

Potenziale der Wasserstoffwirtschaft

**Gutachten
für den
Wissenschaftlichen Beirat der
Bundesregierung
Globale Umweltveränderungen
(WBGU)**

**Dr. Joachim Nitsch
Stuttgart, Juni 2002**

Inhaltsverzeichnis:

1. Zur Bedeutung von Wasserstoff als Energieträger	3
1.1 Wasserstoff – heute ein viel genutzter Rohstoff	3
1.2 Zwei Jahrzehnte energiewirtschaftlicher Strategien zur Rolle des Wasserstoff	3
2. Wasserstofftechnologien	4
2.1 Wasserstoffherstellung – Technik und Ökologie.....	4
2.2 Kosten von regenerativem Wasserstoff als Brenn- und Kraftstoff	11
2.3 Wasserstoffspeicherung und –infrastruktur	15
2.4 Besonderheiten bei der energetischen Nutzung von regenerativem Wasserstoff.....	17
3. Die Rolle von Wasserstoff in der zukünftigen Energieversorgung	20
3.1 Warum und wann brauchen wir Wasserstoff ?	20
3.2 Ein Szenario der zukünftigen Energieversorgung – Fallbeispiel Deutschland	23
3.3 Eine vollständig regenerative Energieversorgung mittels Wasserstoff – Illusion oder realistische Perspektive	27
4. Literatur	31

1. Zur Bedeutung von Wasserstoff als Energieträger

1.1 Wasserstoff – heute ein viel genutzter Rohstoff

Wasserstoff ist seit langem ein wichtiger, universell einsetzbarer Grundstoff für die Synthese chemischer Verbindungen und bei Reduktionsreaktionen in der Metallurgie. Weiterhin wird Wasserstoff bei der Verarbeitung von Rohöl zu Kraft- und Brennstoffen und hochwertigen Chemieprodukten eingesetzt. Weltweit wird der derzeitige jährliche Verbrauch von Wasserstoff auf 500 Mrd. Nm³/a geschätzt, was 5 400 PJ/a entspricht, also aus energetischer Sicht einen vernachlässigbaren Beitrag darstellt. Davon werden wiederum nur knapp die Hälfte direkt energetisch genutzt, meist in verunreinigter Form als Abfallprodukt chemischer Prozesse. Der Haupteinsatzbereich ist die Ammoniak-Produktion, ein Drittel der weltweiten Wasserstoffproduktion wird dafür eingesetzt. Der Rest findet in der Mineralölindustrie bei der Herstellung bzw. Veredelung von Kraftstoffen Verwendung, wird also indirekt ebenfalls energetisch genutzt. Kleinere Mengen werden in der Halbleiterindustrie, der Metallurgie, der Fethärtung, der Direktreduktion von Eisenerz und der Pharmazie benötigt.

Aus energetischer Sicht ist Wasserstoff ein Sekundärenergieträger, der heute nahezu ausschließlich aus wasserstoffhaltigen fossilen Rohstoffen hergestellt wird. Etwa die Hälfte des in Deutschland hergestellten Wasserstoffs (ca. 19 Mrd. Nm³/a) wird mittels Dampfreformierung aus Erdgas und Naphta erzeugt. Die andere Hälfte fällt als Nebenprodukt in Raffinerien an und wird dort weitgehend für die Hydrierung eingesetzt. Ein geringer Anteil (ca. 2%) fällt als Nebenprodukt bei der Chloralkalielektrolyse an. Typische Großanlagen der Wasserstoffherstellung aus fossilen Energieträgern erreichen eine Tageskapazität von über 4 Mio. Nm³/d. Sie können prinzipiell auch für die Herstellung von Wasserstoff aus biogenen Rohstoffen eingesetzt werden. Die elektrolytische Wasserspaltung wird derzeit insbesondere zur Erzeugung hochreinen Wasserstoffs eingesetzt und ist mengenmäßig mit rund 5% Anteil an der Gesamtmenge gering. Aufgeteilt nach Primärenergieträgern stammen derzeit 45% des Wasserstoffs aus Rohöl, 33% aus Erdgas, 15% aus Kohle und 7% aus Elektrolyseverfahren

Der industrielle Umgang mit Wasserstoff ist lang geübte Praxis, auch großräumiger Transport und Verteilung sind problemlos möglich. Herstellungsverfahren auf der Basis fossiler Rohstoffe und Nutzungsmethoden sind optimiert und verfeinert. Diese bei der „nichtenergetischen“ und „indirekt energetischen“ Verwendung von Wasserstoff gewonnenen Erfahrungen bei der Herstellung, dem Transport und der sicheren Handhabung großer Wasserstoffmengen sind auch für eine zukünftige Nutzung von Wasserstoff als Energieträger von großer Bedeutung und erleichtern diese Anwendung erheblich [Winter/Nitsch 1989; Pehnt 2002] Dies gilt auch für das unter energetischen Nutzungsgesichtspunkten wichtigste Verfahren, die Wasserelektrolyse, die seit Jahrzehnten auch in größeren Anlagen mit Anschlussleistungen bis zu 150 MW (entsprechend 33 000 m³/h Wasserstoff) mittels Strom aus preisgünstiger Wasserkraft betrieben werden (Norwegen, Ägypten).

