

H₂-ready ≠ wasserstofffähig

Definitionen und Anforderungen für eine kosteneffiziente und klimawirksame Kraftwerksstrategie

Kernbotschaften

Klare Definitionen für „H₂-ready“ und „wasserstofffähig“ sind erforderlich:

Die Begriffe „H₂-ready“ und „wasserstofffähig“ müssen eindeutig definiert und klar voneinander abgegrenzt werden. In der Debatte um Gaskraftwerke werden sie oft unscharf und synonym verwendet – obwohl sie sich technisch und klimapolitisch grundlegend unterscheiden:

- **„H₂-ready“:** Das Kraftwerk ist grundsätzlich für den Betrieb mit Erdgas ausgelegt und auf eine spätere Umrüstung auf Wasserstoff vorbereitet. Ein Betrieb mit Wasserstoff ist im aktuellen Zustand nicht möglich.
- **„Wasserstofffähig“:** Das Kraftwerk kann im bestehenden technischen Zustand nachweislich mit Wasserstoff betrieben werden.

Förderung nur für 100 % H₂-ready zertifizierte Kraftwerke:

Die Bundesregierung sollte ausschließlich Kraftwerksprojekte fördern, die als 100 % H₂-ready zertifiziert sind. Dabei müssen die Kosten einer späteren Umrüstung auf Wasserstoff bereits in der Ausschreibungsphase verbindlich berücksichtigt werden. Dies ermöglicht einen direkten Vergleich der Investitionskosten von Kraftwerken, Speichern und Flexibilitäten und somit eine möglichst kosteneffiziente Bereitstellung von Strom mit möglichst geringen kumulierten Emissionen. Gaskraftwerke können schlussendlich nur dann treibhausgasneutral betrieben werden, wenn sie vollständig (100 %) mit grünem Wasserstoff laufen.

Einheitliche Prüf- und Zertifizierungsstandards etablieren:

Unabhängige Prüf- und Zertifizierungsstandards auf Grundlage einheitlicher Definitionen für „H₂-ready“ und „wasserstofffähig“ müssen entwickelt, harmonisiert und um eine wirtschaftliche Bewertung der Umrüstkosten ergänzt werden. Dabei müssen CO₂-, Wasserstoff- und Stickoxid-Emissionen, der Wasserstoffanteil im Gasgemisch, Effizienzanforderungen sowie Schwellenwerte für die Umrüstkosten berücksichtigt und klar definierte Systemgrenzen genutzt werden.

Hintergrund

Im Rahmen der Kraftwerksstrategie sollen Anlagen staatlich gefördert werden, die auch dann treibhausgasneutral Strom bereitstellen können, wenn Photovoltaik- und Windkraftanlagen nicht ausreichend zur Verfügung stehen. Dafür kommen grundsätzlich Stromspeicher und Flexibilitäten auf der Nachfrageseite sowie steuerbare Kraftwerke in Betracht. Bei den steuerbaren Kraftwerken spielen Gaskraftwerke eine zentrale Rolle. Sie sollen zunächst mit Erdgas betrieben und perspektivisch auf grünen Wasserstoff umgestellt werden. In der politischen Debatte und in Regierungsdokumenten werden diese Kraftwerke häufig als „H₂-ready“ oder „wasserstofffähig“ bezeichnet – jedoch meist ohne einheitliche Definition oder klare Abgrenzung der Begriffe.¹

Warum ist das problematisch?

Die Umrüstung eines Gaskraftwerks von Erdgas auf Wasserstoff kann erheblichen technischen und zeitlichen Aufwand sowie hohe Kosten verursachen. Wie aufwendig und teuer eine Umrüstung ist, hängt maßgeblich davon ab, in welchem Umfang sie bereits in der Planung und beim Bau des Kraftwerks berücksichtigt wurde.² Klar ist: Ein Kraftwerk, das nur mit erheblichen Zusatzkosten von Erdgas auf Wasserstoff umgerüstet werden kann, ist weder „H₂-ready“ noch „wasserstofffähig“.

