarkeit von Wind-Onshore und Solar-PV und andererseits durch die Elektrolysekapazität (2,5 bzw. 5 GW) limitiert. Wir betrachten die Elektrolysekapazität vereinfachend als eine Anlage.
- **Jährliche Bilanzierung von Strombezug und Elektrolyse** – Die Alternativszenarien abstrahieren von einer stündlichen Korrelation und unterstellen stattdessen, dass der EE-Strombezug für die Elektrolyse innerhalb eines Jahres ausgeglichen werden muss. Wie oben beschrieben, erlaubt solch eine marktorientierte Fahrweise die Optimierung der Elektrolyse-Kapazität

<sup>19</sup> Modellregion: DE, NL, BE, FR, UK, CH, AT, IT, CZ, PL, DK.

<sup>20</sup> Zur Bestimmung des Ausgangswertes modellieren wir ein Szenario ohne zusätzliche Wasserstoffnachfrage.

<sup>21</sup> Die Menge an kontrahiertem EE-Strom für die Elektrolyse berücksichtigt den Elektrolyse-Wirkungsgrad in Höhe von 70% sowie die Dargebotsabhängigkeit der EE-Einspeisung.



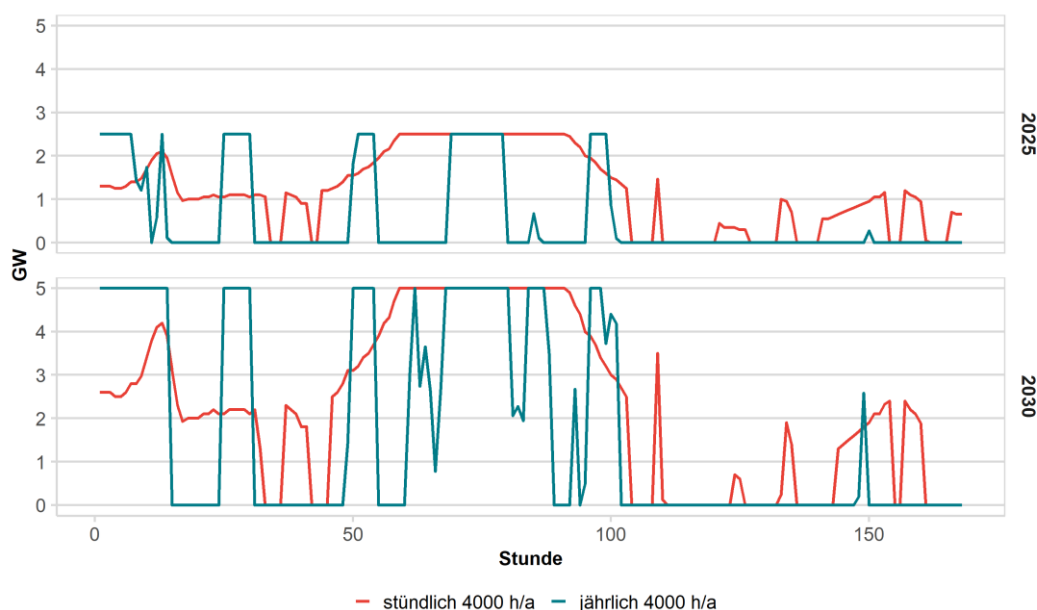
durch eine Steigerung der Auslastung. Wir modellieren verschiedene Varianten der jährlichen Bilanzierung: Ausgehend von einer identischen Elektrolyse-Konfiguration mit 4.000 h/a reduzieren wir schrittweise die Elektrolysekapazität und steigern so die Auslastung auf bis zu 8.000 h/a.

### 3.2 Bei flexiblem, marktorientiertem Einsatz der Elektrolyse können CO<sub>2</sub>-Emissionen sinken

Als erstes betrachten wir den Fall identischer Elektrolyse-Konfiguration (4000 h/a). Dabei unterscheiden wir zwischen einer stündlichen Korrelation mit dem Referenzportfolio einerseits und einer Jahresbilanzierung andererseits. Die vorgegebene Wasserstoffnachfrage sowie die kontrahierte EE-Menge sind in beiden betrachteten Fällen identisch.

- **Jahresbilanzierung ermöglicht es den Elektrolyseuren, EE-Portfolioeffekte über das Referenzportfolio hinaus auf Systemebene zu nutzen** - Wird dem Elektrolyseur, bei gleichbleibender zusätzlicher EE-Menge, ermöglicht, seinen Netzbezug marktorientiert zu optimieren, wird dieser auf Basis der Großhandelssignale Strom dann beziehen, wenn er aus Systemsicht am günstigsten ist. Dies muss nicht zwangsläufig dann sein, wenn sein Referenzportfolio ein hohes Dargebot bietet. **Abbildung 7** zeigt die Fahrweise der Elektrolyseure in einer Beispielwoche. Die Abweichung bei jährlicher Bilanzierung in Stunden, in denen das Referenz-Portfolio ein Dargebot von Null aufweist, verdeutlicht den Unterschied zwischen strikter und weiter Auslegung der zeitlichen Korrelation.

