POSITIONSPAPIER

DWV Deutscher Wasserstoff-Verband

Den Business Case voranbringen: Die Rolle einer Grüngasquote für den Wasserstoffhochlauf

Die Regierungskoalition bekennt sich zum Hochlauf der klimaneutralen Industrieproduktion und hat dies in ihrem Koalitionsvertrag unter dem Punkt der Einführung von Leitmärkten festgeschrieben. Dabei wird die Einführung einer Grüngasquote neben Quoten für die emissionsarme Herstellung von Stahl oder vergaberechtlichen Vorgaben als mögliche Umsetzungsoption genannt. Hierzu liegen mittlerweile unterschiedliche Umsetzungsvorschläge in variierendem Detailgrad vor. Der Deutsche Wasserstoff-Verband bringt sich mit diesem Positionspapier aktiv in die Diskussion ein.

Eine Studie von Frontier Economics[1] hat den bislang detailliertesten Vorschlag zur Einführung einer Grüngasquote vorgelegt. Der DWV begrüßt das Vorliegen dieser Studie als wertvollen Debattenbeitrag und hält die engen Parallelen zur THG-Quote im Verkehrsbereich für zielführend. Einige der Prämissen überzeugen hingegen nicht und sind im Kontext des Wasserstoffhochlaufs sogar als potenziell gefährdend zu bewerten. Es muss gelten, aus den Erfahrungen mit der THG-Quote zu lernen und gemachte Fehler nicht erneut zu wiederholen. Die Ausführungen in diesem Papier zur Grüngasquote beziehen sich auf eine inhaltliche Ausgestaltung einer Grüngasquote im Sinne dieser Studie.

Die Ausgangslage ist allerdings schwierig, denn der Wasserstoffhochlauf verzögert sich aufgrund zu komplexer regulatorischer Rahmenbedingungen, hoher Wasserstoffgestehungskosten und daraus resultierend unzureichender Nachfrage. Die Konsequenz hieraus ist die Streichung oder Aufschiebung von Investitionen in Produktionsanlagen, Netz- und Speicherprojekte, Anlagen zur Umwandlung und Weiterverarbeitung sowie zur energetischen oder stofflichen Anwendung von Wasserstoff.

Der Wasserstoffhochlauf krankt vor allem an fehlender Wirtschaftlichkeit und Planungssicherheit infolge mangelnder dauerhafter regulatorischer Anreize für eine konstante Wasserstoffnachfrage. Die Regulatorik und hohen Strombezugskosten verteuern den Wasserstoff zudem künstlich. Banken gewähren aufgrund fehlender Erfahrung mit Wasserstoffprojekten und mangelnder Nachfrage zu häufig noch unattraktive Finanzierungskonditionen. Zudem geht von der Politik heute kein klares Bekenntnis zur künftigen Anwendung von Wasserstofftechnologien aus. Dies verhindert einen klaren Pfad von der Erdgas- hin zur Wasserstoffwirtschaft.

Um den Wasserstoffhochlauf zu beflügeln, bietet eine Grüngasquote für Wasserstoffproduzenten eine attraktive Perspektive zur Einspeisung von Wasserstoff in Wasserstoffnetze. Gleichzeitig müssen die Kosten von Wasserstoff schnellstmöglich reduziert werden, um

[1] Frontier Economics (2025): „Konzeption einer Grüngasquote - Eine THG-Minderungsquote für den Gassektor"

zusätzliche finanzielle Belastungen der Verpflichteten zu vermeiden. Daher müssen parallel zur Einführung einer Grüngasquote Maßnahmen umgesetzt werden, welche

- die Wasserstoffgestehungskosten senken,
- Investitionen in Wasserstoffprojekte sicherer machen und
- einen regulatorischen Rahmen für die Wasserstoffnutzung in den unterschiedlichen Sektoren definieren.

Eine Grüngasquote ist nur dann sinnvoll, wenn die Industrie trotz des Grüngaseinsatzes international konkurrenzfähige Energiekosten hat.

An der langfristigen Nutzung von Wasserstoff führt kein Weg vorbei: Strombasierte erneuerbare Kraft- und Brennstoffe (RFNBO) lassen sich theoretisch beliebig skalieren und werden daher dauerhaft einen wesentlichen Pfeiler des erneuerbaren Energiesystems ausmachen. Sie ergänzen den Ausbau der erneuerbaren Energien, steigern die Flexibilität und heben wichtige Synergien, zum Beispiel in der Sektorenkopplung.

