4.3 Entwicklungsszenarien des Wasserstoffeinsatzes in Deutschland

Es ist heute nicht möglich, in Deutschland und Europa die weitere Entwicklung der Umgestaltung der Industrie-, Verkehrs- und Energiesektoren einschließlich des Gebäudebereichs hin zu einer karbonfreien Produktion und zur emissionsfreien Abnahme mit einer validen Sicherheit zu prognostizieren. Zu groß ist der Einfluss politischer Parameter wie der Berücksichtigung von klimapolitischen Vereinbarungen oder regulatorischen Einflussfaktoren. Diese Erkenntnis ist auch auf die Rolle des Wasserstoffs als Bindeglied der Kopplung der Sektoren Strom, Wärme, Verkehr und Industrie mit Hilfe der bestehenden Gasinfrastruktur übertragbar. So ist die politische Situation in Ländern wie den nordafrikanischen Staaten, in denen aufgrund der klimatischen Bedingungen und ihrer Nähe zu Europa zu sehr günstigen Konditionen Wasserstoff gewonnen und zu uns exportiert werden könnte, weiter ungewiss. Mit Bezug auf die bereits oben erwähnte deutsche Elektrolyse-Studie von T. Smolinka et al., die auf einer Datenerhebung in der Elektrolyseindustrie und einem Plausibilitätsabgleich mit den aktuellen Studien zur Thematik erneuerbarer Energien und Wasserstoffausbau beruht, sollen zwei Varianten für Deutschland herausgegriffen und vorgestellt werden, die beide entgegengesetzte Positionen beschreiben.

Bei der Betrachtung der nachfolgenden Bilder muss der Leser zum Verständnis die unterschiedlichen Maßstäbe auf den jeweiligen Ordinaten beachten. Es ist hierbei hilfreich, die den Bildern zugrunde liegenden Werte in den Tabellen B.11 und B.12 im Anhang B zu beachten. ■

Folgende Szenarien beschreiben zwei entgegengesetzte Ausbauvarianten, die man auch als jeweilige Extremposition verstehen kann:

- Ausbauvariante 1:

  Erhöhung der Wasserstoffmengen auch über Importmengen mit dem Ziel, im Jahr 2050 in allen Sektoren 95 % an CO_2-äquivalenten Treibhausgasmengen gegenüber dem Referenzjahr 1990 einzusparen. Diese Variante geht damit einher, dass im Vergleich zur Variante 2 das Gros der Wasserstoffmengen aus Importen gedeckt wird. Die Kapazitäten in 2030 sind in Bild 4.8 dargestellt. Um die Klimaziele in 2050 zu erreichen, wird der rasante Anstieg der Wasserstoffmengen in Deutschland erst nach 2030 in den folgenden zwei Jahrzehnten deutlich. Das hohe Plateau in 2050, wie in Bild 4.9 unschwer zu erkennen, ist auf die Importmengen zurückzuführen. Allerdings nimmt prozentual auch der Anteil an Wasserstoff, der durch heimische Elektrolyse gewonnen wird, bis 2050 zu. Die dem Wasserstoff zugeschriebene Energiemenge von rund $E = 700$ TWH entspricht in

dieser Größenordnung in etwa dem Status, den der fossile Energieträger Erdgas heute in Deutschland hat.