**Abbildung 7 Fahrweise Elektrolyse (4000 h/a): Stündliche vs. Jährliche Bilanzierung (Beispielwoche)**



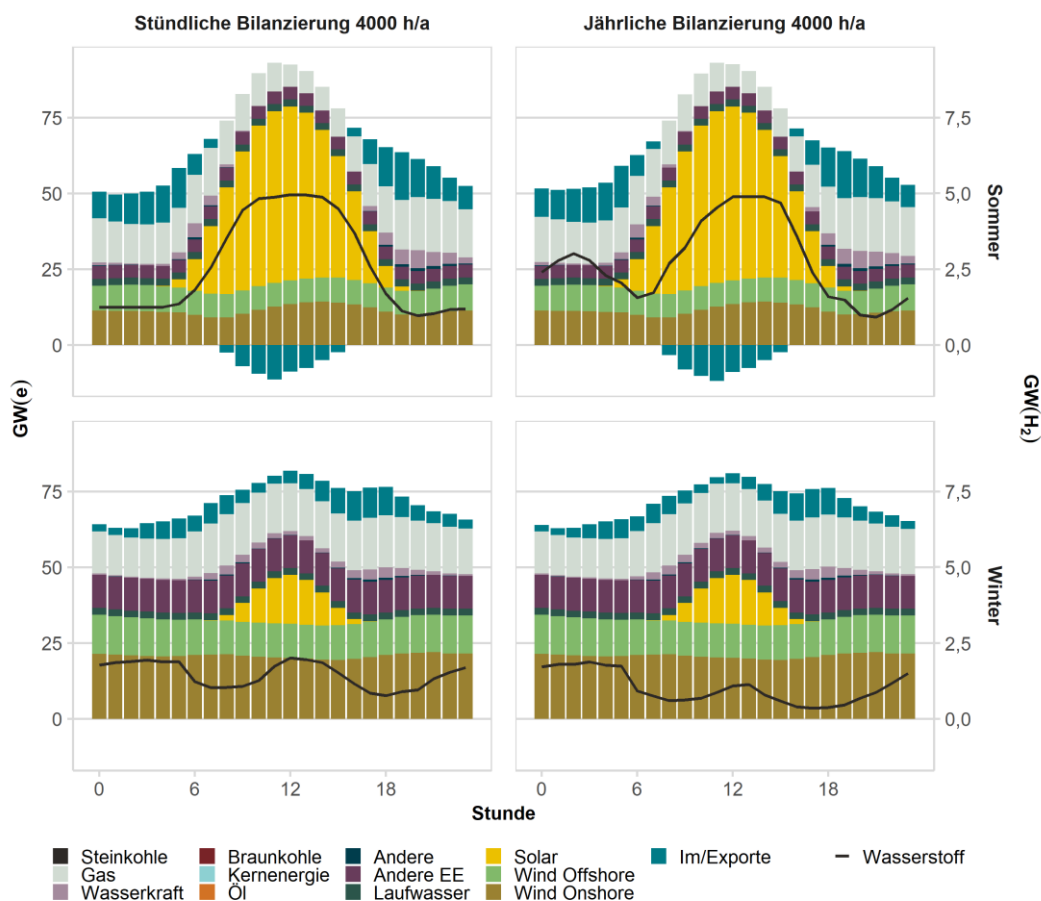
Quelle: Frontier Economics

Bei marktorientierter Fahrweise können die Elektrolyseure bei gleicher Kapazität „günstige“ Stunden ausnutzen, in denen viel EE im System ist, auch wenn das



Referenzportfolio ein Angebot von 0 bietet (**Abbildung 8**): Im Durchschnitt sind die Elektrolyseure bei marktorientierter Fahrweise (rechte Seite der Abbildung) in den Sommermonaten auch in den frühen Morgenstunden aktiv, wenn der Einsatz aus Systemsicht vorteilhaft ist. Im Gegenzug senkt er dafür seine Tätigkeit in den Abendstunden stärker ab.