Kostenlücke schließen - Wasserstoffgestehungskosten senken

Der Wasserstoffmarkt steht heute noch deshalb in den Startlöchern, weil sich Wasserstoffpreise auf ein Vielfaches der fossilen Energieträger belaufen. Mit der CO_2-Bepreisung schrumpft dieser Abstand zwar etwas – dennoch liegt Wasserstoff aus erneuerbaren Energien bei den Gestehungskosten durchschnittlich beim vierfachen des Preises für Erdgas[2]. In der Folge bedeutet das, dass Produzenten von Wasserstoff zwar grundsätzlich Planungssicherheit bezüglich der Kriterien haben und mit dem Kernnetz voraussichtlich eine signifikante Leitungsinfrastruktur vorfinden. Aufgrund der hohen Kosten halten sich jedoch die Nachfrager für Wasserstoff noch zurück.

Wasserstoffpreise sind im Besonderen von den Strompreisen abhängig. Hinzu kommen Anschaffungs- und sonstige Kapitalkosten. Die Preise für den Bezug von Strom sind in den Zeiten erneuerbarer Energien wesentlich von der Verfügbarkeit der Energie abhängig. Daher muss es gelingen, die Potenziale für günstigen Strombezug zur Wasserstoffproduktion zu heben. Diese werden heute noch durch die strengen Strombezugskriterien aus der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED) blockiert. Neben dem Senken der Stromkosten gilt es nun, mit einer zunehmenden Zahl von FIDs die Lernkurve bei der Herstellung von Elektrolyseuren und den Balance-of-Plant-Komponenten zu senken. Diese FIDs werden durch die Grüngasquote weiter vereinfacht.

[2] Großhandelspreise im August 2025 für Erdgas bei ca. 4ct/kWh zzgl. ca. 1,2ct/kWh durch den CO_2-Preis – durchschnittliche LCOH in der IF24-Auktion der European Hydrogen Bank – 7,1€/Kg oder 21,3ct/kWh

Um die Wasserstoffgestehungskosten zu senken, sollten aus DWV-Sicht folgende Punkte adressiert werden:

- **Aufschub der EU-Vorgaben für erneuerbare Kraft- und Brennstoffe** in Bezug auf Zusätzlichkeit, geografischer und zeitlicher Korrelation. Die Bundesregierung muss für diesen Aufschub Partner unter den EU-Mitgliedstaaten gewinnen und die EU-Kommission zu einer schnellen Revision bewegen.
- Umsetzung des auf EU-Ebene verabschiedeten **delegierten Rechtsaktes für kohlenstoffarme Brennstoffe** in nationales Recht.
- Verlängerung der bestehenden **Stromnetzentgeltbefreiungen** für systemdienliche Elektrolyseure sowie Ausweitung auf Nebenanlagen. Dies gilt ebenfalls für die bestehende **Stromsteuerbefreiung** nach § 9a StromStG, welche bislang nur den Elektrolyseprozess selbst betrifft; sowie für die **Umlagenbefreiung** nach § 25 EnFG.
- Verlängerung der **Strompreiskompensation über 2030 hinaus sowie** Vereinfachung der Bedingungen zur Erlangung (z. B. durch Entfall der Notwendigkeit von gebündelten Stromherkunftsnachweisen, Verlängerung der Strompreiskompensation mit dauerhafter Nutzung der Fall-back-Stromeffizienzbenchmarks).
- Berücksichtigung einer praxistauglichen **Definition von systemdienlicher Elektrolyse** im Rahmen der Ausschreibungen nach § 96 Abs. 9 WindSeeG, die eine wirksame Förderung und betriebswirtschaftlich sinnvolle Wasserstoffproduktion mit ausreichend Volllaststunden im Jahr ermöglichen. Das betrifft auch die vereinfachte Erlangung eines Stromnetzanschlusses für die geförderten Elektrolyseure.
- Zügige Verabschiedung des **Wasserstoffbeschleunigungsgesetzes** zur wirksamen Verringerung der Genehmigungsfristen.
- **Kumulierungsmöglichkeiten** für bestehende Förderungen entlang der Wertschöpfungskette sind vorübergehend zu eröffnen, um in der Hochlaufphase eine bessere Schließung der Kostenlücken zu ermöglichen.

