

Berlin, 4. August 2023

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

Reinhardtstraße 32  
10117 Berlin

**vgbe energy e.V.**

Deilbachtal 173  
45257 Essen

[www.vgbe.energy](http://www.vgbe.energy)

## Diskussionspapier

# H2-Prozessleitfaden: Strom- und Wärmeerzeugung auf der Basis von erneuer- baren und dekarbonisierten Gasen

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

<b>0</b>	<b>Einleitung .....</b>	<b>5</b>
<b>1</b>	<b>Bedeutung von Wasserstoff für die Strom- und Wärmeerzeugung .....</b>	<b>7</b>
1.1	Bedeutung von H <sub>2</sub> -Ready-Gaskraftwerken für die Deckung der Residuallast und den Klimaschutz .....	7
1.2	Kurz-Definition von H <sub>2</sub> -Readiness .....	8
1.3	Zubaubedarf von H <sub>2</sub> -Ready-Gaskraftwerken .....	9
1.4	H <sub>2</sub> -Ready-Gaskraftwerke im Spannungsfeld externer Faktoren .....	10
1.5	Notwendigkeit des Einsatzes von Wasserstoff in der Strom- und gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung.....	11
1.6	Wasserstoff Gesetzgebung .....	13
1.7	Bedeutung der EU-Taxonomie für H <sub>2</sub> -Ready-Gaskraftwerke.....	14
<b>2</b>	<b>Technische Herausforderungen für den Umstieg auf Wasserstoff .....</b>	<b>16</b>
2.1	Allgemeines .....	16
2.2	H <sub>2</sub> -Ready-Definition.....	16
2.3	Werkstoffe und Wasserstoff .....	19
2.4	Gasturbinen .....	20
2.5	Gasmotoren .....	23
2.6	Industrie-Heizkessel und weitere Feuerungsanlagen .....	23
2.7	Brennstoffzellen .....	24
2.8	Emissionen bei thermischer Nutzung.....	25
<b>3</b>	<b>Regulatorische Herausforderungen für H<sub>2</sub>-Ready-Gaskraftwerke.....</b>	<b>27</b>
3.1	Genehmigungsbedürftigkeit nach 4. BImSchV.....	27
3.2	Störfallanlage nach 12. BImSchV (StörfallVO) .....	29
3.3	Großfeuerungsanlagen nach 13. BImSchV (≥ 50 MW Feuerungswärmeleistung).....	30

3.3.1	Emissionsbegrenzungen (Gasturbinenanlagen, Verbrennungsmotoren, Kesselfeuerungen).....	30
3.3.2	Mischfeuerung von Wasserstoff mit anderen Brennstoffen .....	32
3.3.3	Brennstoffumstellung / wesentliche Änderung einer bestehenden Anlage .....	32
3.3.4	Einsatz von SCR-Katalysator oder SNCR .....	32
3.4	Mittelgroße Feuerungsanlagen nach 44. BImSchV (1 - 50 MW Feuerungswärmeleistung).....	33
3.4.1	Emissionsbegrenzungen (Gasturbinenanlagen, Verbrennungsmotoren, Kesselfeuerungen).....	33
3.4.2	Mischfeuerung von Wasserstoff mit anderen Brennstoffen .....	34
3.4.3	Brennstoffumstellung / emissionsrelevante Änderung einer bestehenden Anlage.....	34
3.5	Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz (UVPG).....	35
<b>4</b>	<b>H<sub>2</sub>-Ready-Gaskraftwerke als Teil einer Wasserstoffwirtschaft.....</b>	<b>36</b>
<b>5</b>	<b>Fazit und Ausblick .....</b>	<b>39</b>

**BDEW e.V.:**

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 Unternehmen, die für die Umsetzung der energie- und klimapolitischen Ziele Deutschlands in Anlagen und Infrastruktur zur Erzeugung, Verteilung, Speicherung und Nutzung Erneuerbarer Energien investieren. 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.

**vgbe energy e.V.:**

vgbe energy e.V. (vgbe) ist der technische Verband der Energieanlagen-Betreiber. Mitglieder von vgbe sind derzeit 411 Unternehmern aus den Bereichen Betreiber, Hersteller und weiterer mit der Strom- und Wärmeerzeugung verbundener Institutionen. Seine Mitglieder, die weltweit Anlagen zur Strom-, Wärme- und Kälteerzeugung, Energiespeicherung und Sektorkopplung betreiben, kommen aus 29 Ländern und repräsentieren eine installierte Kraftwerksleistung von 292 GW.

vgbe bekennt sich zu dem Ziel, Wirtschaft und Gesellschaft klimaneutral und nachhaltig zu entwickeln. Sein Beitrag besteht darin, die dazu erforderlichen technischen Optionen für eine umweltfreundliche, sichere und wirtschaftliche Energieversorgung aufzuzeigen und aktiv mitzugestalten. Als unabhängiges technisches Kompetenzzentrum und Netzwerk sowie Stimme der Anlagenbetreiber bei technischen Fragestellungen unterstützt der vgbe seine Mitglieder in ihren jeweiligen Geschäftsaktivitäten sowie bei der Umsetzung von Innovationen und strategischen Aufgaben.

## 0 Einleitung

„Die Zukunft gehört dem Wasserstoff“. Diese oder ähnliche Sätze sind in letzter Zeit immer häufiger und lauter zu hören. Unabhängig davon, ob es um die Dekarbonisierung der Chemieindustrie, CO<sub>2</sub>-freien Stahl oder die Strom- und Wärmeerzeugung geht, Wasserstoff ist als Game-Changer in aller Munde. Der richtige und notwendige Schritt hin zur klimaneutralen Gesellschaft ist mit einer Vielzahl von Herausforderungen verbunden. In den Bereichen Industrie, Wärme/Kälte und Verkehr wird die vollständige Dekarbonisierung durch die reine Elektrifizierung basierend auf der volatilen Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik (PV) auf absehbare Zeit nicht möglich sein. Der Anteil von Erneuerbaren Energien (EE) an der Bruttostromerzeugung steigt seit Jahren an und erreichte mit 44,6 % in 2022 einen neuen Höchstwert. Gleichzeitig bleibt der EE-Anteil am Primärenergieverbrauch mit 17,2 % im Jahr 2022 weiterhin deutlich geringer. Ebenso bleiben auf absehbare Zeit Herausforderungen, wie die langfristige (übersaisonale) Speicherung von Strom aus Erneuerbaren Energien, bestehen. Vor diesem Hintergrund kommt erneuerbaren und dekarbonisierten Gasen, also Gasen, die entweder komplett auf Basis von Erneuerbaren Energien erzeugt wurden oder deren klimaschädliche Wirkung durch technische Verfahren wie „*carbon capture utilization and storage*“ (CCUS) reduziert worden ist, sowie nachhaltig erzeugtes Biomethan eine zentrale Bedeutung für die Erreichung der Klimaneutralität in Deutschland bis zum Jahr 2045 zu. Nahezu alle aktuellen Studien<sup>1 2 3 4</sup> gehen bereits 2030 von einem relevanten Anteil an erneuerbaren und dekarbonisierten Gasen in den verschiedenen Sektoren – Strom, Wärme, Verkehr, Industrie – aus. Dabei wird es sich in erster Linie um erneuerbaren und dekarbonisierten Wasserstoff- also grünen<sup>5</sup>, blauen<sup>6</sup> und türkisen<sup>7</sup> Wasserstoff<sup>8</sup> - handeln. Dies gilt insbesondere für die Strom- und Wärmeerzeugung.

Dieser Prozessleitfaden greift die allgemeine Diskussion über die Rolle von erneuerbaren und dekarbonisierten Gasen auf und erläutert deren konkrete Bedeutung für die Strom- und Wärmeerzeugung, vor dem Hintergrund, dass nach dem EEG 2023 der „Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch auf 80 Prozent im Jahr 2030“ gesteigert werden soll. Dabei soll es vor allem um die Transformation von gasbasierten

---

1 Agora Energiewende, Prognos, Consentec (2022): Klimaneutrales Stromsystem 2035. Wie der deutsche Stromsektor bis zum Jahr 2035 klimaneutral werden kann.

2 Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2021): Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann, Studie im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende.

3 Deutsche Energie-Agentur GmbH (Hrsg.) (dena, 2021). „dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität“.

4 Boston Consulting Group (BCG) (2021): Klimapfade 2.0 – Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft. Gutachten für den BDI.

<sup>5</sup> Grüner Wasserstoff, der aus erneuerbarem Strom mittels Wasserelektrolyse gewonnen wird. Für die Produktion kommen zusätzliche erneuerbare Energieanlagen (Solar, Onshorewind, Offshorewind) zum Einsatz. Durch Methanisierung, z. B. über die Nutzung von CO<sub>2</sub> aus der Aufbereitung von Biomethan, kann synthetisches Erdgas (SNG = *Synthetic Natural Gas*) erzeugt werden.

<sup>6</sup> Blauer Wasserstoff, der aus fossilem Erdgas (NG = *Natural Gas*) per Dampfreformierung verbunden mit dem Einsatz der Carbon-Capture-and-Storage-Technologie gewonnen wird.

<sup>7</sup> Türkiser Wasserstoff, der ebenfalls aus fossilem Erdgas mittels Pyrolyse produziert wird. Bei seiner Erzeugung fällt fester Kohlenstoff als Nebenprodukt an, bei dessen Verwendung wiederum sichergestellt wird, dass keine Freisetzung dieses Kohlenstoffs in Form von Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>) erfolgt.

<sup>8</sup> Im weiteren Verlauf wird zusammenfassend nur noch von „Wasserstoff“ gesprochen, dies beinhaltet grünen, blauen und türkisen Wasserstoff.

Erzeugungsanlagen (Umstellung von Erdgas zu Wasserstoff<sup>9</sup>) bzw. um die generelle Thematik der H<sub>2</sub>-Readiness in der Strom- und Wärmeerzeugung gehen. Der Fokus liegt dabei auf großen und mittelgroßen Feuerungsanlagen der öffentlichen Versorgung und der Industrie sowie auch Brennstoffzellen zur Rückverstromung; Kleinfeuerungsanlagen zur Strom- und/oder Wärmeerzeugung in privat oder gewerblich genutzten Gebäuden (wie beispielsweise Gasbrennwertthermen oder Kleinst-BHKW) werden nicht in diesem Papier betrachtet. Auch der Einsatz der bereits etablierten erneuerbaren Gase Biomethan und Biogas sind nicht Gegenstand des Leitfadens.

---

<sup>9</sup> H<sub>2</sub>-Derivate wie (grüner) Ammoniak können sowohl beim Transport als auch bei der direkten Nutzung in Zukunft eine wichtige Rolle in einem wasserstoffbasierten Energiesystem spielen. Im Rahmen dieses Prozessleitfadens wird der Fokus allerdings primär auf die direkte Nutzung von Wasserstoff gelegt.

## 1 Bedeutung von Wasserstoff für die Strom- und Wärmeerzeugung

### 1.1 Bedeutung von H<sub>2</sub>-Ready-Gaskraftwerken für die Deckung der Residuallast und den Klimaschutz

Deutschland hat sich ambitionierte Ziele für Klimaschutz und den Ausbau Erneuerbarer Energien gegeben. Nach den Plänen der Bundesregierung soll bis 2030 der Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch auf 80 % erhöht werden und in den folgenden Jahren bis auf 100 % ansteigen, so dass Deutschlands Stromerzeugung damit nahezu klimaneutral wäre. Diese Entwicklung wird davon geprägt sein, dass der Anteil von Strom aus Erneuerbaren Energien (EE) - also vor allem aus Wind- und PV-Anlagen - immer weiter ansteigen wird, während parallel der Anteil von fossilen Energieträgern, wie Kohle und Erdgas, in der Stromerzeugung zunehmend abnimmt. Es gibt darüber hinaus bei dieser Entwicklung aber zwei entscheidende Punkte zu beachten. Zum einen liefern die Erneuerbare-Energien-Anlagen als volatile Erzeugungsanlagen nicht dauerhaft die gleiche Leistung, sondern ihre Einspeisung schwankt, aufgrund der veränderlichen Witterungsverhältnisse und des Tag-Nacht-Wechsels. Zum anderen lässt sich zusätzlicher, über den aktuellen Bedarf hinaus, produzierter Strom bisher nur für vergleichsweise kurze Zeiträume direkt speichern, z. B. in Batterie- oder Pumpspeichern. Dies wird dazu führen, dass Strom aus Erneuerbaren Energien in immer mehr Stunden des Jahres den Strombedarf weitgehend deckt, es allerdings einen zwar abnehmenden aber weiterhin vorhandenen Anteil an Stunden geben wird, in dem die Stromnachfrage deutlich höher ist als die Strom-Einspeisung aus Erneuerbaren Energien. Eine sichere und zuverlässige Versorgung mit elektrischer Energie muss allerdings nicht nur in der Mehrzahl der Stunden, sondern immer gewährleistet sein. Daher erfordert auch ein treibhausgasneutrales Stromsystem insbesondere von der Witterung unabhängig steuerbare Kraftwerke, die diese Residuallast<sup>10</sup> sicher decken. Die Jahreshöchstlast und höchste Residuallast treten in Deutschland in der Regel in den Wintermonaten auf. Die relevanten Studien gehen davon aus, dass durch den deutlich vermehrten Einsatz von Wärmepumpen und der E-Mobilität diese Lastspitzen und Lastbedarfe in Zukunft weiter steigen werden. Im bisherigen Stromsystem übernehmen die Rolle der Residuallastdeckung in Deutschland derzeit noch konventionelle Braun- und Steinkohlekraftwerke (mit und ohne Wärmeauskopplung) sowie hochflexible gasbasierte Erzeugungsanlagen für Strom und/oder Wärme (KWK-Anlagen, GuD-Anlagen und Gas-Peaker). In einem zukünftigen klimaneutralen Stromsystem müssen diese Rolle überwiegend steuerbare Erzeugungsanlagen übernehmen, die in der Lage sind, in zunehmendem Maße mit klimaneutralen Brennstoffen betrieben werden zu können. Die wichtigste Option hierfür und damit auch der Fokus dieses

---

<sup>10</sup> Die Residuallast ist jener Teil der Last, der nicht durch dargebotsabhängig einspeisende Erneuerbare Energien gedeckt wird und durch steuerbare gesicherte Leistung bereitgestellt werden muss.

