



# ROADMAP PTX

**ARBEITSGRUPPE 5**  
VERKNÜPFUNG DER VERKEHRS- UND  
ENERGIENETZE, SEKTORKOPPLUNG



# NPM

Nationale Plattform  
Zukunft der Mobilität





# INHALT

<b>1 EXECUTIVE SUMMARY</b>	<b>4</b>
<b>2 AUSGANGSLAGE UND ZIELSETZUNG</b>	<b>5</b>
<b>3 SACHSTAND UND FOKUS</b>	<b>6</b>
<b>4 MARKTPOTENZIAL ELEKTROLYSE</b>	<b>7</b>
4.1 Heutige Märkte für H <sub>2</sub> in Deutschland	7
4.2 Potenzielle Märkte für grünen Wasserstoff	8
4.2.1 Wärme	9
4.2.2 Verkehr	9
4.2.3 Speicher	10
<b>5 WETTBEWERBSFÄHIGKEIT VON GRÜNEM H<sub>2</sub></b>	<b>10</b>
5.1 Regionale Verteilung	13
5.2 Transportkosten für zentrale Elektrolyse	14
5.3 Anwendungsfälle	14
5.4 Ausbaubedarf erneuerbarer Energien	15
<b>6 HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN</b>	<b>16</b>
<b>7 ANHANG</b>	<b>18</b>
7.1 Überschlägige unverbindliche Berechnung der Transportkosten von Wasserstoff im Gasnetz	18

# 1 EXECUTIVE SUMMARY

Mit Power-to-X (PtX) wird eine Reihe von Verfahren beschrieben, die elektrische Energie in andere Kraft-, Brenn- und Grundstoffe umwandeln. Mögliche Anwendungsbereiche der strombasierten Stoffe finden sich beispielsweise im Verkehrs-, Wärme- und Industriesektor. PtX leistet damit einen wichtigen Beitrag für eine Kopplung des Verkehrs- und Energiesektors.

Damit PtX einen signifikanten Anteil zum Klimaschutz leisten kann, wird als Basistechnologie die Umwandlung von erneuerbaren Energien zu grünem Wasserstoff ( $H_2$ ), mittels eines Elektrolyseurs, angestrebt. Für die Wettbewerbsfähigkeit von grünem  $H_2$ , müssen insbesondere die Gesteungskosten gesenkt werden. Dazu werden im Bericht folgende wesentliche Einflussfaktoren identifiziert:

- Anlagengröße und Automatisierungsgrad der Herstellung,
- Anzahl der Betriebsstunden (Auslastungsgrad),
- Stromeinkaufspreis (aus erneuerbaren Energien),
- Stromnebenkosten (Steuern, Abgaben und Umlagen).

Darüber hinaus spielt der Genehmigungsaufwand für die Wettbewerbsfähigkeit von Elektrolyseuren eine wichtige Rolle.

Zur Optimierung dieser Einflussfaktoren in Richtung einer wirtschaftlichen und wettbewerbsfähigen Produktion von grünem  $H_2$  benennt der vorliegende Bericht verschiedene politische Handlungsempfehlungen.

Grundsätzlich ist es von großer Bedeutung, ein Level-Playing-Field zu schaffen und die Energiewende konsequent voranzutreiben. Dies soll vor allem durch eine umfängliche  $CO_2$ -Bepreisung aller Energieträger und einen massiven Ausbau an erneuerbaren Energien in Deutschland erfolgen. Zudem schlägt die AG 5 vor, bereits heute schon den Aufbau von zukünftigen  $H_2$ -Märkten weltweit zu unterstützen.

Zur Senkung der Investitions- und Stromnebenkosten empfehlen die Experten der AG 5 eine ambitionierte Umsetzung der europäischen Gesetzgebung (RED II) und die Prüfung von Beimischquoten von grünem Wasserstoff in der Wärmeversorgung. Des Weiteren spricht sich die AG 5 für eine Reduzierung von Umlagen (insbesondere der EEG-Umlage) und der Beibehaltung der Netzentgeltbefreiung aus.

Ein wesentlicher Schritt zur Marktreife von grünem Wasserstoff sind Skaleneffekte bei Elektrolyseuren. Dazu muss das bereits heute bestehende Marktpotential genutzt werden. Vor allem in der Industrie und in Raffinerien bestehen große Bedarfe an  $H_2$  zur stofflichen Verwendung, die derzeit noch überwiegend durch die Dampfreformierung gedeckt werden.

## 2 AUSGANGSLAGE UND ZIELSETZUNG

In Deutschland befinden sich derzeit rund 35 PtG-Anlagen mit einer Nennleistung von rund 24 MW in Betrieb.<sup>1</sup> Die maximale Nennleistung einer Einzelanlage beträgt hierbei 6 MW.

Elektrolyseure entstehen aktuell nahezu vollständig im Manufakturbetrieb. Die daraus resultierenden hohen Kosten (CAPEX) gepaart mit den heutigen Stromgestehungskosten sowie Stromnebenkosten für erneuerbare Energien ergeben bisher nicht wettbewerbsfähige Produktionskosten für grünen Wasserstoff. Dabei spielen grüner Wasserstoff und die daraus erzeugten strombasierten Brenn- und Kraftstoffe eine zentrale Rolle als systemischer Langzeitspeicher.

Die Umwandlung von Strom in Kraftstoff ist die Grundlage für eine Kopplung von Energie- und Verkehrssektor. Für die Erzeugung von strombasierten Kraftstoffen ist die Herstellung von Wasserstoff der erste Schritt in diesem Konvertierungsprozess und damit eine Grundvoraussetzung für die Sektorkopplung.

Das Arbeitspaket „Roadmap PtX“ widmet sich der Frage, wie Elektrolyse als eine zentrale Schlüsseltechnologie der Sektorkopplung für zukünftige CO<sub>2</sub>-neutrale Mobilitäts- und Wärmeanwendungen und zur Speicherung erneuerbarer Energien etabliert werden kann. Hierzu wird im ersten Schritt betrachtet, wie sich der Markt entwickelt und eine Finanzierbarkeit sowie eine Wettbewerbsfähigkeit gegenüber anderen Energieträgern erreicht werden kann. Der vorliegende Bericht bildet dabei eine erste Diskussionsgrundlage.

Das vorliegende Dokument ist wie folgt gegliedert:

- Sachstand und Fokus
- Marktpotenzial Elektrolyse
- Wettbewerbsfähigkeit von grünem H<sub>2</sub>
- Handlungsempfehlungen

Der Schwerpunkt des Arbeitspakets liegt auf Handlungsempfehlungen und Maßnahmen.