1.2 Zwei Jahrzehnte energiewirtschaftlicher Strategien zur Rolle des Wasserstoffs

Innerhalb der letzten zwei Jahrzehnte wurden in zahlreichen Studien detaillierte zukünftige Energiesysteme entworfen, in denen der Energieträger Wasserstoff eine mehr oder weniger bedeutsame Rolle spielt [Winter/Nitsch 1989; Nitsch/Luther 1990; DLR 1990; Prognos 1991; Traube 1991; Nitsch/Wendt 1992; Ogden 1993; Langniß 1994; Enquete 1995;DLR/ISE1997]. Im allgemeinen waren diese Untersuchungen mit der Entwicklung regenerativer Energie-

quellen (REG) verknüpft. Die frühen Studien konzentrieren sich vor allem auf den Nachweis der technischen Machbarkeit und auf die strukturelle Ausgestaltung einer **solaren Energiewirtschaft** unter Einbeziehung des Imports solarer Energieträger, wobei dem Wasserstoff eine wichtige Rolle zugeteilt wurde. Von den Medien wurden die Ergebnisse seinerzeit relativ plakativ und suggestiv aufgegriffen. Dies hatte die positive Folge, dass das Interesse an Wasserstoff stark zunahm, wichtige Entwicklungs- und Demonstrationsprojekte angestoßen wurden und die Option einer globalen solaren Energieversorgung ernster genommen wurde als dies bis dahin der Fall war. Gleichzeitig entstand jedoch bei vielen der Eindruck, dass solarer Wasserstoff **der zentrale Problemlöser** sowohl für die Versorgungsengpässe der Energieversorgung (begrenzte fossile Vorräte) als auch für die Entsorgungsengpässe (CO₂-Emissionen und Treibhauseffekt) sei und man zahlreiche Zwischenschritte und Entwicklungsstufen überspringen könne. Dabei wurde übersehen, dass in **allen Untersuchungen** eine sehr differenzierte, sich über Jahrzehnte erstreckende Entwicklung vorausgesetzt wurde und zahlreiche Voraussetzungen genannt wurden, die erfüllt sein müssen, damit überhaupt ein Einstieg in eine nennenswerte regenerative Energiewirtschaft und damit verbunden in eine umfangreichere Wasserstoffnutzung erfolgen kann.

Die späteren Untersuchungen konzentrierten sich stärker auf ökonomische Fragestellungen und Hemmnisse und untersuchten die Konsequenzen und Folgen derartiger Strategien. Wesentlich stärker wurden auch mit dem Wasserstoff konkurrierende Optionen betrachtet. Tendenziell rückte der Zeitpunkt eines großtechnischen Einsatzes von Wasserstoff mit zunehmender Aktualität der Untersuchungen nach hinten, teilweise wurde sogar der Bedarf für regenerativen Wasserstoff generell in Frage gestellt. Dank der genannten Untersuchungen und weiterer aktueller Studien (z.B. [UBA 2002]) lässt sich heute relativ genau einschätzen, unter welchen Bedingungen und in welchen Zeiträumen Wasserstoff in einer zukünftigen umweltverträglichen und auf Nachhaltigkeit angelegten Energieversorgung benötigt wird und auf welche Weise die einzelnen Entwicklungsschritte erfolgen könnten. Im Kapitel 3.2 wird diese Entwicklungsperspektive vorgestellt.

2. Wasserstofftechnologien

2.1 Wasserstoffherstellung – Technik und Ökologie

Der Zielsetzung des Gutachten entsprechend, empfiehlt es sich, bei der Herstellung von Wasserstoff insbesondere nach erschöpflichen und unerschöpflichen bzw. regenerativen Primärenergien zu unterscheiden (**Bild 1**). Das gilt sowohl für den Einsatzstoff selbst als auch für die benötigten Energien in der Vorleistungskette (Anlagenerstellung, Infrastruktur) und für die Bereitstellung der Betriebsstoffe und –energien für den Anlagenbetrieb. Von einer „Wasserstoffwirtschaft“ aus der Sicht der Energieversorgung kann nämlich erst gesprochen werden, wenn ein nennenswerter Teil der regenerativen Primärenergien mittels Wasserstoff in die letztlich gewünschten Nutzenergien Kraft (einschließlich Licht u.a.) und Nutzwärme (Raumwärme, Prozesswärme) übergeführt werden kann. Im heutigen auf fossilen Primärenergie beruhenden Energiesystem können die fossilen Primärenergien, bzw. die daraus bereitgestellten konventionellen Sekundärenergieträger, diese Aufgabe selbst übernehmen.