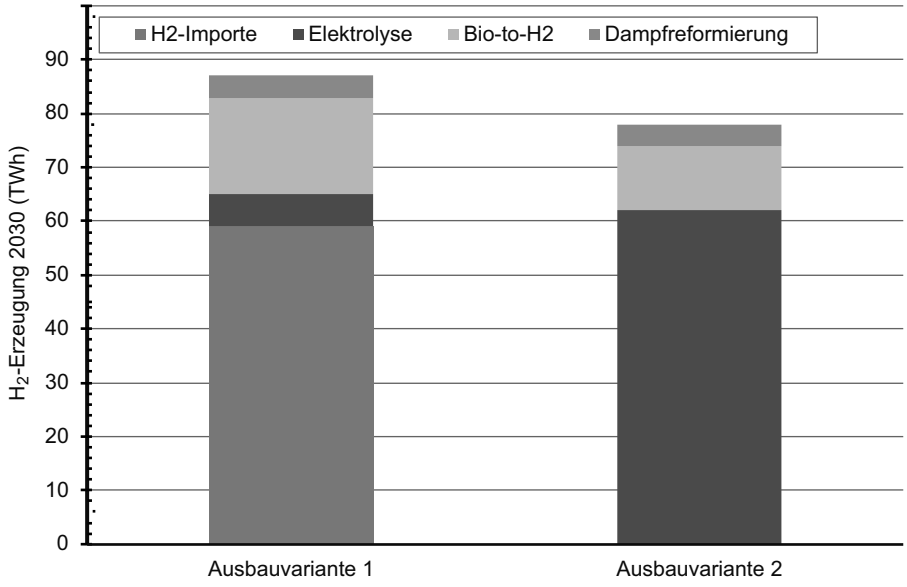

Bild 4.8 Zwei alternative Entwicklungen der Erzeugung von Wasserstoff in 2030

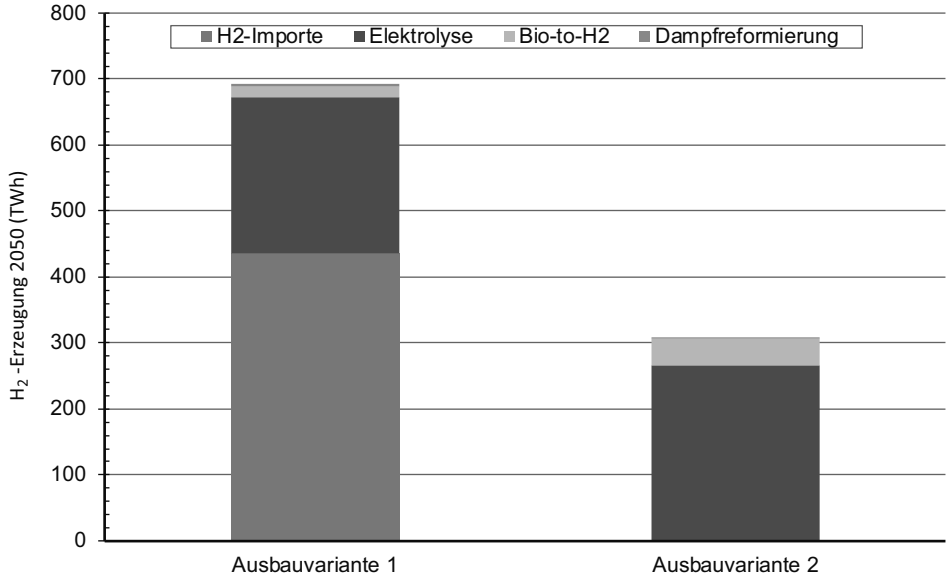

Bild 4.9 Zwei alternative Entwicklungen der Erzeugung von Wasserstoff in 2050

- Ausbauvariante 2:

  Erhöhung der Wasserstoffmengen ausschließlich über heimische Erzeugungskapazitäten mit dem Ziel, im Jahr 2050 in allen Sektoren 85 % an CO_2-äquivalenten Treibhausgasmengen gegenüber dem Referenzjahr 1990 einzusparen. In dieser Variante ist unterstellt, dass der Anteil der alkalischen Elektrolyse an der elektrolytischen Leistung von 90 % in 2017 über 55 % in 2030 auf 40 % in 2050 zurückgeht. Im gleichen Maße nimmt der Anteil der PEM- von 10 % in 2017 auf 40 % in 2050 und der der Hochtemperatur-Elektrolyse von 5 % in 2017 auf 20 % in 2050 zu. Die AEL-Elektrolyse ist bereits heute auf einem hohen technischen Stand, so dass große Entwicklungsschübe bis 2050 nicht zu erwarten sind. Für die Bereiche Schifffahrt und Luftverkehr ist zu erwarten, dass diese Sektoren durch flüssige Kraftstoffe bedient werden (Power-to-Liquid), die in keiner der beiden Varianten berücksichtigt sind.

Die Elektrolyse ist als zukünftig herausragende Technologie bei der H_2-Erzeugung auf ein kostengünstiges Stromangebot angewiesen. Somit ist die Frage nach dem Strommix und nach der in Zukunft installierten Stromerzeugungsleistung von großem Interesse. Bereits heute ist nach Bild 4.10 die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien höher als die Erzeugungskapazität der konventionellen Kraftwerke, die mit Kohle und Gas befeuert werden. Die Kernkraft wird in Deutschland ab 2023 aufgrund des politisch gewollten Kernenergieausstiegs keine Rolle mehr spielen. Anzumerken ist, dass der deutsche Weg des Ausstiegs aus der Nukleartechnik in anderen europäischen Ländern wie Frankreich und weiteren osteuropäischen Nachbarländern nicht kopiert wird. In den nächsten Jahren wird in Deutschland aufgrund des zusätzlichen Ausstiegs aus der Braun- und Steinkohle die Bedeutung von Gaskraftwerken zunehmen. In den Prognosen zur zukünftigen Stromerzeugung wird nicht davon ausgegangen, dass der fossile Energieträger bis 2050 völlig aus dem Stromerzeugungsmix verschwinden wird, sondern ein Restanteil von etwa 13 % an der gesamten Erzeugungsleistung in GW wird zunächst in Form von Gaskraftwerken als Leistungsreserve vorgehalten. Ein Anteil von 4 % der Erzeugungsleistung wird im Zuge der Rückverstromung über Gasturbinen oder Gasmotoren mit Wasserstoff erzeugt werden. Dieser Anteil wird über Leitungssysteme den Gasmotoren oder Gasturbinen zugeführt.

Deutlich wird vor allem der enorme Anstieg der Stromerzeugung im Bereich der erneuerbaren Energien ab 2020 bis 2050 mit einem Verhältnis von PV-Strom zu landgestütztem Windstrom (Onshore Wind) und zu seegestütztem Windstrom (Offshore Wind) im Verhältnis von 58 % zu 36 % zu 6 %.