---

<sup>1</sup> BDEW

### 3 SACHSTAND UND FOKUS

Der Überbegriff Power-to-X (PtX) fasst eine Reihe von Verfahren zusammen, die elektrische Energie in andere Energieformen oder Energieträger konvertieren. Neben Wärme (Power-to-Heat) können energiereiche chemische Verbindungen wie Chemikalien (z. B. Ammoniak) oder gasförmige und flüssige Brenn- und Kraftstoffe hergestellt werden. Power-to-X-Verfahren ermöglichen es, Wind- und Solarstrom in anderer Form im Wärme- und Verkehrssektor zu nutzen (Sektorkopplung) und auf diese Weise die CO<sub>2</sub>-Emissionen zu senken. Darüber hinaus bieten sie Pufferkapazitäten sowie mittel- bis langfristige Speicherkapazitäten für die Stromversorgung, die in Zukunft mehr und mehr durch volatilen Wind- und Solarstrom dominiert werden wird. Wasserstoff (H<sub>2</sub>) ist bei allen aktuell diskutierten und für den Verkehrssektor relevanten Verfahren mindestens Grundstoff für weitere Umwandlungsprozesse. Der Großteil der Wasserstoffproduktion erfolgt heute noch aus fossilen Energieträgern durch thermische Konversion. Wichtigster Herstellungsprozess ist dabei die Dampfreformierung, bei der aus Erdgas und Wasser Wasserstoff und Kohlendioxid entstehen.

Damit der grüne Wasserstoff in den unterschiedlichen Anwendungsmöglichkeiten wettbewerbsfähig werden kann, müssen die Investitionskosten und die laufenden Kosten für einen Elektrolyseur deutlich gesenkt werden. Daher konzentriert sich dieses Arbeitspaket auf die Marktentwicklung der Elektrolysetechnologie. Der Einsatz von erneuerbaren Energien ist notwendig für die Herstellung von grünem Wasserstoff. Elektrolyse und PtX-Verfahren können damit einen wesentlichen Beitrag zur Einsparung von THG-Emissionen leisten.

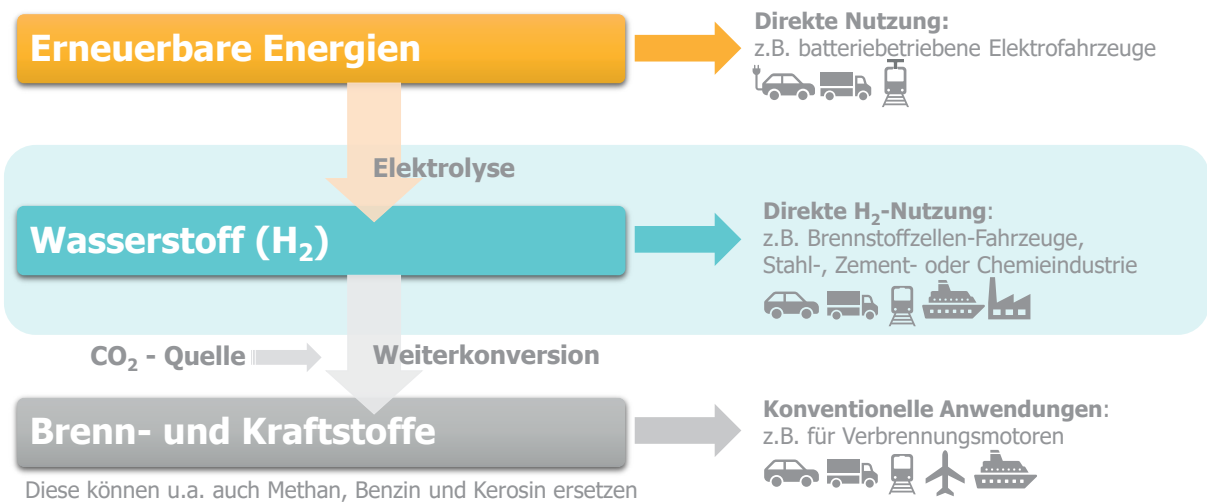


Abbildung 1: Schematische Darstellung der Anwendungsbereiche und Umwandlungsprozesse von PtX-Technologien

# 4 MARKTPOTENZIAL ELEKTROLYSE

Um grünen Wasserstoff wettbewerbsfähig zu machen, muss das gesamte Marktpotential genutzt werden. Nur dann kann die Elektrolyse durch Skaleneffekte aus dem derzeitigen Pilotstadium zur Marktreife gebracht werden. Wettbewerbsfähige Gestehungskosten bilden die Grundlage für die vielfältigen Anwendungs- und Weiterverwendungsoptionen, die der Wasserstoff bietet.

## 4.1 HEUTIGE MÄRKTE FÜR H<sub>2</sub> IN DEUTSCHLAND

Wasserstoff ist ein wichtiger Grundstoff in der Industrie und in Raffinerien. Tabelle 1 zeigt eine Übersicht über die aktuellen Wasserstoffmärkte mit deren Gestehungskosten und den potenziellen CO<sub>2</sub>-Einsparungen, wenn auf grünen Wasserstoff umgestellt würde.

Anwendung	H <sub>2</sub> -Bedarf	H <sub>2</sub> -Preis	CO <sub>2</sub> -Einsparung
<b>Raffinerie</b>	177.000 t/a → 3 GW Elektrolyseleistung	1,65 €/kg H <sub>2</sub>	1,7 Mio. t/a
<b>Chemische Industrie</b>	284.000 t/a → 4,8 GW Elektrolyseleistung	1–2 €/kg H <sub>2</sub>	0,7 Mio. t/a
<b>Glasindustrie</b>	0,75 t/a → 0,03 GW Elektrolyseleistung	6,50 €/kg H <sub>2</sub>	0,0075 Mio. t/a
<b>Stahlindustrie (Herstellung)</b>	350 MW Elektrolyseleistung pro 1 Mio. t Rohstahl → 15,75 GW Elektrolyseleistung <sup>2</sup>	–	21 Mio. t/a

Tabelle 1: Heutige Märkte in Deutschland mit H<sub>2</sub> als Prozessgas (H<sub>2</sub> im Prozess)<sup>3, 4</sup>

Mit der Substitution durch erneuerbar erzeugten Wasserstoff aus Elektrolyseuren könnte eine CO<sub>2</sub>-Einsparung von rund 30 Mio. t/a erzielt werden. Die Stahlindustrie zeigt den größten H<sub>2</sub>-Bedarf auf. Durch die hohen Umwandlungskosten würde der Preis für eine Tonne Stahl jedoch um das Fünffache steigen.