Zugleich kann ein Gaskraftwerk nur dann treibhausgasneutral Strom erzeugen, wenn es vollständig mit grünem Wasserstoff betrieben wird.³ Um die Kosten von Gaskraftwerken mit anderen treibhausgasneutralen Technologien wie Stromspeichern oder flexibler Nachfrage vergleichen zu können, müssen daher auch die späteren Umrüstkosten berücksichtigt werden. Fehlen einheitliche und präzise Definitionen der Begriffe „H₂-ready“ und „wasserstofffähig“ bleiben diese Kosten unklar. Das kann zu falschen Erwartungen in der Öffentlichkeit, Fehlsteuerungen bei Fördergeldern und Investitionen sowie zu einer ineffizienten oder verzögerten Dekarbonisierung des Energiesystems führen. Die begriffliche Unschärfe hat auch Folgen für die Allgemeinheit: Ein erheblicher Teil der Kosten für Neubau und spätere Umrüstung von Gaskraftwerken wird über Steuern oder Umlagen von der Gesellschaft getragen.

Begriffliche Einordnung

Für die Definition der Begriffe „H₂-ready“ und „wasserstofffähig“ sind zwei Aspekte entscheidend:

1. Wasserstoffanteil im Gasgemisch

Ein Kraftwerk kann in der Lage sein, ein Gemisch aus beispielsweise 20 % Wasserstoff und 80 % Erdgas zu nutzen, während für dasselbe Kraftwerk höhere Wasserstoffanteile zu technischen Problemen führen würden. Für eine aussagekräftige Einstufung muss daher immer der nutzbare Wasserstoffanteil angegeben werden.

2. Möglichkeit, Umfang und Kosten einer Umrüstung

Es ist zu unterscheiden, ob ein Kraftwerk bereits ohne technische Anpassungen mit einem definierten Wasserstoffanteil betrieben werden kann oder lediglich für eine spätere Umrüstung ausgelegt ist. Im zweiten Fall sind für eine transparente Bewertung zusätzliche Kriterien für die Kosten und den technischen Aufwand der Umrüstung sowie eine Definition der Systemgrenzen erforderlich. Nähert sich der finanzielle oder technische Aufwand für die Umrüstung dem eines Neubaus an, sollte dieses Kraftwerk nicht als „H₂-ready“ gelten.

¹ Weitere Begriffe, die in der Debatte Verwendung finden, sind „Wasserstoffbereitschaft“, „wasserstofftauglich“ oder „H₂-capable“.

² Technische Details zu Kraftwerkstypen und Umrüstmaßnahmen sind im technischen Anhang am Ende dieses Papiers zu finden.

³ Die Abscheidung und Speicherung von CO₂-Emissionen (CCS) an einem Erdgaskraftwerk ermöglicht keine vollständige Emissionsreduktion und führt daher nicht zu Treibhausgasneutralität. Der Betrieb von Gaskraftwerken mit Biogas, Biomethan oder synthetischem Methan kann zwar treibhausgasneutral sein, ist aber aufgrund begrenzter Biomassepotenziale und einer perspektivisch nicht flächendeckend wirtschaftlich betreibbaren Methan-Infrastruktur keine Dekarbonisierungsoption.

