

**WIRTSCHAFTLICHE PERSPEKTIVEN UND
KLIMAPOLITISCHE AUSWIRKUNGEN DER
DEUTSCH-NORWEGISCHEN WASSERSTOFF-
PARTNERSCHAFT
ZUSAMMENFASSUNG DER KERNERGEBNISSE**

Berlin, Dezember 2023

Energy Brainpool GmbH & Co. KG

Autoren: V. Maksimova, S. Ligewie, P. Anders,
M. Claußner, J. Steppat

Deutsche Umwelthilfe e.V. (DUH)

Hackescher Markt 4

10178 Berlin

ZUSAMMENFASSUNG DER STUDIENERGEBNISSE

Um Europas Abhängigkeit von russischem Erdgas zu verringern, haben Deutschland und Norwegen ein Kooperationsabkommen zur zukünftigen Belieferung von Wasserstoff (H₂) von Norwegen nach Deutschland abgeschlossen. Geplant ist, dass Norwegen Deutschland mit Wasserstoff über eine Pipeline beliefert. Um eine schnelle Verfügbarkeit von Wasserstoff zu gewährleisten, soll laut dem Abkommen zunächst blauer Wasserstoff für eine Übergangszeit geliefert werden. Bis 2030 sollen für blauen Wasserstoff Lieferkapazitäten von 2 GW geschaffen werden, bis 2038 sogar 10 GW. Nach 2030 ist geplant, den blauen Wasserstoff durch grünen Wasserstoff zu ersetzen. Hierfür soll grüner Wasserstoff durch Elektrolyse in Norwegen und auf See erzeugt werden.

Die Kurzstudie untersuchte in diesem Zusammenhang folgende Fragen:

- Wieviel Offshore-Windenergiekapazität müsste Norwegen realisieren, um die geplante H₂-Pipeline komplett mit grünem Wasserstoff zu füllen?
- Wie hoch werden die Gestehungskosten in Norwegen sein für blauen und grünen H₂, fossiles Erdgas sowie grünen Strom in 2030, 2035, 2040 und 2045? Ab wann ist insbesondere grüner norwegischer H₂ am Markt konkurrenzfähig?
- Welche Klimabilanz wird norwegischer blauer H₂ im Vergleich zu grünem H₂ und fossilem Erdgas aufweisen?

KERNERGEBNISSE

Wieviel mehr Offshore-Windkapazitäten werden für eine 100 % grüne Pipeline benötigt?

Bis zum Jahr 2030 wird mit einer Pipelinekapazität von 2 GW gerechnet, welche 17.500 GWh/a entspricht. Um die Pipeline mit grünem Wasserstoff zu betreiben, der ausschließlich aus zusätzlicher Offshore-Windenergie erzeugt wird, müssen dafür etwa 5 GW Wind-Offshore-Kapazitäten neu installiert werden. Für die zweite Ausbaustufe im Jahr 2038 mit 10 GW Pipelinekapazität, welche 87.600 GWh/a entspricht, wären 22,7 GW Offshore-Kapazitäten erforderlich. Zur Berechnung wurde der Wirkungsgrad der Elektrolyseure aus den 10-Jahres-Netzentwicklungsplänen von ENTSO-E und ENTSO-G entnommen. Er beträgt zu Beginn des Pipelinebetriebs 81,5 % und steigt jährlich um ca. 0,3 %. Die Volllaststunden liegen gemäß den Szenarioannahmen von Energy Brainpool zwischen 4.300 und 4.650 Stunden pro Jahr. Die Pipelinekapazität und der Wirkungsgrad beziehen sich auf den Brennwert des Wasserstoffs. Tabelle 1 zeigt dabei die erforderlichen zusätzlichen Offshore-Windkapazitäten für eine 100% grüne Wasserstoff-Pipeline entsprechend der Ausbaustufen.

Hierbei ist zu beachten, dass gemäß dem delegierten Rechtsakt zur Definition von grünem Wasserstoff der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (RED II) für Preiszonen mit einem Anteil an Erneuerbaren Energie (EE) von mehr als 90 % nicht die Zusätzlichkeitsanforderung (Bau einer neuen EE-Anlage zur Stromproduktion für die Nutzung für Elektrolyseure) für grünen Wasserstoff vorgesehen ist. Da in den meisten Preiszonen von Norwegen diese Voraussetzung erfüllt ist, ist es nicht erforderlich, Neuanlagen zur Stromerzeugung zu verwenden, um Elektrolyse-Wasserstoff gemäß RED II als grün zertifizieren zu lassen.