Papiers sind H<sub>2</sub>-Ready-Gaskraftwerke<sup>11</sup>, die künftig bis zu 100 % mit Wasserstoff betrieben werden können. Diese Kraftwerke können klimaneutral zur Deckung der Residuallast bzw. zur sicheren und bedarfsgerechten Stromversorgung beitragen und somit die Versorgungssicherheit gewährleisten.<sup>12</sup> Darüber hinaus müssen H<sub>2</sub>-Ready-Gaskraftwerke mit ihren rotierenden Massen weiterhin zur System- bzw. Netzsicherheit und damit zur Stabilität des Stromverbundsystems beitragen. H<sub>2</sub>-Ready-Gaskraftwerke, H<sub>2</sub>-Sprinter-Kraftwerke, Hybridkraftwerke und Brennstoffzellen sind somit Partner der Erneuerbaren Energien und bilden das Rückgrat des zukünftigen klimaneutralen Stromsystems. Vor diesem Hintergrund kommt der Brennstoffversorgung dieser verlässlichen Residuallastkraftwerke über eine entsprechende H<sub>2</sub>-Infrastruktur bzw. ein H<sub>2</sub>-Netz eine zentrale Bedeutung zu. Analog zur reinen Stromerzeugung gilt dies auch für die gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung (KWK) sowie die reine Wärmeerzeugung in großen und mittelgroßen Feuerungsanlagen der öffentlichen Versorgung und der Industrie. Zukünftig wird auch im Wärmebereich ein Großteil der Wärmenachfrage (z.B. in den Wärmenetzen) durch erneuerbare oder strombasierte Alternativen wie Solar- und Geothermie oder Großwärmepumpen gedeckt, gleichzeitig bleibt ein gewisser Anteil an Wärmenachfrage übrig, der flexibel durch jederzeit verfügbare KWK-Anlagen oder Spitzenlastheizkessel gedeckt werden muss. Auch hier kommt neben anderen klimaneutralen Brennstoffen insbesondere der Einsatz von Wasserstoff in Frage. Damit kommt der Transformation von gasbasierten Erzeugungsanlagen - also der Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff - bzw. generell der H<sub>2</sub>-Readiness in der Strom- und Wärmeerzeugung eine entscheidende Rolle für das Gelingen der Energiewende zu. Entsprechend müssen die Bedarfe sowohl in der Netzentwicklungsplanung für Erdgas- als auch für Wasserstoffnetze Niederschlag finden. Eine integrierte Betrachtung und Planung sowie die Verzahnung der Prozesse ist in Anbetracht der Herausforderung dringend nötig. Die kommunale Wärmeplanung muss ein grundlegender Bestandteil der Betrachtung und Planung des Gesamtsystems sein.

## 1.2 Kurz-Definition von H<sub>2</sub>-Readiness

Was bedeutet in dem Zusammenhang H<sub>2</sub>-Readiness? Eine Anlage gilt als H<sub>2</sub>-ready, wenn sie während ihrer Lebensdauer – ggf. in verschiedenen Nachrüstschritten – im Endzustand zu 100 % mit Wasserstoff oder Wasserstoffderivaten (z. B. Ammoniak) betrieben werden kann.

<sup>11</sup> In diesem Papier wird der Begriff „H<sub>2</sub>-Ready-Gaskraftwerk“ zur Vereinfachung als Sammelbegriff für alle gasbasierten Erzeugungsanlagen gebraucht, die Wasserstoff nutzen bzw. auf die Nutzung von Wasserstoff umgerüstet werden können. Darunter fallen sowohl auf Wasserstoff umrüstbare bisher erdgasbasierte Bestandskraftwerke (Peaker, GuD und KWK), neu zu errichtende erdgasbasierte Kraftwerke (Peaker, GuD und KWK) die bereits für eine spätere Nutzung von Wasserstoff vorbereitet sind als auch in Zukunft zu errichtende rein wasserstoffbasierte Kraftwerke (Peaker, GuD und KWK) sowie reine Wärmeerzeuger im großen Maßstab, z.B. Industrie- und Spitzenlastheizkessel.

<sup>12</sup> Neben H<sub>2</sub>-Ready-Gaskraftwerken können auch weitere Technologien in einem flexiblen Energieerzeugungssystem der Zukunft einen Beitrag zur Versorgungssicherheit Strom leisten, wie Batterie- oder Pumpspeichern und Lastmanagement (DSM) oder durch die Bereitstellung von gesicherter Leistung durch Laufwasserkraftwerke oder die Umstellung bestehender Kraftwerkskapazitäten auf grünes Biomethan oder nachhaltige Biomasse. Aktuelle Studien sehen dabei die verschiedenen Technologien als symbiotisches Gesamtsystem die alle benötigten werden, wobei der größte Beitrag zur gesicherten Leistung durch H<sub>2</sub>-Ready-Gaskraftwerke erfolgt.



Im Rahmen dieses Positionspapier liegt der Fokus auf dem gasförmigen Energieträger Wasserstoff. Die H<sub>2</sub>-Readiness schließt alle energetischen Nutzungsoptionen in Neu- und Bestandsanlagen – z. B. Gasturbinen-, Motoren-, Industriekessel- und Brennstoffzellen-Anlagen – mit ein. Eine ausführliche Definition bzw. Beschreibung von H<sub>2</sub>-Readiness aus technischer Sicht erfolgt in Kapitel 2.

### 1.3 Zubaubedarf von H<sub>2</sub>-Ready-Gaskraftwerken

Von welchem Zubaubedarf an H<sub>2</sub>-Ready-Gaskraftwerken ist auszugehen? Diese Frage ist nicht ohne Weiteres zu beantworten und hängt unter anderem von der Ausbaugeschwindigkeit der Erneuerbaren Energien, von der Entwicklung des Strombedarfs, dem Level der vorhandenen Kraftwerkskapazitäten und vom Zeitpunkt des endgültigen Kohleausstiegs in Deutschland ab. Dabei darf der Zubau an EE-Anlagen und der Ausbau der H<sub>2</sub>-Ready-Gaskraftwerke nicht getrennt voneinander betrachtet werden, es handelt sich um zwei Seiten einer Medaille. Allein der bisher geltende Kohleausstieg bis 2035 - ohne die Berücksichtigung der Auswirkungen der Gasversorgungsengpässe in 2022 - hätte neben dem Erreichen der hohen Erneuerbare-Energien-Ausbauziele, den Bau von 15 GW Gas-Kraftwerken bis 2030 notwendig gemacht.<sup>13</sup> Ein beschleunigter Kohleausstieg erfordert neben dem Zubau an Speichern, Ausbau der Netzinfrastruktur und dem Erreichen der hohen EE-Ausbauziele auch einen deutlichen Zubau von H<sub>2</sub>-Ready-Gaskraftwerken. Dies bestätigt auch der aktuelle Bericht zum Stand und der Entwicklung der Versorgungssicherheit (VSM-Bericht) der BNetzA aus dem Oktober 2022, der bereits die Annahme eines vorgezogenen Kohleausstiegs enthält. Der VSM-Bericht geht von einem notwendigen Zubau von neuen erdgasbefeuerten Erzeugungskapazitäten, die auf Wasserstoff umgestellt werden können, von 17-21 GW bis 2031 aus. Andere aktuelle Studien beziffern den Zubaubedarf auf 23-25 GW<sup>14 15 16</sup>, teilweise bis zu 43 GW<sup>17 18</sup>.

Der Zubau dieser erforderlichen Erzeugungskapazitäten ist bei den gegebenen Rahmenbedingungen eine große Herausforderung. Die Planung und Genehmigung sowie der Bau eines neuen rein erdgasbasierten Kraftwerks dauerte bereits in der Vergangenheit 4 - 7 Jahre. Die Errichtung von neuen H<sub>2</sub>-Ready-Gaskraftwerken ist mit Blick auf das politisch-regulatorische

<sup>13</sup> r2b energy consulting, Consentec (2021): Monitoring der Angemessenheit der Ressourcen an den europäischen Strommärkten, Projektbericht, Projekt Nr. 047/16 im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.

<sup>14</sup> Agora Energiewende, Prognos, Consentec (2022): Klimaneutrales Stromsystem 2035. Wie der deutsche Stromsektor bis zum Jahr 2035 klimaneutral werden kann.

<sup>15</sup> Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2021): Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann, Studie im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende.

<sup>16</sup> Deutsche Energie-Agentur GmbH (Hrsg.) (dena, 2021). „dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität“.

<sup>17</sup> Boston Consulting Group (BCG) (2021): Klimapfade 2.0 – Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft. Gutachten für den BDI.

<sup>18</sup> Der exakte Zubaubedarf hängt von einer Vielzahl von Faktoren ab, sei es der Geschwindigkeit des Erneuerbare-Energien-Ausbaus, der Nachfrageflexibilität oder den angenommenen Importkapazitäten. Aber unabhängig davon, welches Szenario in der Strommarktmodellierung zugrunde gelegt wird, eins ist immer gleich: Ein erheblicher Zubaubedarf gesicherter Leistung in Form von H<sub>2</sub>-Ready-Gaskraftwerken in Deutschland ist vorhanden und dieser würde durch einen beschleunigten Ausstieg aus der Kohleverstromung weiter ansteigen.

Investitionsumfeld, den um sich greifenden Fachkräftemangel, das Thema Brennstoffverfügbarkeit und Lieferkettenprobleme sowie in Bezug auf die Schwierigkeiten bei Planungs- und Genehmigungsverfahren, in Verbindung mit den aktuell stattfindenden (europaweiten) Markt eingriffen außerordentlich schwierig, unsicher und von besonderen Risiken geprägt. Damit der beschriebene notwendige Aus- und Zubau realistisch umsetzbar ist, bedarf es daher u. a. der grundsätzlichen Vereinfachung, Beschleunigung von Planungs- und Genehmigungsverfahren sowie einen politisch-regulatorischen Rahmen, der auch für erdgas- und wasserstoffbasierte Gaskraftwerke einen verlässlichen Rahmen für Investitionssicherheit bietet. In diesem Zusammenhang sollte die gesetzliche „Klarstellung“, dass Erneuerbare Energien im überragenden öffentlichen Interesse sind und der öffentlichen Sicherheit dienen, auch für H<sub>2</sub>-Ready-Gaskraftwerke gelten.

#### **1.4 H<sub>2</sub>-Ready-Gaskraftwerke im Spannungsfeld externer Faktoren**

Der notwendige Zubaubedarf ist enorm und besteht bereits heute sowie insbesondere in den unmittelbar bevorstehenden Jahren bis 2030.<sup>19</sup> Grundsätzlich gibt es zwar vereinzelt erste Projekte, ein erforderlicher massiver Kraftwerksneu- bzw. technologischer Umbau, um auf die oben genannten Zubauzahlen an verlässlichen H<sub>2</sub>-Ready-Gaskraftwerken zu kommen, ist jedoch nicht zu verzeichnen. Die Gründe hierfür sind vielfältig. Die heute noch bestehenden technischen Restriktionen bei der Errichtung von H<sub>2</sub>-Ready-Gaskraftwerken werden im Kapitel 2 ausführlich erörtert. Darüber hinaus existieren zahlreiche weitere externe Faktoren, die den Bau und Betrieb von H<sub>2</sub>-Ready-Gaskraftwerken beeinflussen bzw. erst ermöglichen. Dazu gehört die Anbindung an die entsprechende H<sub>2</sub>-Infrastruktur - also an auf Wasserstoff umgestellte bestehende Erdgasleitungen oder an neu zu errichtende Wasserstoffleitungen (Stichwort: H<sub>2</sub>-Backbone). Hierzu zählt auch der gesamte Themenkomplex der Wasserstoffspeicherung, sowohl in Bezug auf das Speichervermögen eines zukünftigen H<sub>2</sub>-Netzes als auch hinsichtlich klassischer Gasspeicher für die Wasserstoffspeicherung. H<sub>2</sub>-Ready-Gaskraftwerke dienen - wie oben beschrieben - in erster Linie zur Sicherung der Netzstabilität und der Deckung der Residuallast in Zeiten, in denen die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien, die Auspeisung aus Stromspeichern, Flexibilitäten und Importe nicht ausreichen, um den Bedarf zu decken. Regionale Unterschiede in der Energieinfrastruktur und Bedarfe sind ebenfalls zu berücksichtigen. Der Wasserstoff für den Betrieb der H<sub>2</sub>-Ready-Gaskraftwerke muss zum Einsatzzeitpunkt bereits vorhanden, also gespeichert und abrufbar sein. Dafür muss dieser entweder zuvor in Deutschland selbst erzeugt oder aus dem Ausland importiert werden. Die Frage der Verfügbarkeit von Wasserstoff in der Zeit bis 2030 und darüber hinaus verknüpft mit den Herstellungs-, Transport- und Speicherkosten sowie den Stromabsatzmengen und -preisen

---

<sup>19</sup> Für ein vollständig klimaneutrales Stromsystem besteht vermutlich in der Zeit nach 2030 weiterer zusätzlicher Zubaubedarf an H<sub>2</sub>-Ready-Gaskraftwerken. Der Prozessleitfaden betrachtet allerdings primär die Zeit bis 2030 und die Herausforderungen, die damit zusammenhängen.

entscheiden über die Wirtschaftlichkeit eines H<sub>2</sub>-Ready-Gaskraftwerks. Außerdem sind im Genehmigungsverfahren die spezifischen Anforderungen an die Verbrennung von Wasserstoff zu berücksichtigen bzw. entsprechend anzupassen, dies wird im Kapitel 3 ausführlich erläutert. Alle diese externen Faktoren haben einen enormen Einfluss auf die Realisierungsaussichten der H<sub>2</sub>-Ready-Gaskraftwerke. Damit diese perspektivisch klimaneutral betrieben werden können, ist zukünftig eine sichere Versorgung mit Wasserstoff als Brennstoff über ein H<sub>2</sub>-Netz elementar. Ohne eine dann funktionierende H<sub>2</sub>-Infrastruktur bzw. einen leistungsfähigen H<sub>2</sub>-Backbone, können die H<sub>2</sub>-Ready-Gaskraftwerke ihre zentrale Funktion zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit (Strom/Wärme) in einem zukünftigen klimaneutralen Stromsystem nicht wahrnehmen. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben bereits Pläne für den Aufbau eines Wasserstoffnetzes in Deutschland sowie den Anschluss an europäische Leitungen vorgelegt.<sup>20</sup> Der schnelle Aufbau der Infrastruktur ist erfolgskritisch und darf nicht durch rechtliche sowie regulatorische Hemmnisse beschränkt werden. Neben der Infrastruktur kommt der tatsächlichen Verfügbarkeit von Wasserstoff an den Anlagenstandorten in ausreichender Menge und damit sowohl in Bezug auf die inländische Produktion als auch hinsichtlich des Imports von Wasserstoff eine entscheidende Rolle für die H<sub>2</sub>-Ready-Gaskraftwerke zu. Dabei hängen die Investitionsentscheidungen in H<sub>2</sub>-Ready-Gaskraftwerke zwar einerseits an der Infrastruktur und der ausreichenden Verfügbarkeit von Wasserstoff, andererseits muss dieser dann gelieferte Wasserstoff auch zu wettbewerbsfähigen Preisen verfügbar sein, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen. Dies ist aktuell nur durch eine gezielte Förderung oder entsprechende Investitionsanreize realisierbar. Die externen Faktoren für den Bau und Betrieb von H<sub>2</sub>-Ready-Gaskraftwerken werden in Kapitel 4 ausführlich erörtert.