**Abbildung 8** Durchschnittlicher Energiemix und Fahrweise Elektrolyse 2030 (4000 h/a): Stündliche vs. Jährliche Bilanzierung



Quelle: Frontier Economics

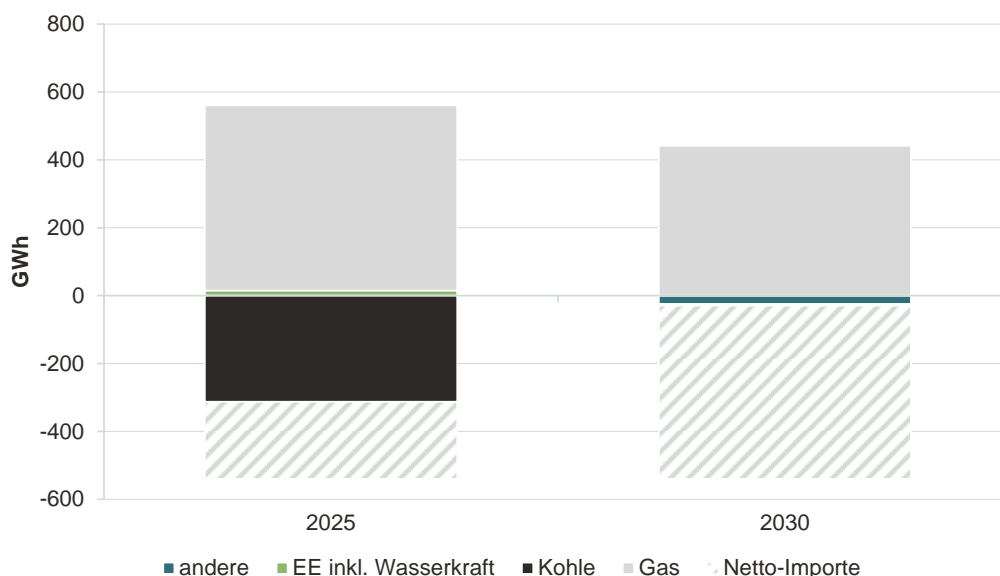
- **Marktorientierte Fahrweise führt in unserem Szenario zu einem Anstieg der Gas-Erzeugung vs. Kohlestrom bzw. Importen** – Unsere Szenarioanalyse berücksichtigt aktuelle Brennstoffpreise.<sup>22</sup> Diese führen dazu, dass effiziente Gas-Kraftwerke aufgrund hoher CO<sub>2</sub>-Preise im Jahr 2025 tendenziell günstigere Erzeugungskosten aufweisen als Kohlekraftwerke. Eine optimierte Abnahme der Elektrolyseure führt daher dazu, dass die Auslastung dieser Kraftwerke zunimmt und die Auslastung von Kohlekraftwerken (im In- und Ausland) abnimmt. Daher kommt es zu einem Rückgang der Netto-Importe nach Deutschland. **Abbildung 9** zeigt die Differenz zwischen den Erzeugungsmengen (Deutschland), negative Werte stehen für einen Rückgang

<sup>22</sup> Futurepreise vom 13. September 2021 fortgeschrieben bis 2030.

der Netto-Importe und der Kohlerzeugung (nur 2025) bei marktorientierter Fahrweise gegenüber einem Anstieg der Erzeugung aus Gaskraftwerken.

Bei marktorientierter Fahrweise können die Elektrolyseure also Portfoliovorteile des grenzüberschreitenden Stromhandels nutzen, wohlgemerkt unter Einhaltung der Kriterien „Zusätzlichkeit“ und „Geographische Korrelation“.

**Abbildung 9 Stromerzeugung in Deutschland: Jährliche Bilanzierung – Stündliche Korrelation (4000 h/a)**



Quelle: Frontier Economics

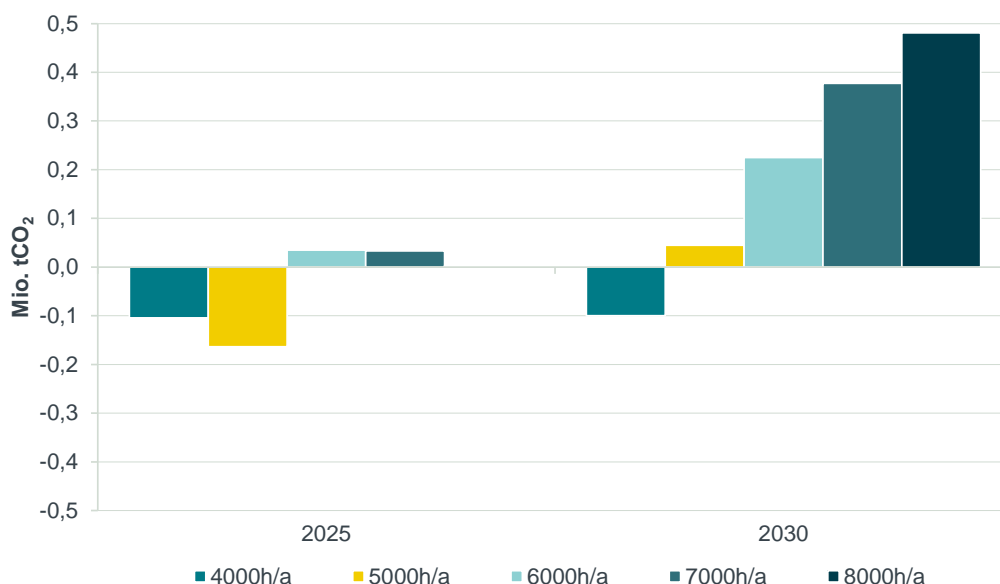
- Marktorientierte Fahrweise senkt im Fallbeispiel bei gleicher Auslastung der Elektrolyseure (jeweils 4000 h/a) durch effiziente Nutzung des gesamten EE-Portfolios die Emissionen gegenüber strikter Korrelation –** Durch den Anstieg der Stromerzeugung in Deutschland gegenüber dem Ausland kommt es zwar in Deutschland zu einem minimalen Anstieg der Emissionen von + 0,04 Mio. tCO<sub>2</sub> (2025) und + 0,14 Mio. tCO<sub>2</sub> (2030), bei Berücksichtigung der Effekte im benachbarten Ausland, gehen die Emissionen um 0,1 Mio. tCO<sub>2</sub> (2025 und 2030) zurück. Dies entspricht einem Emissionsminderungsbeitrag von 0,5 (2025) bzw. 0,24 kgCO<sub>2</sub> je kg H<sub>2</sub> (2030)<sup>23</sup>. Insofern ermöglicht die Orientierung am Großhandelspreis also im gegebenen Fall eine Minderung der Emissionen.