	Jahr	Pipeline Kapazität in GWh	Offshore- Kapazität in GW
Ausbaustufe 1	2030	17.520	5
Ausbaustufe 2	2038	87.600	22,7

Tabelle 1: Übersicht über die zusätzlich benötigten Offshore-Windkapazitäten für eine 100% grüne Wasserstoff-Pipeline (Berechnungen von Energy Brainpool)

Wie hoch werden die Gesteungskosten in Norwegen sein für blauen und grünen H₂ sowie fossiles Erdgas in 2030, 2035, 2040 und 2045? Ab wann ist insbesondere grüner norwegischer H₂ am Markt konkurrenzfähig?

Für die Berechnung der Gesteungskosten für grünen und blauen Wasserstoff in der Zukunft werden die Strompreisentwicklungen der drei Strompreisszenarien¹ „Central“, „Tensions“ und „GoHydrogen“ von Energy Brainpool herangezogen.

Grenzkostenvergleich der fünf norwegischen Preiszonen:

Aufgrund interner Netzengpässe ist Norwegen in fünf Gebotszonen (NO1 - NO5) unterteilt (Abbildung 1), welche beschränkt miteinander Energiemengen austauschen können. Da in der Vergangenheit die Strompreise je nach Preiszone deutlich variierten, wurden diese als Einflussfaktor für die Wettbewerbsfähigkeit grünen Wasserstoffs im Vergleich blauem Wasserstoff und Erdgas mitberücksichtigt.

¹ Mehr Informationen zu den Strompreisszenarien lassen sich im EU Energy Outlook 2060 finden. <https://blog.energybrainpool.com/aussichten-fuer-den-europaeischen-strommarkt-der-eu-energy-outlook-2060/>



Abbildung 1: Gebotszonen in Norwegen
(Quelle: Clauß, J., et al. (2018))

Besonders seit dem Krisenjahr 2022 hat sich die Differenz zwischen den Preiszonen erhöht. Dies könnte sich in Zukunft als Wettbewerbsvorteil beim Standort des Elektrolyseurs erweisen. Um das Verhältnis der Strompreise aus den Preiszonen zueinander zu ermitteln, wurde für jede Preiszone ein Faktor ermittelt, welcher den historischen durchschnittlichen Preiszonen-Strompreis der Jahre 2015-2023 im Verhältnis zum nationalen Durchschnittspreis angibt. Für das Szenario „Central“ wurde dann exemplarisch für das Jahr 2030 der nationale Durchschnittspreis mit den ermittelten Preiszoneenfaktoren gewichtet. Auf diese Weise werden die Strompreise für die einzelnen Preiszonen in der Zukunft prognostiziert. Basierend auf den unterschiedlichen Strompreisen für die einzelnen Preiszonen wurden die Kosten für grünen Wasserstoff berechnet.