### **1.5 Notwendigkeit des Einsatzes von Wasserstoff in der Strom- und gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung**

Aktuell ist noch nicht absehbar, ab wann Wasserstoff in Deutschland für die Energiewirtschaft in größerem Umfang verfügbar sein wird und auch nicht zu welchem Preis. Vor diesem Hintergrund wird häufig darauf verwiesen, dass andere Sektoren wie der Chemie- oder Stahlsektor schwieriger zu dekarbonisieren seien als der Strom- und Wärmebereich und daher Priorität bei der Wasserstoffversorgung erhalten sollten. Diese Verteilungsdiskussionen ist überflüssig, vor dem Hintergrund, dass es aktuell – und höchstwahrscheinlich auch in der weiteren Zukunft – keine ernsthaften Alternativen zu klimaneutralen brennstoffbasierten Erzeugungsanlagen, welche die sichere Deckung der verbleibenden Residuallast gewährleisten, gibt. Wie bereits erläutert, werden steuerbare Residuallastkraftwerke dauerhaft für die Strom- und -Wärmeerzeugung gebraucht. Nach dem Kernenergie- und Kohleausstieg stehen in Deutschland

---

<sup>20</sup> [Wasserstoffnetz - FNB GAS \(fnb-gas.de\)](https://www.fnb-gas.de)

nach aktuellem Stand der Dinge dafür nur noch gasbasierte Erzeugungsanlagen zur Verfügung. Batteriespeicher, Lastmanagement (DSM), grenzüberschreitender Stromaustausch/Importe oder die Bereitstellung von gesicherter Leistung durch Nutzung von Biomasse/Biomethan können einen Beitrag leisten, den deutlich gesteigerten Bedarf an steuerbaren Residuallastkraftwerken aber lediglich verringern und nicht ersetzen. Damit bleiben lediglich gasbasierte Erzeugungsanlagen zur Deckung der Residuallast übrig. Zurzeit werden diese mit Erdgas betrieben, dies ist vor dem Hintergrund der Klimaschutzziele, und den Importen fossiler Energieträger aus wenigen einzelnen Ländern keine dauerhaft tragfähige Lösung. Außerdem reicht der Bestand dieser Erdgaskraftwerke aufgrund des Kernenergie- und Kohleausstiegs nicht aus, um den zukünftigen Residuallastbedarf zu decken. Wenn eine stabile Strom- und Wärmeversorgung bei gleichzeitiger Dekarbonisierung garantiert werden soll, ist der Einsatz von erneuerbaren und dekarbonisierten Gasen eine Notwendigkeit. Sollte der Hochlauf von Wasserstoffinfrastruktur und –kraftwerken nicht rechtzeitig gelingen, dann würde dies den längeren Betrieb von z. B. Kohlekraftwerken zur Deckung der Residuallast bedeuten und einen Kohleausstieg sowie einen Umstieg der Gaskraftwerke auf klimaneutrale Brennstoffe verzögern. Der Hochlauf der Nutzung bzw. Nutzbarmachung von Wasserstoff in der Strom- bzw. Strom- und Wärmeerzeugung braucht Zeit. Er muss bereits weit vor 2030 beginnen, um in den 30er Jahren abgeschlossen werden zu können, auch um den technischen Entwicklungen genügend Zeit zu geben und den Anforderungen der technischen Bewertungskriterien (delegierter Rechtsakt) zur Taxonomie gerecht zu werden.

Alle relevanten Studien (z.B. die Studien <sup>21 22 23</sup>), die die Klimapfade untersuchen, gehen ab 2030 vom Einsatz erster Wasserstoffmengen in den KWK-Anlagen der Fernwärmeversorgung aus. Hierdurch wird erreicht, dass der Wasserstoff besonders effizient genutzt wird – in der gleichzeitigen Strom- und Wärmeerzeugung der KWK. Der Ausbau der Fernwärmeversorgung stellt hierbei einen besonderen Hebel zur Dekarbonisierung der urbanen Ballungszentren dar. Durch den massiv steigenden Einsatz von Großwärmepumpen und Power-to-Heat-Anlagen sowie der zunehmenden E-Mobilität einerseits- und den erheblichen Ausbau von Fernwärmenetzen andererseits wird diese Zeitgleichheit von hoher Residual-Stromlast und Wärmespitzenlast in der Fernwärme noch ausgeprägter und zieht sich von der Mittellast bis in die Spitzenlast. Zur Deckung der Fernwärmeversorgung werden deswegen vor allem in den Wintermonaten die wasserstofffähigen KWK-Anlagen benötigt.

---

<sup>21</sup> Agora Energiewende, Prognos, Consentec (2022): Klimaneutrales Stromsystem 2035. Wie der deutsche Stromsektor bis zum Jahr 2035 klimaneutral werden kann.

<sup>22</sup> Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2021): Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann, Studie im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende.

<sup>23</sup> Deutsche Energie-Agentur GmbH (Hrsg.) (dena, 2021). „dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität“.

## 1.6 Wasserstoff Gesetzgebung

Die Frage der Wirtschaftlichkeit von H<sub>2</sub>-Ready-Gaskraftwerken und danach, welche Anreize für den Bau und Betrieb solcher Kraftwerke notwendig sind, ist komplex und von einer Vielzahl von Faktoren abhängig. Dazu zählen sowohl die Frage nach den inländischen Erzeugungskapazitäten von Wasserstoff (z. B. durch Elektrolyse auf Basis von EE-Strom), dem zukünftigen Importvolumen von Wasserstoff, die Strombezugskriterien für erneuerbaren Wasserstoff und der Verwendung von Wasserstoff in anderen Sektoren. Es lässt sich aber konstatieren, dass die aktuell vorhandenen Projekte und Planungen für H<sub>2</sub>-Ready-Gaskraftwerke, also sowohl die Umrüstung bestehender Anlagen als auch der Neubau von Gaskraftwerken, bei weitem nicht ausreichen, um den oben benannten Zubaubedarf zu decken. Für die Zeit von Ende 2022 bis 2025 weist die aktuelle BNetzA-Kraftwerksliste lediglich einen erwarteten Zubau von 2,8 GW erdgasbasierter Kraftwerke aus<sup>24</sup>. Gleichzeitig gibt es in einigen aktuellen Gesetzen erste Ansätze für eine Implementierung von H<sub>2</sub>-Readiness bzw. den Einsatz von Wasserstoff. Diese sollen im Weiteren dargestellt werden.

Im Rahmen des Osterpaketes wurden im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) Ausschreibungen für innovative Konzepte mit wasserstoffbasierter Stromspeicherung, sogenannte „EE-Wasserstoff-Hybridkraftwerke“<sup>25</sup>, verankert (§§ 28d, 39o). Dabei sollen Erneuerbare-Energien-Stromerzeugung, Elektrolyseur, lokaler Wasserstoffspeicher und eine Wasserstoff-Rückverstromungseinheit in einem System als Insellösung kombiniert werden. Bis 2028 sollen über die Ausschreibungen insgesamt 4,4 GW<sub>el</sub> installierte Leistung dieser Hybridkraftwerke bezuschlagt werden. Die Details der Ausschreibungen sollen über eine Rechtsverordnung geregelt werden, für die in § 88e EEG eine Verordnungsermächtigung enthalten ist.

Des Weiteren sieht das neue EEG ebenfalls Ausschreibungen für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Grünem Wasserstoff (§§ 28e, 39p, 88f), sogenannte „Wasserstoff-Sprinter“-Kraftwerke<sup>26</sup>, vor. Mit diesen Ausschreibungen sollen zusätzlich 4,4 GW Stromerzeugungskapazität errichtet werden. Hier besteht mit §§ 88f EEG bisher ebenfalls nur die Verordnungsermächtigung.

Im Rahmen des Osterpaketes wurde auch beschlossen, dass gemäß § 39k EEG 2023 Bieter in Ergänzung zu den Anforderungen nach den §§ 30 und 39 EEG 2023 ihren Geboten für Biomechananlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 10 Megawatt, die nach dem 30. Juni 2023 nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz genehmigt worden sind, einen zusätzlichen Nachweis beifügen müssen. Dieser muss belegen, dass die Anlagen ab dem 1. Januar 2028 mit höchstens 10 Prozent der Kosten, die eine mögliche Neuerrichtung einer

<sup>24</sup> [Bundesnetzagentur - Kraftwerksliste](#) (Stand 25. November 2022; abgerufen am 06.06.2023).

<sup>25</sup> Begriff auf Basis der Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie des BMWK, Juli 2023

<sup>26</sup> Begriff auf Basis der Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie des BMWK, Juli 2023

Biomethananlage mit gleicher Leistung nach dem aktuellen Stand der Technik betragen würde, so umgestellt werden können, dass sie ihren Strom ausschließlich auf Wasserstoffbasis erzeugen können. Die Regelung gilt für Anlagen mit Zuschlagserteilung aus den Biomethan-Ausschreibungen ab dem 1. Januar 2023.

Ebenfalls wurde im Osterpaket eine Änderung des KWKG beschlossen. Danach wird eine Nachweispflicht für neue KWK-Anlagen<sup>27</sup> eingeführt, dass die Anlagen ab dem Jahr 2028 mit höchstens 10 Prozent der Kosten, die eine mögliche Neuerrichtung einer KWK-Anlage mit gleicher Leistung nach dem aktuellen Stand der Technik betragen würde, auf einen reinen Wasserstoffbetrieb umgestellt werden können (§ 6 Abs. 1 Nr. 6 KWKG 2023). Die Regelung gilt für Anlagen mit Zuschlagserteilung aus den KWK-Ausschreibungen ab dem 1. Januar 2023.

Die aktuelle Bundesregierung hat die bereits von der Vorgängerregierung im Auftrag eines Entschließungsantrags der großen Koalition angedachte Umsetzung eines möglichen Kraftwerksmodernisierungsprogramms (KMP) unter dem Namen des „Innovationsprogramms für H<sub>2</sub>-ready-Gaskraftwerke an Kohlekraftwerkstandorten“ fortgesetzt. Dieses Programm ist im Koalitionsvertrag (KoaV) der Ampel-Parteien genannt und soll dazu beitragen, den „zügigen Zubau gesicherter Leistung anzureizen und den Atom- und Kohleausstieg abzusichern“. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) plant, im Rahmen der so genannten Kraftwerksstrategie 2023, über die H<sub>2</sub>-Innovationsausschreibungen im EEG, neue Ausschreibungen für H<sub>2</sub>-ready-Gaskraftwerke und ggf. über Anpassungen im KWKG den Auftrag aus dem Koalitionsvertrag umzusetzen. Die Kraftwerksstrategie kann einen wichtigen Beitrag zum notwendigen Bau von H<sub>2</sub>-Ready-Gaskraftwerken leisten. Bezüglich der vorgesehenen Ausschreibungen für H<sub>2</sub>-ready-Gaskraftwerke hat der BDEW am 20. Juli 2023 ein Eckpunktepapier<sup>28</sup> veröffentlicht, das wichtige Kriterien und Anforderungen an diese Ausschreibungen formuliert.

## 1.7 Bedeutung der EU-Taxonomie für H<sub>2</sub>-Ready-Gaskraftwerke

Im Zusammenhang mit der Umstellung der Strom- und Wärmeerzeugung auf erneuerbare und dekarbonisierte Gase (in erster Linie Wasserstoff) muss auch der zum 1. Januar 2023 in Kraft getretene komplementäre delegierte Rechtsakt zur Taxonomie-Verordnung mit technischen Bewertungskriterien für die Strom- und/oder Wärmeerzeugung in Gaskraftwerken beachtet werden. Der delegierte Rechtsakt ergänzt die beiden Anfang Dezember 2021 in Kraft getretenen delegierten Rechtsakte mit den Bewertungskriterien für die Umweltziele Klimaschutz und

<sup>27</sup> KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von mehr als 10 Megawatt, die Strom auf Basis von gasförmigen Brennstoffen gewinnen und nach dem 30. Juni 2023 nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz genehmigt worden sind.

<sup>28</sup> <https://www.bdew.de/presse/presseinformationen/neues-bdew-eckpunktepapier-zu-geplanten-ausschreibungen-fuer-h2-ready-kraftwerke/>

Anpassung an den Klimawandel sowie mit Kriterien zu den Offenlegungspflichten für nachhaltigkeitsbezogene Informationen (EU-Taxonomie). In diesem werden strenge Kriterien definiert, damit Investitionen in Gaskraftwerke als nachhaltige Übergangsaktivität gelten dürfen. Neben bestimmten Emissionsgrenzwerten<sup>29</sup> und dem Ersatz bestehender Kohlekraftwerke, ist sowohl die H<sub>2</sub>-Readiness als auch der Brennstoffwechsel geregelt. Danach müssen neue Gaskraftwerke, deren Betrieb als nachhaltig gelten soll, so ausgelegt sein, dass die neuen Anlagen technisch zum Einsatz mit erneuerbaren oder CO<sub>2</sub>-armen Gasen in der Lage sind. Ab spätestens 1. Januar 2036 muss der Betrieb der Kraftwerke dann auf 100 % erneuerbare oder CO<sub>2</sub>-arme Gase umgestellt sein. Investitionen innerhalb der Nachhaltigkeitskriterien der Taxonomie-Verordnung bedeuten faktisch, dass der Einsatz von 100 % erneuerbarer oder CO<sub>2</sub>-armer Gase ab dem 1. Januar 2036 für die Strom- und Wärmeerzeugung in den auf diese Basis errichteten, gasbasierten Erzeugungsanlagen, vorgegeben ist. Vor dem Hintergrund, dass, wie schon erläutert, H<sub>2</sub>-Ready-Gaskraftwerke zur Deckung der Residuallast in einem erheblichen Umfang benötigt werden, ist es für die Zeit nach 2035 umso dringlicher, klimaneutrale Gase, wie grünen Wasserstoff, für die Strom- und Wärmeerzeugung in ausreichenden Mengen und Qualitäten zur Verfügung zu stellen. Unbedingt zu vermeiden ist eine Situation, die zu **überstürztem Handeln** zwingt und eine schnelle **Errichtung von Erzeugungsanlagen außerhalb des Marktes**, beispielsweise finanziert über Netzentgelte, erforderlich macht. Dies würde für die zusätzliche „Reserve“ den Markt (erneut) außer Kraft setzen und das Ziel der Regierungskoalition, die Netzentgelte zu senken, konterkarieren. Welche technischen Herausforderungen dabei auf die gasbasierten Erzeugungsanlagen zukommen, erläutert das folgende Kapitel 2 „Technische Herausforderungen für den Umstieg auf Wasserstoff“.

