

Berlin, 25. Oktober 2024

**BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.**

Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

www.bdew.de

Stellungnahme

Delegierter Rechtsakt über die Methodik zur Bewertung von Treibhausgaseinsparun- gen durch kohlenstoffarme Brennstoffe

Version: 1.0

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, über 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

Inhalt

1	Wesentliche Anforderungen an den Delegierten Rechtsakt aus Sicht des BDEW	3
2	Wasserstoffemissionen.....	4
3	Vorkettenemissionen.....	5
4	Strombezug	6
5	Erdgaspyrolyse	7
6	Nullemissionsfaktor für Kohlenstoffgehalt	8
7	Anhang: Beispielberechnungen zu THG-Einsparungen	9

1 Wesentliche Anforderungen an den Delegierten Rechtsakt aus Sicht des BDEW

Es bedarf eines **pragmatischen Ansatzes** entlang der gesamten Wertschöpfungskette für kohlenstoffarmen Wasserstoff, welcher sich im nächsten Schritt auch im bereits bestehenden **Delegierten Rechtsakt zur Produktion von erneuerbarem Wasserstoff** (DA 2023/1184) widerspiegeln muss. Dieser sollte daher bereits deutlich vor 2028, spätestens bis 2026, überprüft und angepasst werden. Dies ist ein wichtiger Schritt, um die für die Dekarbonisierung **notwendigen Mengen an Wasserstoff** zu erreichen. Eine enge Fassung der Kriterien, bereits von Beginn an, steht dem Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft entgegen.

Die Forderungen nach der **Verschiebung der Scharfstellung der Vorgaben zu Additionalität und zeitlichen Korrelation beim Strombezug** im Delegiertem Rechtsakt zu RFNBO-konformem Wasserstoff, wie auch im September von Bundesminister Habeck in einem Schreiben an Energiekommissarin Simson vorgebracht, fordert und unterstützt auch der BDEW nachdrücklich. Dabei aber gilt, dass die Verlängerung deutlich ausfallen muss, sodass Projekte letztendlich von der Übergangsperiode auch tatsächlich profitieren können. Bei einer Überarbeitung des Delegierten Rechtsakts zu erneuerbarem Wasserstoff ist es wichtig, dass der Prozess mit dem Delegierten Rechtsakt für kohlenstoffarme Brennstoffe abgestimmt passiert und effizient abläuft, um Projekten zeitgleich die notwendige Planungssicherheit zu gewähren.

Die derzeit auf EU-Ebene diskutierten Vorgaben für kohlenstoffarmen Wasserstoff sind zu streng und nicht praktikabel umsetzbar. Kohlenstoffarmer Wasserstoff wird damit faktisch unmöglich gemacht, obgleich dieser unabdingbar für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft und die Transformation des Industriestandortes Europa ist.

- › Da die **70%-THG-Einsparung** bereits ambitioniert ist, sollte diese das einzige **leitende Kriterium** bei der Produktion sein und die Einhaltung dieser Einsparung **technologieoffen** gehalten werden.
- › Es ist vorgesehen, dass bis zur Festlegung der Methodik zur Ermittlung von Methanemissionen bei der Erdgasförderung auf Basis der EU-Methanemissionsverordnung (Regelungen auf EU-Ebene im Jahr 2027) Standardwerte zuzüglich eines Aufschlags von 40% anzusetzen sind. Inwieweit individuell ermittelte Methanintensitäten alternativ herangezogen werden dürfen, bleibt hingegen unklar, sollte aber in jedem Fall alternativ zulässig sein.
- › **Vorkettenemissionen** müssen generell – wie in der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED III) für erneuerbare Energieträger vorgesehen – konsistent **sowohl mit Standardwerten als auch mit projektspezifischen Werten** für alle emissionsrelevanten Treibhausgase und Prozessschritte berechnet werden können, welche die tatsächlichen Emissionen abbilden. Das ist ausschlaggebend, um eine **bessere Emissionsbilanz** vorweisen zu können und damit die Chancen zu erhöhen, die 70%-THG-Einsparung einzuhalten. Dabei würden gleichzeitig

effizienteste Technologien bzw. Projekte gefördert sowie Anreize zur weiteren Emissionsminderung gesetzt werden.