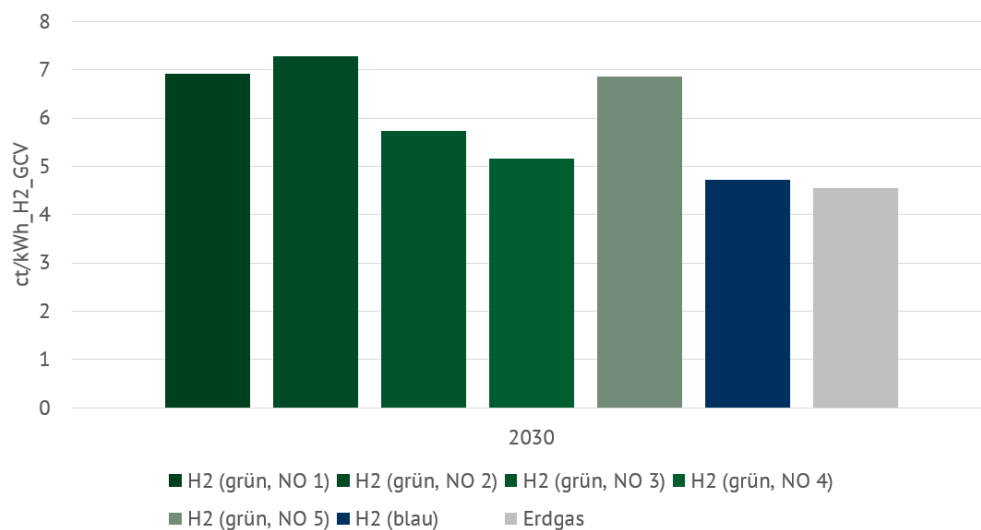


Abbildung 2: Preisunterschied für grünen H₂ nach Preiszonen in 2030 (Annahme von 3000 Volllaststunden, Szenario „Central“)

Die Ergebnisse in Abbildung 2 deuten darauf hin, dass in der Strompreiszone NO4 ein Standortvorteil für Elektrolyseure besteht, da hier die Gestehungskosten für grünen Wasserstoff aufgrund geringerer Strompreise im betrachteten Zeitraum im Durchschnitt niedriger waren als in den anderen Zonen. Im Szenario "Central" für das Jahr 2030 zeigen die Berechnungen, dass sich die Grenzkosten von grünem Wasserstoff somit dem Niveau von blauem Wasserstoff und Gas annähern. Ein Wettbewerbsvorteil konnte jedoch nicht erzielt werden.

Die Wasserstoffpipeline - und damit höchstwahrscheinlich auch die Elektrolyse an Land in Norwegen - wird in den Preiszone NO2 und NO5 sein. NO2 weist im Gegensatz zu NO4 die höchsten Strompreise auf, was mit 7,28 ct pro kWh H₂ zu den höchsten Kosten pro Preiszone für grünen Wasserstoff führt. Auch NO5 weist im Gegensatz zur vierten Gebotszone höhere Strompreise auf und führt zu Kosten von 6,85 ct pro kWh H₂ für grünen Wasserstoff.

Wie hoch sind die Grenzkosten für Erdgas, blauen H₂ und grünen H₂ aus Norwegen auf lange Sicht?

Die Grenzkosten für Erdgas setzen sich aus dem Preis für CO₂-Zertifikate und dem Preis für Erdgas zusammen. Trotz sinkender Gaspreise an der TTF steigen die Kosten für Erdgas in allen drei Szenarien über die Jahre an. Ursache hierfür sind die steigenden Preise für CO₂-Zertifikate. Das bedeutet, dass insbesondere die Bepreisung von CO₂ die Grenzkosten für Erdgas erhöhen wird.

Die Grenzkosten für blauen Wasserstoff setzen sich aus mehreren Kosten zusammen, die z.B. für Emissionen, Erdgas und Strom anfallen. Aus Abbildung 3 geht hervor, dass die Grenzkosten für blauen Wasserstoff in allen Szenarien bis 2040 zunächst konstant bei rund 5 ct/kWh H₂ bleiben und bis zum Jahr 2045 leicht sinken auf knapp 4,5 ct/kWh H₂. Dies ist in erster Linie auf den starken Rückgang des TTF-Erdgas-Preises in diesem Zeitraum und somit auf die sinkenden Kosten des Erdgases zurückzuführen.