<sup>2</sup> Stahlerzeugung in Deutschland im Jahr 2016 bei 42 Mio. t

<sup>3</sup> ENCON.Europe GmbH (2018)

<sup>4</sup> Marc Hölling et al. (o. J.)

Die CO<sub>2</sub>-Einsparung in den Raffinerien würde auch auf konventionelle Kraftstoffe Auswirkungen haben und damit Minderungspotentiale für den Ausstoß von Treibhausgasemissionen bedeuten.

Um den gesamten Wasserstoffbedarf in heutigen Märkten durch erneuerbar erzeugten Wasserstoff zu decken, bedürfte es einer Elektrolyseleistung von rund 23,6 GW. Diese Größenordnung wäre hinreichend, um die nötigen Skaleneffekte bei der Wasserstoffproduktion mit Elektrolyseuren in angemessener Größenordnung zu realisieren.

## 4.2 POTENZIELLE MÄRKTE FÜR GRÜNEN WASSERSTOFF

Um die Klimaziele der Bundesregierung zu erreichen, muss die Energiewende auf die Bereiche Wärme und Verkehr ausgeweitet werden. Eine der aus heutiger Sicht technisch und volkswirtschaftlich sinnvollsten Lösungen hierfür ist die Nutzung von Wasserstoff als Kraftstoff und Speichermedium für erneuerbare Energie. Speziell durch die Herausforderungen der Speicherung und des Transportes von Elektrizität kann der Wasserstoff unterstützend und in Teilbereichen auch als bevorzugte Lösung angesehen werden. Hieraus ergibt sich ein zusätzliches Marktpotenzial für grünen Wasserstoff. Aufgrund der Preise in den anderen Sektoren ist der Verkehrssektor am ehesten zu erschließen. Tabelle 2 zeigt eine Übersicht über die potenziellen Märkte für grünen Wasserstoff.

Anwendung	Potenzial bis 2030	Notwendiger H <sub>2</sub> -Preis	CO <sub>2</sub> -Einsparung
<b>Schienerverkehr</b>	40% der Strecke nicht elektrifiziert	-	-
<b>Flug- und Schiffsverkehr</b>	0-8% (Flugverkehr) 0-2% (Schiffsverkehr)	-	-
<b>LKW/Bus</b>	0-0,016 Mio. Fz.	4,67-9,33 €/kg H <sub>2</sub>	1,3 Mio. t
<b>PKW</b>	0-1,8 Mio. Fz.	4,67-9,33 €/kg H <sub>2</sub>	4 Mio. t
<b>Wärmemarkt (2-10% Einspeisung ins Gasnetz)</b>	88.000-440.000 t/a → 1,6-8,2 GW Elektrolyseleistung	1,67-2,97 €/kg H <sub>2</sub>	0,64-3,2 Mio. t

Tabelle 2: Zukünftige Märkte (H<sub>2</sub> als Energieträger)<sup>5, 6, 7</sup>

<sup>5</sup> Ausfelder et al. (2017)

<sup>6</sup> NPM AG 1 (2019)

<sup>7</sup> dena (2016)



## 4.2.1 WÄRME

Aus Power-to-X-Anlagen gewonnene Gase und flüssige Energieträger lassen sich über lange Zeiträume speichern und können auf diese Weise zur Versorgungssicherheit eines Erneuerbare-Energien-Systems beitragen. Auch lassen sie sich volkswirtschaftlich effizient in die bestehende Gasinfrastruktur integrieren. Die Dekarbonisierung des Wärmesektors kann durch die Einspeisung von grünem Wasserstoff ins Gasnetz oder durch das Erschließen von Versorgungsgebieten durch umgewidmete Gas- bzw. neue Wasserstoffnetze erfolgen.

Nach DVGW-Regelwerk ist derzeit eine Einspeisung von 10 Vol.-% Wasserstoff ins Gasnetz möglich, höhere Einspeiseanteile von bis zu 25 Vol.-% werden derzeit geprüft. Aufgrund der teilweise eingeschränkten Wasserstoffverträglichkeit, unter anderem durch ältere CNG-Fahrzeuge, ist die Einspeisemenge im Gasnetz in Netzabschnitten mit CNG-Tankstellen derzeit auf 2 Vol.-% begrenzt.

Eine höhere Beimischung von Wasserstoff im Erdgasnetz bietet rasch erschließbares Potenzial für die Einsparung von Treibhausgasemissionen, insbesondere im Wärmemarkt. Hierfür ist eine Folgeabschätzung im Vorhinein notwendig. Es ist zudem darauf zu achten, dass Deutschland als Transitland für einen höheren Wasserstoffgehalt im Gasnetz eine Abstimmung mit Nachbarstaaten durchführen muss.

Verfahren zur Abtrennung ermöglichen zudem, unterschiedlichen Verträglichkeitsanforderungen in den Endanwendungen gerecht zu werden. Technologien sind in der Erprobung, um nach der Einspeisung von Wasserstoff ins Gasnetz diesen zur anschließenden Nutzung, neben der direkten Nutzung des Gases, wieder vom Erdgasgemisch abzutrennen. Die entstehenden Ströme (Wasserstoff und Erdgas in verschiedenen Reinheitsgraden) stehen anschließend in verschiedenen Anwendungsfeldern wie z. B. Tankstellen, Gaskraftwerken oder der Industrie zur Verfügung. Derzeit werden hierzu zahlreiche Verfahren erforscht, insbesondere Membranverfahren.

Durch die Einspeisung von grünem Wasserstoff in das Gasnetz kann sukzessive fossiles Erdgas in bestehenden Gasheizungen ersetzt und somit der CO<sub>2</sub>-Ausstoß verringert werden. Gasgeräte sind oft eine für die Nutzer kosteneffiziente Alternative. Voraussichtlich werden auch nach 2040 noch viele Gasheizungen im Einsatz sein.

## 4.2.2 VERKEHR

Trotz der derzeitigen Konzentration auf die Elektromobilität gibt es auch im Verkehrssektor ein großes Potenzial für PtX. Dort wo große Reichweiten oder schwere Lasten gefragt sind, ist die mit Wasserstoff gespeiste Brennstoffzelle die ideale Ergänzung oder Alternative. Neben dem Langstreckenverkehr auf Straße und Schiene sind auch der Schiffs- und Flugverkehr potenzielle Märkte.