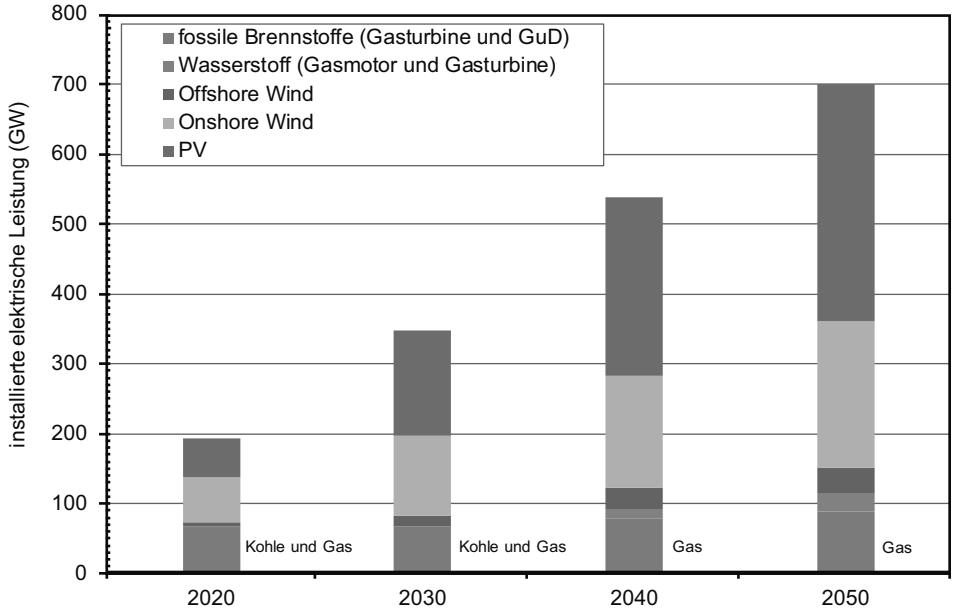

Bild 4.10 Prognose der Stromerzeugungsleistung bis 2050

Der mit dem Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung einhergehende Ausbau der Elektrolyseleistung bis 2030 bzw. bis 2050 nach Bild 4.8 und Bild 4.9 sowie nach Tabelle B.11 im Anhang B reicht von $E = 6\ \mathrm{TWh}$ bis $E = 235\ \mathrm{TWh}$ in der Ausbauvariante 1 und von erheblich höheren $E = 62\ \mathrm{TWh}$ bis $E = 267\ \mathrm{TWh}$ in der Ausbauvariante 2, da in diesem Szenarium der Import von Wasserstoff fehlt. Die biologische Erzeugung von Wasserstoff bleibt in der Ausbauvariante 1 mit dem relativ hohen Anteil an Importen nahezu bis 2050 mit einer Größenordnung von $E = 18\ \mathrm{TWh}$ in 2030 und $E = 17\ \mathrm{TWh}$ in 2050 auf relativ niedrigem Niveau konstant. Bei der Ausbauvariante 2 muss sie einen immer größeren Anteil schultern und steigt von $E = 12\ \mathrm{TWh}$ in 2030 auf $E = 39\ \mathrm{TWh}$ in 2050. Der Ausbau der biologischen Erzeugung ist neben der Entwicklung von technisch und wirtschaftlich vertretbaren Verfahren auch davon abhängig, wie viel Biomasse zu wirtschaftlichen Konditionen in den Jahren bereitsteht. Zurzeit werden Verfahren zur biologischen Wasserstofferzeugung – wie im Abschnitt 5.3 gezeigt – noch im Labor getestet, stecken also noch in den „Kinderschuhen“. Wann der Durchbruch zu Produktionsverfahren im Industriemaßstab gelingt, die für die Erzeugung der vorgenannten Energiemengen erforderlich sind, ist heute nicht absehbar.

Von Bedeutung sind die Ausblicke auf die zukünftige Wasserstoffverwendung zunächst in 2030 in Bild 4.11 und dann in der weiteren Entwicklung in 2050 in Bild 4.12.

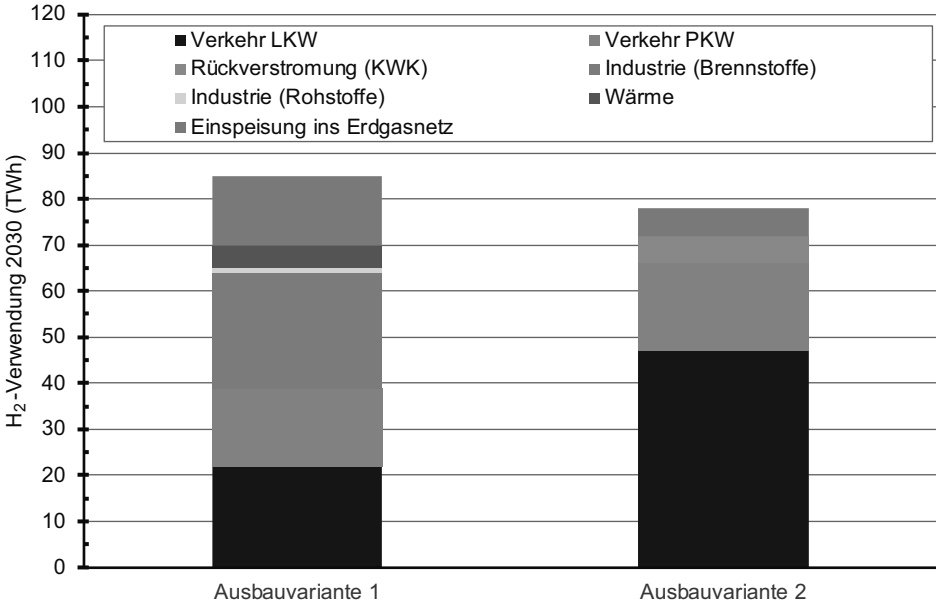

Bild 4.11 Prognostizierte Verwendung des Wasserstoffs in den verschiedenen Sektoren in 2030

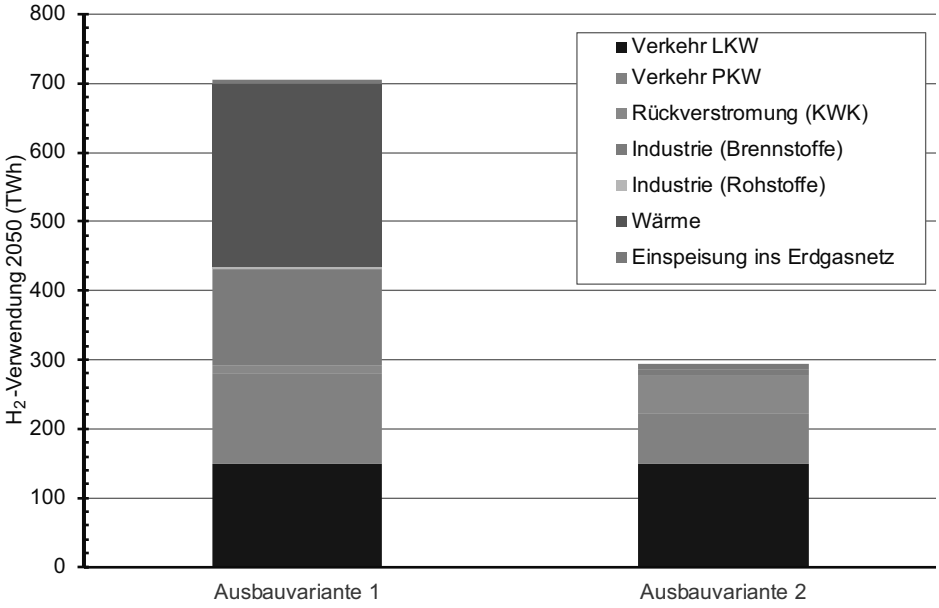

Bild 4.12 Prognostizierte Verwendung des Wasserstoffs in den verschiedenen Sektoren in 2050