---

<sup>29</sup> Ungekoppelte Gaskraftwerke müssen entweder direkte Emissionen von 270 g CO<sub>2</sub> Äq. / kWh unterschreiten oder dürfen im Durchschnitt über einen Zeitraum von 20 Jahren maximal direkte Emissionen von 550 kg CO<sub>2</sub> Äq. / kW installierte Leistung pro Jahr ausstoßen. Für KWK-Anlagen gilt lediglich der erste Emissionsgrenzwert.

## 2 Technische Herausforderungen für den Umstieg auf Wasserstoff

### 2.1 Allgemeines

Wasserstoff kann energetisch genutzt werden, um bei der Strom- und Wärmeerzeugung CO<sub>2</sub>-Emissionen zu reduzieren bzw. zu vermeiden. Er ersetzt in der Regel Erdgas, das überwiegend (>80 Vol.-%) aus Methan besteht und damit bei der Verbrennung CO<sub>2</sub> freisetzt. Um das Dekarbonisierungspotenzial grünen Wasserstoffs zu ermitteln, müssen die unterschiedlichen physikalischen Eigenschaften von H<sub>2</sub> und Methan berücksichtigt werden. Insbesondere die Unterschiede bei Dichte und Heizwert führen dazu, dass sich von der Angabe des Wasserstoffanteils in Vol.-% nicht direkt auf die CO<sub>2</sub>-Reduktion schließen lässt. Tabelle 1 veranschaulicht diesen Zusammenhang. Dabei ist zu sehen, dass Wasserstoffanteile von weniger als 50 Vol.-% nur einen relativ geringen Einfluss auf die CO<sub>2</sub>-Reduktion (im Vergleich zur reinen Erdgasverbrennung) haben.

**Tabelle 1:** CO<sub>2</sub>-Reduktion in Abhängigkeit vom H<sub>2</sub>-Volumenanteil im Erdgas-Wasserstoff-Gemisch, Quelle: Freimark, M.; Gampe, U.; Buchheim, G.: Betrachtungen zur H<sub>2</sub>-Mitverbrennung in Gasturbinen, vgbe, 2022

H <sub>2</sub> -Volumenanteil	[%]	0	20	40	50	60	80	100
Anteil H <sub>2</sub> an FWL* bzw. CO <sub>2</sub> -Reduktion	[%]	0	7	17	24	31	55	100

\*Feuerungswärmeleistung (FWL) ist diejenige Wärme, die einer Wärmekraftmaschine (z.B. einer Gasturbine oder einem Gasmotor) pro Zeiteinheit zugeführt wird

### 2.2 H<sub>2</sub>-Ready-Definition

Eine Anlage gilt als H<sub>2</sub>-ready, wenn sie während ihrer Lebensdauer – ggf. in verschiedenen Nachrüststufen – im Endzustand zu 100 % mit Wasserstoff betrieben werden kann. Als technische Zwischenschritte bieten sich z.B. eine Beimischung von Wasserstoff von bis zu 6 % Feuerungswärmeleistung (FWL), ca. 17 Vol.-%, sowie von 25 % FWL, ca. 52 Vol.-%, an – ob ein oder mehrere Zwischenschritte sinnvoll sind, hängt von der eingesetzten Technologie, der Wirtschaftlichkeit und der Wasserstoffversorgungssituation ab.

Es ist jedoch davon auszugehen, dass ohne entsprechende Förderanreize der zunächst teuer produzierte Wasserstoff vorzugsweise in anderen Sektoren als der Strom- und Wärmeerzeugung zum Einsatz kommen wird. Somit wird erst nach einem Übergangszeitraum mit einer Beimischung im vorhandenen Erdgasnetz mit einem Umstieg auf bis zu 100 Vol.-% Wasserstoff zu rechnen sein. Eine weitere Möglichkeit wäre zudem eine H<sub>2</sub>-Direktleitung zum



Kraftwerksstandort. Nichtsdestotrotz lassen sich durch Mischungseinrichtungen, die sich innerhalb der Systemgrenzen einer Energieanlage befinden, beliebige Erdgas-Wasserstoff-Gemische zwischen 100 Vol.-% H<sub>2</sub> und 100 Vol.-% Erdgas, je nach Verfügbarkeit, erzeugen.

Für **Neuanlagen**, die in der Übergangszeit zumindest noch teilweise mit Erdgas arbeiten, muss Folgendes gelten:

Das Anlagendesign sollte, soweit es wirtschaftlich und nach dem Stand der Technik möglich ist, auf einen bis zu 100 %igen H<sub>2</sub>-Betrieb ausgelegt oder zumindest ohne erheblichen finanziellen Zusatzaufwand nachrüstbar sein. Momentan ist auch für Neuanlagen mit einem Nachrüstaufwand für einen 100 %-H<sub>2</sub>-Betrieb zu rechnen. Die Auswirkungen der Nachrüstung in Bezug auf Investitionen, die Betriebskosten, den elektrischen Wirkungsgrad und die emissionsrechtliche Genehmigungsfähigkeit sind im Vorfeld zu betrachten.

Eine Umrüstung von **Bestandsanlagen** ist grundsätzlich technisch möglich, muss jedoch im Einzelfall geprüft sowie gegenüber der Alternative eines Neubaus berücksichtigt und bewertet werden. Die spezifischen sicherheitstechnischen Eigenschaften von Wasserstoff und Erdgas-Wasserstoff-Gemischen sind bei der Umstellung zu berücksichtigen.

**Tabelle 2:** Sicherheitstechnische Eigenschaften von Wasserstoff und Methan (als Hauptbestandteil von Erdgas), Quelle: GESTIS (Gefahrstoffinformationssystem der Deutschen Gesetzlichen Unfallversicherung) Stoffdatenbank und vgbe

	Wasserstoff	Methan
untere Explosionsgrenze	4,0 Vol.-%	4,4 Vol.-%
obere Explosionsgrenze	77 Vol.-%	17 Vol.-%
Zündtemperatur	560 °C	595 °C
Dichte bei 0°C und 1 bar	0,0899 kg/m <sup>3</sup>	0,7175 kg/m <sup>3</sup>
Dichteverhältnis zu Luft	0,07	0,56
Mindestzündenergie	0,019 mJ	0,29 mJ

Explosionsgruppe	IIC	IIA
Flammenrückschlagneigung	höher als Erdgas	-
Reaktivität	höher als Erdgas	-
Temperaturänderung bei isenthalper Entspannung	Erhöhung	Verminderung
Flammgeschwindigkeit	270 cm/s	30 cm/s
Unterer Wobbe-Index i. N.	40,90 MJ/m <sup>3</sup>	48,17 MJ/m <sup>3</sup>
Unterer Heizwert H <sub>i</sub>	120 MJ/kg	50 MJ/kg
Spez. Verbrennungsluftmasse	0,286 kg/MJ	0,345 kg/MJ
Adiabate Verbrennungstemperatur für stöchiometrische Verbrennung ( $\lambda = 1$ ) *)	2427 °C	2274 °C
Massenanteil Wasserdampf im feuchten Rauchgas ( $\lambda = 3$ )	8,09m%	4,26m%
Rel. Brenngasvolumenstrom für gleiche FWL	330 %	100 %
Diffusivität	höher	-
NOx-Emissionen	höher	-
Leckrate bei gegebener Leckgröße (Volumen)	2,8	1

\*) Bsp. für Verbrennungsluft 20 bar/400 °C, trocken, 100 % Ausbrand, keine Brennstoffvorwärmung

Zusätzlich ist zu berücksichtigen, dass

- die Wasserstoffflamme im Tageslicht kaum sichtbar ist und lediglich durch die Wärmeentwicklung wahrgenommen werden kann;
- Gasgemische aus Wasserstoff und Luft sich nicht durch Schwerkrafteinwirkung entmischen.

Diese Eigenschaften machen eine umfassende Anpassung bzw. Überprüfung aller Explosionsschutzmaßnahmen bei der Umstellung von Erdgas auf 100 % Wasserstoff erforderlich. Es ergeben sich z.B. folgende Anforderungen:

- Aufgrund der geringeren Dichte von H<sub>2</sub> gegenüber Erdgas müssen Betrachtungen zur Gasverteilung bei Leckage neu bewertet werden. H<sub>2</sub> sammelt sich im Gegensatz zu Erdgas in Hochpunkten. Entlüftungsöffnungen sind daher zwingend an der höchsten Stelle anzuordnen.
- Durch den weiteren Explosionsbereich (Bereich zwischen unterer und oberer Explosionsgrenze) und die geringere Dichte sind Explosionsschutzzonen--Zonen größer zu dimensionieren.
- Durch die wesentlich geringere Mindestzündenergie sind elektrostatische Aufladungen deutlich kritischer (Potenzialausgleich, Erdungskette, Ableitwiderstand einschließlich Bodenbelag  $\leq 10^8 \Omega$  usw.).
- Bei explosionsgeschützten Arbeitsmitteln muss die geänderte Explosionsgruppe berücksichtigt werden.

Mischungen aus Wasserstoff und Erdgas müssen gesondert betrachtet werden. Erdgas-Wasserstoff-Gemische bis 10 Mol-% H<sub>2</sub> (ca. 3 % FWL, 10 Vol.-%) wurden bereits im Forschungsvorhaben „Sicherheitstechnische Eigenschaften von Erdgas-Wasserstoff-Gemischen“ der Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung (BAM) untersucht.<sup>30</sup> Dabei zeigt sich, dass in diesem Bereich keine der untersuchten Kenngrößen relevant beeinflusst wird.

### 2.3 Werkstoffe und Wasserstoff

Ein wichtiges Querschnittsthema stellt die Werkstofftechnik dar, da Wasserstoff einige Herausforderungen mit sich bringt. Molekularer Wasserstoff lagert sich an Stahloberflächen ohne schützende Oxidschicht an und dissoziiert dort zu atomarem Wasserstoff. Dieser dringt in das

---

<sup>30</sup> Schröder, V. et al., Sicherheitstechnische Eigenschaften von Erdgas-Wasserstoff-Gemischen, BAM, Abschlussbericht zum Forschungsvorhaben 2539, <https://www.bgetem.de/redaktion/arbeitsicherheit-gesundheitsschutz/dokumente-und-dateien/brancheninformationen/energie-und-wasserwirtschaft/gasversorgung/abschlussbericht-zum-forschungsvorhaben-2539-sicherheitstechnische-eigenschaften-von-erdgas-wasserstoff-gemischen> abgerufen am 4. Mai 2022

Gefüge der Werkstoffe ein. Diese Wasserstoff-Aufnahme im Metallgefüge führt zu einer Veränderung der Werkstoffeigenschaften. In der Folge kommt es zu einer Wasserstoff-Verprägung des Werkstoffs, der Herabsetzung der Lebensdauer und gegebenenfalls sogar zum Versagen des Bauteils. Aus diesem Grund ist die Werkstoffauswahl für Anwendungen mit Wasserstoff begrenzt; bei der Umrüstung von Bestandanlagen sollte daher eine gründliche Beurteilung der eingesetzten Werkstoffe im Hinblick auf Art und Zustand erfolgen. Dies gilt auch für Dichtungswerkstoffe, da Wasserstoff neben Stahl auch in erhöhtem Maß Kunststoffe durchdringen kann.

Der vgbe und seine Mitgliedsunternehmen arbeiten daran, die werkstoffrelevanten Erfahrungen im Umgang mit Wasserstoff, die in anderen Branchen wie z.B. der chemischen Industrie umfangreich vorliegen, für die Energiewirtschaft nutzbar zu machen. Zudem ist es erforderlich, verbindliche Werkstoffkennwerte für die energetische Wasserstoffnutzung inklusive des Transports zu ermitteln.

## 2.4 Gasturbinen

Das Design von H<sub>2</sub>-fähigen Gasturbinenanlagen (GTA) kann sich weitestgehend an der existierenden Gasturbinentechnologie orientieren. Es ist nicht notwendig, für die H<sub>2</sub>-Feuerung vollständig neue Gasturbinen (GT) zu konstruieren und herzustellen. Ein Upgrading bewährter Designkonzepte ist geeignet, in der Transformation nicht nur umfangreichen Kapitaleaufwand zu vermeiden, sondern auch viel Zeit bei der Umstellung großer Flotten von existierenden Gasturbinen auf den H<sub>2</sub>-Betrieb einzusparen<sup>31</sup>.

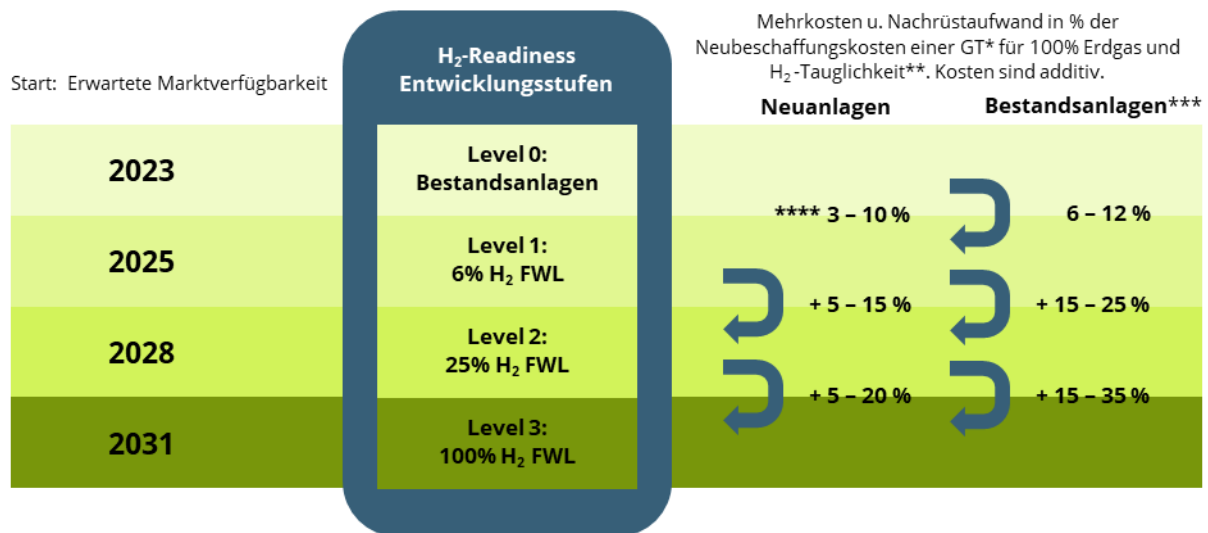
Diese Gasturbinen müssen in der Lage sein, Gasgemische aus Erdgas und Wasserstoff in einem weiten Bereich bis zu 100 %-Wasserstoffanteil zu verbrennen und auch schnelle Veränderungen der Gemischzusammensetzung zu tolerieren. Die Hersteller sollten neben Neuanlagen auch Umbauoptionen für Bestandanlagen entwickeln und anbieten. Entsprechende Fördermöglichkeiten sind von Seiten der Politik zu schaffen, um die nötige technische Entwicklung anzustoßen. Um dem unterschiedlichen Stand der H<sub>2</sub>-Readiness und dem Dekarbonisierungsanteil Rechnung zu tragen, ist eine Einstufung der Anlagen nach dem H<sub>2</sub>-Anteil an der Feuerungswärmeleistung (FWL) erforderlich.