- › Ebenso sind die Strombezugskriterien über den Lebenszyklus des kohlenstoffarmen Wasserstoffs zu eng gefasst. Das ohnehin anspruchsvolle Kriterium von 70 %-THG-Einsparung kann somit de facto nicht erreicht werden.

Diese daraus resultierende Situation schafft enorme Unsicherheiten und würde sowohl die heimische Produktion als auch Importe von kohlenstoffarmem Wasserstoff gerade in den kritischen ersten Jahren des Hochlaufs erheblich in Frage stellen und kann deswegen den benötigten Mengenhochlauf ausbremsen.

- › **Alle Produktionsprozesse des kohlenstoffarmen Wasserstoffs** müssen unter der im Delegierten Rechtsakt definierten Methode berücksichtigt werden, um **Technologieoffenheit** zu erlauben und **Versorgungssicherheit** zu gewährleisten.
- › Der Delegierte Rechtsakt muss unbedingt so ausgestaltet werden, dass Projekten hinreichende Investitionssicherheit gewährt wird und dadurch aufbauende Entscheidungen zu Investitionen, welche sehr hoch ausfallen, zeitnah getroffen werden können. Dazu gehört auch **die Bereitstellung von Bestandsschutz**, vor allem in Hinblick auf mögliche künftige Überarbeitungen der Vorgaben.
- › Langfristig soll ein **fairer Wettbewerb** mit vergleichbaren Bedingungen zwischen kohlenstoffarmem und erneuerbarem Wasserstoff geschaffen werden, bei dem die Vorgaben zur CO₂-Einsparung im Vordergrund stehen.

2 Wasserstoffemissionen

Die Werte zum Treibhausgaspotenzial (Global Warming Potential) sollten laut Text bei Vorliegen hinreichender wissenschaftlicher Erkenntnisse künftig für Wasserstoff ergänzt werden, um Wasserstoffschlupf in der Emissionsbilanz zu berücksichtigen (s. Erwägungsgrund 5). Da weder das Treibhauspotential von Wasserstoff noch die genauen Messverfahren klar definiert sind, bedarf es wissenschaftlicher Grundlagenforschung und eines breiten Dialogs mit den relevanten Stakeholdern, in welchem schnell gehandelt werden muss, um Investitionssicherheit zu erreichen. Zusätzlich sollten für Wasserstoffemissionen dann aber auch Standardwerte und Bestandsschutzgarantien vergeben werden können. Analog zu Methan sollte es die Möglichkeit geben, eigene projektspezifische Werte zu verwenden.

3 Vorkettenemissionen

Der Vorkettenemissionsfaktor von Erdgas sollte aus Gründen der Gleichbehandlung in Summe über alle Treibhausgase (10,45 g CO_{2eq}/MJ) dem Vorkettenemissionsfaktor des DA 2023/1185 entsprechen (9,7 g CO_{2eq}/MJ) (s. Anhang B). Es ist wichtig, dass hier Kohärenz zwischen den beiden Rechtsakten vorliegt. Ein unterschiedlicher Wert ist aus Sicht des BDEW weder nachvollziehbar noch gerechtfertigt. Außerdem basieren diese Zahlen auf dem JEC WTT 4a Bericht (2014); mit dem JEC WTT 5 Bericht (2020) liegt hier aber bereits eine aktuellere Datenbasis vor, die in den Regelungen entsprechend – aber in jedem Fall kohärent – Anwendung finden sollte. Darüber hinaus enthält der Entwurf an dieser Stelle keinen Hinweis auf eine regelmäßige Aktualisierung. Diese ist nicht zuletzt wegen der Emissionsminderungsziele von Bedeutung, deren Entwicklungen sich künftig auch in der Festlegung von Standardwerten wiederfinden müssen.¹ Fortgeschriebene Aktualisierungen bedarf es auch bei Vorkettenemissionen, um ein level-playing field aufzubauen. Gleichzeitig ist es wichtig, Projekten Investitions- und Planungssicherheit zu bieten. Daher müssen Bestandsschutzklauseln eingeführt werden. Darüber hinaus sollten **die Revisionszeitpunkte der Delegierten Rechtsakte zu kohlenstoffarmen und erneuerbaren Brennstoffen angeglichen werden.**