Die Ausbauvariante 2 bedient im Wesentlichen den Verkehrssektor und hier insbesondere den Schwerlastverkehr, da dieser aufgrund des hohen Energieverbrauchs und der zu bewegenden Fahrzeug- und Ladungsmassen nicht ideal zum batteriegestützten Fahrzeugantrieb passt. Insbesondere in der Ausbauvariante 1 mit den H_2-Importen wird eine breitgefächerte Nutzung angefangen vom Verkehr über die Industrie bis hin zur Ankopplung von Wärmenetzen und Rückverstromung bedient. Dieses Szenarium entspricht im weitesten Sinne der in Bild 4.7 skizzierten umfassenden Sektorkopplung zwischen Strom-, Gas- und Wärmeversorgung. Es wird deutlich, dass mit der hier beschriebenen umfassenden Wasserstoffwelt allerdings Wasserstoffmengen vorausgesetzt werden, deren Erzeugung weit über dem liegt, was realistisch in Deutschland durch die heimische Erzeugung bereitgestellt werden kann.

Für beide Ausbauvarianten ergeben sich jeweils unterschiedliche Speichergrößen in TWh auf der Wasserstoffseite, wie Tabelle 4.1 zu entnehmen ist. In der Ausbauvariante 1 kann der erforderliche Speicherbedarf teilweise vorgelagert auf der Seite der Wasserstoffproduzenten durch eine flexible Fahrweise der Elektrolyseanlagen aufgefangen werden. Dies ist in der Ausbauvariante 2 ohne Importe nicht möglich. Die Elektrolyseanlagen sind bei geringem Bedarf an elektrischer Leistung bei gleichzeitigem höheren Leistungsangebot in Betrieb. Der dabei erzeugte Wasserstoff kann am Markt nicht abgesetzt werden und muss für Zeiten geringeren Angebots und höherer Nachfrage gespeichert werden. Für die Speicherung kommen prinzipiell die Speicherhohlräume in Kavernen im Salzgestein in Frage, da man davon ausgehen kann, dass es dort im Gegensatz zur Situation in den Porenspeichern zu keinerlei Reaktionen von Wasserstoff mit Bakterien in der Speicherlagerstätte kommt. Sowohl beim Transport in Leitungssystemen als auch bei der Speicherung in Hohlräumen muss berücksichtigt werden, dass der Wasserstoff bis zu einem gewissen Grad mit Feuchtigkeit oder im Kavernenspeicher gar mit Rückständen aus dem ursprünglichen Solprozess der Kavernen in Berührung kommt und ein erhöhter Reinigungsaufwand in Abhängigkeit vom nachgeschalteten Verwendungszweck erforderlich ist.

Tabelle 4.1 Prognose des Speicherbedarfs in 2020, 2030 und 2050

	Einheit	2020	2030	2050
Ausbauvariante 1	TWh	0,6	9	59
Ausbauvariante 2	TWh	0,8	19	96

Anmerkung: 1) nach BMVI-Studie von M. Jansen et al. (2018, S. 184 – 185)

In der bereits mehrfach erwähnten deutschen Elektrolysestudie nach T. Smolinka et al. wird nicht der Frage nachgegangen, ob der Speicherhohlraum in Deutschland vorhanden ist. Diese Frage soll im Weiteren beantwortet werden.

Maximaler Speicherinhalt, Arbeitsgasvolumen, Kissengas und maximale Ausspeicherrate

Der gesamte maximale Speicherinhalt $V_{n(max)}$ in einer Salzkaverne setzt sich aus dem Arbeitsgasvolumen $V_{n,AGV}$ und dem Kissengasvolumen $V_{n,KGV}$ zusammen, berücksichtigt den maximalen Kavernendruck p_{max}, die Kavernentemperatur T und den Realgasfaktor z.

Das Kissengasvolumen $V_{n,KGV}$ berücksichtigt den minimalen Kavernendruck p_{min}, die korrespondierende Kavernentemperatur T und ebenfalls den Realgasfaktor z. $V_{n(max)}$ und $V_{n,KGV}$ werden mit Hilfe der Formel 2.3 im Abschnitt 2.2.1 berechnet. V_{geom} ist das geometrische Speichervolumen (Betriebsvolumen).

$$V_{n(max)} = V_{geom} \frac{p_{max}}{p_n} \frac{T_n}{T} \frac{z_n}{z} \qquad \text{Formel 4.1}$$

$$V_{n,KGV} = V_{geom} \frac{p_{min}}{p_n} \frac{T_n}{T} \frac{z_n}{z} \qquad \text{Formel 4.2}$$

$$V_{n,AGV} = V_{n(max)} - V_{n,KGV} \qquad \text{Formel 4.3}$$

Die maximale Ausspeicherrate $\dot{V}_{n,aus}$ ist der Volumenstrom, der beim maximalen Speicherfüllstand, also beim maximalen Kavernendruck, in die angeschlossene Transportleitung ausgespeichert werden kann.