Power-to-Gas (PtG) und Power-to-Liquid (PtL) können ebenfalls eine technisch-ökonomisch sinnvolle Alternative zur reinen Elektrifizierung des Güterverkehrs (LKW und Eisenbahn mit Oberleitungen) sein, wenn der dafür notwendige Aufbau der Infrastruktur technisch schwierig oder teurer ist. Aktuell sind 40 % des Schienennetzes der Deutschen Bahn nicht elektrifiziert. Aufgrund der geringen Auslastung von ca. 10 % des gesamten Schienenverkehrs, bspw. im Regionalbahnbereich, ist eine Ausstattung mit Oberleitungen nicht wirtschaftlich darstellbar. Hier können Wasserstoffbrennstoffzellen-Züge die bisher eingesetzten Diesellokomotiven sinnvoll ersetzen. Pilotprojekte werden bereits umgesetzt. Damit z. B. Wasserstoff oder erneuerbare Gase hier verstärkt eingesetzt werden, sollten sie gemäß ihrem Einsparpotenzial von ÖPNV- und SPNV-Ausschreibungen der öffentlichen Hand einbezogen werden. Langfristig kann so ein Einstiegsmarkt für Wasserstoff geschaffen werden. Laut der BDI-Klimapfadstudie 2030 können bis 2030

sogar 24 Mio. t CO<sub>2</sub> mit insgesamt 180 PJ durch den Einsatz strombasierter Kraftstoffe vermieden werden, für die die Elektrolyse eine Basistechnologie darstellt.<sup>8</sup>

Auch im Schiffs-, Flug- und Fernverkehr können durch Power-to-Gas treibhausgasarme Kraftstoffe bereitgestellt werden, die damit fossile ersetzen. Batterieelektrische Mobilität ist in den genannten Einsatzbereichen aufgrund der benötigten Reichweiten, des Nutzungsprofils und des hohen Gewichts von Batterien nicht oder nur bedingt geeignet.

### 4.2.3 SPEICHER

Auch für den Stromsektor wird die Kopplung zwischen Strom- und Gasnetz durch PtX zunehmend interessant. So geht der aktuelle Nationale Entwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber in zwei Szenarien von einer benötigten Elektrolysekapazität von 3 GW bis 2030 aus. Die Umwandlung erneuerbaren Stroms in Wasserstoff oder Methan reduziert den Aufwand zur Abregelung und dient als langfristiger systemischer Speicher. Auch der Aufwand im Stromnetzausbau lässt sich durch Sektorkopplung aufgrund der Nutzung der bestehenden Gasinfrastruktur vermindern.

## 5. WETTBEWERBSFÄHIGKEIT VON GRÜNEM H<sub>2</sub>

Zentrale Herausforderung für den Markthochlauf von grünem Wasserstoff und seinen Folgeprodukten ist die Wettbewerbsfähigkeit gegenüber grauem Wasserstoff. Hierfür müssen zum einen die Kosten für die fossile Erzeugung gemäß ihrer CO<sub>2</sub>-Belastung steigen und zum anderen die Gestehungskosten für grünen Wasserstoff deutlich gesenkt werden.

Abbildung 2 zeigt die heutigen H<sub>2</sub>-Gestehungskosten in Abhängigkeit von der Größe des Elektrolyseurs. Nach heutigem Stand sind H<sub>2</sub>-Gestehungskosten für kleine Anlagen mit einer Nennleistung von 225 kW von rund 11,09 €/kg H<sub>2</sub> und für große Anlagen mit einer Nennleistung von 400 MW von rund 3,62 €/kg H<sub>2</sub> (ohne Transportkosten, Windkraft onshore) erzielbar.

<sup>8</sup> BDI 2019

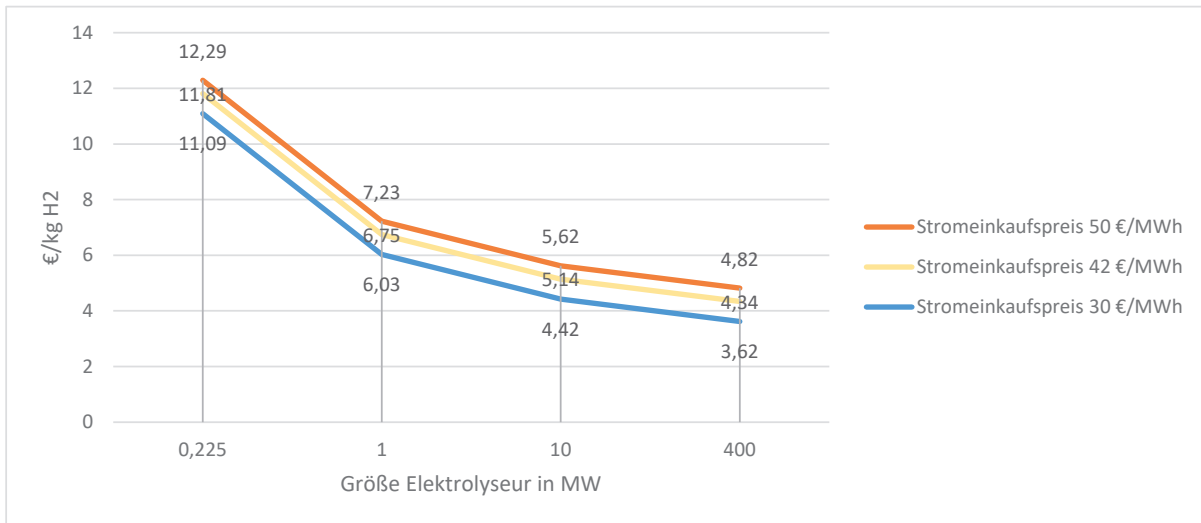


Abbildung 2: Gestehungskosten grüner Wasserstoff in Abhängigkeit von der Anlagengröße und dem Strompreis inkl. Abgaben und Umlagen<sup>9</sup>

Die Betriebsstunden des Elektrolyseurs spielen eine große Rolle für die Wettbewerbsfähigkeit. Im derzeitigen Rechtsrahmen, der Flexibilität z. B. im Hinblick auf das Stromnetz nicht belohnt, ist aus betriebswirtschaftlichen Gründen eine möglichst hohe Auslastung des Elektrolyseurs erforderlich.

Der hohe nötige Auslastungsgrad macht die reine Nutzung von „Überschussstrom“ in Zeiten der Überproduktion erneuerbaren Stroms zu keiner wirtschaftlichen Alternative. Vielmehr muss die benötigte Kapazität zusätzlich aus der Produktion erneuerbaren Stroms bereitgestellt und eine möglichst hohe Auslastung der Elektrolyseure erreicht werden (z. B. Wind + PV).