<sup>23</sup> Umrechnung von auf Basis von 33,33 kWh / kgH<sub>2</sub> (unterer Heizwert).

### 3.3 Die Emissionswirkungen sind auch bei steigender Auslastung insgesamt sehr gering

Unsere Simulationen mit steigenden Volllaststunden zeigen, dass die Auswirkungen unterschiedlicher Ausgestaltungsoptionen für die Grünstromkriterien auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen im europäischen Stromsystem<sup>24</sup> insgesamt sehr gering sind. In einigen betrachteten Szenarien kommt es bei konstanter jährlicher Wasserstoffproduktion auch im Jahr 2025 zu einem Anstieg der Emissionen, insgesamt jedoch nur in sehr geringem Umfang (maximal + 0,02 Mio. tCO<sub>2</sub>; siehe **Abbildung 8**).

**Abbildung 10 Emissionswirkung im europäischen Stromsystem (Modellregion) einer jährlichen Bilanzierung gegenüber einer stündlichen Korrelation**



Quelle: Frontier Economics

#### 2025 folgen die Emissionswirkungen keinem klaren Muster

Im Betrachtungsjahr 2025, in dem in Deutschland Braun- und Steinkohlenkraftwerke noch einen Teil der Stromerzeugung ausmachen, zeigen sich in den Szenarien mit 4.000 und 5.000 h/a Auslastung leicht geringere Emissionen durch längere Bilanzierungszeiträume, also durch eine weniger strikte Auslegung der zeitlichen Korrelation. Durch die zusätzlichen Freiheitsgrade, die die Elektrolyseure im Fall einer jährlichen Bilanzierung zur Verfügung haben, können diese EE-Strom nicht nur in Zusammenhang mit dem Referenzportfolio nutzen, sondern auch dann Strom beziehen, wenn im System insgesamt ein Überschussangebot herrscht. Damit lässt sich der Strombezug reduzieren, wenn das Referenzportfolio zwar Strom erzeugt, es aus Systemsicht aber vorteilhaft

<sup>24</sup> Der Fokus liegt hier auf dem europäischen Stromsystem: Dies erlaubt es, Auswirkungen auf die Emissionsbilanz, die allein auf eine Veränderung des grenzüberschreitenden Stromhandels zurückzuführen sind, auszuklammern.

wäre, wenn dieser Strom nicht im Elektrolyseur, sondern zur Verdrängung von konventioneller Erzeugung genutzt würde.

In unserem Beispielfall mit einer Auslastung des Elektrolyseurs von 4.000 h/a führt dieser Effekt dazu, dass bei jährlicher Bilanzierung der Einsatz des Elektrolyseurs eine emissionsenkende Wirkung im Stromsystem hat. Bei höherer Auslastung steigen die Emissionen minimal an bzw. bleiben gleich. Es hängt von den Marktparametern (Brennstoffpreise, CO<sub>2</sub>-Preise), der Kostenrangfolge der Kraftwerke in den betreffenden Stunden des Jahres, den Annahmen zum Kraftwerkspark, den Annahmen zu den EE-Anlagenportfolien zum Betrieb der Elektrolyseure sowie zu den Volllaststunden der Elektrolyseure ab, welche Emissionswirkung sich konkret ergibt.

### Im Jahr 2030 steigen die Emissionen im Stromsystem minimal mit zunehmender Auslastung der Elektrolyseure

Im Betrachtungsjahr 2030 ist ein geringer Zusammenhang zwischen Emissionen und Auslastung der Elektrolyse im Fall der Jahresbilanzierung zu erkennen. In diesem Jahr ist der Anteil der Erneuerbaren Energien bereits recht hoch<sup>25</sup> und Kohlekraftwerke leisten annahmegemäß in Deutschland keinen Beitrag mehr.