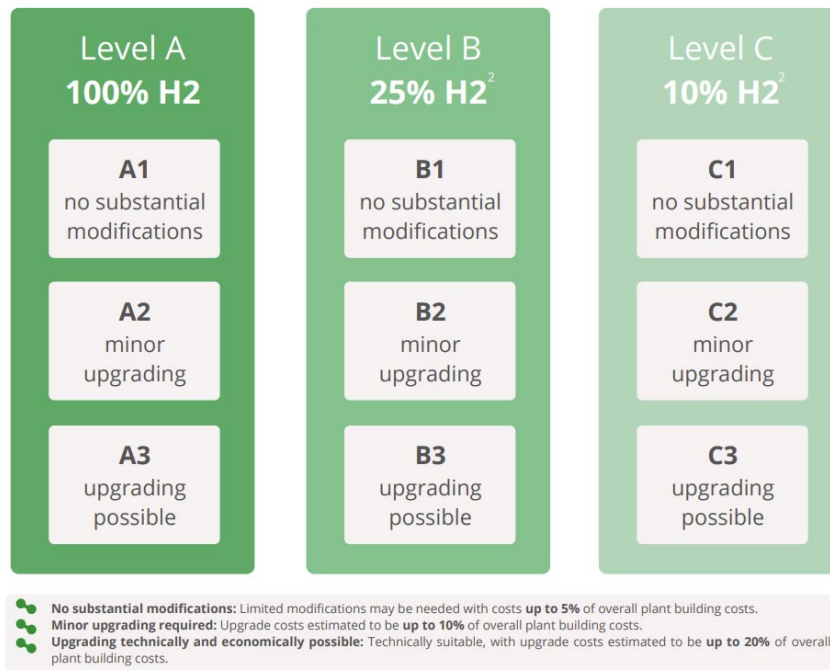


Abbildung: Klassifizierungsmatrix zur Definition von H₂-ready und wasserstofffähigen Gasturbinenkraftwerken (Quelle: EUTurbines, 2021, [H₂-Readiness of Turbine Based Power Plants: A Common Definition](#) (letzter Aufruf: 07. März 2026)).⁴

Zur Erfassung beider Aspekte haben unter anderem die europäischen Verbände der Gas- und Dampfturbinenhersteller sowie der Motorenkraftwerke (EUTurbines und EUGINE)⁵ eine Klassifizierungsmatrix entwickelt, die den Wasserstoffanteil und die Kosten für eine Umrüstung erfasst (siehe Abbildung).

Neben Wasserstoffanteil und Umrüstungskosten müssen weitere Auswirkungen eines Wasserstoffbetriebs berücksichtigt werden: insbesondere Wirkungsgrad und Emissionen klima- und gesundheitsschädlicher Gase. Ein Kraftwerk sollte etwa nicht als wasserstofffähig gelten, wenn der Wirkungsgrad im Wasserstoffbetrieb erheblich sinkt. Zudem müssen neben direkten Treibhausgasen wie CO₂ auch gesundheitsschädliche und indirekte Treibhausgase wie Stickoxide sowie Wasserstoff selbst reduziert bzw. vermieden werden.

Alle diese Aspekte sind essentiell für eine Definition von H₂-Readiness und Wasserstofffähigkeit sowie für unabhängige Prüf- und Zertifizierungsvorhaben. Mehrere Zertifizierungsstellen⁶ entwickeln derzeit entsprechende Regelwerke oder haben diese bereits veröffentlicht.

So hat beispielsweise **TÜV Süd** Zertifizierungsrichtlinien für Gas- und Dampfturbinenkraftwerke sowie für Gasmotorenkraftwerke entwickelt. Je nach Projektphase⁷ werden dabei bis zu 13 Themenfelder geprüft. Innerhalb dieser Richtlinien werden zwei Begriffe unterschieden: „**Hydrogen Readiness**“ bedeutet, dass ein Kraftwerk nach Umsetzung einer spezifizierten Liste von Umrüstmaßnahmen mit einem bestimmten Wasserstoffanteil betrieben werden kann – es ist also für eine Umrüstung vorbereitet. „**Hydrogen Capability**“ beschreibt Kraftwerke, die ohne signifikante Umrüstung direkt mit einem definierten Wasserstoffanteil betrieben werden können.

⁴ Eine identische Klassifizierung gibt es von EUGINE für Gasmotorenkraftwerke mit dem einzigen Unterschied, dass die Umrüstungskosten für die Stufe 3 (A3, B3, C3) bei 30 % der Neubaukosten liegen dürfen, siehe EUGINE, 2021, [Hydrogen-readiness of engine power plants: A common definition](#) (letzter Aufruf: 07. März 2026).