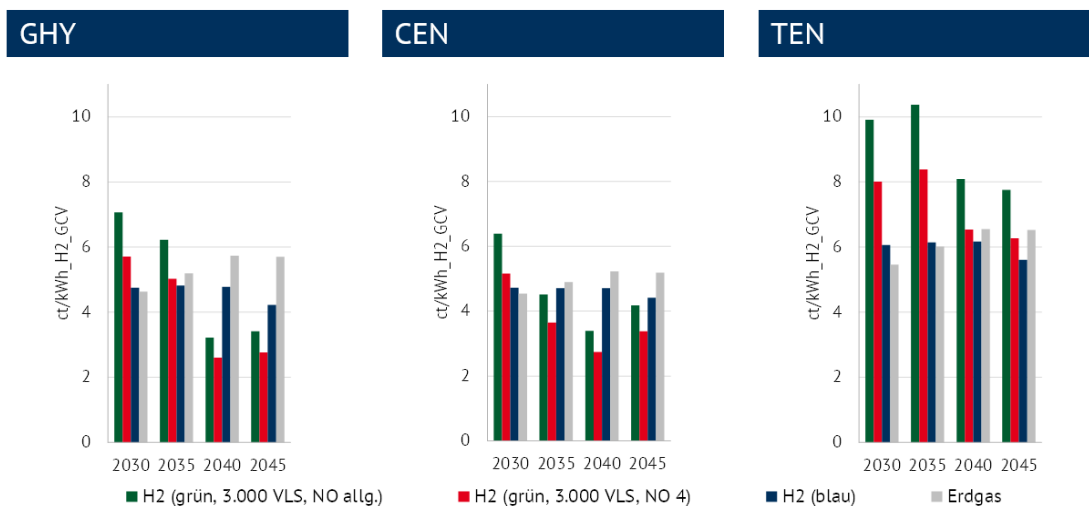


Abbildung 3: Grenzkostenentwicklung für grünen und blauen Wasserstoff sowie Erdgas in den drei EBP-Szenarien.

Die Grenzkosten für grünen Wasserstoff hängen stark von der Strompreisentwicklung ab und unterscheiden sich daher in den verschiedenen Szenarien etwas in ihrem Verlauf.

Im Szenario "GoHydrogen" sinkt der Strompreis bis zum Jahr 2040. Dies ist auf den signifikanten Zubau an Erzeugungskapazitäten durch Solaraufdach- und Wind-Onshore-Anlagen zurückzuführen, der in diesem Zeitraum stattfindet. Zwischen 2040 und 2045 steigt der Strompreis dann wieder etwas an. Ursache dafür ist, dass vor allem in dieser Zeit die Stromnachfrage, insbesondere die flexible Stromnachfrage, stark ansteigt, während der Kapazitätszubau in diesem Zeitraum etwas abflacht. Dies führt dazu, dass die Grenzkosten für grünen Wasserstoff bis 2040 zunächst abnehmen und ab 2045 wieder leicht ansteigen.

Im Szenario "Central" reduziert sich der Strompreis aufgrund des starken Kapazitätszubaus von Solar- und Onshore-Windkraftanlagen ebenfalls bis zum Jahr 2040. Bis 2045 steigt der Strompreis aufgrund der wachsenden Nachfrage jedoch wieder an. Im Gegensatz zum Szenario "GoHydrogen" ist der Anteil der unflexiblen Nachfrage an der Gesamtnachfrage in diesem Szenario höher. Die eher unflexible Stromnachfrage und die Annahmen über höhere Öl- und Gaspreise ab 2040 führen dazu, dass die Grenzkosten bis zum Jahr 2045 in diesem Szenario stärker ansteigen als im Szenario "GoHydrogen".

Im Szenario "Tensions" führen die steigende Nachfrage nach Strom sowie die steigenden Preise für Öl und Kohle in diesem Zeitraum zu einem Anstieg des Strompreises bis 2035. Erst nach 2035 führt der Ausbau der Erzeugungskapazitäten zu einem niedrigeren Strompreisniveau. Allgemein höhere Commodity-Preise sowie eine deutlich unflexiblere Stromnachfrage in diesem Szenario im Vergleich zu den beiden anderen Szenarien führen dazu, dass die Grenzkosten für grünen Wasserstoff auf einem insgesamt höheren Niveau verbleiben.

In den Szenarien GHY und CEN hat der grüne H₂ ab 2035 bzw. 2040 einen Wettbewerbsvorteil bei den variablen Kosten ggü. dem blauen H₂ und dem Erdgas. Für das Szenario TEN erreicht lediglich die Preiszone 4 ab 2040 ein ähnliches Preisniveau.

Entwicklung der Vollkosten von grünem, blauem und grauem Wasserstoff:

Die Abbildung 4 zeigt einen Vergleich der Vollkosten von grünem Wasserstoff, blauem Wasserstoff und Erdgas. In allen drei Szenarien sinken die Kosten für grünen Wasserstoff im Laufe der Zeit. Jedoch weist der grüne H₂ nur im Szenario GHY ab dem Jahr 2040 niedrigere Vollkosten im

Vergleich zum blauen H₂ auf und nur, wenn die Standortvorteile durch die NO₄-Preiszone realisiert werden können.