Aus der geforderten Verwendung der Ergebnisse der Berichterstattung unter der Methanverordnung folgt, dass bis zur Festsetzung der Methodik der Methanverordnung zur **Berechnung der Methanintensität** (voraussichtlich Ende 2027) Standardwerte für Lieferungen zuzüglich eines Aufschlags von 40% anzusetzen sind. Dies schließt defacto Importe aus Drittstaaten von kohlenstoffarmem Wasserstoff und Derivaten bis mind. Ende 2027 aus. Somit ist die **Wasserstoffversorgung innerhalb der EU in den nächsten Jahren erheblich gefährdet**, da aufbauend darauf keine finalen Investitionsentscheidungen getroffen werden können. Das Kriterium von 70%- THG-Einsparung kann mit diesen Vorgaben nicht erreicht werden, selbst dann nicht, wenn ausschließlich emissionsfreier EE-Strom als Hilfsenergie eingesetzt wird. Dies würde dem Hochlauf des Wasserstoffmarktes entgegenstehen und die EU würde damit wichtige Bezugsländer für kohlenstoffarmen Wasserstoff ausschließen. Es sollte daher einen **Übergangszeitraum** bis Ende 2027 geben, in welchem alternativ zum Standardwert auch nach internationalen Qualitätsanforderungen zertifizierte projektspezifische Werte (z. B. aus dem Umweltmanagementsystem oder der Nachhaltigkeitsberichterstattung des Unternehmens) im Rahmen einer Eigenklärung verwendet werden dürfen, bis die konkreten Vorgaben zur Erfüllung der

¹ In *Tabelle 6 (Emission intensity of generated electricity in EU Member States in 2022)* ist hingegen eine Aktualisierung der Emissionswerte vorgesehen (s. Fußnote 16).

Anforderungen der Methanemissionsverordnung an die Emissionsberichterstattung und die Zertifizierungssysteme vorliegen. Mit diesem Übergangszeitraum würde den Projekten genügend Zeit eingeräumt werden, um die erforderlichen Berichtsstrukturen aufzubauen. Den Projekten sollte dann Bestandsschutz gewährt werden. Zudem ist nicht ersichtlich, wieso bei Verwendung von Standardwerten zusätzlich ein 40%-Aufschlag angesetzt wird. Ein solcher **Aufschlag bei der Verwendung von Standardwerten ist abzulehnen**.

Zudem besteht im Entwurf des Delegierten Rechtsakts keine Möglichkeit, individuelle Messwerte für die Gasvorkette außerhalb des Unternehmens im Hinblick auf das Treibhausgas CO₂ zu verwenden. Hier muss ermöglicht werden, dass ein nachgewiesener **projektspezifischer CO₂-Emissionswert** für die Lieferkette verwendet werden darf. Somit kann die Berücksichtigung der Transportdistanz und des Verkehrsträgers sowie des zugehörigen Treibstoffs und der tatsächlichen CO₂-Emissionen aus Förderung und Aufbereitung ermöglicht werden. Projektspezifische Werte für CH₄, CO₂ und N₂O erlauben die genauesten Berechnungen der Upstream-Emissionen für den Erdgasbezug. Dies sollte mittelfristig das übergeordnete Ziel sein.

Dennoch bedarf es eines **Nebeneinanders von Standard- und projektspezifischen Werten**. Zunächst werden bestimmte Vorkettenemissionen nicht oder nur mit hohem Aufwand zu ermitteln sein. In diesem Fall fungieren die Standardwerte als eine wichtige Rückfalllinie für die Informationsbereitstellung im Rahmen der Ausweisung. Diese können in der aktuellen Marktphase helfen, Investitionen zu ermöglichen und Projekte umzusetzen, dürfen deshalb aber nicht zu hoch angesetzt werden, um nicht prohibitiv zu wirken. Bereits etablierte Standards für die Berichterstattung wie das Greenhouse Gas Protocol des WBCSD sollten durch die Unternehmen angewendet werden dürfen. Die unter der ISO bereits begonnenen Arbeiten zum Normungsprozess zur Berechnung des THG-Fußabdrucks von Wasserstoff sollten von der EU-Kommission ebenfalls in ihren Entscheidungen berücksichtigt werden.