⁵ EUTurbines: European Association of Gas and Steam Turbine Manufacturers; EUGINE: European Engine Power Plants Association.

⁶ U. a. TÜV Süd, TÜV Nord und TÜV Rheinland.

⁷ Es wird in drei Projektphasen unterschieden: (1) Ausschreibungsphase, in der ein Konzeptdesign vorliegt und bewertet wird, (2) Planungs- und Bauphase, in der Detailplanungen vorliegen und bewertet werden, (3) Umrüstphase, in der spezifische Umrüstmaßnahmen vorgenommen werden. Weitere Informationen unter [H₂ Ready Certification | TÜV SÜD](#) (letzter Aufruf: 07. März 2026).

Zu beachten ist, dass Zertifizierungen wie die des TÜV Süd ausschließlich eine technische Bewertung umfassen; eine wirtschaftliche Betrachtung ist nicht Bestandteil der Prüfung und entsprechend werden keine Kosten für die Umrüstung auf einen Betrieb mit Wasserstoff angegeben. Teil der Zertifizierung sollte jedoch eine konkrete Maßnahmenliste sein, die für die Umrüstung umgesetzt werden muss. Auf Grundlage dieser Liste kann eine wirtschaftliche Bewertung der voraussichtlichen Umrüstkosten durchgeführt werden.

Vorschlag für eine einheitliche Definition:

Auf Grundlage bestehender Zertifizierungsstandards und Klassifizierungsansätze lassen sich die Begriffe wie folgt definieren:

- **Wasserstofffähig:** Ein Kraftwerk ist „xx % wasserstofffähig“, wenn es im aktuellen technischen Zustand – ohne Umrüstung – einen Volumenanteil von xx % Wasserstoff zur Stromerzeugung einsetzen kann, ohne signifikante Effizienzeinbußen oder erhöhte Stickoxidemissionen.
- **H₂-ready:** Ein Kraftwerk ist „xx % H₂-ready“, wenn es durch Umsetzung einer definierten Maßnahmenliste zu xx % wasserstofffähig gemacht werden kann. Die Umrüstkosten müssen dabei unterhalb eines festgelegten prozentualen Schwellenwerts liegen, der je nach Kraftwerkstechnologie und ggf. Kraftwerksgröße gestaffelt wird.⁸

Fazit & Empfehlungen

Um öffentliche Gelder im Rahmen der Kraftwerksstrategie wirksam und kosteneffizient einzusetzen, sollten neue Gaskraftwerke folgende Anforderungen hinsichtlich eines späteren Wasserstoffbetriebs erfüllen:

- **Förderung nur für 100 % H₂-ready:**
Unter Berücksichtigung der in diesem Factsheet vorgeschlagenen Definitionen sollten ausschließlich Kraftwerke gefördert werden, die von Beginn an als 100 % H₂-ready zertifiziert sind.
- **Festlegung von Schwellenwerten für Umrüstkosten:**
Die maximal zulässigen Kosten für die spätere Umrüstung auf Wasserstoff, um eine Zertifizierung als H₂-ready zu erhalten, sollte gestaffelt nach Kraftwerkstechnologie und -größe festgelegt werden. Dies ermöglicht insbesondere auch Anreize für den Bau von besonders flexibel einsetzbaren Gasturbinen- und Gasmotorenkraftwerken.⁹
- **Unabhängige Prüfung und Zertifizierung:**
Die Anforderungen an Wasserstofffähigkeit, H₂-Readiness und Umrüstkosten sollten durch unabhängige Stellen geprüft und zertifiziert werden. Die Prüfung muss eine technische Einordnung des Kraftwerks (wasserstofffähig bzw. H₂-ready) beinhalten und zugleich eine vollständige, nachvollziehbare Maßnahmenliste für die Umrüstung auf 100 % Wasserstoff beinhalten. Auf dieser Grundlage kann eine unabhängige Abschätzung der voraussichtlichen Umrüstkosten vorgenommen und zertifiziert werden.
- **Einbeziehung der Umrüstkosten in Ausschreibungen:**
Bei Ausschreibungen von 100 % H₂-ready-Gaskraftwerken müssen die im Zertifizierungsprozess ermittelten Umrüstkosten für 100 % Wasserstofffähigkeit in den Gebotspreis einbezogen werden. Nur so lassen sich die Kosten für eine treibhausgasneutrale Strombereitstellung für Gaskraftwerke mit denen anderer Technologien wie Speichern oder flexibler Nachfrage vergleichen.