Regulatorischen Rahmen ausdefinieren – Nachfrage anreizen

Zusätzlich zur Senkung der Wasserstoffgestehungskosten braucht es einen robusten rechtlichen Rahmen zur Nutzung von Wasserstoff in den unterschiedlichsten Sektoren. Das betrifft insbesondere die Sektoren, die heute auf Erdgas setzen und deren Wasserstoffbedarf potenziell am Höchsten ist – Energiewirtschaft und Industrie. Entscheidend ist, dass seit langem ausstehende regulatorische Rahmenwerke durch die Politik schnell und praxistauglich auf den Weg gebracht werden. Das betrifft insbesondere folgende Punkte:

- **Leitmärkte** schaffen eine verlässliche Nachfrage nach „grünen" Produkten wie beispielsweise CO_2-reduzierten Stahl und damit indirekt nach Wasserstoff. Hier sollte die öffentliche Beschaffung mit gutem Beispiel vorangehen, indem beispielsweise Vorgaben zu Klimafreundlichkeit und Kreislauffähigkeit anhand etablierter

Standards von öffentlich beschafften Gütern gemacht werden. Auch ist zu prüfen, ob der Staat Marktanreize zur Nutzung „grüner" Produkte wie z.B. CO_2-reduzierten Stahls setzen sollte, wie etwa durch die Anrechnung der Emissionsminderung in den CO_2-Flottengrenzwerten für Autos und Lieferwagen. Die neue Bundesregierung sollte die Bemühungen der EU-Kommission im Rahmen des Clean Industrial Deal unterstützen und europäische Vorgaben umsetzen. Der Entwurf für das Vergabebeschleunigungsgesetz enthält eine Verordnungsermächtigung zur Einführung von Leitmärkten. Diese Verordnung sollte schnellstens auf den Weg gebracht werden.

- Die **Kraftwerksstrategie muss ein klares Bekenntnis zur Nutzung von Wasserstoff in der Energiewirtschaft sein**. Die Nachfrage aus den Kraftwerken ist der entscheidende Treiber für die Dimensionierung des Kernnetzes und das Entstehen von Wasserstoffspeichern. Sobald die wirtschaftliche Nachfrage aus den Kraftwerken gesichert ist, wird die Produktion von Wasserstoff nachziehen.
- Es sollten **staatliche Absicherungsinstrumente für große Wasserstofflieferungen** an Nachfrager eingeführt werden. Ein Vorschlag sind Avalkredite, die über das bestehende Großbürgschaftsprogramm des Bundes abgesichert werden. Perspektivisch ist auch die Absicherung von Warenkreditversicherungen, zum Beispiel durch Bundesgarantien denkbar[3].
- **H2Global-Mittel sollten für deutsche Wasserstoffprojekte** genutzt werden. Der Ankauf von Wasserstoffmengen aus Deutschland durch die Hint.co käme einer Absicherung für Nachfrager gleich. Abnehmerbranchenspezifische Ausschreibungen von H2Global z.B. mit Fokus auf einzelne Zahlungsbereitschaften könnten aufgelegt werden, um eine zielgenaue Nachfrage zu ermöglichen.
- **Erweiterung und Vereinfachung der Klimaschutzverträge** für die Produktion, Lieferung und den Einsatz von erneuerbarem und CO_2-armem Wasserstoff. Die Substitution von fossilen Energieträgern (inkl. grauem Wasserstoff) durch erneuerbaren und CO_2-armen Wasserstoff muss förderfähig sein. Das Förderprogramm sollte hierfür ein dezidiertes Wasserstoffbudget erhalten und weiter entbürokratisiert werden.

Die Einführung einer Grüngasquote entfaltet erst in Kombination mit der Senkung der Wasserstoffgestehungskosten und der Anreizung der Nachfrage ihre positive Wirkung für den Wasserstoffhochlauf. Entscheidend ist parallel zur Etablierung einer Wasserstoffnachfrage die weitere Reduktion der Preisunterschiede zwischen Wasserstoff und konventionellen Energieträgern.

[3] DWV, WV Stahl (2025): „Absicherung von Wasserstofflieferungen an die deutsche Industrie - Lösungsvorschläge zur finanziellen Absicherung"