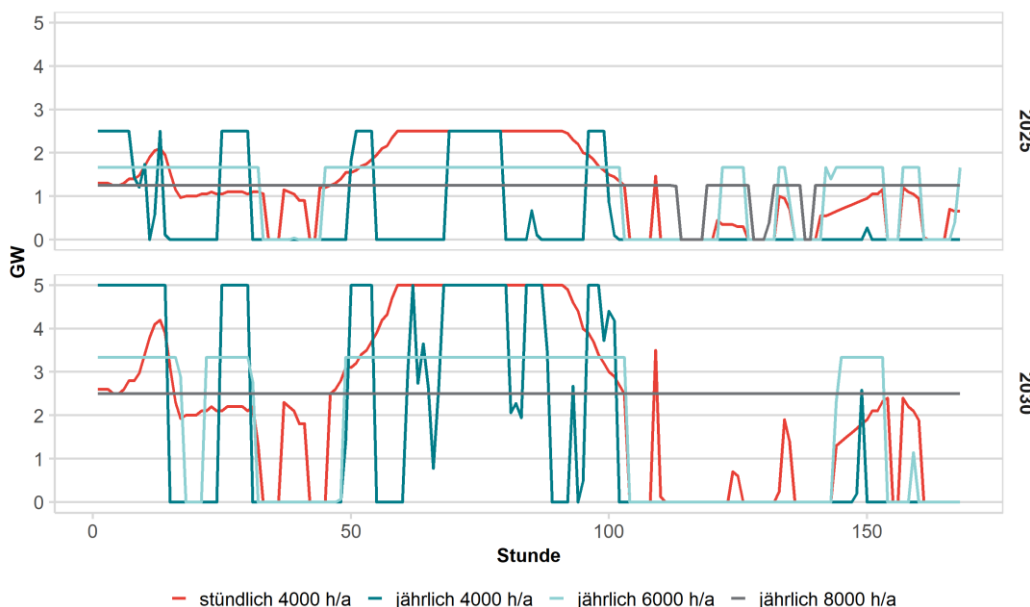
Ob der Einsatz der Elektrolyseure sehr hohe Benutzungsstunden erreichen kann, hängt von einer Reihe von technischen und wirtschaftlichen Faktoren ab: So steigen in Stunden mit hohen Strompreisen die Herstellkosten für Wasserstoff erheblich an: Die Wasserstofferzeugung wird in diesem Fall nur dann fortgesetzt, wenn der in diesen Stunden produzierte Wasserstoff auf der Erlösseite höher vergütet wird, als die Herstellkosten sind

Erhöht man das Verhältnis aus kontrahierter EE-Menge zur Kapazität der Elektrolyse, bzw. steigert man die Auslastung der Elektrolyseure, sinken die Freiheitsgrade, flexibel auf Großhandelssignale zu reagieren. **Abbildung 11** zeigt dies anhand der nahezu konstanten Fahrweise im Fall der höchsten Auslastung von 8.000 h/a.

---

<sup>25</sup> > 70 % Erzeugungsanteil in Deutschland und 60% in der gesamten Modellregion

**Abbildung 11 Fahrweise Elektrolyse bei stündlicher oder jährlicher Bilanzierung und steigender Auslastung (Beispielwoche)**