In der jährlich veröffentlichten Statistik des Energie Informationsdienstes EID (2019, S. 419) werden für 2019 für die in Deutschland von Kiel an der Ostsee bis Xanten am Niederrhein in Betrieb befindlichen Salzkavernenspeicher für Erdgas nachfolgende Zahlen genannt:

Tabelle 4.2 Vorhandene Kavernen für die Speicherung v on Erdgas in 2019 in Deutschland im Steinsalz

Zahl der Speicherstandorte	Kavernenanzahl	Formation	$V_{n(max)}$	$V_{n,AGV}$	$\dot{V}_{n,aus}$
			Mrd. m³	Mrd. m³	Tm³/h
31	271	Zechsteinsalz	20,494	15,183	20 085

Anmerkungen: Es sind insgesamt 20 verschiedene Lokationen mit teilweise mehreren Speicherbetreibern, wie beispielsweise in Epe/Gronau (NRW), Etzel (Niedersachsen) und Jemgum (Niedersachsen)

In einer nicht veröffentlichten Studie des Autors wurden für einen Kavernenspeicherstandort für insgesamt vier Kavernen in der Summe folgende spezifische Werte für die Speicherung von Erdgas angegeben:

V_{geom}	p_{max}	z_{max}	$V_{n(max)}$	p_{min}	z_{min}	$V_{n,KGV}$	$V_{n,AGV}$
m³	bar		Mill. m³	bar		Mill. m³	Mill. m³
1 159 000	236	0,8268	283,9	55	0,8983	60,9	223,0

Anmerkungen: Die Temperatur ist T_i = 313,15 K; die Realgaszahl für ein Nordsee-Erdgas im Normzustand z_n = 0,997

Die angegebenen Werte für den maximalen und minimalen Kavernendruck sind als Ergebnis gebirgsmechanischer Überlegungen festgelegt. Die Dimensionierung der Hohlräume ist unabhängig von der Zusammensetzung des Speichergases. Die Speichergüter Erdgas und Wasserstoff nehmen nach einer Ruhezeit in der Kaverne die Temperatur des Gebirges *T* an.

Durch Anwendung von Formel 4.1 und Formel 4.2 folgt:

$$V_{n(max)H_2} = V_{n(max)\text{Erdgas}} \frac{z_{max_{Erdgas}}}{z_{max_{H_2}}} \frac{z_{n_{H_2}}}{z_{n_{Erdgas}}}$$

$$V_{n,KGVH_2} = V_{n,KGV\text{Erdgas}} \frac{z_{min_{Erdgas}}}{z_{min_{H_2}}} \frac{z_{n_{H_2}}}{z_{n_{Erdgas}}}$$

Es müssen die Realgaszahlen für n-Wasserstoff mit der Hilfe von Formel 2.10 und Tabelle 2.2 aus dem Abschnitt 2.2.1 bestimmt werden und es folgen daraus die Daten für die Wasserstoffspeicherung:

V_{geom}	p_{max}	z_{max}	$V_{n(max)}$	p_{min}	z_{min}	$V_{n,KGV}$	$V_{n,AGV}$
m^3	bar		Mill. m^3	bar		Mill. m^3	Mill. m^3
1 159 000	236	1,1138	211,5	55	1,0179	53,9	157,6

Anmerkung: Realgaszahl von n-Wasserstoff für den Normzustand nach Tabelle 2.1 im Abschnitt 2.1

Die Beispielrechnung zeigt, dass für Wasserstoff im Verhältnis zum Nordseegas aufgrund des abweichenden thermodynamischen Verhaltens ein vermindertes Speicherpotential (AGV) bei gleichen Druck- und Temperaturbedingungen in der Kaverne zur Verfügung steht (Details siehe Abschnitt 9).

Es empfiehlt sich die Bearbeitung der Übungsaufgabe A.22 im Anhang A.

In der Übungsaufgabe A.22 im Anhang A sind die erforderlichen Arbeitsgasvolumina im Normzustand für die Ausbauvarianten 1 und 2 bestimmt worden und das Ergebnis ist in Tabelle B.13 im Anhang B zu sehen. Im Folgenden wird die Frage beantwortet, ob das prognostizierte erforderliche Arbeitsgasvolumen in den in Deutschland vorhandenen Salzkavernen derzeit vorhanden ist. In das Ergebnis sind folgende Tatbestände eingeflossen:

- Die Kavernen im Salzgebirge unterliegen einer kontinuierlichen Verkleinerung – auch Konvergenz genannt –, die nach G. Cerbe et al. (2017, S. 330) eine Größenordnung von 0,5 %/a bis 2 %/a annehmen kann. Sie ist von der Betriebsfahrweise und den standortspezifischen Eigenschaften des Salzes abhängig. Für die nachfolgende Abschätzung wird von einer durchschnittlichen jährlichen Konvergenzrate von 1 %/a ausgegangen.

- Auf das in Tabelle 4.2 für 2019 im Rahmen der Erdgasversorgung angegebene Arbeitsgasvolumen wird für Wasserstoff ein Abschlag von 30 % vorgenommen, um die thermodynamischen Unterschiede zwischen Wasserstoff und Erdgas abzubilden.