Im Bereich der Turbomaschinen mit Wasserstoffverbrennung sind im europäischen Raum allgemeingültige Regelwerke für die Auslegung, die Werkstoffauswahl, etc. nicht verfügbar. Diese müssen zeitnah erstellt werden. Bis dahin bieten sich die Regelwerke des American Petroleum Institute (API) als Alternative an.

---

<sup>31</sup> Freimark, M.; Gampe, U.; Buchheim, G.: Betrachtungen zur H<sub>2</sub>-Mitverbrennung in Gasturbinen, vgbe, 2022

Aufgrund der noch nicht absehbaren H<sub>2</sub>-Verfügbarkeit sowie der noch nicht am Markt verfügbaren Verbrennungstechnologie erscheint ein Sprung von 0 auf 100 % Wasserstoff als wirtschaftlich und technisch nicht zielführend, aber letztlich liegt die Entscheidung in der Hand des Anlagenbetreibers. Eine Abstufung in Bezug auf den H<sub>2</sub>-Anteil wird daher sowohl für Neuanlagen als auch für Umrüslösungen in Bestandsanlagen als sinnvoll angesehen.



- \* Der Umrüstumfang bezieht sich auf die Umrüstung aller für den Betrieb nötigen Komponenten, Kostenbezug ist jedoch die Kernkomponente Gasturbine
- \*\* Durch einen vorgeplanten modularen Aufbau der Nebensysteme können Umrüstkosten für Neuanlagen deutlich gesenkt werden (H<sub>2</sub>-Tauglichkeit)
- \*\*\* Die Umrüstung von Bestandsanlagen kann in vielen Fällen wirtschaftlich deutlich sinnvoller sein, selbst wenn an den GTA noch Maßnahmen zu Lebensdauererlängerung, etc. durchgeführt werden müssen
- \*\*\*\* Mehrkosten für H<sub>2</sub>-Tauglichkeit

**Abbildung 1:** H<sub>2</sub>-Readiness Entwicklungsstufen für Gasturbinenanlagen<sup>32</sup>

Basis der mit großen Unsicherheiten behafteten Kostenbetrachtung ist eine leistungsgleiche Gasturbine in Standardausführung für den Erdgas-Betrieb.

Die Umrüstung von Bestandsanlagen kann in vielen Fällen wirtschaftlich deutlich sinnvoller sein, selbst wenn an den GT noch Maßnahmen zur Lebensdauererlängerung, etc. durchgeführt werden müssen.

Nachfolgend sind die wichtigsten H<sub>2</sub>-Readiness-Aspekte der Einzelsysteme der Gasturbinenanlage aufgelistet – weiterführende Details sind im vgbe-Factsheet „H<sub>2</sub>-Readiness von Gasturbinenanlagen“ enthalten:

<sup>32</sup> vgbe Positionspapier „H<sub>2</sub>-Ready“, September 2022 sowie das vgbe-Factsheet „H<sub>2</sub>-Readiness für Gasturbinenanlagen“, Januar 2023

- **Gasversorgung:** Um den Weiterbetrieb möglichst vieler Bestandsanlagen zu ermöglichen, sollte die Beimischung von H<sub>2</sub> in das bestehende Erdgasverteilnetz in einem ersten Schritt einen Anteil des H<sub>2</sub> an der FWL von 3 % (entspricht ungefähr 9 Vol.-% H<sub>2</sub>) und ggf. in einem zweiten Schritt von 6 % (entspricht ungefähr 17 Vol.-% H<sub>2</sub>) nicht überschreiten.
- **Brenngassystem:** In Abhängigkeit vom beizumischenden H<sub>2</sub>-Anteil ist das Brenngassystem für den erhöhten Brenngasvolumenstrom – Faktor 3,3 größer – und die veränderte Werkstoffbeanspruchung anzupassen.
- **Verbrennungssystem und Gasturbine:** Für Level 1 (Erdgas mit H<sub>2</sub>-FWL-Anteil bis 6 %, siehe Abbildung 3) sind Brenner vorzusehen, die im Rahmen eines Upgrades für Level 2 (ca. 6 % bis ca. 25 % H<sub>2</sub> FWL-Anteil, siehe Abbildung 3) ohne wesentliche Veränderung der Brennkammer austauschbar sind. Für Level 3 (ab ca. 25 % H<sub>2</sub> FWL, entspricht ungefähr 52 Vol.-% H<sub>2</sub>, siehe Abbildung 3) ist der Austausch der Brenner in neuer Verbrennungstechnologie sowie ggf. auch der Austausch der Brennkammer gegen eine vergrößerte Version mit angepasstem Kühlkonzept erforderlich. Die Flammenwächter müssen sowohl für 100 % Erdgas als auch für 100 % Wasserstoff geeignet sein (abhängig vom Readiness-Level). Der Betrieb mit 100 % Erdgas bis 100 % H<sub>2</sub> muss ohne Einschränkungen des Lastbereiches möglich sein.
- Wasser- oder Dampfinjektion in die Brennkammer wird als mögliche Alternative zur katalytischen Abgasreinigung im Levelbereich 3 bei hohem H<sub>2</sub>-Anteil bis 100 % gesehen – vor allem bei GTA mit wenigen Betriebsstunden.
- **Abgassystem, einschließlich Abhitze-Dampferzeuger:** Die erhöhte Wasserdampfbelastung erfordert für nachgeschaltete Wärmeübertrager und Abhitzedampferzeuger gründliche Betrachtungen zum Einfluss möglicher Kondensate aus der Taupunktveränderung auf zugehörige Heizflächen.
- **Leittechnik und Maschinenschutz:** In der Architektur der Gasturbinenleistungs- und -drehzahlregelung ist grundsätzlich keine konzeptionelle Veränderung notwendig.
- **Brand- und Explosionsschutz:** Es ist eine Anpassung des gesamten Ex Schutz-Konzepts erforderlich.
- **Einhaltung von Emissionsanforderungen:** Für die Einhaltung von Stickstoffoxid-Grenzwerten kann die Ausrüstung der Anlage mit einem SCR-Katalysator erforderlich werden.
- **Umrüstung bestehender Anlagen:** Bis ca. 3 % H<sub>2</sub> FWL ist in vielen Fällen nur eine marginale bzw. keine Umrüstung nötig. Bis 6 % H<sub>2</sub> FWL ist eine Umrüstung im Normalfall problemlos möglich: Entscheidend ist aber immer die spezifische

Maschinenkonfiguration, die individuell geprüft werden muss. Von 6 bis 25 % H<sub>2</sub> FWL ist eine Umrüstung in den allermeisten Fällen technisch möglich. Ab 25 % H<sub>2</sub> FWL ist eine Umrüstung ggf. nur mit sehr hohem Aufwand möglich – so muss beispielsweise eine neue Brennertechnologie zum Einsatz kommen.

- Bei der Festlegung von NO<sub>x</sub>-Grenzwerten für die H<sub>2</sub>-Verbrennung sollten die technischen Machbarkeiten bei der Umrüstung von Bestandsanlagen (z.B. Einbau von Katalysatoren, resultierende Ammoniak-Deposition, zusätzlicher Platzbedarf) und die zu erwartenden Volllastnutzungsstunden Berücksichtigung finden.

## 2.5 Gasmotoren

Heutige Gasmotoren, die auf einen Betrieb mit Erdgas ausgelegt sind, können ohne entsprechende Modifikationen nicht mit reinem Wasserstoff betrieben werden. Hierbei ergeben sich Begrenzungen. Es ist jedoch möglich, die Motortechnologie auf einen Wasserstoffbetrieb anzupassen. Hierfür sind insbesondere folgende Maßnahmen zu ergreifen:

- Adaption des Brennverfahrens/Brennraums
- Anpassung des Sicherheitskonzepts
- Änderung gasführender Teile (Kraftstoffsystem, Leitungen etc.)

Es wird erwartet, dass ab 2025 eine Technologiereife erreicht wird, die den Einsatz von größeren Wasserstoffmotoren (ca. 10-MW-Bereich) in Pilotanwendungen erlaubt. Eine breite Serienanwendung ist ab dem Jahr 2028 abzusehen. Innerhalb dieses Zeitrahmens wird es auch möglich sein, entsprechende Motorenanlagen umzurüsten.

Viele moderne Gasmotoren sind bereits heute für einen Betrieb mit bis zu 7 bis 9 % FWL (20 bis 25 Vol.-%) H<sub>2</sub> geeignet. Je nach Art und Ausstattung des Gasmotorenkraftwerks sind dabei unter Umständen kleinere Modifikationen notwendig. Wenn Motoren zukünftig in einem Dual-Fuel-Betrieb mit jeweils 100 % Erdgas oder 100 % Wasserstoff betrieben werden, sollte berücksichtigt werden, dass die Effizienz niedriger sein wird als bei einem für einen Brennstoff optimierten Motor und die Anlagenleistung (MW<sub>el</sub>) um 20 % bis 30 % im reinen Wasserstoffbetrieb sinkt.

## 2.6 Industrie-Heizkessel und weitere Feuerungsanlagen

Neue Kesselanlagen sollten ohne weitere Anpassungen in der Lage sein, Gemische mit 6 % FWL (17 Vol.-%) Wasserstoff zu verbrennen. Zudem sollten die Anlagen so ausgelegt sein, dass sie höhere Wasserstoffanteile ohne größere bauliche und technologische Anpassungen verarbeiten können.

Die maximal mögliche Zumischung für Bestandsanlagen wird auf ca. 25 % FWL (52 Vol.-%) Wasserstoff abgeschätzt – sie kann sich jedoch von Anlage zu Anlage unterscheiden. Bei einer etwaigen Nachrüstung sollten Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen im Fokus stehen.

Bei Neubau- und Bestandsanlagen sollten folgende Punkte in Bezug auf die H<sub>2</sub>-Readiness Berücksichtigung finden:

- Auch bei Kesselanlagen sollte die Beimischung von H<sub>2</sub> in das bestehende Erdgasnetz in einem ersten Schritt begrenzt bleiben; beispielsweise auf einen H<sub>2</sub>-Anteil von 6 % FWL (17 Vol.-%).
- Nachweis, dass die Heizflächen für höhere Rauchgasvolumina und eine veränderte Wärmefreisetzung ausgelegt sind, bzw. bei Bestandsanlagen, dass die Heizflächen ausreichend dimensioniert sind
- Einsatz geeigneter Materialien im Rauchgasstrang für den Fall der Taupunktunterschreitung
- Umgang mit Distickstoffmonoxid (N<sub>2</sub>O) und dessen messtechnische Erfassung
- Vermeidung bzw. Minimierung des Ammoniakschlupfs beim Einsatz von Katalysortechnik
- Vorgaben zur Ermittlung der Emissionsgrenzwerte bei Mischfeuerung unter Beachtung der technischen Möglichkeiten und der sich ändernden Rauchgaszusammensetzung
- Einsatz von angepasster Sicherheits- und Überwachungstechnik für H<sub>2</sub>
- Vermeidung von Ex-Zonen im Kesselhaus

## 2.7 Brennstoffzellen

Als eine vielversprechende Technologie gilt die Proton Exchange Membrane Fuel Cell (PEMFC), die momentan bis zu einer Leistung von 1 MW<sub>el</sub> verfügbar ist (Technology Readiness Level 8: entspricht der letzten Stufe vor der vollständigen Marktreife). Sie ist für 100 % Wasserstoff ausgelegt, sodass H<sub>2</sub>-Readiness gegeben ist. Für den Markthochlauf der Wasserstoffwirtschaft spielen PEMFCs – insbesondere aufgrund der limitierten Kapazität – eine untergeordnete Rolle. In einem zukünftigen 100 %-Wasserstoff-System verfügen diese Technologie und Brennstoffzellen im Allgemeinen allerdings über das Potenzial, eine wichtige Rolle zu spielen, da bei gleichzeitiger Nutzung von Strom und Wärme Wirkungsgrade von bis zu 90 % als möglich erscheinen.

Bei Brennstoffzellen sind zudem besondere Anforderungen in Bezug auf die Reinheit und Qualität des Wasserstoffs zu berücksichtigen.



## 2.8 Emissionen bei thermischer Nutzung

Bei der 100 % H<sub>2</sub>-Verbrennung ist aufgrund lokal erhöhter Verbrennungstemperaturen mit erhöhten NO<sub>x</sub>-Emissionen sowie mit einer vermehrten Wasserdampfbeladung des Rauchgases zu rechnen.

Momentan ist es üblich, alle Grenzwerte auf einen trockenen Bezugszustand zu beziehen. Im Falle der Wasserstoffverbrennung stößt diese Vorgehensweise an ihre Grenzen, da die wesentlichen Abgasbestandteile Wasserdampf, N<sub>2</sub> und NO<sub>x</sub> (in Gasturbinen zusätzlich ca. 13 % O<sub>2</sub>) sind. Durch die erhöhte Wasserdampfbeladung werden die NO<sub>x</sub>-Emissionen „trocken“ zu hoch berechnet.

In der 13. BImSchV ist für Gasturbinenanlagen bei einem Einsatz von gasförmigen Brennstoffen mit einem Wasserstoffanteil von 10 Vol.-% bis 100 Vol.-% kein Emissionsgrenzwert für NO<sub>x</sub> festgelegt. Dieser ist im Einzelfall durch die zuständige Behörde festzulegen. Für die übrigen Anlagenarten der 13. BImSchV sowie für mittelgroße Feuerungsanlagen unter der 44. BImSchV gelten bei Wasserstoffeinsatz die Anforderungen an „sonstige Gase“, die die Besonderheiten der Wasserstoffverbrennung nicht angemessen berücksichtigen. Die Wasserstoffverbrennung sollte in der bereits in Bearbeitung befindlichen Novelle zur europäischen Industrial Emission Directive (EU IED) sowie in den zugehörigen BVT (Beste Verfügbare Technologie)-Merkblättern und BVT-Schlussfolgerungen mit auf die Wasserstoffverbrennung sachgerecht zugeschnittenen Anforderungen berücksichtigt werden. Insbesondere die Festschreibung von geeigneten wasserstoff-spezifischen NO<sub>x</sub>-Grenzwerten auf der europäischen Ebene in der novellierten EU IED und der noch zu überarbeitenden MCP (Medium Combustion Plant)-Richtlinie sowie in der nationalen Umsetzung in der 13. und 44. BImSchV ist als Entscheidungsgrundlage für anstehende Investitionen in Neuanlagen und die Modernisierung von Bestandsanlagen unverzichtbar.