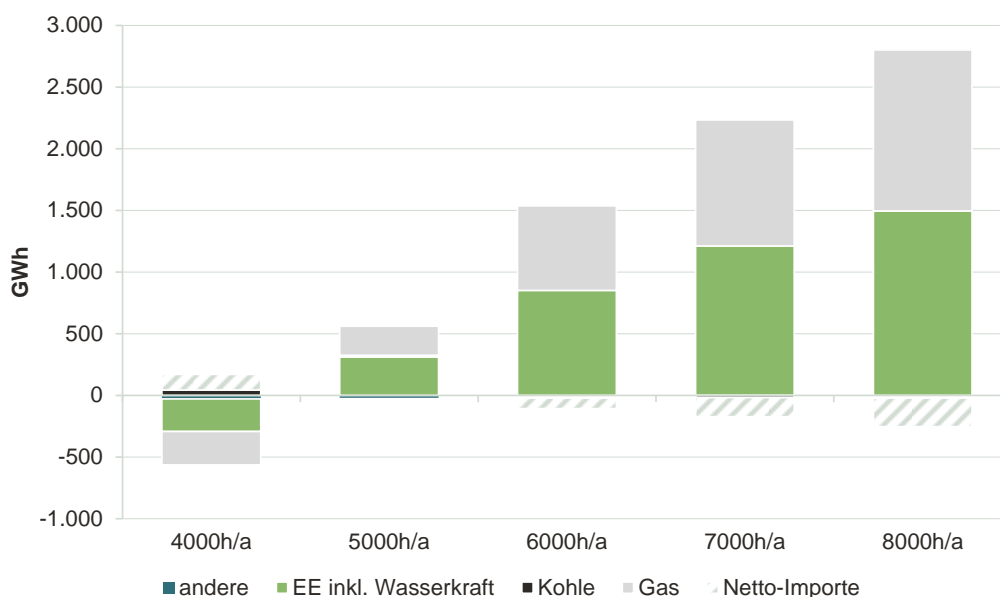


Quelle: Frontier Economics

Mit steigender Auslastung der Elektrolyseure nimmt gleichzeitig die Bedeutung von übrigen Flexibilitäten im System und Gas-Kraftwerken zu. **Abbildung 12** zeigt die Veränderung der Erzeugungsmengen im Jahr 2030 für die gesamte Modellregion je Energieträger in den verschiedenen Szenarien der jährlichen Bilanzierung gegenüber einer strikten stündlichen Korrelation zwischen Strombezug und Elektrolyse:

- Im Szenario mit einer Auslastung von 4.000 h/a wird ersichtlich, dass bei marktorientierter Fahrweise die Notwendigkeit, Flexibilitäten wie Wasserkraft einzusetzen, abnimmt. Durch die geänderte Fahrweise der Wasserspeicher sinken auch die Benutzungsstunden der Gaskraftwerke und die gesamte benötigte Stromerzeugung im EU-Stromsystem gehen leicht zurück (siehe **Abschnitt 3.2**).
- Mit zunehmender Verstetigung des Strombezugs für die Elektrolyse nimmt auch die Aktivität von Flexibilitäten wie Wasserspeichern zu. Dies erhöht wiederum die Auslastung der Gaskraftwerke in der Modellregion, wohingegen Importe aus Satellitenregionen leicht sinken. Der mit der Verstetigung des Strombezugs einhergehende Anstieg der Stromerzeugung ist ursächlich für den geringfügigen Anstieg der Emissionen bei hoher Auslastung der Elektrolyse.
- Es ist jedoch zu betonen, dass die Änderungen des Kraftwerkseinsatzes für die Produktion von 14 TWh gering sind: Bei einem Wirkungsgrad von 70% benötigen die Elektrolyseure 20 TWh Erneuerbaren Strom. Der über das Jahr verteilte Bezug der Elektrolyseure führt im Extremfall (8.000 h/a) zu einem verhältnismäßig geringem Anstieg der Stromerzeugung aus Gas-Kraftwerken und somit auch nur zu einem geringen Anstieg der Emissionen dieser Kraftwerke.

**Abbildung 12 Veränderung der Erzeugungsmengen gegenüber stündlicher Korrelation (2030, System)**



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Veränderung der Erzeugungsmengen gegenüber stündlicher Korrelation | Kohle = Steinkohle und Braunkohle

Ob der Einsatz der Elektrolyseure sehr hohe Benutzungsstunden erreicht, hängt von einer Reihe von technischen und wirtschaftlichen Faktoren ab: So steigen in Stunden mit hohen Strompreisen die Herstellkosten für Wasserstoff erheblich an: Die Wasserstoffherzeugung wird in diesem Fall nur dann fortgesetzt, wenn der in diesen Stunden produzierte Wasserstoff auf der Erlösseite höher vergütet wird, als die Herstellkosten sind.