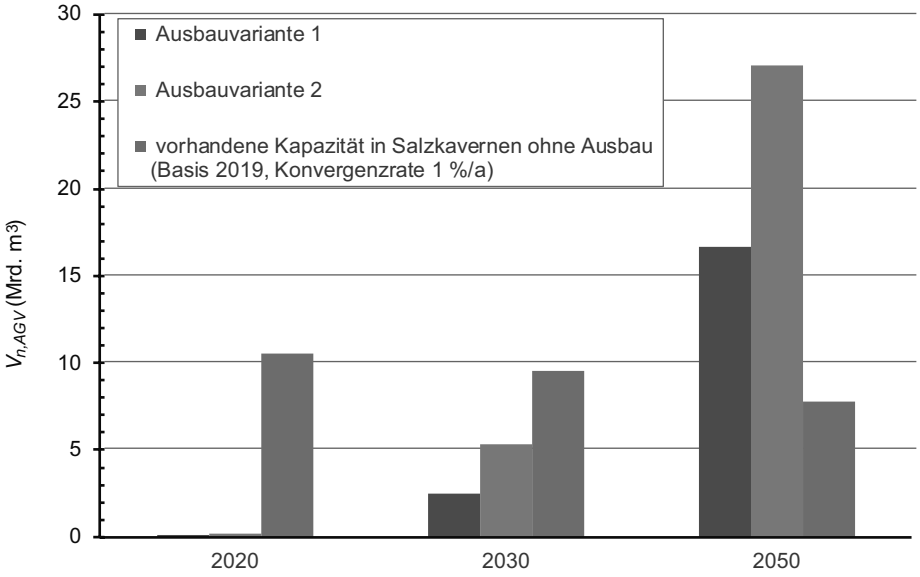

Bild 4.13 Prognose des Speicherbedarfs von Wasserstoff bis 2050 und das Angebot an Speicherkapazität in den vorhandenen deutschen Kavernenspeicherlokationen ohne Ausbau auf der Basis von 2019 unter Berücksichtigung einer durchschnittlichen Kavernenkonvergenz von 1 %/a

Zu berücksichtigen ist, dass die Kavernen auch in der Zeit, in der die Wasserstofftechnologie hochgefahren wird, weiterhin zumindest partiell für die Erdgasspeicherung benötigt werden. Es ist heute nicht erkennbar, ab wann die Erdgasversorgung eingestellt wird. Bei den in Bild 4.10 aufgeführten Gasmengen für die Stromversorgung handelt es sich um Grundlastmengen, für die kein Speicherraum nötig ist. Speicherraum muss für Heizgasmengen im Wärmemarkt vorgehalten werden.

Es wird deutlich, dass bis 2030 zumindest der Speicherbedarf der Ausbauvariante 1 durch die vorhandene Kapazität abgedeckt wird. Bei der Ausbauvariante 2 muss geprüft werden, welcher Bedarf noch auf der Erdgasseite berücksichtigt werden muss. Der in dieser Variante erforderliche Speicherhohlraum wird in 2050 durch die heute vorhandenen Speicherkapazitäten nicht abgedeckt (Bild 4.13). Für beide Ausbauvarianten muss bis 2050 Speicherraum neu errichtet werden, wobei dies auch durch das Nachsolen oder die soltechnische Vergrößerung von bestehendem Kavernenhohlraum geschehen kann. Einzelheiten der Wasserstoffspeicherung sind in Abschnitt 9 dargestellt.

4.4 Maßnahmen zur Wettbewerbsstärkung

Der heute an den Wasserstofftankstellen angebotene Preis ist fiktiv und wird in Dezimalgröße je 100 g Wasserstoffmasse angegeben. Er ist ein am Verkaufspreis für Benzin angelegter Preis. Der mit regenerativ erzeugtem Strom produzierte „grüne“ Wasserstoff wird zu weit höheren und der mit Hilfe der Dampfreformierung erzeugte „graue“ Wasserstoff zu weit niedrigeren Preisen erzeugt. Damit die Wasserstoffwirtschaft im Zeichen der Umstrukturierung unserer Industriegesellschaft zu einer von Treibhausgas freien Wirtschaft hochfahren kann, muss das Preisniveau des erzeugten „grünen“ Wasserstoffs ohne Transport und Speicherung ein wettbewerbsfähiges Niveau erreichen. Im folgenden Abschnitt wird dieser Weg durch die Verknüpfung verschiedener Maßnahmen beschrieben, die in der Summe zu einer Wettbewerbsverbesserung führen können.

In Abschnitt 3.2.2 ist beispielhaft dargestellt, von welchen Einflussfaktoren die Wirtschaftlichkeit einer elektrolytischen Wasserstofferzeugung abhängt. Dies sind der Strompreis, Abgaben und Steuern auf den Strompreis, die Höhe der spezifischen Investitionen, die Höhe der Unternehmenssteuer, die jährliche Inflationsrate auf Rohstoffe, Güter und Dienstleistungen und nicht zuletzt die Erwartung an die Verzinsungshöhe des Eigenkapitals. Die kalkulatorische Grundlage der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung bildet die dcf-Methode, auch Kapitalflussrechnung oder Barwertmethode genannt, da in ihr die zeitliche Verteilung von Investitionszahlungen, die Inflationsrate sowie die zeitlich verteilte Alterung von Elektrolysezellen berücksichtigt werden können. Bei Bedarf können spätere Reinvestments ebenfalls eingerechnet werden.

Die Einführung der Sektorkopplung in der deutschen und europäischen Energieversorgung setzt voraus, dass die bislang eingesetzten elektrolytischen Erzeugungsanlagen hochskaliert für einen Leistungsbereich von 100 MW zur Verfügung stehen und Wasserstofferzeugungspreise zu wettbewerbsfähigen Bedingungen auch in Deutschland zu erzielen sind. Das erste Ziel ist mittlerweile erreicht. Alkalische Elektrolyseanlagen wie von thyssenkrupp Uhde und PEM-Anlagen von Siemens oder ITM sind in der Lage, bis zu 2000 kg Wasserstoff in der Stunde zu erzeugen. Damit diese Anlagen großflächig im Strom- und Gasnetz eingesetzt werden, ist eine Kombination von Maßnahmen erforderlich, die den spezifischen Wasserstofferzeugungspreis in €/kg in einem Maße absenkt, dass wettbewerbsfähige Preise an der Tankstelle, im Industriesektor und bei der Einspeisung ins Gasnetz gewährleistet werden können.

Die durchgeführte dcf-Rechnung geht von einem Basis-Szenarium mit folgenden Randbedingungen aus:

- die spezifischen Investitionen betragen 800 €/kW,
- der Systemwirkungsgrad wird zunächst mit $\eta = 0{,}64$ angesetzt,

- die Zelldegradation beträgt zunächst δ = 1 %/a,
- die Strombezugskosten sind zunächst 15,4 €-Cent/kWh,
- die kumulierten jährlichen Betriebsstunden sind 3000 h/a.