4 Strombezug

Für die **Anrechenbarkeit von 100% EE bei Einhaltung der Strombezugskriterien** ist eine **Klarstellung** erforderlich, für welche Herstellungsprozesse der Strominput zu einer Steigerung des „heating values“ führt. Eine entsprechende Klarstellung, welche Prozessschritte von der Anforderung betroffen wären und welche nicht, ist für alle Arten der Wasserstofferzeugung erforderlich (Wasser-Elektrolyse, Erdgas-Dampfreformierung, Erdgas-Pyrolyse, NH₃-Cracking etc.). Weiterhin ist unklar, warum nur die zeitliche Korrelation hervorgehoben wird (s. Anhang A, Ziff. 1 u. Ziff. 5).

Grundsätzlich bedarf es zu Beginn des Hochlaufs flexibler und pragmatischer sowie international anschlussfähiger Rahmenbedingungen für die Bilanzierung von Treibhausgasemissionen.

Die aktuell angestrebten Regelungen verhindern die Umsetzung von Projekten enorm. Dies ist vor dem Hintergrund der anzustrebenden Versorgungssicherheit mit kohlenstoffarmen Molekülen kritisch. Insbesondere für den Strombezug bei Elektrolyse zur Produktion von kohlenstoffarmem Wasserstoff braucht es angemessene und praxistaugliche Regelungen. Zum einen sollten **projektspezifische PPAs** entsprechend abgeschlossen werden können, die eine **nachweislich niedrigere Emissionsintensität** als der nationale Strommix aufweisen.

Zum anderen betrifft dies auch den **Bilanzierungszeitraum der Treibhausgasemissionen des Netzstroms**. Die Dauer des Bilanzierungszeitraums ist genau abzuwägen und an Marktgegebenheiten anzupassen. Die bisher diskutierten Vorgaben drohen den Wasserstoffhochlauf zu verhindern und stehen somit den Dekarbonisierungszielen entgegen. Insofern ist es zu begrüßen, dass gem. Art. 3 auch die Einführung eines Kriteriums zur **stündlichen Bilanzierung** der THG-Emissionen des Strombezugs geprüft werden soll, da dies eine Möglichkeit darstellt, um effizientere Laufzeiten der Elektrolyseure zu erreichen. Jedoch muss **diese Möglichkeit bereits mit Inkrafttreten des Delegierten Rechtsaktes** gelten. Lediglich eine mögliche Aussicht im Jahr 2028 gibt keine Investitionssicherheit, um die notwendigen Investitionsentscheidungen für die jetzt notwendigen Projekte zu ermöglichen. Weiterhin muss auch geklärt werden, auf welcher Ebene letztlich bilanziert werden muss.

Weiterhin bedarf es einer Klarstellung für Strominputs, die nicht zu einer Steigerung des „heating value“ führen. Für **Emissionen des Stromnetzbezugs** analog der Regelung im DA 2023/1185 ist also eine **Neubewertung aus deutscher Sicht unbedingt erforderlich**. **Die hier vorgesehenen Vorgaben verhindern die Umsetzbarkeit** (s. Ziff. 6). Es muss die Möglichkeit bestehen, **EE-Strom aus herkömmlichen PPAs oder grünen HKNs** einzusetzen und **hierfür den EE-spezifischen Emissionsfaktor von 0 g CO₂/ MJ anzusetzen**. Zusätzlich sollte eine zertifizierte CO₂-Intensität für jede Art von PPA ausreichen, um projektspezifische CO₂-Emissionen anrechnen zu können. Auch nicht RFNBO-konformer erneuerbarer Strom trägt zu der angestrebten Treibhausgasminderung mittels seiner niedrigen CO₂-Intensität bei. Dabei muss auch berücksichtigt werden, dass ein Erfordernis des Einsatzes von RFNBO-konformem Strom die LCOH unnötig weiter in die Höhe treiben würde und somit Projekte unwirtschaftlich macht.

5 Erdgaspyrolyse

Es bedarf mehrerer Klarstellungen hinsichtlich der **bilanziellen Berücksichtigung des Kohlenstoff-Outputs** der Pyrolyse. Der derzeitige Rechtsrahmen gibt keine ausreichende Klarheit darüber, wie der vom Pyrolysebetreiber abgeschiedene Kohlenstoff verbucht werden muss und wer die Kohlenstoffgutschrift erhalten sollte. Eine Klarstellung ist unumgänglich, um Doppelzählungen zu vermeiden und eine rasche Einführung von kohlenstoffarmen Kraftstoffen zu ermöglichen. In Nr. 17 des Anhangs (e ccs) wird in der Einleitung ausdrücklich neben CO₂ auch