⁸ Für größere und komplexere Gas- und Dampfturbinenkraftwerke kann ein niedrigerer prozentualer Schwellenwert angesetzt werden, da die absoluten Kosten ohnehin hoch sind. Kleinere Anlagen, insbesondere Gasturbinen- oder Gasmotorenkraftwerke sind günstiger, benötigen für die Umrüstung jedoch einen höheren Anteil der Neubaukosten; daher sollte für sie ein entsprechend höherer Schwellenwert gelten. Siehe Abschnitt 4.3 in Reiner Lemoine Institut, 2023, [Policy Briefing: H₂-Ready-Gaskraftwerke](#) (letzter Aufruf: 07. März 2026).

⁹ Siehe Fußnote 8.

Technischer Anhang¹⁰

Überblick Kraftwerkstypen

Im Bereich steuerbarer Kraftwerke kommen unterschiedliche Kraftwerkstypen für einen Betrieb mit 100 % Wasserstoff infrage. Sie unterscheiden sich in Technologie, Flexibilität (Zeit zum Hoch- und Runterfahren), Effizienz (elektrischer Wirkungsgrad), Teillastfähigkeit, typischer Anlagengröße und aktuellem Entwicklungsstand wasserstofffähiger Anlagen.

Gasmotorenkraftwerke bestehen aus mehreren Gas-Verbrennungsmotoren, die direkt Generatoren zur Stromerzeugung antreiben. Sie sind stark modular aufgebaut, daher besonders teillastfähig und generell sehr flexibel einsetzbar (Start in Sekunden bis Minuten). Elektrische Wirkungsgrade liegen bei etwa 40–45 %, in Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen ist die Gesamteffizienz deutlich höher. Typische Anlagen reichen vom kW-Bereich bis etwa 100 MW Gesamtleistung. Wasserstoffbeimischungen bis etwa 60 % sind heute möglich; kleinere Anlagen (wenige MW), die für 100 % Wasserstoff ausgelegt sind, sind ebenfalls kommerziell verfügbar.

Gasturbinenkraftwerke (OCGT – Open-Cycle Gas Turbine) verbrennen Gas in der Brennkammer einer Turbine, die durch das heiße Abgas angetrieben wird und an einen Generator zur Stromerzeugung gekoppelt ist. Im Teillastbetrieb sinkt die Effizienz der Turbine stark. Allerdings sind Gasturbinenkraftwerke sehr flexibel einsetzbar (Start in wenigen Minuten) und eignen sich vor allem für die Spitzenlastabdeckung. Betrieb in Kraft-Wärme-Kopplung ist daher eher selten. Elektrische Wirkungsgrade liegen bei etwa 35–42 % und typische Anlagengrößen bei 5–600 MW. Eine Wasserstoffbeimischung bis etwa 30 % ist heute in vielen modernen Gasturbinen möglich und erste 100 % wasserstofffähige kleinere Gasturbinen (<50 MW) sind verfügbar. Größere 100 % wasserstofffähige Gasturbinen sind in der Entwicklung und werden nach Herstellerangaben um 2030 verfügbar sein.