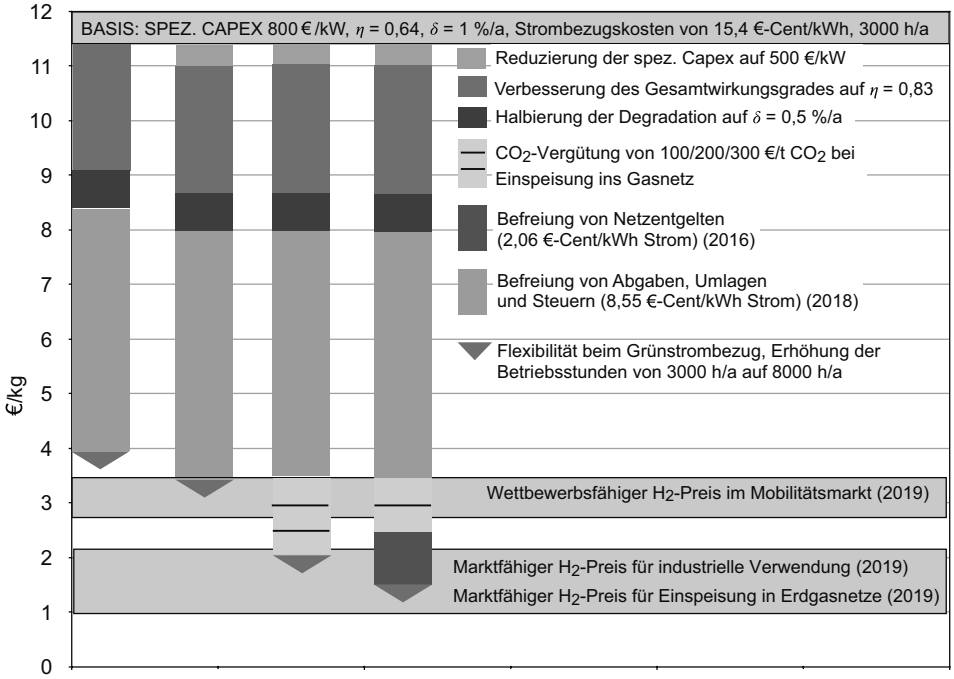

Bild 4.14 Maßnahmen zur Erzielung eines wettbewerbsfähigen Wasserstofferzeugungspreises

Durch ein Bündel von Maßnahmen, wie

a) Reduzierung der spezifischen Investitionskosten auf 500 €/kW,

b) Verbesserung des Gesamtwirkungsgrades auf η = 0,83,

c) Halbierung der Zelldegradation auf δ = 0,5 %/a,

d) Vergütung von 100 oder 200 oder 300 €/t CO_2 bei Einspeisung ins Gasnetz,

e) Befreiung von Netzentgelten in der Größenordnung von 2,06 €-Cent/kWh Strom,

f) Befreiung von Abgaben, Umlagen und Steuern in einer Größenordnung von 8,55 €-Cent/kWh Strom und

g) Flexibilität beim Grünstrombezug, Erhöhung der Betriebsstunden von 3000 h/a auf 8000 h/a

ergeben sich erhebliche Preisnachlässe. Bild 4.14 stellt mögliche Bündel von Einzelmaßnahmen dar. Den größten Effekt haben die Verbesserungen im Wirkungsgrad und die Befreiung von Abgaben, Umlagen und Steuern. Die Konsequenz hie-

raus ist die Aufforderung an Hersteller und Entwickler, konsequent den Weg der technischen Anlagenoptimierung weiterzugehen, und darüber hinaus müssen die politischen Entscheidungsträger die regulatorischen Hemmnisse und Hürden für die Wasserstoffwirtschaft beseitigen. Die seinerzeit im Energiewirtschaftsgesetz für die Strom- und Gasversorgung vorgenommenen einschneidenden Änderungen im Hinblick auf die Einführung von Wettbewerb, die sich beispielsweise bei der Gasnetzzugangsverordnung oder in der Abwicklung von technischen Veränderungen im Netz im Netzentwicklungsplan wiederfinden, bedürfen einer Anpassung.

4.5 Potential des Wasserstoffs zur Reduzierung der Treibhausgase

Wasserstoff soll ein wichtiger Baustein in der Entwicklung der Industriegesellschaft zur karbonfreien Wirtschaft sein, indem er über die Verbindung von Strom-, Gas- und Wärmenetz auch Energieträger zwischen den verschiedenen Sektoren wird. Diese Aufgabe kann das kleinste Molekül im Periodensystem nur erfüllen, wenn es Treibhausgas emittierende Brennstoffe ersetzt. Doch wie viel Ausstoß an CO_2-äquivalenten Treibhausgasmengen kann Wasserstoff vermeiden? Dies hängt mit dem zu kompensierenden Brennstoff zusammen. Diese Frage soll für die volatile Einspeisung von Wasserstoff in eine erdgasführende Rohrleitung exemplarisch beantwortet werden. Dadurch wird im Gegenzug Erdgas bis zu 100 % substituiert.

Die Einspeisung des Wasserstoffs in bestehende Erdgasnetze führt zu einer Gasnetzdynamik, die durch schwankende Wasserstoffanteile über die Zeitachse – wie Bild 4.15 nach einer Untersuchung von S. Möllenbeck (2018, S. 71) zeigt – geprägt ist.