"carbon in solid state" erwähnt. Allerdings werden die Kriterien für eine dauerhafte Lagerung von Kohlenstoff in den Berechnungsregeln nicht näher konkretisiert. Die nachfolgenden Rechenregeln beziehen sich nur auf CO₂. In der e_{ccs} Formel sollte demzufolge ein Term "e carbon in solid state" ergänzt und definiert werden. Hierbei sind die im Folgenden aufgeführten Fälle zu betrachten:

Die energetische Verwendung des Kohlenstoffs (z. B. als Brennstoff, als Anode in der Aluminiumproduktion oder im Hochofenprozess als Kokersatz) muss berücksichtigt werden (s. Ziff. 10). Weiterhin muss eine Berücksichtigung der bei der Verwendung des Kohlenstoffs entstehenden CO₂-Emissionen beim Verwender (Abgabepflicht der ETS-Anlage) gegeben sein.

Außerdem muss im Rahmen des Delegierten Rechtsakts verdeutlicht werden, ob und unter welchen Bedingungen der Pyrolyse-Kohlenstoff ein wirtschaftlich verwertbares Nebenprodukt mit Allokationsmöglichkeit ist. Sofern dies der Fall ist, muss ebenfalls klargestellt werden, ob die Allokation der Emissionen auf die Produkte Wasserstoff und Kohlenstoff energetisch oder ökonomisch erfolgt (s. Ziff. 15). Beide Allokationskriterien weisen spezifische Vor- und Nachteile auf. Die Entscheidung über das anzuwendende Allokationsverfahren sollte in enger Abstimmung mit betroffenen Betreibern und Zertifizierern getroffen werden.

Ebenso muss die stoffliche Verwendung des Kohlenstoffs (z. B. Bodenverbesserungsmittel, Autoreifen) berücksichtigt werden (s. Ziff. 18), sofern der Pyrolyse-Kohlenstoff nicht bereits gemäß Ziff. 15 als wirtschaftlich verwertbares Nebenprodukt mit Allokationsmöglichkeit behandelt werden kann. Für die Zwecke des Delegierten Rechtsakts sollte für den stofflich verwendeten Pyrolyse-Kohlenstoff weder eine (potenzielle) Brennstoffemission zugewiesen werden, noch eine Abgabepflicht unter dem EU-Emissionshandel bestehen. Hier könnte eine Aufnahme in den Anhang des Entwurfs einer „*Delegated Regulation on the requirements for considering that greenhouse gases have become permanently chemically bound in a product*“ eine Möglichkeit darstellen.

6 Nullemissionsfaktor für Kohlenstoffgehalt

Beim Umgang mit Kohlenstoff in kohlenstoffarmen Brennstoffen, der aus CO₂ stammt und nach der Nutzung des Low Carbon Fuels wieder als CO₂ freigesetzt wird, ist nicht nachvollziehbar, warum CO₂ aus Stromerzeugung (das unter dem ETS I erfasst ist) nur bis zum Jahr 2036 mit einem Nullemissionsfaktor nutzbar ist (s. Ziff. 10). Hier bedarf es einer Gleichstellung mit CO₂ aus industriellen Feuerungsanlagen. Für CO₂ aus anderen Feuerungsanlagen als Kraftwerken und industriellen Prozessen (die unter dem ETS I erfasst sind) sollte für unvermeidbare Prozessmissionen (z.B. Kalkbrennen) auch nach 2041 noch ein Nullemissionsfaktor verwendet

werden dürfen. Dies muss so auch im Delegierten Rechtsakt zu erneuerbarem Wasserstoff übernommen werden, damit keine doppelte Schlechterstellung erfolgt.

Im Erwägungsgrund Nr. 6 wird der Fall der CO₂-Speicherung in Drittstaaten aufgeführt.² Hierbei wird auf die Anerkennung von CCS-Lagerstätten außerhalb des EU-ETS eingegangen. An dieser Stelle werden jedoch die erforderlichen "gleichwertigen Bedingungen" nicht konkretisiert. Zur Planungssicherheit ist es notwendig, dass dabei auf die geltenden Bedingungen deutlicher eingegangen wird.