Gas-und-Dampfkraftwerke (GuD/CCGT – Combined Cycle Gas Turbine) kombinieren eine Gasturbine mit einer nachgeschalteten Wasserdampfturbine, die die Abwärme der Gasturbine zusätzlich zur Stromerzeugung nutzt. Durch diese Kombination steigt der elektrische Wirkungsgrad auf 55–64 %. Typische Anlagen haben eine Gesamtleistung von 100–1000 MW und werden häufig als Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen in Fernwärmesystemen eingesetzt – hier liegt die Gesamteffizienz dann bei bis zu 95 %. Die höhere Komplexität der Anlagen führt zu längeren Startzeiten (20–30 Minuten bei Heißstart und bis zu mehreren Stunden bei Kaltstart), was zu entsprechend schlechter Eignung für Spitzenlastabdeckung führt. Im Teillastbetrieb sind sie etwas effizienter als Gasturbinenkraftwerke. Die Wasserstofffähigkeit hängt vor allem von der eingesetzten Gasturbine ab und ist daher vergleichbar mit der von Gasturbinenkraftwerken.

Brennstoffzellenkraftwerke sind technologisch anders konzipiert: Sie erzeugen Strom über elektrochemische Reaktionen zwischen Wasserstoff und Sauerstoff und sind damit intrinsisch 100 % wasserstofffähig. Etablierte Anlagen sind verhältnismäßig klein mit einer Größe von 0,1–10 MW und eher für dezentrale Quartierslösungen oder Industriecluster geeignet. Im größeren Kraftwerksmaßstab sind entsprechende Anlagen noch in der Entwicklung. Elektrische Wirkungsgrade liegen bei 50–60 % und im Kraft-Wärme-Kopplungs-Betrieb können hohe Gesamteffizienzen bis 90 % erreicht werden. Durch Startzeiten von Stunden und geringer Teillastfähigkeit sind die Anlagen nur bedingt flexibel einsetzbar.

¹⁰ Die Informationen im technischen Anhang basieren auf Gesprächen mit Zertifizierern, Anlagenbauern und -betreibern und Expert:innen aus Forschungseinrichtungen sowie auf diesen Quellen: Reiner Lemoine Institut, 2023, [Policy Briefing: H2-Ready-Gaskraftwerke](#) (letzter Aufruf: 07. März 2026); EnBW, 2025, [Was bedeutet H2-Fähigkeit und H2-Readiness von Gaskraftwerken?](#) (letzter Aufruf: 07. März 2026); TÜV Süd, [H2-ready certification](#) (letzter Aufruf: 07. März 2026); EUTurbines [Website](#) (letzter Aufruf: 07. März 2026); EUGINE [Website](#) (letzter Aufruf: 07. März 2026).

Neue Anforderungen an Kraftwerkskomponenten bei Wasserstoffbetrieb

Wasserstoff unterscheidet sich physikalisch und thermodynamisch grundlegend von Erdgas (bzw. Methan, dem Hauptbestandteil von Erdgas), was beim Betrieb von Kraftwerken zu veränderten Anforderungen an die Komponenten führt:

Wasserstoff hat eine deutlich geringere volumetrische Energiedichte, weshalb zur Bereitstellung derselben Energie- bzw. Strommenge ein größeres Gasvolumen benötigt wird. Das erfordert veränderte Leitungsquerschnitte, Regelungssysteme und Designs von Brennkammern.

Wasserstoff hat andere Verbrennungseigenschaften. Dazu zählt eine höhere Flammgeschwindigkeit, die Anpassungen an der Brennkammer von Gasturbinen oder den Brennräumen von Gasmotoren erfordert. Wasserstoff ist zudem deutlich leichter entzündlich und hat eine unsichtbare, sehr heiße Flamme. Hierdurch ergeben sich höhere Sicherheits- und Materialanforderungen sowie durch die hohe Flammentemperatur höhere Stickoxidanteile im Abgas. Für letztere braucht es Minderungskonzepte bspw. in Form von angepassten Brennkammerdesigns und Abgasnachbehandlung.