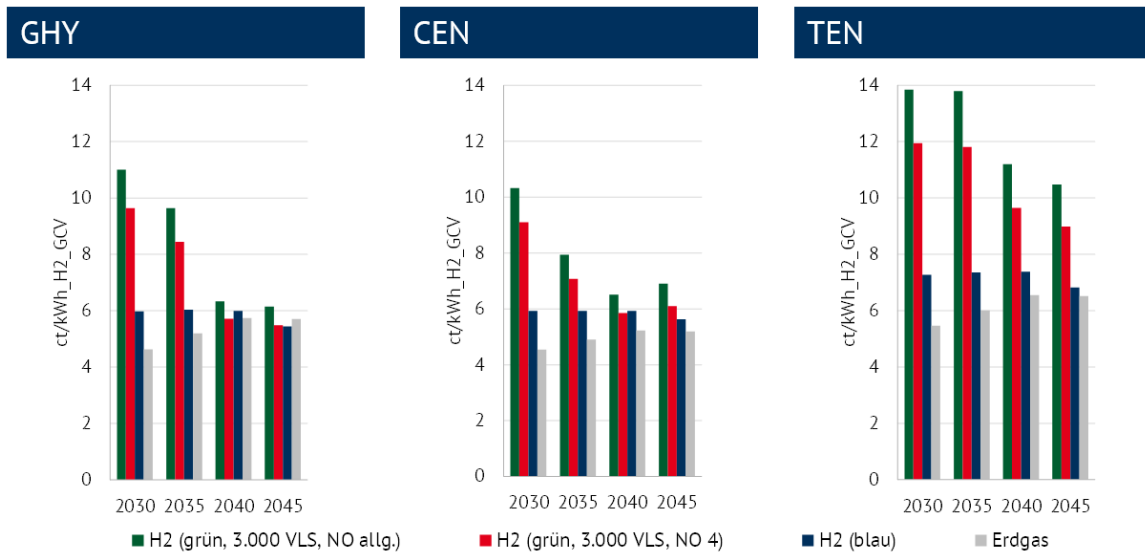


Abbildung 4: Vollkostenentwicklung für grünen und blauen Wasserstoff sowie Erdgas in 3 EBP-Szenarien.

Wie beeinflussen die Volllaststunden die Grenz- und Vollkosten?

Die Sensitivitätsrechnung der Volllaststunden zeigt auf, dass eine erhöhte Auslastung zu einem Anstieg der Grenzkosten führen würde. Dies liegt insbesondere daran, dass Elektrolyseure in Zeiten mit höheren Strompreisen produzieren würden, was zu höheren Kosten führt.

Dieser Effekt ist auch bei den Vollkosten sichtbar. Potenzielle Kostendegressionseffekte bei den Investitionskosten pro kg Wasserstoff durch eine höhere Auslastung der Elektrolyseure reichen nicht aus, um die erhöhten Betriebskosten aufgrund höherer Strompreise auszugleichen.