7 Anhang: Beispielberechnungen zu THG-Einsparungen

Anmerkung zu den Berechnungen:

Zur Verdeutlichung der oben ausgeführten Anmerkungen und Forderungen folgen Beispielrechnungen zur THG-Einsparung durch kohlenstoffarme Brennstoffe. Die Berechnungen erheben keinen Anspruch auf Allgemeingültigkeit und basieren u.a. auf Annahmen zur Entwicklung des Strommixes. Die Energiedaten und Stoffströme beruhen auf DVGW-Studie "Roadmap Gas 2050" von Mai 2022: "Bewertung von alternativen Verfahren zur Bereitstellung von grünem und blauem H₂". Die BDEW-Berechnungen variieren Vorkettenemissionen, den Emissionsfaktor des Strommixes und weitere Prozessparameter zur Illustration der Bedeutung von verschiedenen Annahmen und Standardwerten.

Die Berechnungen erfolgen heizwertbezogen. Für Wasserstoff wird ein Heizwert von 120 MJ/kg bzw. 33,33 kWh/kg angenommen.

Die Berechnungen zeigen auf, dass es bei verschiedenen Herstellungsformen von kohlenstoffarmem Wasserstoff teilweise unmöglich ist, in absehbarer Zeit die 70%-THG-Einsparung einzuhalten.

² Zum Thema Carbon Management hat der BDEW ein [aktualisiertes Positionspapier](#) veröffentlicht.

70% Einsparung	Einheit	kWh H2	kg H2		Emission	g CO2/kg H2	g CO2eq/MJ H2	g CO2/kWh H2	
Erdgas	kWh				g CO2/kWh Eg	0	0,0	0,0	
Wasser	kg	0,4	14	1	g CO2/kg H2O	9,8	0,1	0,3	Strommix für 70% Einsparung
Strom Prozess	kWh	1,4	47,6	70	g CO2/kWhel	3333	27,8	100,0	Strommix für 70% Einsparung
Strom Einspeisung	kWh	0,0	1,3	70	g CO2/kWhel	93	0,8	2,8	Strommix für 70% Einsparung
Transport/ Speicher	kg CO2 CCS					0	0,0	0,0	
Emission direkt	kg CO2					0	0,0	0,0	
Wasserstoff	kWh	1	33,33			3436,1	28,6	103,1	
Referenz	g CO2eq/MJ						94		
THG-Einsparung	Min 70%						70%		
Wasserstoff	Umrechnung					1	120	33,33	

Tabelle 1: Wasserelektrolyse im Inland: Notwendiger Emissionsfaktor erst ca. 2035 erreicht.

Wasserelektrolyse (Inland)

- Für den Elektrolyseprozess wird ein Wirkungsgrad von 70 Prozent bezogen auf den Strominput angenommen.
- Neben dem Strominput für die Elektrolyse wird auch der Energieaufwand für die Wasseraufbereitung und die Abwasserreinigung sowie für die Einspeisung des Wasserstoffs in ein Pipelinennetz berücksichtigt. Unter dem Begriff „Einspeisung“ ist der direkte Stromeinsatz zur Wasserelektrolyse gemeint, der Begriff „Prozess“ schließt den Stromeinsatz zur Durchführung der Prozesse entlang der Herstellung ein, der nicht zum Input für die direkte Elektrolyse verwendet wird.

- Im Berechnungsszenario wird der erforderliche Emissionsfaktor für den Strommix zum Erreichen von 70 Prozent Treibhausgaseinsparung für den Strombezug betrachtet: Der Emissionsfaktor des Strombezugs darf maximal 70 g CO_{2eq}/kWh_{el} betragen. Ein solcher Wert wird nach dem aktuellen Projektionsbericht der Bundesregierung frühestens ab dem Jahr 2035 sicher erreicht.