Ganz entscheidend für die Vermarktung von grünem Wasserstoff wird auch ein funktionierendes Herkunftsnachweissystem sein, damit die Elektrolyse nicht nur auf die Volllaststunden der jeweiligen Erneuerbare-Energien-Quelle begrenzt bleibt.

Für nachweislich grünen Wasserstoff sind die Betriebsstunden des Elektrolyseurs mit erneuerbaren Energien pro Jahr determinierend für die Produktionskosten:

		Betriebsstunden Elektrolyseur (1 MW)							
		200	500	1.000	2.000	4.000	6.000	8.000	
<b>Kosten-Strombezug</b>	<b>0 ct/kWh</b>	27,5	11,0	5,5	2,9	1,7	1,4	1,2	€/kg H <sub>2</sub>
	<b>2 ct/kWh</b>	28,6	12,1	6,6	4,0	2,8	2,5	2,3	€/kg H <sub>2</sub>
	<b>4 ct/kWh</b>	29,7	13,2	7,7	5,1	3,9	3,6	3,4	€/kg H <sub>2</sub>
	<b>6 ct/kWh</b>	30,8	14,3	8,8	6,2	5,0	4,7	4,5	€/kg H <sub>2</sub>

Tabelle 3:

<sup>9</sup> Variante ohne Stromsteuer gemäß § 9a Abs. 1 Ziffer 1 StromStG; keine Netzentgelte, EEG-Umlage anteilig zw. 15% und 40%, eigene Berechnung

## EINFLUSSFAKTOREN AUF DIE H<sub>2</sub>-GESTEHUNGSKOSTEN

Bei der Produktion von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien mittels Elektrolyseur sind im geltenden Rechtsrahmen die wichtigsten Faktoren mit Einfluss auf die Gestehungskosten:

- Anlagengröße (und der Automatisierungsgrad der Herstellung)
- Auslastungsgrad (mögliche Anzahl von Betriebsstunden des Elektrolyseurs pro Jahr)
- Stromeinkaufspreis (bzw. Stromgestehungskosten mit erneuerbaren Energien)
- Stromnebenkosten (Belastung der laufenden Kosten mit Steuern, Abgaben und Umlagen)
- Genehmigung (Kosten und Zeit)

Die Größe des Elektrolyseurs bietet erhebliches Kostenreduktionspotenzial durch Skaleneffekte. Dies liegt zum einen an den spezifischen Herstellungskosten pro kW, die mit zunehmender Leistung sinken. Darüber hinaus führen die erheblichen Genehmigungskosten zu sinkenden Kosten mit steigender Leistung, weil es keine vereinfachte Genehmigung für kleinere Elektrolyseure gibt. Die Genehmigungskosten eines kleineren Elektrolyseurs sind wegen des durchzuführenden formellen Verfahrens etwa genauso hoch wie bei einem größeren Elektrolyseur.

Somit entfallen im geltenden Rechtsrahmen bei einem Elektrolyseur mit 10 MW auf 1 kg Wasserstoff 2,40 € weniger Anlagenkosten als bei einem Elektrolyseur mit 0,225 MW (durch geringere spezifische Investitionskosten und Genehmigungskosten).

Die Stromnebenkosten differieren je nach Anlagengröße um bis zu 1,19 ct/kWh. Das entspricht einer Differenz von 0,72 €/kg H<sub>2</sub>. Bei kleineren Elektrolyseuren können die Kosten durch Eigenverbrauch aus EE-Anlagen geringgehalten werden. Bei größeren Elektrolyseuren (etwa ab 15 MW) sinken die EEG-Kosten, wenn der Letztverbraucher eine EEG-Reduktion als stromintensives Unternehmen ab der 1. GWh gemäß § 64 EEG geltend machen kann.

Mit zunehmender Leistung der Anlage werden die Investitionen in die Hardware immer weniger entscheidend. Mit den zu erwartenden Anlagengrößen bei einem Markthochlauf werden die Strombezugskosten und die Stromnebenkosten (hauptsächlich die Netzentgelte und die EEG-Umlage) preisbestimmend sein.

Anlagengröße (MW)	Investitionskosten (%)	Strompreis (%)	Stromnebenkosten (%)
<b>0,225</b>	65	20	15
<b>1</b>	45	35	20
<b>10</b>	30	50	20
<b>400</b>	20	55	25

Tabelle 3: H<sub>2</sub>-Gestehungskosten (ohne Transport) – Einflussfaktoren <sup>10</sup>

<sup>10</sup> Annahmen: 2.800 VLS, Stromverbrauch 60 kWh/kg H<sub>2</sub>, Strompreis 42 €/MWh, PEM-Elektrolyse



## 5.1 REGIONALE VERTEILUNG

Wie in Kapitel 4 erläutert gibt es schon heute einen großen Wasserstoffbedarf in der Industrie sowie ein großes Potenzial im Verkehrssektor. Gebiete mit hohem Wasserstoffbedarf und attraktive Standorte für PtX-Anlagen passen jedoch nicht immer zusammen. So besteht derzeit der größte Wasserstoffbedarf der Industrie im Ruhrgebiet (20,1 TWh H<sub>2</sub>/a) und in Mitteldeutschland (10,94 TWh H<sub>2</sub>/a). Zum Teil auch in Norddeutschland (1,76 TWh H<sub>2</sub>/a). Der Bedarf an Wasserstoff im Verkehrssektor wird in Zukunft eher in den Ballungszentren angenommen.<sup>11</sup>