Für die Phase des Übergangs von der Erdgas- zur Wasserstoffverbrennung sollten angemessene, gestufte NO<sub>x</sub>-Grenzwerte entwickelt werden. Ferner ist ein Grenzwert für Kohlenmonoxid (CO) zu definieren, der den Anlagen einen flexiblen Betrieb bis zu entsprechenden Mindestlastpunkten ermöglicht. Bei der Festlegung der NO<sub>x</sub>-Grenzwerte sollte die für Gasturbinenanlagen bewährte, in der EU IED genutzte Einordnung gemäß den jährlichen Betriebsstunden (weniger als 500, 500 bis 1.500 und mehr als 1.500) Anwendung finden.

Insbesondere für Anlagen mit weniger als 1.500 jährlichen Betriebsstunden und vermehrten Starts sollte eine Frachtenregelung in Erwägung gezogen werden. Das heißt, dass die absoluten Emissionsmengen pro Jahr festgelegt sind und damit in Bezug auf die Grenzwerte ein gewisses Maß an Flexibilität besteht.

Für Bestands- und Neuanlagen ist eine unterschiedliche Bewertung erforderlich. Bestandsanlagen werden in den meisten Fällen aufgrund der konstruktiven Gegebenheiten der Abhitze-dampferzeuger bzw. der Kesselhäuser oft keine Möglichkeit der Nachrüstung einer Abgasreinigung (SCR) haben. Um eine weitere Nutzung bereits vorhandener Anlagen zu gewährleisten, müssen Grenzwertvorgaben praktikabel und wirtschaftlich darstellbar sein und bei der Ausgestaltung der entsprechenden BImSchV berücksichtigt werden.

Bis zur gesicherten Versorgung der Kraftwerksstandorte mit Wasserstoff müssen auch gemäß H<sub>2</sub>-Readiness errichtete Neuanlagen oder dafür nachgerüstete Bestandsanlagen für den Betrieb mit 100 % Erdgas und 100 % Wasserstoff sowie einem variablen Mischbetrieb sicher betreibbar sein.

### 3 Regulatorische Herausforderungen für H<sub>2</sub>-Ready-Gaskraftwerke

Die im Folgenden dargestellten Sachverhalte beziehen sich auf immissionsschutzrechtlich genehmigungsbedürftige Feuerungsanlagen, die Wasserstoff als Brennstoff zur Strom- und/oder Wärmeerzeugung einsetzen. Die Herstellung des Wasserstoffes (z. B. über Dampfreformierung oder Wasserelektrolyse) wird nicht betrachtet.

Zu beachten ist, dass in Deutschland die Wasserstoffeinspeisung in das öffentliche Gasnetz bis zu einem Anteil von 10 Volumenprozent (ca. 3 % FWL) für zulässig erachtet wird, wobei lokale Restriktionen von gegebenenfalls betroffenen Endkunden jedoch zu beachten sind und zur Senkung der zulässigen Wasserstoffkonzentration führen können (siehe DVGW G 260, 262).

„Erdgas“ im Sinne der 13. und 44. Bundesimmissionsschutzverordnung (BImSchV) ist natürlich vorkommendes Methangas mit nicht mehr als 20 Volumenprozent (ca. 20 % FWL) Inertgasen und sonstigen Bestandteilen, das den Anforderungen des DVGW-Arbeitsblatts G 260 vom März 2013 für Gase der 2. Gasfamilie entspricht.

Bezieht ein Betreiber ein Gas der öffentlichen Gasversorgung mit einem Volumenanteil von weniger als 10 Volumenprozent (ca. 3 % FWL) an Wasserstoff, ist davon auszugehen, dass für den Einsatz dieses Gases die Anforderungen der 13. und 44. BImSchV für Erdgas gelten.

Zu beachten ist, dass die Verbrennung von Wasserstoff zu keinen CO<sub>2</sub>-Emissionen führt. Bei der Verbrennung von Wasserstoff werden bedingt durch den thermischen Prozess Stickstoffoxide (NO<sub>x</sub>) gebildet. Bei Einsatz von Katalysatortechnik zur Entstickung des Rauchgases können auch Ammoniakemissionen (NH<sub>3</sub>) verursacht werden. Bei der Ausgestaltung künftiger Anforderungen an die lokale Immissionsbelastung, die zulässigen Schadstoffeinträge in Schutzgebiete und die Luftqualität im Allgemeinen sind die Beiträge aus H<sub>2</sub>-Ready-Gaskraftwerken in der Luftreinhalteplanung angemessen zu berücksichtigen, damit diese für die Energiewende unverzichtbaren Anlagen auch mittel- bis langfristig genehmigungsfähig bleiben.

#### 3.1 Genehmigungsbedürftigkeit nach 4. BImSchV

Die Genehmigungsbedürftigkeit der Feuerungsanlage und die Verfahrensart richten sich nach der 4. BImSchV. Die Genehmigungserfordernis erstreckt sich hierbei auf alle vorgesehenen Anlagenteile und Verfahrensschritte, die zum Betrieb notwendig sind und Nebeneinrichtungen, die mit den Anlagenteilen und Verfahrensschritten in einem räumlichen und betriebstechnischen Zusammenhang stehen mit möglicher Bedeutung für den Immissions- oder Gefahrenschutz.

Es wird zwischen zwei Verfahrensarten unterschieden: Das förmliche Genehmigungsverfahren wird mit Beteiligung der Öffentlichkeit durchgeführt, das vereinfachte Genehmigungsverfahren ohne Öffentlichkeitsbeteiligung. Wird für die Anlage ein Genehmigungsverfahren nach

BImSchG durchlaufen, schließt dieses Verfahren weitere behördliche Entscheidungen mit Ausnahme von z. B. wasserrechtlichen Zulassungen ein (z. B. Erlaubnis nach der Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV) oder die Baugenehmigung).

Für den Einsatz von Wasserstoff in Feuerungsanlagen sind insbesondere folgende Anlagenkategorien der 4. BImSchV relevant:

- › **Großfeuerungsanlagen** (IED-Anlage gemäß Artikel 10 der Richtlinie 2010/75/EU; Verfahren gemäß § 10 BImSchG mit Öffentlichkeitsbeteiligung)
  - Nr. 1.1 - Alle Anlagenarten  $\geq 50$  MW Feuerungswärmeleistung
  - Nr. 1.4.1.1: Verbrennungs- oder Gasturbinenanlagen zum Antrieb von Arbeitsmaschinen ( $\geq 50$  MW)
- › **Mittelgroße Feuerungsanlagen** (vereinfachtes Verfahren gemäß § 19 BImSchG ohne Öffentlichkeitsbeteiligung)
  - Nr. 1.2.3.1: Kesselfeuerungen zur Erzeugung von Strom und Wärme (20 – 50 MW)
  - Nr. 1.2.3.2: Verbrennungsmotor- oder Gasturbinenanlagen (1 – 20 MW)
  - Nr. 1.4.1.2: Verbrennungs- oder Gasturbinenanlagen zum Antrieb von Arbeitsmaschinen (1 – 50 MW)

Die Herstellung von Wasserstoff, einschließlich Wasserelektrolyse, ist nach derzeitiger Rechtslage der Nr. 4.1.12 ohne Mengenschwelle zugeordnet und bedarf als IED-Anlage gemäß Artikel 10 der Richtlinie 2010/75/EU eines Genehmigungsverfahrens gemäß § 10 Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) mit Öffentlichkeitsbeteiligung, sofern die Herstellung in „industriellem Umfang“ geschieht.

Der Bund-Länderarbeitskreis Immissionsschutz (LAI) hat im September 2022 klargestellt, dass der „industrielle Umfang“ bereits bei der Herstellung von einigen Gramm eines hochspezialisierten Produktes vorliegen kann, da quantitative Kapazitätsschwellen bisher nicht vorgesehen seien.<sup>33</sup> Der LAI führt hierzu weiter aus, dass davon ausgegangen werden könne, dass die Produktion von Wasserstoff mit Hilfe eines Elektrolyseurs zur **direkten, eigenen** Nutzung in einer Brennstoffzelle oder zur temporären Zwischenspeicherung des produzierten Wasserstoffs zur späteren eigenen Nutzung in der Brennstoffzelle nicht in den Anwendungsbereich der Ziffer 4.1.12 des Anhangs der 4. BImSchV fällt, wenn der Elektrolyseur mit einer Leistung nicht größer als 100 kW betrieben wird, und nicht mehr als 100 kg Wasserstoff gelagert werden. In diesem Fall läge in der Regel keine Herstellung in industriellem Umfang vor. Wird die

---

<sup>33</sup> Bund-Länder Arbeitskreis Immissionsschutz (LAI): Auslegungsfragen zur Verordnung über genehmigungsbedürftig Anlagen (Stand 27.9.2022)

Leistungsgrenze oder die Mengenschwelle überschritten, ist im Einzelfall zu prüfen, ob die Bedingungen für den Eigenverbrauch noch gegeben seien.

Es wird derzeit auf europäischer Ebene im Rahmen der anstehenden Überarbeitung der Industrieemissionsrichtlinie (IED) diskutiert, die Herstellung von Wasserstoff mittels Wasserelektrolyse aus dem Abschnitt 4.2 der IED herauszunehmen und in einen eigenständigen Abschnitt zu führen. Für die Ausnahme vom Anwendungsbereich werden von den EU-Institutionen verschiedene Schwellenwerte vorgeschlagen. Das Europäische Parlament hat am 11. Juli 2023 in seinen Abänderungen beschlossen, dass künftig Wasserelektrolyseanlagen mit einer elektrischen Anschlussleistung von weniger als 50 MW nicht mehr dem Anwendungsbereich der IED unterliegen sollen. Der Europäische Rat schlägt in seiner Allgemeinen Ausrichtung zum Richtlinienentwurf vom 16. März 2023 einen mengenbezogenen Schwellenwert von 60 t H<sub>2</sub> pro Tag Wasserstoffproduktion vor. Das Trilogverfahren soll im Herbst 2023 beginnen. Die Überarbeitung der Richtlinie soll noch in 2023 oder spätestens Anfang 2024 abgeschlossen werden.

Es wird derzeit auf europäischer Ebene im Rahmen der anstehenden Überarbeitung der IED diskutiert, für die Wasserelektrolyse eine eigene Anlagenart mit einem angemessenen Schwellenwert einzuführen. Diese Initiative ist aus Sicht der Betreiber zwingend erforderlich, um die Genehmigungsverfahren zu beschleunigen und den Betrieb von kleinen Anlagen zu erleichtern.

Darüber hinaus ist die mögliche Lagerkapazität von Wasserstoff im Hinblick auf Genehmigungsbedürftigkeit und Verfahrenswahl zu beachten. Genehmigungsbedürftigkeit besteht für Anlagen, die der Lagerung von Wasserstoff dienen mit einer Lagerkapazität, die eine Mengenschwelle von

- › **3 Tonnen Wasserstoff** überschreitet: Nr. 9.3.2 - vereinfachtes Verfahren gemäß § 19 BImSchG ohne Öffentlichkeitsbeteiligung;
- › **30 Tonnen Wasserstoff** überschreitet: Nr. 9.3.1 - Genehmigungsverfahren gemäß § 10 BImSchG mit Öffentlichkeitsbeteiligung.

### 3.2 Störfallanlage nach 12. BImSchV (StörfallVO)

Die Errichtung und der Betrieb bzw. die Änderung einer Feuerungsanlage wird störfallrelevant, sobald die Mengenschwellen aus Anhang 1 der 12. BImSchV erreicht werden.

Betriebsbereich ist der Bereich unter Aufsicht des Betreibers, in dem gefährliche Stoffe in einer/mehreren Anlagen einschließlich gemeinsamer/verbundener Infrastrukturen oder Tätigkeiten auch bei Lagerung tatsächlich vorhanden oder vorgesehen sind oder vorhanden sein werden. Je nach Sachverhalt und Einschätzung der Behörde kann die Feuerungsanlage einen

eigenständigen Betriebsbereich bilden oder Bestandteil eines weiter gefassten Betriebsbereichs sein.

Die Einordnung von Feuerungsanlagen zur Strom- oder Wärmeerzeugung in die 12. BImSchV erfolgt für die potenziell in der Gesamtanlage vorhandenen Stoffe einschließlich der Wassermenge in Rohrleitungen, Tanks, Kessel, Brennkammer etc.

Die maßgeblichen Mengenschwellen für Wasserstoff (alleiniges Vorhandensein) sind in Anhang 1 der 12. BImSchV festgelegt:

- › **Mengenschwelle von 5.000 kg H<sub>2</sub> überschritten: Grundpflichten (§§ 3 – 8a):**
  - U.a. Verhinderung von Störfällen, Begrenzung von Störfallauswirkungen, Anzeigepflichten; Information der Öffentlichkeit
- › **Mengenschwelle von 50.000 kg H<sub>2</sub> überschritten: Erweiterte Pflichten (§§ 9 – 12):**
  - U.a. Sicherheitsbericht; Alarm- und Gefahrenabwehrpläne; weitergehende Information der Öffentlichkeit

Wird ein Lager mit einer Lagerkapazität von mehr als 5.000 kg als Nebenanlage mitgenehmigt, so wird ein förmliches Verfahren nach BImSchG durchgeführt, in dem die 12. BImSchV mitgeprüft wird.

### **3.3 Großfeuerungsanlagen nach 13. BImSchV (≥ 50 MW Feuerungswärmeleistung)**

#### **3.3.1 Emissionsbegrenzungen (Gasturbinenanlagen, Verbrennungsmotoren, Kesselfeuerungen)**

Die derzeit geltenden Emissionsbegrenzungen bei ausschließlichem Einsatz von Wasserstoff in einer Großfeuerungsanlage, Gasturbinen- oder Verbrennungsmotorenanlage mit einer Feuerungswärmeleistung von 50 MW oder mehr sind in Tabelle 3 zusammengefasst.