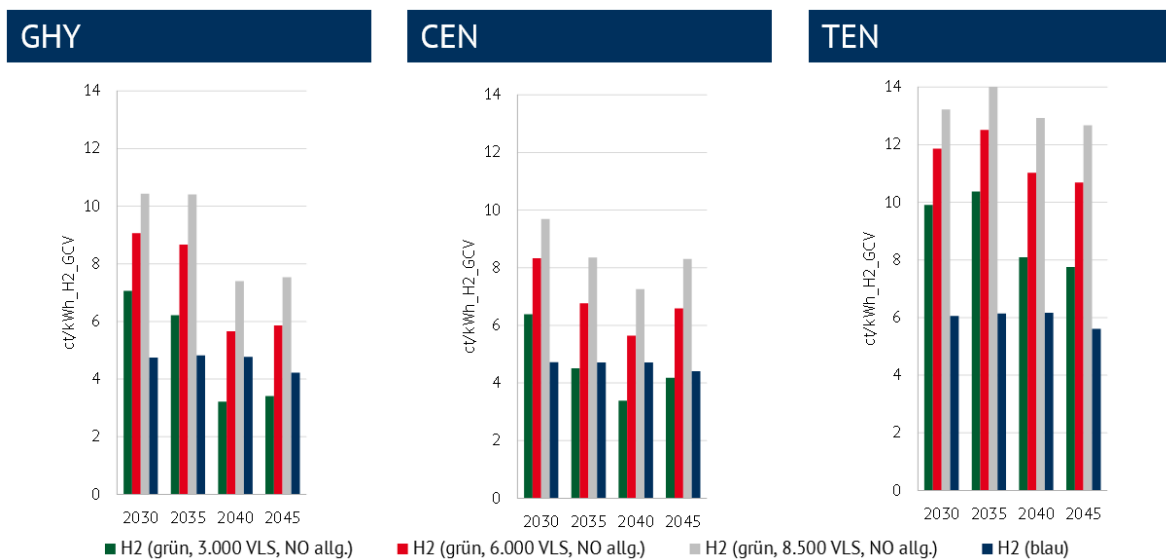


Abbildung 5: Sensitivitätsanalyse der Volllaststunden bei Grenzkosten

GHY

CEN

TEN

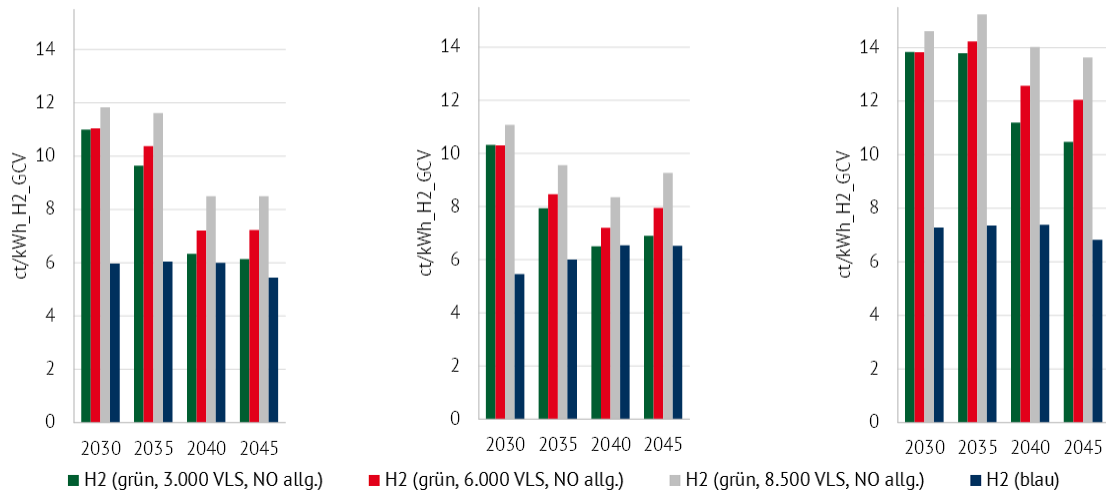


Abbildung 6: Sensitivitätsanalyse der Volllaststunden bei Vollkosten

Insofern ist es nach dieser Berechnung auch in Norwegen wirtschaftlich sinnvoller, stromnetzversorgte Elektrolyseure mit 3.000 statt 6.000 oder gar 8.500 VLS zu betreiben - auch wenn die Vorgaben der RED II dies ermöglichen würden.

Es ist zu beachten, dass alle betrachteten Szenarien auf CO₂-Preisszenarien des World Energy Outlook 2022 der International Energy Agency basieren. **Eine ambitioniertere CO₂-Bepreisung in Norwegen und Europa könnte zu einer früheren Wettbewerbsfähigkeit von grünem H₂ führen.**

Angesichts der vorliegenden Ergebnisse ist es denkbar, dass die geplante Pipeline aus wirtschaftlichen Gründen auch in den 2030er Jahren hauptsächlich für den Export von blauem Wasserstoff genutzt wird.

Wie schneidet grüner Wasserstoff im Vergleich zu blauem Wasserstoff und Erdgas aus Norwegen hinsichtlich seiner Klimabilanz ab?