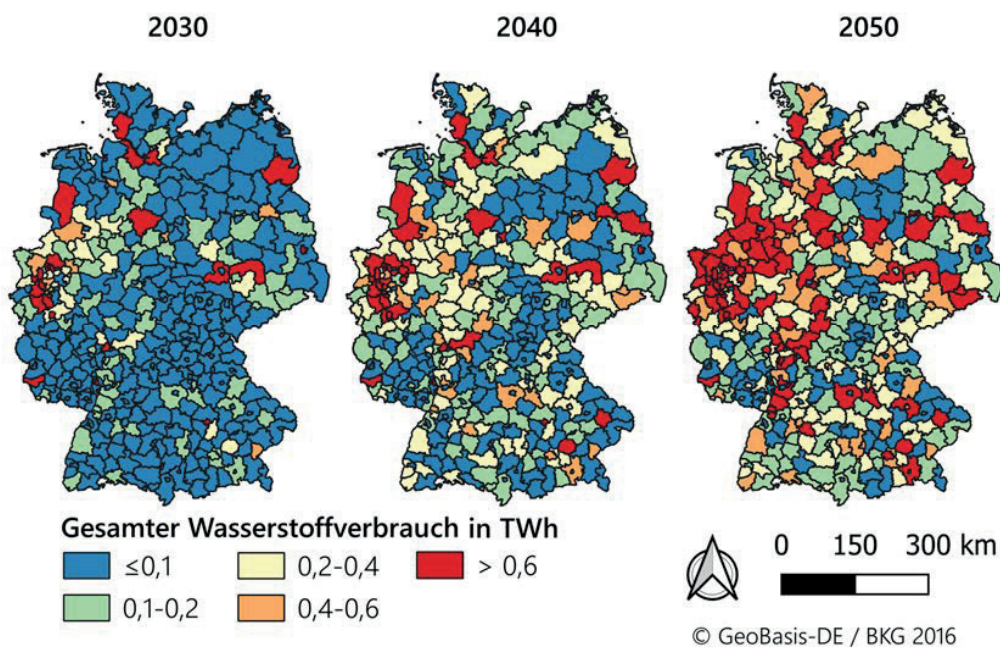


Abbildung 3: Regionalisierung des Wasserstoffverbrauchs in Industrie und Verkehr (FfE 2019)

Für die Herstellung von grünem Wasserstoff muss der Elektrolyseur mit erneuerbaren Energien versorgt werden. Diese werden vorwiegend im Norden und Osten durch Windkraft oder im Süden und Osten Deutschlands mithilfe von PV-Anlagen erzeugt.

Damit auch die Standorte mit einem großen Wasserstoffverbrauch mit erneuerbaren Energien versorgt werden können, ist es notwendig, dass das Herkunftsnachweissystem für erneuerbaren Strom überarbeitet wird, so dass die Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Verwendung für die Elektrolyse sichergestellt wird.

<sup>11</sup> FfE (2019)

## 5.2 TRANSPORTKOSTEN FÜR ZENTRALE ELEKTROLYSE

Neben der Betrachtung des  $H_2$ -Gestehungspreises spielen die Transportkosten des Wasserstoffs vom Ort der Erzeugung zum Ort des Verbrauchs, vor allem wenn der Wasserstoff von einem zentralen Erzeugungsort aus an Verbrauchszentren geleitet und verteilt wird („zentrale Elektrolyse“), eine wichtige Rolle. Für die zentrale Herstellung von Wasserstoff bieten sich verschiedene Möglichkeiten des Transports zur Tankstelle an. Dabei entstehen je nach Art der Verteilung unterschiedliche Kosten.

Eine Möglichkeit ist der Wasserstofftransport in gasförmiger oder flüssiger Form per Trailer. Der Transport in gasförmiger Form per Trailer eignet sich für kleine bis mittlere Mengen. Für größere Mengen bietet sich aufgrund der höheren Dichte der Transport von verflüssigtem Wasserstoff an, falls die Kosten sowie der Energieaufwand für die Verflüssigung den Vorteil nicht eliminieren. Im globalen Zusammenhang laufen hier Entwicklungsarbeiten (z. B. in Japan).

Alternativ bietet sich der Transport per Pipeline an, z. B. über das bestehende Gasnetz durch Beimischung oder in umgewidmeten Leitungen bzw. über ein eigenes Wasserstoffnetz. Der leitungsgebundene Transport bietet sich vor allem für die großflächige Nutzung von Wasserstoff als Energieträger an. Mit höherem  $H_2$ -Bedarf wird der Transport über Pipeline die kostengünstigste Alternative<sup>12</sup> und entlastet zudem den Straßenverkehr. Die Kosten für den Transport in einem zukünftigen großflächigen Wasserstoffnetz sind aufgrund der zahlreichen potenziellen technischen und regulatorischen Einflussfaktoren nur mit Unsicherheiten abzuschätzen. Der Anteil der Transportkosten am Wasserstoffpreis für Kraftstoff würde in einem solchen Szenario vermutlich gering ausfallen und mit Sicherheit wäre diese Variante weit günstiger als der Transport per Trailer. In einem beispielhaften Szenario mit einem regulierten Wasserstoffnetz, das dem heutigen Erdgasnetz gleicht und ähnlich ausgelastet ist, mit einem einheitlichen Entgeltsystem über das gesamte Gasnetz (Methan und Wasserstoff), lässt sich ein Transportpreis von 0,43 €/kg Wasserstoff im Gasnetz überschlagen.<sup>13</sup>

## 5.3 ANWENDUNGSFÄLLE

### Dezentrale Elektrolyse

Eine Möglichkeit zur Installation von Elektrolyseuren ist die dezentrale Verteilung. Dies ist ein typischer Anwendungsfall für Onshore-Windenergie und PV-Anlagen. Der Elektrolyseur wird zur Optimierung der Erlössituation einer EE-Anlage oder eines EE-Parks eingesetzt. Hierbei wird nur ein Teil des Stroms zur Erzeugung von Wasserstoff genutzt. Zudem ist die Belieferung von regionalen Akteuren ( $H_2$ -Tankstelle, Industrie) durch die Einspeisung ins Gasnetz möglich. Für die dezentrale Verteilung werden vorwiegend „kleinere“ Elektrolyseure mit einer Nennleistung von bis zu 10 MW genutzt.

Vorteil der dezentralen Verteilung wäre unter anderem die Wertschöpfung direkt vor Ort, es können Zeiten mit niedrigen Strompreisen genutzt werden und es ist eine Entlastung des Stromnetzes in Zukunft möglich (entsprechendes Preissignal vorausgesetzt, z. B. durch Aufnahme von Elektrolyseuren in die Verordnung zu abschaltbaren Lasten).

<sup>12</sup> Robinius et al. (2018)

<sup>13</sup> Siehe dazu den exemplarischen Rechenweg und die Prämissen im Anhang

Ein Spezialfall der dezentralen Elektrolyse ist die Elektrolyse „on-site“. In diesem Fall wird der Elektrolyseur direkt bei der Tankstelle installiert. Die Speicherung findet ebenfalls an der Tankstelle statt und es werden derzeit Elektrolyseure mit einer Nennleistung von weniger als 5 MW installiert.

Bei diesem Anwendungsfall entstehen relativ hohe spezifische Kosten für den Elektrolyseur, da die volle Belastung durch Umlagen greift und die Planungskosten identisch derer für große Anlagen sind. Da der Wasserstoff direkt an der Tankstelle erzeugt wird, können jedoch die Transportkosten des Wasserstoffs vollständig eingespart werden.