Die 13. BImSchV setzt Emissionsbegrenzungen für Schwefeldioxid, Formaldehyd und Kohlenmonoxid, die für den reinen Betrieb mit Wasserstoff keine Emissionsrelevanz besitzen. Die Emissionsgrenzwerte können allerdings für die Anwendung der Mischungsregel bei der Verbrennung von Wasserstoff zusammen mit anderen Gasen von Bedeutung sein, nämlich, wenn der Wasserstoffanteil des Brenngases die Vorgaben des DVGW-Arbeitsblatts G 260 für Erdgas der allgemeinen Gasversorgung überschreitet. In der 13. BImSchV ist für Gasturbinenanlagen bei einem Einsatz von gasförmigen Brennstoffen mit einem Wasserstoffanteil von 10 Vol.-% bis 100 Vol.-% kein Emissionsgrenzwert für NO<sub>x</sub> festgelegt. Dieser ist im Einzelfall durch die zuständige Behörde festzulegen.

**Tabelle 3:** Emissionsbegrenzungen nach 13. BImSchV bei Einsatz von ausschließlich Wasserstoff in einer genehmigungsbedürftigen, neuen Feuerungsanlage ( $\geq 50$  MW Feuerungswärmeleistung)

Luftschadstoff	Gasfeuerungen	Gasturbinenanlagen	Verbrennungsmotorenanlagen	Bemerkung
Bezugssauerstoffgehalt	3%	15%	5%	
NO und NO <sub>2</sub> , angegeben als NO <sub>2</sub> (Stickstoffoxide)	60 mg/m <sup>3</sup> JMW 85 mg/m <sup>3</sup> TMW	Kein JMW TMW legt die Behörde im Einzelfall fest	100 mg/m <sup>3</sup> JMW & TMW	IED setzt für Gasturbinen (incl. GuD) grundsätzlich 50 mg/m <sup>3</sup> im Monatsmittel zzgl. Wirkungsgradkorrektur; allerdings lagen zur Zeit der IED-Inkraftsetzung in 2009 keine ausreichenden Erkenntnisse zum H <sub>2</sub> -Einsatz in Gasturbinen für eine Festlegung des Standes der Technik vor.
CO (Kohlenmonoxid)	Kein JMW 80 mg/m <sup>3</sup> TMW	Kein JMW 100 mg/m <sup>3</sup> TMW bei Last $\geq 70\%$	Kein JMW 250 mg/m <sup>3</sup> TMW	Wegen Irrelevanz kann der Betreiber erforderlichenfalls eine Befreiung von der Pflicht zur Messung beantragen.
SO <sub>2</sub> und SO <sub>3</sub> , angegeben als SO <sub>2</sub> (Schwefeloxide)	35 mg/m <sup>3</sup>	--	--	Wegen Irrelevanz kann der Betreiber erforderlichenfalls eine Befreiung von der Pflicht zur Messung beantragen.
NH <sub>3</sub> (Ammoniak)	10 mg/m <sup>3</sup> JMW 10 mg/m <sup>3</sup> TMW	5 mg/m <sup>3</sup> JMW 10 mg/m <sup>3</sup> TMW	10 mg/m <sup>3</sup> JMW 10 mg/m <sup>3</sup> TMW	Bei Einsatz von SCR oder SNCR

Luftschadstoff	Gasfeuerungen	Gasturbinen- anlagen	Verbrennungs- motorenanlagen	Bemerkung
CH <sub>2</sub> O (Formaldehyd)	--	5 mg/m <sup>3</sup> bei Last ≥ 70%	20 mg/m <sup>3</sup>	Wegen Irrelevanz kann der Betreiber erforderlichen- falls eine Befreiung von der Pflicht zur Messung bean- tragen.

### 3.3.2 Mischfeuerung von Wasserstoff mit anderen Brennstoffen

Bei Mischfeuerungen sind die für den jeweiligen Brennstoff festgelegten Emissionsgrenzwerte und Bezugssauerstoffgehalte nach dem Verhältnis der mit diesem Brennstoff zugeführten Feuerungswärmeleistung zur insgesamt zugeführten Feuerungswärmeleistung zu ermitteln. Für den Brennstoff Wasserstoff sind hierbei die in Tabelle 3 aufgeführten Werte anteilig für die Bestimmung des Mischgrenzwertes anzusetzen.

### 3.3.3 Brennstoffumstellung / wesentliche Änderung einer bestehenden Anlage

Bei der Umstellung einer bestehenden Anlage für den Einsatz von Erdgas oder anderer Gase auf Misch- oder Mehrstofffeuerung mit Wasserstoff ist zu prüfen, ob es sich um eine anzeige- und genehmigungspflichtige „wesentliche Änderung“ der Anlage handelt.

Eine wesentliche Änderung ist die Änderung der Lage, der Beschaffenheit oder des Betriebes einer Anlage, wenn durch die Änderung nachteilige Auswirkungen auf die Schutzgüter aus § 1 BImSchG hervorgerufen werden können (s. § 16 BImSchG). Ob ein Brennstoffwechsel eine wesentliche Änderung darstellt, kann nur auf der Grundlage des jeweils bestehenden Genehmigungsumfangs beurteilt werden. Bei einer Genehmigung, die den Betrieb der Anlage auf den Einsatz eines bestimmten Brennstoffs beschränkt, kann die Beimischung von oder Umstellung auf Wasserstoff eine wesentliche Änderung darstellen.

Nachteilige Auswirkungen können beispielsweise eine gegebenenfalls verminderte Anlageneffizienz, höhere Stickstoffoxidemissionen oder Ammoniak-schlupf als Folge des Einsatzes selektiver katalytischer oder nichtkatalytischer Reduktion (SCR oder SNCR) darstellen.

### 3.3.4 Einsatz von SCR-Katalysator oder SNCR

Beim Einsatz SCR oder SNCR zur Minderung der Stickstoffoxidemissionen sind die Anforderungen an Ammoniak gemäß Tabelle 3 einzuhalten. Die hinzutretenden unvermeidlichen Ammoniakemissionen beim Betrieb der Entstickungstechnologien (Ammoniak-schlupf) sind im



Rahmen des Genehmigungsverfahrens zu betrachten und können bei ungünstigen Standortbedingungen die Genehmigungsfähigkeit der Anlage beeinträchtigen oder zu zusätzlichen Genehmigungsaufgaben führen (z.B. bei Vorhandensein sensibler FFH-Schutzgebiete im Einwirkungsbereich).

### 3.4 Mittelgroße Feuerungsanlagen nach 44. BImSchV (1 - 50 MW Feuerungswärmeleistung)

#### 3.4.1 Emissionsbegrenzungen (Gasturbinenanlagen, Verbrennungsmotoren, Kesselfeuerungen)

Die derzeit geltenden Emissionsbegrenzungen beim Einsatz von ausschließlich Wasserstoff in einer mittelgroßen Feuerungsanlage sind in Tabelle 4 zusammengefasst.

Die 44. BImSchV setzt Emissionsbegrenzungen für Schwefeldioxid, Formaldehyd und Kohlenmonoxid, die für den reinen Betrieb mit Wasserstoff keine Emissionsrelevanz besitzen. Die Emissionswerte können allerdings für die Anwendung der Mischungsregel bei der Mitverbrennung von Wasserstoff mit anderen Gasen von Bedeutung sein. Aufgrund fehlender Ausnahmetatbestände ist die Behörde angehalten, auch für den reinen Wasserstoffbetrieb Emissionsanforderungen und Überwachungsbestimmungen festzulegen.

**Tabelle 4:** Emissionsbegrenzungen nach 44. BImSchV bei Einsatz von Wasserstoff in einer genehmigungsbedürftigen mittelgroßen, neuen Feuerungsanlage

Luftschadstoff	Gasfeuerungen	Gasturbinenanlage	Verbrennungsmotorenanlage	Bemerkung
Bezugssauerstoffgehalt	3%	15%	5%	
NO und NO <sub>2</sub> , angegeben als NO <sub>2</sub> (Stickstoffoxide)	> 10 MW: 0,20 g/m <sup>3</sup>  < 10 MW: 0,10 g/m <sup>3</sup>	75 mg/m <sup>3</sup>	0,1 g/m <sup>3</sup>	
CO (Kohlenmonoxid)	80 mg/m <sup>3</sup>	0,10 g/m <sup>3</sup> bei ≥ 70% Last	0,25 g/m <sup>3</sup>	Wegen Irrelevanz kann der Betreiber erforderlichenfalls eine Befreiung von der

Luftschadstoff	Gasfeuerungen	Gasturbinenanlage	Verbrennungsmotorenanlage	Bemerkung
				Pflicht zur Messung beantragen.
SO <sub>2</sub> und SO <sub>3</sub> , angegeben als SO <sub>2</sub> (Schwefeldioxid)	35 mg/m <sup>3</sup>	12 mg/m <sup>3</sup>	31 mg/m <sup>3</sup>	Wegen Irrelevanz kann der Betreiber erforderlichenfalls eine Befreiung von der Pflicht zur Messung beantragen.
NH <sub>3</sub> (Ammoniak)	30 mg/m <sup>3</sup>	30 mg/m <sup>3</sup>	30 mg/m <sup>3</sup>	Bei Einsatz von SCR oder SNCR
CH <sub>2</sub> O (Formaldehyd)	--	5 mg/m <sup>3</sup> bei Last ≥ 70%	10 mg/m <sup>3</sup>	Wegen Irrelevanz kann der Betreiber erforderlichenfalls eine Befreiung von der Pflicht zur Messung beantragen.

### 3.4.2 Mischfeuerung von Wasserstoff mit anderen Brennstoffen

Bei Mischfeuerungen sind die für den jeweiligen Brennstoff festgelegten Emissionsgrenzwerte und Bezugssauerstoffgehalte in analoger Weise wie bei Großfeuerungsanlagen nach dem Verhältnis der mit diesem Brennstoff zugeführten Feuerungswärmeleistung zur insgesamt zugeführten Feuerungswärmeleistung zu ermitteln. Für den Brennstoff Wasserstoff sind hierbei anteilig die in Tabelle 4 aufgeführten Werte für die Bestimmung des Mischgrenzwertes anzusetzen.

### 3.4.3 Brennstoffumstellung / emissionsrelevante Änderung einer bestehenden Anlage

Im Unterschied zur „wesentlichen Änderung“ einer Großfeuerungsanlage ist für bestehende mittelgroße Feuerungsanlagen bei Brennstoffumstellung auf Misch- oder Mehrstofffeuerung mit Wasserstoff zu prüfen, ob es sich um eine „emissionsrelevante Änderung“ handelt. Eine emissionsrelevante Änderung liegt nach den einschlägigen LAI-Vollzugsempfehlungen

regelmäßig bei der Umstellung von einen auf einen anderen Brennstoff vor, es sei denn, die Feuerungsanlage ist bereits für wechselweisen Brennstoffeinsatz eingerichtet.

Außerdem stellt grundsätzlich der Austausch eines Kessels, einer Gasturbine oder eines Verbrennungsmotors eine emissionsrelevante Änderung gemäß § 2 Absatz 14 der 44 d BImSchV dar, der Austausch eines Brenners bei Weiternutzung des bestehenden Kessels nur im Einzelfall; nämlich, wenn der Austausch das Immissionsverhalten der Anlage ändert.

Eine emissionsrelevante Änderung liegt nicht vor, wenn Anlagenteile im Rahmen einer Reparatur oder eines Ersatzes mit Originalteilen 1:1 ausgetauscht werden.

Die Nachrüstung bestehender Anlagen mit SCR oder SNCR stellt immer eine emissionsrelevante Änderung im Sinne von § 2 (14) dar. Eine wesentliche Änderung gemäß § 16 BImSchG muss hingegen nicht vorliegen. Nach emissionsrelevanter Änderung sind die Anforderungen an neue Anlagen einzuhalten.

### **3.5 Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz (UVPG)**

Die Feststellung der UVP-Pflicht erfolgt auf Antrag des Vorhabenträgers oder vom Amt im Rahmen des Zulassungsverfahrens.

Feuerungsanlagen zur Strom- oder Wärmeerzeugung sind grundsätzlich ab einer bestimmten Feuerungswärmeleistung UVP-pflichtige Vorhaben nach dem Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG):

- › Anlagen von 1 MW bis weniger als 50 MW: standortbezogene Vorprüfung des Einzelfalls nach § 7 Abs. 2 (Anlage 1 Nr. 1.2.3)
- › Anlagen von 50 MW bis weniger als 200 MW: allgemeine Vorprüfung des Einzelfalls nach § 7 Abs. 1 S. 1 (Anlage 1 Nr. 1.1.2)
- › Anlagen mit mehr als 200 MW: UVP-pflichtig (Anlage 1 Nr. 1.1.1)

#### 4 H<sub>2</sub>-Ready-Gaskraftwerke als Teil einer Wasserstoffwirtschaft

Die notwendigen H<sub>2</sub>-Ready-Gaskraftwerke zur Abdeckung der Residuallast in einem klimaneutralen Stromsystem sind zu betrachten vor dem größeren Kontext des allgemeinen Hochlaufs einer Wasserstoffwirtschaft. Der H<sub>2</sub>-Hochlauf ist so zu gestalten, dass zukünftig die Kraftwerksbetreiber den Betrieb mit Wasserstoff bewerkstelligen können.

Dabei ist die Transformation der gasbasierten Erzeugungsanlagen (Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff) bzw. der Zubau der notwendigen H<sub>2</sub>-Ready-Gaskraftwerke nur zu realisieren, wenn eine Vielzahl von externen Faktoren diese Entwicklung ermöglicht. H<sub>2</sub>-Ready-Gaskraftwerke benötigen den Anschluss an eine entsprechende H<sub>2</sub>-Infrastruktur also insbesondere den Anschluss an ein H<sub>2</sub>-Netz. Darüber hinaus ist die sichere und bezahlbare Verfügbarkeit von ausreichenden Wasserstoffmengen essentiell.

Zur Bereitstellung der ausreichenden Wasserstoffmengen tragen neben der Transport- und Speicherinfrastruktur zwei Säulen zentral bei, die inländische Produktion von Wasserstoff, in erster Linie durch Elektrolyseure und der Import von Wasserstoff. Damit die inländische Produktion einen relevanten Beitrag leisten kann, muss das von der aktuellen Bundesregierung anvisierte Ziel von 10 GW inländischer Elektrolyseleistung zeitnah realisiert werden. Dies kann nur durch Erleichterung bzw. Beschleunigung von Genehmigungsprozessen sowie einer breiten Förderlandschaft erreicht werden. Darüber hinaus gibt es neben der Elektrolyse weitere Erzeugungstechnologien, die inländisch genutzt werden können. Demgegenüber müssen für den Import von Wasserstoff internationale Wertschöpfungsketten aufgebaut und eine entsprechende Importinfrastruktur geschaffen werden, z.B. der Aufbau einer entsprechenden Pipelineinfrastruktur oder indem die geplanten stationären LNG-Terminals direkt multifunktional ausgelegt werden, so dass zukünftig auch Importe von Wasserstoff bzw. Wasserstoffderivaten, wie bspw. Ammoniak oder *liquid organic hydrogen carriers* (LOHC), möglich sind. BDEW/vgbe unterstützen in diesem Zusammenhang die Initiative des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz, „H<sub>2</sub>Global“, fordern für den Importinfrastrukturaufbau aber auch weitere finanzielle Unterstützung außerhalb dieses Förderinstruments, beispielsweise zusätzlich Hermesdeckungen und die Sicherstellung von Finanzierungen bzw. Kapitalzuschüssen über die KfW IPEX-Bank.