Delegated Act	Einheit	kWh H2	kg H2		Emission	g CO2/kg H2	g CO2eq/MJ H2	g CO2/kWh	
Erdgas	kWh	1,5	49,8	38	g CO2/kWh Eg	1874	15,6	56,2	Standardwert DA EU-Gas-Mix
Wasser	kg	0,2	5,6	4	g CO2/kg H2O	23,0832	0,2	0,7	Standardwert DA für DE 2022
Strom Prozess	kWh	0,03	0,95	412	g CO2/kWh _{el}	392	3,3	11,7	Standardwert DA für DE 2022
Strom									
Abscheidung	kWh	0,03	1	412	g CO2/kWh _{el}	412	3,4	12,4	Standardwert DA für DE 2022
Transport/ Speicher	kg CO2 CCS	0,25	8,3	0,035	kg CO2eq/kg CO2 CCS	292	2,4	8,8	DVGW
Emission direkt	kg CO2	0,03	0,9	90%	Abscheidung	926	7,7	27,8	DVGW
Wasserstoff	kWh	1	33,33			3918,2	32,7	117,6	
Referenz	g CO2eq/MJ						94		
THG-Einsparung	Min 70%						65%		
Wasserstoff	Umrechnung					1	120	33,33	

Tabelle 2: Dampfreformierung: Mit Standardwerten kann die THG-Einsparung nicht erreicht werden.

Dampfreformierung

- Der Erdgasverbrauch des Dampfreformers (stofflich und energetisch) wird gemäß DVGW-Studie mit 1,5 kWh Erdgas/kWh Wasserstoff angenommen.

- Für die Dampfreformierung wird der Strombedarf für die Wasseraufbereitung (stöchiometrischer Wasserbedarf), der Hilfsstrombedarf des Dampfreformers und der Strombedarf für die CO₂-Abscheidung (90 Prozent Abscheidegrad) berücksichtigt.
- Die CO₂-Emissionen aus Transport und langfristiger Einspeisung werden aus der DVGW-Studie entnommen und pauschal mit 0,035 kg CO_{2eq}/kg CO₂ (CCS) angesetzt.
- Im Berechnungsszenario wird der EU-Standardwert für die Erdgas-Vorkette und der deutsche Strommix 2022 (Standardwert des Delegierten Rechtsakts) für den Strombezug betrachtet: Die THG-Minderung von 70 Prozent wird nicht erreicht.

Delegated Act	Einheit	kWh H2	kg H2		Emission	g CO2/kg H2	g CO2eq/MJ H2	g CO2/kWh H2	
Erdgas	kWh	1,7	56,9	38	g CO2/kWh Eg	2142	17,9	64,3	Standardwert DA EU-Gas-Mix
Wasser	kg	0,0	0	4	g CO2/kg H2O	0	0,0	0,0	Standardwert DA für DE 2022
Strom Prozess	kWh	0,3	9,65	412	g CO2/kWhel	3978	33,1	119,3	Standardwert DA für DE 2022
Strom Abscheidung	kWh	0,0	0	412	g CO2/kWhel	0	0,0	0,0	Standardwert DA für DE 2022
Transport/Speicher	kg CO2 CCS				kg CO2eq/kg CO2 CCS	0	0,0	0,0	90 g C pro kWh H2
Emission direkt	kg CO2	0,00	0,1	0%	Abscheidung	100	0,8	3,0	DVGW
Wasserstoff	kWh	1	33,33			6219,9	51,8	186,6	
Referenz	g CO2eq/MJ						94		
THG-Einsparung	Min 70%						45%		
Wasserstoff	Umrechnung					1	120	33,33	

Tabelle 3: Erdgas-Pyrolyse: Benötigt projektspezifische Werte für Gasvorkette und Strom.

Pyrolyse

- Der Erdgasverbrauch der Pyrolyse (stofflich und energetisch) wird gemäß DVGW-Studie mit 1,7 kWh Erdgas/kWh Wasserstoff angenommen.
- Für den Strombedarf der Erdgas-Pyrolyse wird ein Wert von 0,3 kWh_{el}/kWh_{H₂} angenommen.
- Es wird davon ausgegangen, dass der im Pyrolyseprozess abgetrennte Kohlenstoff nicht mit potenziellen Brennstoffemissionen belastet wird.
- Im Berechnungsszenario wird der EU-Standardwert für die Erdgas-Vorkette und der deutsche Strommix 2022 (Standardwert des delegierten Rechtsakts) für den Strombezug betrachtet: Die THG-Minderung von 70 Prozent wird bei Weitem nicht erreicht.

Ansprechpartner

Lukas Karl
Geschäftsbereich EU-Vertretung
+32 2774 51-16
lukas.karl@bdew.de

Jannis Speckmann
Abteilung Transformation der Gaswirtschaft,
klimaneutrale Gase und Versorgungssicherheit
+49 30 300 199-1252
jannis.speckmann@bdew.de