### Zentralisierte Elektrolyse

Auf der anderen Seite ist eine zentralisierte Verteilung der Elektrolyseure möglich. Typische Anwendungsfälle sind hierfür On- und Offshore-Windenergieparks. Der Elektrolyseur trägt hierbei wesentlich zur Erlössituation der EE-Anlage oder des Parks bei. Der Abtransport des Wasserstoffs könnte entweder über Schiffe (bei Offshore-EE-Anlagen) oder alternativ über die Einspeisung ins Gasnetz oder eine eigene H<sub>2</sub>-Pipeline geschehen. Für die zentrale Verteilung werden vorwiegend „größere“ Elektrolyseure mit einer Nennleistung von über 10 MW genutzt.

Vorteile bei der zentralen Verteilung sind unter anderem die niedrigen spezifischen Kosten des Wasserstoffs aufgrund von Skalierungseffekten sowie die Vermeidung von Netzausbaukosten, da die Nutzung von Stromleitungen und Stromnetz-Übergabestellen/Netzanschlüssen vermieden wird. Zudem können Probleme der Flächenkulisse im Bereich der Windenergie vermieden werden.

## 5.4 AUSBAUBEDARF ERNEUERBARE ENERGIEN

Die Dekarbonisierung nicht nur des Stromsektors, sondern langfristig fast des gesamten Primärenergiebedarfs erfordert große Mengen an erneuerbaren Energien.

Ein Teil davon wird voraussichtlich für die Produktion von grünem Wasserstoff gebraucht.

Wie hoch der zukünftige Bedarf tatsächlich sein wird, ist aus heutiger Sicht umstritten. Das zeigen die sehr unterschiedlichen Ergebnisse diverser Studien. Der Bedarf an Erzeugungsleistung für grünen Wasserstoff bis 2050 reicht je nach Annahmen von 16 GW bis über 300 GW.

Dass ein Bedarf entstehen wird, ist dabei jedoch unumstritten. Selbst bei der geringsten Annahme von 16 GW entsteht ein wesentlicher zusätzlicher Bedarf an der Erzeugung erneuerbarer Energie.

Wenn wie oben unterstellt wird, dass ein wirtschaftlicher Betrieb nur mit mindestens 4.000-Betriebsstunden erreichbar ist und der Technologiemarkt auch in Zukunft gleich bleibt, entsteht folgender zusätzlicher Kapazitätsbedarf bei 16 bzw. 100 GW Elektrolyseleistung.

Prognostizierte Elektrolyseleistung	Zusätzlicher Ausbaubedarf	
	16 GW	100 GW
<b>Wind onshore</b>	22 GW	139 GW
<b>Photovoltaik</b>	18,5 GW	115 GW
<b>Wind offshore</b>	2,2 GW	13,5 GW
<b>Flächenbedarf PV + Wind onshore</b>	0,41 %	2,58 %

Tabelle 4: Zusätzlicher Ausbaubedarf erneuerbare Energien

Je höher der Bedarf, desto eher wird die Ausweitung der Offshore-Kapazitäten sinnvoll sein. Dieser Bedarf entsteht zusätzlich zu den Ausbauzielen der erneuerbaren Energien im Stromsektor. Die entsprechenden Voraussetzungen dafür müssen wegen der langen Umsetzungsdauer sehr zeitnah geschaffen werden.

Für die nötigen 22 GW Onshore-Wind müssten z.B. weitere 0,3 % der Landesfläche als Windeignungsgebiet ausgewiesen werden. Für 139 GW wären es zusätzlich rund 1,9 % der Landesfläche für Windenergie und 0,68 % für Photovoltaik.

Die Vorlaufzeit für die Erstellung von rechtssicheren Regionalplänen dauert im Durchschnitt 5 bis 10 Jahre, wie die jüngste Vergangenheit gezeigt hat. Zusammen mit Planungszeiträumen für Windenergieprojekte von 5 bis 7 Jahren muss der politische Anstoß heute geschehen, um die Kapazitäten verfügbar zu haben, wenn sie benötigt werden.

Der Import von grünem Wasserstoff muss langfristig als Ergänzung entwickelt werden, unterliegt jedoch spezifischen Bedingungen. Die in diesem Zusammenhang häufig angeführten Standorte mit > 6.000 Betriebsstunden pro Jahr für den Elektrolyseur sind global vorhanden, aber selten. Derzeit werden von den jeweiligen Staaten diese Standorte vorrangig für die eigene Stromerzeugung erschlossen. Außerdem können die dort evtl. niedrigeren Stromgestehungskosten durch hohe zusätzliche Kosten für den Aufbau von Infrastruktur, Transport und Logistik in evtl. politisch instabilen Ländern überkompensiert werden. Deutschland wäre nicht der einzige Nachfrager nach zusätzlichen Kapazitäten, so dass sich der globale Markt generell erst entwickeln muss. Deshalb gilt es, für den globalen Strom/H<sub>2</sub>-Bedarf bis 2050 alle verfügbaren Ressourcen zu nutzen.

## 6. HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

Damit die Elektrolyse als eine zentrale Schlüsseltechnologie der Sektorkopplung für zukünftige CO<sub>2</sub> neutrale Mobilitäts- und Wärmeanwendungen und zur Speicherung erneuerbarer Energien etabliert werden kann, empfiehlt die AG 5 der NPM die folgenden Maßnahmen und Handlungsfelder als eine erste Diskussionsgrundlage. Hierbei ist darauf hinzuweisen, dass keiner der Ansätze allein dafür ausreichend ist, PtG-Anlagen wirtschaftlich zu betreiben – nur eine Kombination erscheint erfolgversprechend:



## Investitionskosten senken durch Anreize eines Markthochlaufs

- Zeitnahe nationale Umsetzung der neuen Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II) mit ambitionierter Berücksichtigung von grünen Gasen/fortschrittlichen Kraftstoffen.
- Die Beimischung von Wasserstoff in das Erdgasnetz sollte auf das technisch mögliche Maß ausgeweitet werden. Zudem sind mögliche Lösungen für technische Anpassungen bei >10% H<sub>2</sub>-Einspeisung ins Gasnetz zu betrachten.
- Eine Quote für die Beimischung grüner Gase ins Gasnetz könnte die Nutzung von „grünem“ Wasserstoff in der Wärmeversorgung fördern. Dies ist zu prüfen, wenn marktnahe Mechanismen keine Wirkung zeigen.
- Planungskosten senken durch ein vereinfachtes BImSchG-Verfahren für Kleinanlagen (etwa bis 5 MW)

## Stromnebenkosten senken

- Reduzierung oder Neustrukturierung der Stromumlagen (insbesondere EEG-Umlage): Der Elektrolyseur darf nicht mehr als Letztverbraucher gelten.
- Keine Beschränkung der Stromsteuerbefreiung für Elektrolyseure bei Unternehmen des produzierenden Gewerbes
- Beibehaltung der Netzentgeltbefreiung für Elektrolyseure nach § 118 Abs. 6 EnWG

## Hohe Auslastung mit erneuerbaren Energien ermöglichen

- Notwendig ist eine Überarbeitung des Herkunftsnachweissystems für Strom, das die Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Konvertierung im Elektrolyseur sicherstellt. Gas, das aus regenerativ erzeugtem Strom hergestellt wird, ist damit „erneuerbares Gas“.