Der schnelle Hochlauf der Wasserstoffverfügbarkeit kann nur gelingen, wenn neben der passenden Importinfrastruktur zügig auch die passende Leitungs- und Speicherinfrastruktur geschaffen wird. Bereits vorhandene Gasinfrastruktur kann hierzu umgestellt und volkswirtschaftlich effizient und für den Kunden günstig weitergenutzt werden. Die Dekarbonisierung der Gasversorgung und der Hochlauf von Wasserstoff müssen dafür Hand in Hand gehen und integriert betrachtet werden. In Bezug auf die H<sub>2</sub>-Ready-Gaskraftwerke ist dabei der Anschluss an ein Wasserstoffnetz bzw. H<sub>2</sub>-Backbone die zentrale Variable. Für die Planung und den Bau

der dringend benötigten H<sub>2</sub>-Ready-Gaskraftwerke ist es neben dem Beschluss eines angepassten, verlässlichen Marktdesigns unerlässlich, dass die Kraftwerksbetreiber sowohl wissen, ab wann, an welchem potenziellen Kraftwerksstandort, welche Wasserstoffmengen verfügbar sind als auch die Gewissheit, dass die entsprechenden Kraftwerksstandorte an dieses Wasserstoffnetz auch sicher angeschlossen werden. Beim Anschluss muss insbesondere auch das Thema der Wasserstoffkonzentration beachtet werden. Die Kraftwerksbetreiber müssen wissen, ob und wenn ja, in welcher Konzentration und wie lange Wasserstoff ins Erdgasnetz beigemischt wird und ob und wenn ja, wann eine Umstellung auf 100% Wasserstoff erfolgt. Für die Planung und den Bau bzw. die Umrüstung der H<sub>2</sub>-Ready-Gaskraftwerke sind diese Informationen entscheidend, sowohl in technischer Hinsicht, was z.B. die Notwendigkeit einer Gasmischstation angeht, als auch in wirtschaftlicher Hinsicht, um zunächst grundsätzlich eine Investitionsentscheidung treffen zu können.

Damit zu jedem Zeitpunkt ausreichende Wasserstoffmengen innerhalb dieser H<sub>2</sub>-Infrastruktur vorhanden sind – insbesondere für Versorgung der H<sub>2</sub>-Ready-Gaskraftwerke zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit (Strom/Wärme) – werden Wasserstoffspeicher auf allen Netzebenen auch im Wasserstoffsystem essenziell sein, um Angebots- und Nachfrageschwankungen ausgleichen zu können.

Ein weiteres zentrales Instrument zum Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft sind „*Contracts for Difference*“ (CfD), bzw. MCCfDs (Methan-Carbon-CfD). Diese sind gut geeignet, um sowohl Investitionen in den Aufbau und den Betrieb von Wasserstoff-Erzeugungskapazitäten zu unterstützen als auch die Abnahme von Wasserstoff anzureizen. BDEW/vgbe setzen sich daher für ein entsprechendes Förderprogramm mit Finanzierung durch den Bundeshaushalt ein. Damit unterstützen wir das bereits angelegte „*Carbon Contracts for Difference*“ (CCfD)-Programm für die Industrie, schlagen aber einen deutlich umfassenderen Ansatz mit einer begrenzten wettbewerblichen Vergabe der Fördermittel vor.<sup>34</sup> Um auch die Umstellung bzw. den Aufbau der erforderlichen Wasserstoffinfrastruktur zu fördern, sollte die Standortfrage bzw. die Anbindung an mögliche Wasserstoffinfrastruktur ein Zuschlagskriterium sowohl auf Erzeugungs- als auch auf Nachfrageseite sein.

Bei einer ausreichenden Verfügbarkeit von Wasserstoff könnten MCCfDs - angewendet auf die H<sub>2</sub>-Ready-Gaskraftwerke - sicherstellen, dass dieser tatsächlich auch zur Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt wird. Entscheidend für den tatsächlichen Einsatz ist dabei insbesondere das relative Preisverhältnis zwischen Erdgas zuzüglich CO<sub>2</sub>-Kosten und dem verfügbaren Wasserstoff. Daher ist es insbesondere für die Übergangszeit von Erdgas – ggf. über CCS/CCU – hin

---

<sup>34</sup> CfD sind eine symmetrische Marktprämie, sich zumeist am Energiemarktpreis orientieren und unsichere Erträge absichern sollen. Sie sind bereits etabliert im Bereich der Erneuerbaren Energien. MCCfDs wenden das Prinzip der CfD auf CO<sub>2</sub>-Vermeidungstechnologien an und zielen auf CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten ab.

zu Wasserstoff notwendig, den Kraftwerksbetreibern das marktliche Risiko für den H<sub>2</sub>-Einsatz durch MCCfDs zu verringern. Diese MCCfDs sollten etwaige Kostenunterschiede zwischen Erdgas (inklusive CO<sub>2</sub>-Kosten) und Wasserstoff ausgleichen, so dass beim Einsatz von Wasserstoff kein wirtschaftlicher Nachteil entsteht. Das Fördervolumen kann durch die Anzahl der vergebenen MCCfD im Lichte der Verfügbarkeit von Wasserstoff und der Klimaziele für den Stromsektor gesteuert werden. So kann verhindert werden, dass es im Falle von illiquiden H<sub>2</sub>-Märkten zu sehr hohen Preisen kommt.

Neben der Frage des wirtschaftlichen Einsatzes von Wasserstoff beim Betrieb von H<sub>2</sub>-Ready-Gaskraftwerken im Vergleich zum Erdgas muss zeitnah auch die Frage eines passenden Investitionsumfeldes für den Bau dieser Kraftwerke geklärt werden. Entscheidend ist dabei nicht die Wahl des Instrumentes – bspw. angepasstes Marktdesign, Investitionsprogramm oder Fördergesetz – entscheidend ist, dass der in Kapitel 1 skizzierte Zubau der benötigten Kapazitäten bis 2030 bzw. 2035 realisiert wird. Dafür sind nach bisherigem Kenntnisstand erhebliche zusätzliche Investitionsanreize zwingend notwendig.

Insgesamt lässt sich festhalten, dass zur Realisierung der dringend benötigten H<sub>2</sub>-Ready-Gaskraftwerke eine Vielzahl von externen Faktoren erfüllt sein müssen. Vor diesem Hintergrund sollte der Zubau dieser Kapazitäten als ein zentraler Bestandteil im Rahmen des Hochlaufs einer allgemeinen Wasserstoffwirtschaft integriert betrachtet werden.

## 5 Fazit und Ausblick

Der vorliegende Prozessleitfaden beschreibt die vielfältigen Herausforderungen in Bezug auf die Ausgestaltung der H<sub>2</sub>-Readiness in der Strom- und Wärmeerzeugung und skizziert den Transformationsprozess, um den zunehmenden Einsatz von Wasserstoff auch in diesem Bereich zu ermöglichen und angesichts der notwendigen Planungs-, Genehmigungs- und Bauzeiten vor 2030 Anlagen zu errichten und rechtzeitig in Betrieb nehmen zu können. Die verschiedenen Kapitel beschreiben dabei die unterschiedlichen Aspekte dieses Transformationsprozesses. Im Ergebnis wird klar, dass die politische, die technische, die regulatorisch/emissionsrechtliche und die Ebene externer Faktoren gemeinsam betrachtet werden müssen. Das beste Investitionsprogramm für H<sub>2</sub>-Ready-Gaskraftwerke bleibt wirkungslos, wenn die verfügbaren Wasserstoffmengen nicht für den Einsatz in der Strom- und Wärmeerzeugung ausreichen. Ausreichende Wasserstoffmengen werden nicht zu Strom und/oder Wärme umgewandelt, wenn diese nicht zu den Kraftwerken transportiert werden können oder deren Einsatz wirtschaftlich nicht rentabel ist. Und der beste bezahlbare und sichere Wasserstoff kann in der Energiewirtschaft nicht eingesetzt werden, wenn die technische Ausgestaltung der Kraftwerke nicht mit der Wasserstoffkonzentration im Netz bzw. des allgemeinen Hochlaufs der Wasserstoffwirtschaft abgestimmt ist.

Aufgrund der Komplexität der Veränderungsprozesse der nächsten Jahre und des Hochlaufs einer integrierten Wasserstoffwirtschaft, erscheint es aus Sicht von BDEW/vbge sinnvoll, die notwendigen Änderungen der einzelnen Gesetze in einem „Wasserstoffhochlaufgesetz“ (H<sub>2</sub>G) zusammenzufassen. Darin müssen die H<sub>2</sub>-Ready-Gaskraftwerke entsprechend berücksichtigt werden.

Gleiches gilt für die Überarbeitung der nationalen Wasserstoff-Strategie der Bundesregierung (NWS). Die Erwähnung der im EEG neu eingeführten Ausschreibungen für die „Wasserstoff-Sprinter“- und „EE-Wasserstoff-Hybridkraftwerke“ reichen hier wie oben ausgeführt bei weitem nicht aus.

Die zur Erreichung der Klimaziele bei Gewährleistung der Versorgungssicherheit zukünftig notwendige Nutzung von Wasserstoff in der Strom- und Wärmeerzeugung muss sehr zeitnah angestoßen werden, damit die Investitionen in die Umstellung und insbesondere in den Neubau der notwendigen H<sub>2</sub>-Ready-Gaskraftwerke rechtzeitig realisiert werden können. Anders ist der enorme Zubaubedarf bis 2030 nicht zu decken. Dabei sind H<sub>2</sub>-Ready-Gaskraftwerke als Residualkraftwerke der Garant für die klimaneutrale Bereitstellung von ausreichend gesicherter Leistung zur Stabilisierung eines klimaneutralen Stromsystems und der Gewährleistung der Versorgungssicherheit (Strom/Wärme) und damit unverzichtbarer Bestandteil des Hochlaufs einer Wasserstoffwirtschaft.

Die vorhandenen H<sub>2</sub>-Ansätze im EEG und KWKG sind generell zu begrüßen, in ihrer Ausgestaltung aber völlig unzureichend, um die oben beschriebenen H<sub>2</sub>-Ready-Gaskraftwerke in ausreichender Zahl anzureizen. Dabei ist sowohl die Frist zum 1. Januar 2028 für die Biomethan-Peaker im EEG als auch die Frist für das KWKG in Bezug auf die Wasserstoffverfügbarkeit und hinsichtlich der Anlagentechnik zu früh gesetzt. Darüber hinaus sind die maximalen Mehrkosten mit höchstens 10 Prozent der Kosten einer Neuanlage zu gering und außerdem in Bezug auf die technische Entwicklung zu starr angesetzt (siehe Kapitel 2 zu den Kosten einer Umrüstung). Gleiches gilt für die Hybridkraftwerke, deren Ausschreibungen bereits 2023 starten sollen. Wenn die vorhandenen Ansätze zu einem Zubau von H<sub>2</sub>-Ready-Gaskraftwerken führen sollen, dann müssten die Fördersätze im KWKG entsprechend angepasst, die Biomethan-Peaker-Regelung verändert, die Hybridkraftwerke-Regelung grundsätzlich überarbeitet (technische Restriktionen, Förderung, usw.) und insbesondere die Ausschreibungen für H<sub>2</sub>-ready-Gaskraftwerke zeitnah gestartet werden. Außerdem müssten die Aus- und Wechselwirkungen der verschiedenen Maßnahmen geprüft und analysiert werden. Zur Realisierung der notwendigen gesicherten Leistung, vor allem in Form von H<sub>2</sub>-Ready-Gaskraftwerken, bedarf es der Einordnung der verschiedenen Maßnahmen in den größeren Kontext der Energiewende und einer detaillierten Betrachtung des notwendigen Investitionsumfeldes. Von der Plattform „Klimaneutrales Stromsystem“ könnten in diesem Zusammenhang wichtige Impulse für ein neues Strommarktdesign kommen.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die Bundesregierung zeitnah die gesetzlichen und förderrechtlichen Rahmenbedingungen dafür schaffen sollte, dass auf der einen Seite der notwendige Zubau der H<sub>2</sub>-Ready-Gaskraftwerke realisiert werden kann und auf der anderen Seite der entsprechende Wasserstoffhochlauf und (Um-)Bau der benötigten H<sub>2</sub>-Infrastruktur erfolgt. Der BDEW hat hierzu in seinem Papier „14 Maßnahmen für einen schnellen Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft“<sup>35</sup> aus dem Mai 2022 umfassende Vorschläge vorgelegt. Darüber hinaus hat der BDEW am 4. Juli 2023 ein Diskussionspapier<sup>36</sup> für ein Marktdesign für Wasserstoff mit konkreten Vorschlägen veröffentlicht.

BDEW und vgbe werden sich in die anstehenden Verfahren zur Ausgestaltung der Ausschreibungskriterien und Fördermaßnahmen für den Wasserstoffmarkthochlauf weiterhin aktiv einbringen.

---

<sup>35</sup> [https://www.bdew.de/media/documents/Stn\\_20220519\\_Wasserstoff\\_Turbo.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20220519_Wasserstoff_Turbo.pdf)

<sup>36</sup> <https://www.bdew.de/energie/bdew-diskussionspapier-fuer-ein-marktdesign-fuer-wasserstoff/>



## **Ansprechpartner**

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

Timon Groß

Fachgebietsleiter Nachhaltiges Stromsystem  
Geschäftsbereich Erzeugung und System-  
integration

+49 30 300 199-1309

[timon.gross@bdew.de](mailto:timon.gross@bdew.de)

Dr. Martin Ruhrberg

Fachgebietsleiter Luftreinhaltung und  
Klimaschutz  
Abteilung Recht

+49 30 300199-1518

[martin.ruhrberg@bdew.de](mailto:martin.ruhrberg@bdew.de)

### **vgbe energy e. V.**

Dr. Thomas Eck

Leiter Kraftwerkstechnologien und Umwelttechnik

+49 201 8128-209

[thomas.eck@vgbe.energy](mailto:thomas.eck@vgbe.energy)