Index

Symbole

1. Fick'sches Gesetz **86, 97**
1. Hauptsatz der Thermodynamik **26**

A

Absolutdruck **31**
Acetogenese **298**
Ammoniak **423**
autotherme Reformierung **231**

B

Betriebsdruck **31**
Betriebsfahrweise **106**
– quasistationär **105**
– schwellend **105**
– wechselnd **105**
Biogas **298**
Brennstoffzelle **440**
– alkalische **447**
– PEMFC **443, 446**
– phosphorsaure **447**
– Stack **444**
– Wirkungsgrad **442**
Brennstoffzellenfahrzeug **433**
Brennstoffzellenzug **429**
Brennwert **170 f.**
Bruchmechanik **114**
– Belastungsfall Mode I **115**
– Bruchzähigkeit **127**
– ebener Dehnungszustand **120**
– ebener Spannungszustand **117f.**
– Leck-vor-Bruch-Kriterium **131**
– linear-elastisch **104**
– räumlicher Spannungszustand **119**
– Spannungsintensitätsfaktor **122**
– spezifische Riss- oder Bruchenergie **126**

C

Carbon2Chem **422**
Carnot-Faktor **441**
CCS **240, 242**
– Porenspeicher **245**
– Speichergestein **247**
– Speicherkapazität **243**
– Verrohrung untertage **248**

D

Dampfdruckkurve **36**
Dampfreformierung **220**
– Mengenbilanz **226**
– Treibhausgase **227**
Direkt-Eisenreduktionsanlage **420**
Dispenser **440**
Dissipation **41**
Druckverlust **316**

E

Einspeiseanlage **322**
Elektrolyse **257**
– alkalische **281**

– Degradation 290
– Fließbild 256
– Hochtemperaturelektrolyse 288
– PEM 275
– Teillast und Effizienz 273
– theoretische Zellspannung 262
– thermoneutrale Spannung 262
– Verluste 269
– Wirkungsgrade 271
– Zellspannung 260
Energiedichte
– gravimetrisch 382, 384
– volumetrisch 382, 384
Enthalpie 39
– freie 43
Entropie 39
Ermüdungsbruch 133
– Paris-Erdogan-Gesetz 136
– zyklische Beanspruchung 134
ETS 335
Explosionsschutz
– Deflagration 142
– Detonation 142
– Ex-Schutzzonen 152
– Gesetz von Le Chatelier 146
– Löschabstand 143
– Mindestzündenergie 143
– obere Explosionsgrenze 142
– untere Explosionsgrenze 142
– Verpuffung 143
– Zündtemperatur 144
Explosionstemperatur
– Temperaturklasse 143

F

Fermentation 299
– Biomasse 300, 302
Festbettvergaser 236

G

Gaskonstante
– allgemeine 49
– spezielle 49
Geschwindigkeit
– Grenzgeschwindigkeit 313
Gusseisen 81

H

Heizwert 170 f.

I

ideales Gas 25
innere Energie 38
Inversionskurve 65
Investition 175
isenthalpe Drosselung 64
Isentropenexponent 49

K

kalorische Zustandsgleichung 38
Kavernenspeicher
– Arbeitsgasvolumen 204, 402
– Kissengas 204, 400, 402
– maximale Ausspeicherrate 204
– maximaler Speicherinhalt 204, 402
– Sicherheitskriterien 397
– Solung 390
– Untertageausrüstung 393
– Wasserstoffblanket 394, 396

L

Luftverhältnis 163

M

Massenanteil 69
Massenkonzentration 71
Methanisierung 255
Methanpyrolyse 252
Mikroorganismen 297
Mindestwandstärke 88, 97
Mischgassystem 325
Mischungsregeln 75 f.

N

Nennlast 285
Nettobarwert 178
Normzustand 21

O

Odorierung 312
oxidkeramische Brennstoffzelle 448

P

Palladium 307
Partialdruck 75
partielle Oxidation 227
Permeation 80
Polymere 95

R

reales Gas 25
Realgaszahl 28, 30
Rekuperationsbetrieb 428

S

Satz von Hess 158
Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle 448
Sektorkopplung 193, 196
seltene Erden 289
Stahl 81
Standardzustand 21
– Reaktionsenthalpie 158
– Verbrennungsenthalpie 157
Stoffmenge 30
Stoffmengenanteil 69
Stoffmengenkonzentration 71

T

Tankbehälter 333, 410
technische Arbeit 41
Technologiepfad 9
Technology Readiness Level 214
Terminplan 176
thermodynamisches System 26
THG
– Emissionen 5
Thomson-Joule
– Effekt 63
– Koeffizient 63
Traps 84
T,s-Diagramm 37f.

U

Umgebungsdruck 31

V

Verdichter
– Bauarten 338
– Booster 351
– ionische Flüssigkeit 343
– Wirkungsgrad 346
Verdichterstation 328
Verflüssigung
– Brutto-Energieaufwand 378
– Effizienzgrad 379
– Hochdruck 368
– Linde-Hampson-Prozess 372 f., 376
– Mindestverflüssigungsenergie 368
– Niederdruck 368
– Umwandlung ortho-para 367
Viskosität
– dynamische 61
Volumenänderungsarbeit 42
Volumenanteil 69
Volumenkonzentration 71

W

Wärmekapazität
– isobare 45
– isochore 44
Wärmeleitfähigkeit 68
Wasserstoff
– blauer 218
– Diffusion 83

– fest 60
– flüssig 59
– grauer 218
– grüner 218
– Löslichkeit 83
– ortho- 22
– para- 22
– Reinheit 78
– Reinigung 304, 306
– Tankstelle 437
– Versprödung 102
Wasserstofftankstelle 412
Wirkungsgrad
– an der Kupplung 57
– der Elektrolyse 57
– der galvanischen Zelle 57
– innerer 57
– isentroper 57
– mechanischer 57
– von Antrieben 57

Z

Zustandsänderung
– adiabat 42
– irreversibel 42
– isentrop 42, 50
– isobar 50
– isochor 50
– isotherm 50
– polytrope 50
– reversibel 42
Zustandsgröße
– extensive 27
– intensive 27
– spezifische 27
Zweiphasengebiet 60