Leitplanken für die Ausgestaltung einer Grüngasquote

Eine Grüngasquote bietet vor allem für Wasserstoffproduzenten eine attraktive Möglichkeit zur Einspeisung von Wasserstoff. Die Akteure im Gashandel und -vertrieb würden dazu verpflichtet, den CO_2-Fußabdruck der in Verkehr gebrachten Gasmenge nach und nach zu reduzieren. Aus Sicht der Nachfrager würden sich hingegen potenziell Kostensteigerungen ergeben. So besteht bei falscher Ausgestaltung das Risiko von Ausweicheffekten wie etwa in der Primärstahlindustrie, bei der die Attraktivität der Investition in eine Direktreduktionsanlage gegenüber dem Import von direkt reduziertem Eisen aus Drittstaaten sinkt und damit zu einer verminderten Nachfrage nach Wasserstoff in Deutschland führen könnte. Gerade im Falle der Industrie in Deutschland, die bereits mit hohen Energiepreisen kämpft, muss mit Fingerspitzengefühl vorgegangen werden. Aus DWV-Sicht sind deshalb mehrere Punkte entscheidend, die bei der Einführung einer Quote berücksichtigt werden müssten:

1. Mehrkosten fair verteilen - Möglichst viele Nutzer einbeziehen

Der DWV argumentiert, dass grundsätzlich alle Gasverbraucher in einer Grüngasquote berücksichtigt werden sollten. Anderweitige Verpflichtungen zur Nutzung grüner Gase, die beispielsweise aus Förderbescheiden resultieren, müssen allerdings zwingend anrechenbar sein, um Doppelbelastungen zu vermeiden.

Eine Quote, die lediglich einzelne Sektoren, wie zum Beispiel den ETS 2-Bereich umfassen würde, wäre eine überproportionale Belastung für einzelne Gaskunden und würde andere Gaskunden quersubventionieren. Das ist aus Sicht des DWV nicht zielführend. Zudem ist es entscheidend, dass die RED III-Ziele im Rahmen einer Grüngasquote „miterfüllt" werden können.

2. CO_2-Fußabdruck senken – Unterquoten für Wasserstoff vorsehen

Diskutiert wird bei Frontier Economics insbesondere eine Verpflichtung des Gasvertriebs zur Erfüllung von Quoten für den Vertrieb grüner Gase. Damit gäbe es Parallelen zur bestehenden THG-Quote im Verkehrsbereich. Dies unterstützt der DWV und spricht sich weiterhin dafür aus, eine mögliche Grüngasquote konsequent auf die Reduktion des CO_2-Fußabdrucks der vertriebenen Gasmengen auszurichten. Eine Mengenquote würde das Risiko bergen, dass der tatsächliche CO_2-Fußabdruck keine Rolle spielt. Hier können wir von den Erfahrungen aus der THG-Quote im Verkehr lernen.

Grundsätzlich sollten in einer ersten Phase neben kohlenstoffarmem und erneuerbarem Wasserstoff auch Biomethan, E-Methan oder sonstige kohlenstoffarme Gase zulässig sein. Gleichzeitig hat dies potenzielle Nachteile für den Wasserstoffhochlauf, denn sowohl die Nutzung von Bio- oder E-Methan haben einen entscheidenden Nachteil: Sie verlängern die Nutzungsdauer des konventionellen Erdgasnetzes zu Ungunsten des Aufbaus des Wasserstoffnetzes. Es ist daher entscheidend, ambitionierte Unterquoten, insbesondere für erneuerbaren oder strombasierten Wasserstoff, einzuführen. Andersfalls droht eine Pfadabhängigkeit in Richtung Biomethan, das in der Verfügbarkeit begrenzt ist, heute aber noch

Deutscher Wasserstoff-Verband (DWV) e.V.
Tel.: +49 30 6295948–2 | h2@dwv-info.de
Robert-Koch-Platz 4 | D-10115 Berlin
www.dwv-info.de
Register: Amtsgericht Berlin (Charlottenburg) VR 17205
D-LobbyRG-Nr.: R002003
EU-Transparenzregister: 462906838391-79 –
Steuer-Nr. 27/663/55761
Vorstand: Dr. Bernd Pitschak (Vorsitzender), Friederike Lassen

günstiger als Wasserstoff ist und das über das bestehende Erdgasnetz eingespeist werden kann.

Industriebetriebe müssen sich für in der Regel für die Nutzung von Wasserstoff oder Biomethan entscheiden und ihre Produktionsverfahren entsprechend anpassen. Das bedeutet, dass es ohne Unterquoten keinen Anreiz für die Inverkehrbringer gibt, in die Beschaffung von Wasserstoff zu investieren. Eine Grüngasquote ohne Wasserstoff-Unterquote wäre für den Wasserstoffhochlauf in der Folge sogar schädlich.