Wasserstoff ist als kleinstes Molekül sehr flüchtig, was erhöhte Anforderungen an Dichtungen in Leitungen und Komponenten sowie die Materialbeschaffenheit von Bauteilen stellt. Aufgrund seiner geringen Größe kann Wasserstoff leicht in Materialien eindringen (diffundieren) und dadurch Materialversprödung verursachen. Dies ist sowohl sicherheitstechnisch von Bedeutung als auch klimarelevant, da Wasserstoff ein indirektes Treibhausgas ist und die Lebensdauer von Methan in der Atmosphäre verlängert.

Typische Umrüstmaßnahmen für den Wasserstoffbetrieb

Um den erhöhten Anforderungen des Wasserstoffbetriebs gerecht zu werden, müssen folgende Kraftwerkskomponenten für den Betrieb mit Wasserstoff umgerüstet oder von Beginn an darauf ausgelegt werden:

- **Gasleitungssysteme:** Dazu zählen Gasleitungen mit höherem Leitungsquerschnitt und Regel- und Messanlagen sowie ggf. Gasverdichter, die auf höhere Volumenströme ausgelegt sein müssen. Dichtungen, Verschraubungen und Schweißnähte müssen für Wasserstoff geeignet und entsprechend dicht sein. Viele dieser Anpassungen lassen sich bereits in der Planungsphase eines Neubaus berücksichtigen, wodurch die spätere Umstellung auf Wasserstoff einfacher und kostengünstiger werden kann.
- **Gasturbine bzw. Gasmotor:** Als zentrale Komponenten müssen sie für 100 % Wasserstoff ausgelegt sein. 100 % wasserstofffähige Großanlagen sind derzeit noch in der Entwicklung. Bei Gasturbinen, bestehend aus Verdichter, Brennkammer und Turbine, stehen hier vor allem Anpassungen an der Brennkammer im Mittelpunkt. Verdichter und Turbine können je nach Design der Anlage schon jetzt auf 100 % Wasserstoff vorbereitet werden, sodass später nur ein Austausch der Brennkammer nötig wird. Bei Gasmotoren, deren Brennraum stärker integriert ist (Kolben, Ventile, Einspritzsystem), kann ein kompletter Motoraustausch nötig sein.
- **Abgassysteme:** Hier liegt der Schwerpunkt auf der Vermeidung von Stickoxidemissionen. Dies kann durch Anpassungen am Brennkammerkonzept oder über den Einbau nachgelagerter Katalysatorsysteme ermöglicht werden.
- **Sicherheitskonzepte:** Dazu zählen entsprechende Detektoren und technische Sicherheitssysteme, aber auch operative Sicherheitskonzepte wie Notfallpläne und Schulungen.

Die einzelnen Komponenten eines Kraftwerks können dabei einen unterschiedlichen „Reifegrad“ hinsichtlich H₂-Readiness und Wasserstofffähigkeit aufweisen. Daher kann ein Kraftwerk, das in seiner Gesamtheit „H₂-ready“ ist, eine Kombination aus wasserstofffähigen und H₂-ready-Komponenten sein.

Autor: Dr. Simon Schreck

Redaktion: Nikola Klein

Zitiervorschlag: Schreck, S. 2026, H₂-ready ≠ wasserstofffähig: Definitionen und Anforderungen für eine kosteneffiziente und klimawirksame Kraftwerksstrategie.

Diese Publikation kann im Internet abgerufen werden unter: www.germanwatch.org/de/93431

März 2026

Herausgeber: Germanwatch e.V.

Büro Bonn

Kaiserstr. 201

D-53113 Bonn

Tel. +49 (0)228 / 60 492-0, Fax -19

Internet: www.germanwatch.org

Büro Berlin

Stresemannstr. 72

D-10963 Berlin

Tel. +49 (0)30 / 5771 328-0, Fax -11

E-Mail: info@germanwatch.org