Grüner Wasserstoff

Grüner Wasserstoff ist klimafreundlicher als blauer Wasserstoff, wenn der Strom für die Elektrolyse ausreichend dekarbonisiert ist. Gemäß Artikel 4 des delegierten Rechtsaktes zur Umsetzung der Bestimmungen in Art. 27 der RED II gilt Wasserstoff als „grün“, wenn der für die H₂-Produktion verwendete Strom aus einem Netz stammt, in dem der Anteil erneuerbarer Energien mehr als 90% beträgt.

Die norwegische Stromerzeugung erfolgt zu 98% aus erneuerbaren Energiequellen, was zu einem sehr niedrigen Emissionsfaktor von 11 g CO₂ pro kWh führt. Im Jahr 2021 stammen 88% der

Stromerzeugung aus Wasserkraft, 9% aus Windkraft und 1% aus anderen erneuerbaren Energiequellen. Nach RED II bedeutet dies, dass Elektrolyse-Wasserstoff bereits heute als emissionsfrei gilt, wenn die Volllaststunden des Elektrolyseurs 98 % der Jahresstunden nicht überschreiten.

Der Emissionsfaktor einer Energieeinheit Wasserstoff hängt unter anderem vom Wirkungsgrad des Elektrolyseurs und vom Anteil erneuerbarer Energien im Strommix ab. Wird die Elektrolyse mit nachhaltig erzeugtem Strom aus Wind-, Solar- und Wasserkraft durchgeführt, hat der Wasserstoff einen Emissionsfaktor, der im Prinzip Null ist. Beim aktuellen norwegischen Strommix und einem Wirkungsgrad des Elektrolyseurs von 80% beträgt dieser Faktor ca. 14 g CO₂e pro kWh Wasserstoff. Dieser Emissionsfaktor gilt dementsprechend für die restlichen 2% der Zeit im Jahr.

Blauer Wasserstoff

Die Analyse der Emissionen von grauem und blauem Wasserstoff lässt sich in 2 Bereiche unterteilen: die direkten Emissionen, die durch die Dampfreformierung in den Produktionsanlagen verursacht werden, und die Klimabelastung, die bereits bei der Förderung und dem Transport des Erdgases entsteht.

Die Gesamtemissionen des blauen Wasserstoffs hängen vom gewählten Verfahren, der Abscheiderate und der Höhe der Vorkettenemissionen ab. In der Literatur finden sich Ergebnisse zwischen 75 und 232 g CO₂e pro kWh H₂ für die Wasserstofferzeugung durch Dampfreformierung (SMR) mit CO₂-Abscheidung (CCS) einschließlich der Vorkette. Ohne CCS, bei der Erzeugung von Grauwasserstoff, liegen diese Werte deutlich höher.

Gemäß Gigler (2018) könnten die direkten Emissionen an der SMR-Anlage (ohne vorgelagerte Emissionen) im Jahr 2030 zwischen 25 und 104 g CO₂ pro kWh H₂ betragen. Berechnungen von Energy Brainpool für die Wasserstoffproduktion mit SMR-Verfahren und einer Abscheiderate von 90 % (Neuanlagen) ergeben Restemissionen von 26 g CO₂ pro kWh H₂. Bei den bestehenden Anlagen liegt die Abscheiderate bei 50 - 60 %, sodass die direkten Emissionen mit knapp 117 g zurzeit noch deutlich höher sind. Für grauen Wasserstoff liegen die direkten Emissionen im Jahr 2030 nach Berechnungen von Energy Brainpool bei 259 g CO₂ pro kWh H₂.

Die Vorkettenemissionen, die bei der Förderung, der Aufbereitung und dem Transport von Erdgas entstehen, machen weltweit etwa 25 % der gesamten Methanemissionen aus. Diese THG-Emissionen entstehen hauptsächlich durch das Abfackeln von Erdgas (Flaring), das Abblasen von Erdgas (Venting) und Methanemissionen aus Gas- und Ölfeldern durch Leckagen sowie beim Pipelinetransport.