3. Wasserstoffnetz nutzen und initial befüllen

Konstante Gas- und Wasserstoff-Zusammensetzungen sind für industrielle Verbraucher essenziell. Die Befüllung der reinen Wasserstoffnetze und insbesondere des Kernnetzes ist daher entscheidend. Dies würde auch die Investitionssicherheit für das Kernnetz sichern. Es sollten daher keine Anreize für die Beimischung von Wasserstoff in das konventionelle Erdgas-Fernleitungsnetz gesetzt werden. Um regionalen, klein- bis mittelskaligen Elektrolyseprojekten zusätzliche Investitionssicherheit zu geben, sollte jedoch das Generieren von Quoten aus der Einspeisung in Erdgas-Verteilnetze, vorausgesetzt entsprechender Verträglichkeit und technischer Machbarkeit, möglich sein. Voraussetzung ist eine Abkehr von den strengen Regelungen zur Massenbilanzierung hin zu einer flexibleren Handhabung im Rahmen einer *Book & Claim*-Systematik.

4. Quoten bilanziell handelbar machen

Entscheidend für das Gelingen einer Grüngasquote ist die Erfüllbarkeit der Quote über bilanzielle Mechanismen. Stand heute ist die RFNBO-Definition mit der Inverkehrbringung in ein gemeinsames Massebilanzsystem verknüpft. Wünschenswert ist die Handelbarkeit von Zertifikaten mit der grünen Eigenschaft in einem hiervon getrennten Sekundärmarkt über eine *Book & Claim*-Systematik. Grüne Eigenschaften und physisches Gas könnten so, wie im Strom, voneinander getrennt werden. Dabei wäre der Verbrauch in den Wasserstoff- und Gasnetzen aggregiert zu betrachten. Der steigende Wasserstoffverbrauch im Wasserstoffnetz würde so für das Sinken des CO_2-Fußabdrucks sorgen, während die konventionellen Netze zunehmend weniger gefragt wären und schließlich nur noch Bio- und E-Methan transportieren würden. Eine bilanzielle Erfüllung erhöht darüber hinaus die Liquidität und den Wettbewerb zwischen den Anbietern von Gasen, die einen geringeren CO_2-Fußabdruck haben als Erdgas, und senkt somit die Kosten für die Erfüllung der Grüngasquote.

Zusätzlich sollte vorgesehen werden, dass auch Offgrid-Lieferketten (z. B. Container/Trailer, Inselnetze) bilanzwirksam angerechnet werden können, damit Wasserstoff aus dezentraler, netzunabhängiger Produktion gleichermaßen zur Quotenerfüllung beiträgt und zusätzliche Investitionsanreize für regionale Projekte gesetzt werden. Dies ermöglicht auch dort Investitionen, wo das Kernnetz nicht in den kommenden Jahren zur Verfügung steht.

Eine begrenzte Übertragbarkeit von Quoten aus Vorjahren ist entscheidend, um eine Grüngasquote glaubwürdig zu machen (*Banking & Borrowing*). Schließlich sollte die Nachsteuerung bzw. Evaluation der Quotenziele regelmäßig erfolgen, um auf die Marktgeschehnisse reagieren zu können. Hierfür bietet der Gesetzentwurf zur Umsetzung der RED III im Verkehrssektor eine gute Orientierung.

5. Wirksame Sanktionsmechanismen einführen

Die Einführung einer Grüngasquote ist nur dann sinnvoll, wenn die Teilnahme für die Verpflichteten bindend ist. Die Nichterfüllung der Quote muss durch finanzielle Sanktionsmechanismen begleitet werden. Die THG-Quote zeigt, dass eine feste Pönale Planungssicherheit bietet. § 37c Abs. 2 des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (BImSchG) sieht im Verkehrssektor Stand heute eine Abgabe von 60 Cent pro verfehltem Kilogramm CO_2 bei gleichzeitiger Dreifachrechnung von RFNBO vor. Die Höhe der Pönale sollte einen effektiven Anreiz setzen, die Quote zu erfüllen und zugleich nicht überproportionale Preisrisiken für die Verpflichteten zur Folge haben. Das Bezahlen der Pönale darf aber in keinem Fall ökonomisch günstiger als die Erfüllung der Grüngasquote sein, denn dies würde ihrem Sinn zuwiderlaufen.

6. Vorkehrungen zur Stabilisierung der Quotenpreise treffen

Die Nachhaltigkeitseinstufung von importierten Energieträgern hat im Bereich der Kraftstoffe bereits im Rahmen der THG-Quote für Verwerfungen gesorgt. Tatsächliche Nachhaltigkeit und deklarierte Nachhaltigkeit stammten im Falle falsch deklarierter Biokraftstoffe nicht überein. Staatliche Aufsichtsbehörden waren mit der Nachverfolgung der Fälle überfordert. Im Strombereich ist das System der Herkunftsnachweise nicht frei von Fehlern.