## Level Playing Field schaffen

- Konsequente CO<sub>2</sub>-Bepreisung aller Energieträger für alle Sektoren zur Schaffung von gleichen Wettbewerbsbedingungen.

## Energiewende konsequent fortsetzen

- Deutlich höherer Ausbaubedarf für erneuerbare Energien erforderlich. Durchschnittliche Planungszeiten für Windkraftanlagen bei 5 bis 10 Jahren.
- Integration der Netzentwicklungspläne für Strom- und Gasinfrastruktur, um Potenziale der Sektorkopplung zu heben (Berücksichtigung der regionalen Verteilung von Wasserstoff- bzw. PtX-Potenzialen und -bedarfen)

## Auslandsmärkte erschließen

- Unterstützung des Aufbaus von H<sub>2</sub>-Märkten weltweit (insbesondere Länder mit hohem Energiebedarf und geringen Stromerzeugungskosten)

## Flugverkehr erschließen

- Unterstützung der Entwicklungen im Flugverkehr bezüglich grünem Kraftstoff

# 7. ANHANG

## Literaturverzeichnis

Ausfelder et al. (2017): »Sektorkopplung« – Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft).

BDEW (2019): Interaktive Karte "Gas kann grün". <https://www.bdew.de/energie/erdgas/interaktive-karte-gas-kann-gruen>. Zugriff am 9.05.2019.

BDI (2018): Klimapfade für Deutschland.

Deutsche Energie Agentur GmbH (dena) (2016): Potenzialatlas Power to Gas. – Klimaschutz umsetzen, erneuerbare Energien integrieren, regionale Wertschöpfung ermöglichen.

ENCON.Europe GmbH (2018): Potentialatlas für Wasserstoff – Analyse des Marktpotentials für Wasserstoff, der mit erneuerbarem Strom hergestellt wird, im Raffineriesektor und im zukünftigen Mobilitätssektor.

Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft GmbH (FfE) (2019): Studie zur Regionalisierung von PtG-Leistungen für den Szenariorahmen NEP Gas 2020–2030.

Marc Hölling, Matthias Weng, Sebastian Gellert: Bewertung der Herstellung von Eisenschwamm unter Verwendung von Wasserstoff.

Nationale Plattform Zukunft der Mobilität, Arbeitsgruppe 1 „Klimaschutz im Verkehr“ (2019): ZWISCHENBERICHT 03/2019 WEGE ZUR ERREICHUNG DER KLIMAZIELE 2030 IM VERKEHRSEKTOR.

Robinius et al. (2018): Comparative Analysis of Infrastructures: Hydrogen Fueling and Electric Charging of Vehicles. Schriften des Forschungszentrums Jülich. Reihe Energie & Umwelt/Energy & Environment, Band/Volume 40

## 7.1 ÜBERSCHLÄGIGE UNVERBINDLICHE BERECHNUNG DER TRANSPORTKOSTEN VON WASSERSTOFF IM GASNETZ

### Prämissen

- Wasserstoffleitungen im regulierten Bereich
- Wasserstoffnetz, das dem heutigen Erdgasnetz gleicht und ähnlich ausgelastet ist
- Einheitliches Entgeltsystem über das gesamte Gasnetz (Methan und Wasserstoff)



## Rechenweg

<b>Volllaststunden</b>	2.800	h/a	(Lt. Annahmen der Berechnung im Arbeitspaket PtX)
<b>Stunden im Jahr</b>	8.760	h/a	
<b>Dichte</b>	0,0899	kg/m <sup>3</sup>	bei 273 K (Lt. Wikipedia)
<b>Heizwert</b>	39,39	kWh/kg	(Lt. <a href="https://de.wikipedia.org/wiki/Heizwert">https://de.wikipedia.org/wiki/Heizwert</a> ist Heizwert 33,3 kWh/kg und Brennwert 39,39 kWh/kg)
<b>Transportkapazität im Vergleich zu Erdgasleitungen</b>	70 %		(Unverbindliche Abschätzung)
<b>Briefmarke im Ferngasnetz in einem gesamtdeutschen Marktgebiet</b>	3,87	€/(kWh/h)/a	REGENT-Berechnung von 2020
<b>Umlagen im Ferngasnetz</b>	0,98003	€/(kWh/h)/a	Umlagen des Jahres 2019
<b>H<sub>2</sub>-Briefmarke inkl. Umlagen</b>	6,928614286	€/(kWh/h)/a	Bei Reduzierung der Kapazität
<b>Kapazitätskosten für 1 kg/h bzw. 39,39 kWh/h</b>	272,9181167	€/(kg/h)/a	
<b>Kapazitätskosten für Ein- und Ausspeisung von 1 kg/h</b>	545,8362334	€/(kg/h)/a	
<b>Kosten im Ferngasnetz</b>	0,194941512	€/kg	Für den Transport von 2800 kg (Volllaststunden)
<b>Leitungsebene</b>	Angepasste EOG im Jahr 2018	Vorgelagerte Netzkosten im Jahr 2018	Reine Netzkosten 2018 inkl. Umlagen im FNB-Netz
<b>Fernleitungsnetz</b>	2.381.000.000,00 €	7.000.000,00 €	2.374.000.000,00 € Daten aus der §31 ARegV-Veröffentlichung. Für einige FNB und VNB werden keine Daten ausgegeben.
<b>Verteilernetz</b>	3.922.000.000,00 €	1.024.000.000,00 €	2.898.000.000,00 €
<b>Anteil der Kosten des Ferngasnetzes (inkl. Umlagen) an den Gesamtkosten im Gasnetz (inkl. nachgelagerter Ebene)</b>	45 %		
<b>Kosten im gesamten Gasnetz</b>	0,43	€/kg	