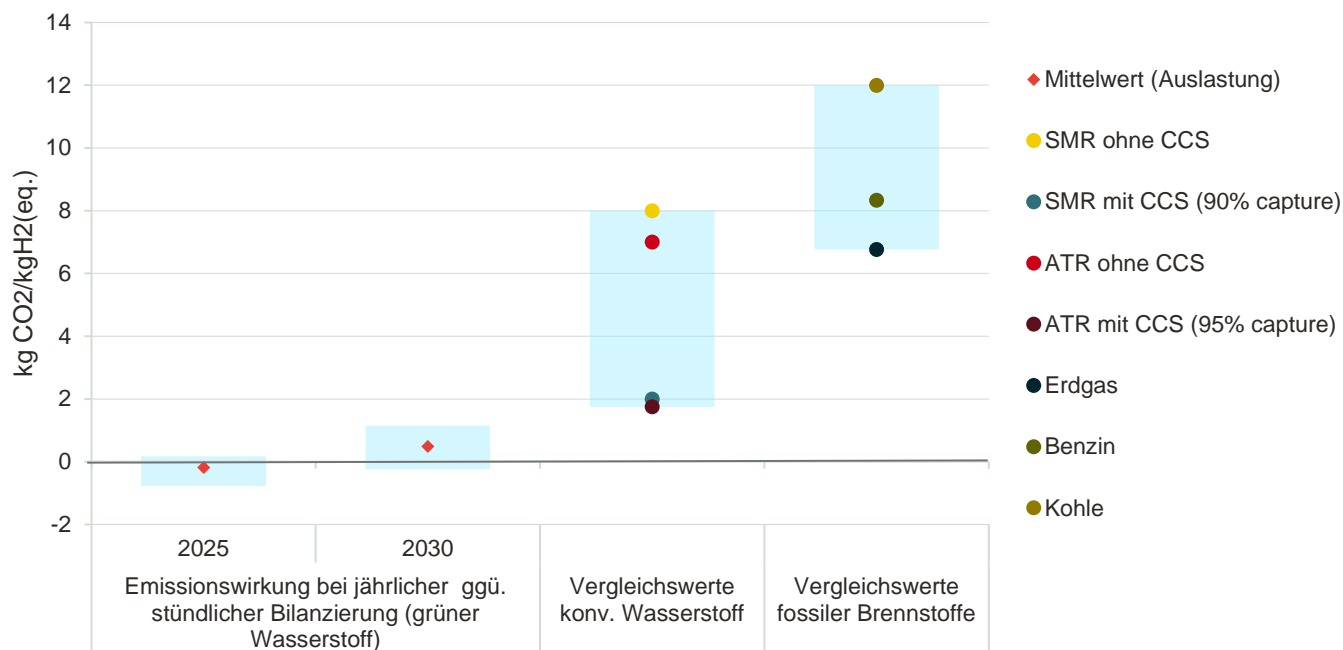
### Relative wie absolute Emissionswirkungen sind marginal

Unter dem Strich sind in allen Fällen die Emissionswirkungen äußerst gering. So werden im Jahr 2030 pro Kilogramm Wasserstoff im Stromsystem gegenüber einer stündlichen Korrelation bei hohen Auslastungen maximal 1,1 kgCO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub> zusätzlich ausgestoßen. Bei geringer Auslastung liegt die Emissionswirkung teilweise deutlich unter 1 kg CO<sub>2</sub> / kg H<sub>2</sub>. Damit liegt der Emissionswert deutlich unter dem spezifischen CO<sub>2</sub>-Ausstoß der Herstellung von grauem (7-8 kgCO<sub>2</sub>/H<sub>2</sub>) oder sogar blauem Wasserstoff (1-2 kgCO<sub>2</sub>/H<sub>2</sub>)<sup>26</sup>. Das heißt, selbst im Verhältnis zu blauem Wasserstoff mit 98%-iger CO<sub>2</sub>-Abscheidung wäre durch den Einsatz von grünem Wasserstoff, dessen Herstellung auf einer jährlichen Bilanzierung und maximalen Auslastung von 8.000 h/a basiert, eine Emissionsersparnis zu realisieren.

<sup>26</sup> Vgl. Power in Europe (857 / October 18, 2021.)

Der maximale Anstieg der Emissionen um ca. 0,5 Mio. tCO<sub>2</sub> für 14 TWh Wasserstoff ist auch absolut gesehen als sehr gering zu bezeichnen und würde gerade einmal 0,06% des erwarteten EU ETS im Jahr 2030 ausmachen.<sup>27</sup>

Abbildung 13 Vergleich der spezifischen CO<sub>2</sub>-Emission je kgH<sub>2</sub> (Modellregion)



Quelle: Frontier Economics (basierend auf Power in Europe)

Hinweis: SMR: Steam-Methan-Reforming; AMR: Autothermal Reforming; CCS: Carbon capture and storage; Blauer Bereich zeigt Bandbreite der Werte.

CO<sub>2</sub> Intensität fossiler Brennstoffe bezogen auf die Energiemenge eines Kilogrammes Wasserstoff (H<sub>2</sub> äquivalent).

### 3.4 Emissionswirkungen müssen im Gesamtkontext des Beitrags grünen Wasserstoffs in der Energiewende betrachtet werden

Weiterhin müssen Emissionswirkungen im Stromsystem im Gesamtkontext der Rolle des Wasserstoffs in der Energiewende abgewogen werden: Zudem sinken z.B. durch eine hohe Auslastung die Kosten der Elektrolyse signifikant. Es kann also günstigerer grüner Wasserstoff erzeugt und in anderen Sektoren wie Industrie und Transport (ggf. auch Wärme) eingesetzt werden, als es bei einer strikten Auslegung der zeitlichen Korrelation der Fall wäre. Dies erleichtert den Markthochlauf für grünen Wasserstoff, der wiederum Emissionsminderungen in anderen Sektoren erlaubt. So ermöglichen z.B. rechnerisch 14 TWh grüner Wasserstoff die Reduktion von CO<sub>2</sub>-Emissionen von Erdgas von 2,8 Mio. tCO<sub>2</sub>, wenn man eine unmittelbare Substitution der beiden Energieträger unterstellt. Bei Ersatz von Erdölprodukten oder Kohleprodukten fällt der Beitrag zur Emissionsreduktion noch höher aus.