Es ist also auch im Fall der Einführung einer Grüngasquote essenziell, dass die angerechneten Kraft- und Brennstoffe frei von Zweifeln an die Nachhaltigkeit bzw. des CO_2-Fußabdrucks sind. Dies zeigt, dass eine Grüngasquote ohne wasserdichte Zertifizierungsstellen für die Nachhaltigkeit der erzeugten bzw. importierten Gase wertlos und sogar schädlich wäre. Denn der Import von Gasen mit schlechter Nachhaltigkeitseigenschaft treibt die Quotenpreise in den Keller und setzt damit das Geschäftsmodell der Hersteller grüner Gase illegalerweise unter Druck. Der Entwurf zur Reform der THG-Quote im Verkehrssektor adressiert diese kritischen Punkte effektiv. Daraus muss die Politik auch für die Grüngasquote lernen.

Deutscher Wasserstoff-Verband (DWV) e.V.
Tel.: +49 30 6295948–2 | h2@dwv-info.de
Robert-Koch-Platz 4 | D-10115 Berlin
www.dwv-info.de

Register: Amtsgericht Berlin (Charlottenburg) VR 17205
D-LobbyRG-Nr.: R002003
EU-Transparenzregister: 462906838391-79 –
Steuer-Nr. 27/663/55761
Vorstand: Dr. Bernd Pitschak (Vorsitzender), Friederike Lassen

Fazit

Die Wasserstoffwirtschaft benötigt Planungssicherheit und Bedingungen, um Wasserstoff wirtschaftlich produzieren, vertreiben und abnehmen zu können. In Kombination mit weiteren Maßnahmen zur Verbesserung der Rahmenbedingungen für Wasserstoffproduktion und -abnahme unterstützt eine Grüngasquote den Wasserstoffhochlauf, vorausgesetzt, es sind Unterquoten für erneuerbaren und CO_2-armen Wasserstoff, Pönalen sowie die bilanzielle Handelbarkeit und eine Anrechenbarkeit auf bestehende Einsatzverpflichtungen der Quoten vorgesehen. Sie ist nur dann zielführend, wenn die Industrie trotz des Grüngaseinsatzes international konkurrenzfähige Energiekosten hat.

Zu den parallel zur Grüngasquote einzuführenden regulatorischen Maßnahmen gehören:

- Die **Senkung der Wasserstoffgestehungskosten**, insbesondere durch die Reform der Strombezugskritierien, eine Verlängerung der Strompreiskompensation und der Netzentgeltbefreiung sowie eine praxistaugliche Definition von Systemdienlichkeit,
- Die **Vorgabe eines klaren regulatorischen Rahmens für die Wasserstoffnachfrage**, insbesondere im Industrie-, Mobilitäts- und Energiesektor,
- Die **staatliche Absicherung von Wasserstofflieferungen** in der Hochlaufphase an große Nachfrager,
- Eine wasserdichte **Zertifizierung grüner Gase**.

Im Gesamtpaket kann dieser Instrumentenmix der Wasserstoffwirtschaft zum Durchbruch verhelfen. Es liegt an der Politik, jetzt mutig voranzugehen und die Chance zu nutzen, um Deutschland in dieser Zukunftstechnologie einen Spitzenplatz zu sichern und die industrielle Fertigung für die kommenden Entwicklungen vorzubereiten und krisenfest zu machen.

Berlin, 20. November 2025

Kontakt: Friederike Lassen
Vorständin des DWV
politik@dwv-info.de

Seit über zwei Jahrzehnten steht der **Deutsche Wasserstoff-Verband (DWV) e.V.** an der Spitze der Bemühungen um eine nachhaltige Transformation der Energieversorgung durch die Förderung einer grünen Wasserstoff-Marktwirtschaft.

Mit einem starken Netzwerk von über 160 Institutionen und Unternehmen sowie mehr als 400 engagierten Einzelpersonen treibt der DWV die Entwicklung und Umsetzung innovativer Lösungen in den Bereichen Anlagenbau, Erzeugung und Transportinfrastruktur voran. Durch die Fokussierung auf die Schaffung optimaler Rahmenbedingungen für die Wasserstoffwirtschaft unterstreicht der DWV sein unermüdliches Engagement für eine zukunftsfähige, nachhaltige Energieversorgung und vertritt wirkungsvoll die Interessen seiner Mitglieder auf nationaler und europäischer Ebene.