Die Vorkettenemissionen variieren je nach Herkunft des Erdgases und der Transportweite erheblich. In Norwegen sind die THG-Emissionen bei Förderung und Aufbereitung im Vergleich zu anderen Ländern mit nur ca. 9 g CO₂e pro kWh H₂ auf einem niedrigen Niveau. Diese geringen Emissionen sind auf strenge Auflagen zum Abfackeln von Erdgas zurückzuführen, welches in Norwegen nur unter Sicherheitsbedingungen erlaubt ist. Die Erteilung von Abfackel-Genehmigungen obliegt dem Ministerium für Erdöl und Energie. Ein weiterer Grund für die vergleichsweise geringe Emissionsintensität in Norwegen ist die Einführung der CO₂-Steuer im Jahr 1991. Diese Steuer wird zusätzlich zum EU-Emissionshandelssystem erhoben. Das bedeutet, dass die norwegische Öl- und Gasindustrie sowohl die CO₂-Steuer als auch den EU-Emissionshandelspreis zahlt. Die Steuer wird nicht nur auf Gasverbrennungen, sondern auch auf die Freisetzung von CO₂ und Erdgas angewendet. Zudem entstehen bei der heimischen Wasserstoffproduktion keine zusätzlichen Treibhausgasemissionen wie beim Export von Erdgas über Pipelines oder LNG-Tanker.

Klimabilanz von Wasserstoff und Erdgas:

Die Ergebnisse der Klimabilanzrechnung sind in Abbildung 7 ersichtlich.

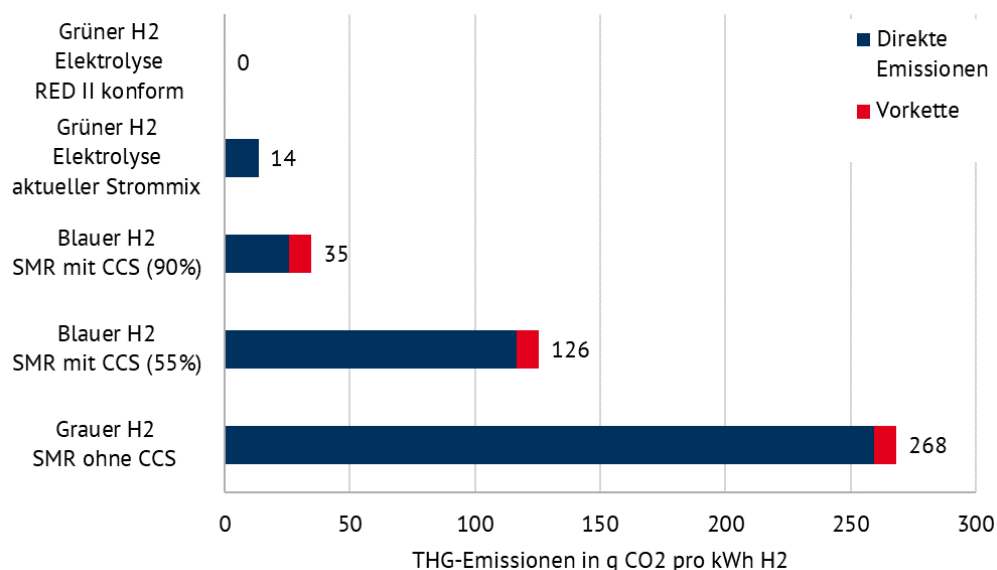


Abbildung 7: Klimabilanz von Wasserstoff und Erdgas (eigene Berechnung auf Basis von UBA- und NVE-Daten)

Es lässt sich deutlich erkennen, dass die Klimabilanz von Erdgas mit SMR-Verfahren und ohne CSS mit 268 g CO₂e pro kWh H₂, deutlich schlechter ist als die von blauem Wasserstoff, unabhängig von der Abscheiderate. Die Klimabilanz der Dampfreformierung ist selbst bei einem Abscheidegrad von 90 %, mit 35 g CO₂e pro kWh H₂, deutlich schlechter als die des grünen Wasserstoffs, mit 14 g CO₂e pro kWh H₂. Hinzu kommt, dass die Vorkettenemissionen nur bis zu einem gewissen Grad reduziert werden können, sodass ein unvermeidbarer Anteil an Emissionen bestehen bleibt. **Auch bei Verwendung von CCS kann das CO₂ nicht vollständig abgeschieden werden, wodurch bei der Herstellung von blauem Wasserstoff immer Emissionen anfallen werden.**