<sup>27</sup> Zur Erreichung des EU-Weiten 55%-Minderungsziels des Green Deals ist damit zu rechnen, dass das Cap des EU ETS um 61% gegenüber dem Ausgangswert im Jahr 2005 sinken muss (2.073 Mio. tCO<sub>2</sub>; exkl. UK).

Zudem unterliegt das Stromsystem dem EU ETS: Grundsätzlich sind die CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Stromerzeugung durch die Emissionsobergrenzen des EU ETS gedeckelt. Dieser Mechanismus ist in unserer Modellierung nicht enthalten. Insofern fallen die CO<sub>2</sub>-Emissionswirkungen unterschiedlicher Ausgestaltungen der Grünstromkriterien in der Realität - in beiden Richtungen - geringer aus, als wir dies aus unseren Strommarktsimulationen ableiten.

Die sichere und kostengünstige Verfügbarkeit von Wasserstoff ist von essentieller Bedeutung für die Zukunft des Industriestandorts Deutschland. Energieintensive Industrien wie die Chemische Industrie oder die Stahlindustrie sind auf eine produktionssynchrone und unterbrechungsfreie Versorgung mit Wasserstoff zur Dekarbonisierung der Produktionsprozesse angewiesen, diese aber bei einer sehr rigiden Auslegung der Kriterien nur durch zusätzliche Maßnahmen (z.B. Speicherung), die mit zusätzlichen Kosten verbunden sind, gewährleistet werden könnte. Unsere Analyse zeigt, dass das Risiko von hohen Mehremissionen durch die Elektrolyse zumindest in Zeiten mit noch moderaten Wasserstoffmengen sehr gering ist. Eine zu strikte Auslegung der Zusätzlichkeit in Form einer stündlichen Bilanzierung könnte den Markthochlauf von Wasserstoff daher unnötigerweise hemmen. In späteren Jahren, jenseits 2030, ist mit einem weiteren Rückgang der Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern, dann in Deutschland ausschließlich Erdgas, zu rechnen. Grünstromkriterien werden dann zunehmend obsolet.



## ANHANG – ANNAHMEN DER MODELLIERUNG

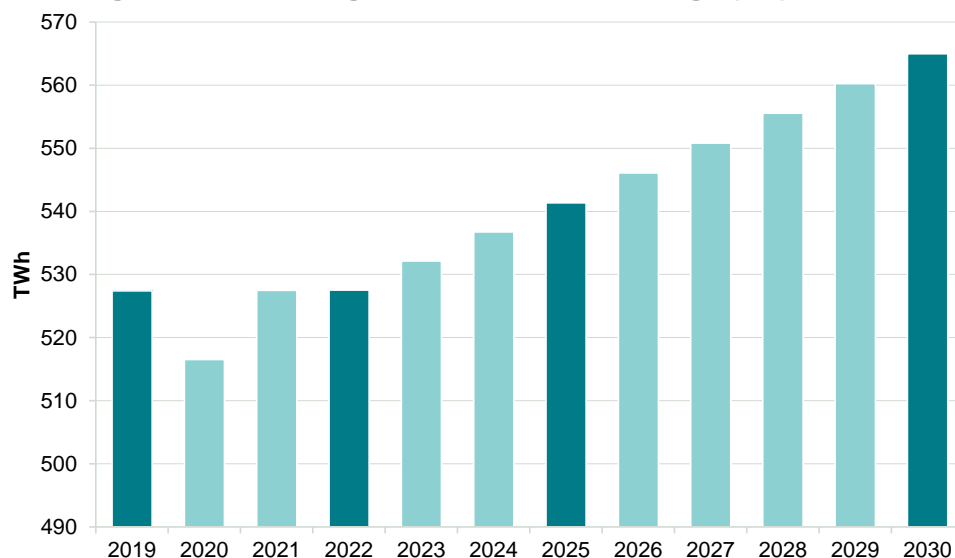
Im Folgenden zeigen ausgewählte Kernannahmen unserer Modellierung.

**Tabelle 1 Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise**

	2025	2030
Kohle [€ <sub>(real)</sub> /MWh <sub>th, LHV</sub> ]	89,80	98,19
Gas [€ <sub>(real)</sub> /MWh <sub>th, LHV</sub> ]	21,42	23,42
CO <sub>2</sub> [€ <sub>(real)</sub> /tCO <sub>2</sub> ]	63,97	63,97

Quellen: Kohlepreise: Spectron, Gas- und CO<sub>2</sub>-Preise: EEX, Datum: 13.09.2021

**Abbildung 14 Entwicklung der Nettostromnachfrage (DE)**



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Die Herleitung der Nachfrage wurde anhand der BMWi-Langfristszenarien abzüglich der Eigenverbräuche der Kraftwerke und des Wasserstoffs berechnet.