Aus Bild 1 wird ersichtlich, dass der zukünftige Energieträger Wasserstoff mehrere Ebenen des Sekundärenergiesystems bedienen wird. In der Stufe I ist er den anderen Sekundärenergieträgern, wie Erdgas, Heizöl, Benzin, Diesel oder Elektrizität äquivalent und kann, wie diese bereits heute, alle wesentlichen Energiewandler – also Verbrennungsmotoren, Turbi-

nen und Brenner zur Prozess- und Raumwärmeerzeugung - direkt bedienen. In der Stufe II dient er als Medium für alle wasserstoffhaltigen Sekundärenergieträger der Stufe I, um diese mittels einer weiteren Reformierung dem Energiewandler Brennstoffzelle zugänglich zu machen. Dabei besteht technisch kein Unterschied zwischen Reformern der Umwandlungsstufe I und II, letztere sind im allg. jedoch dezentrale Anlagen (bis hin zu den in Brennstoffzellenanlagen integrierten Reformern), während erstere überwiegend Großanlagen darstellen

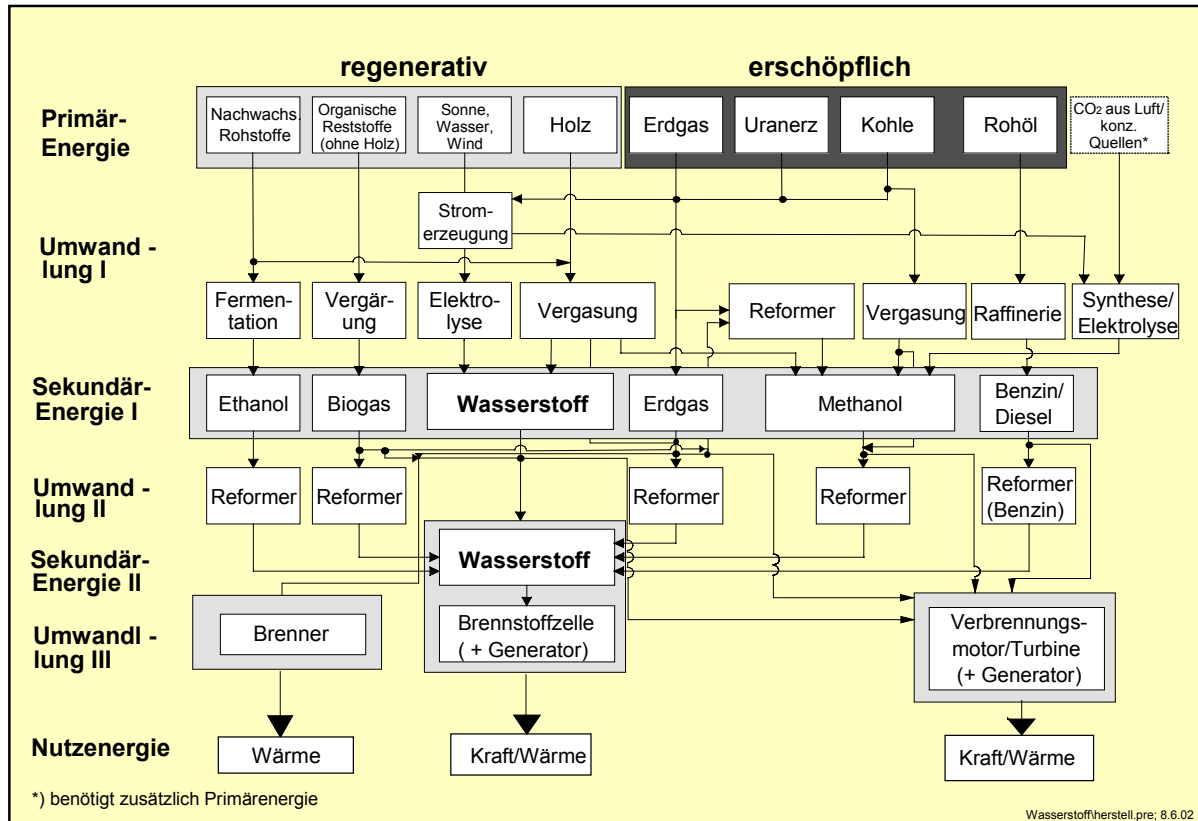


Bild 1: Umwandlungsketten für Wasserstoff und konkurrierender Sekundärenergieträger aus regenerativen und erschöpflichen Primärenergiequellen bis zur Wandlung in Nutzenergie (nach [Pehnt 2002]).

Letztlich beruhen alle Herstellungsverfahren für Wasserstoff auf der Spaltung des Wassermoleküls, [Pehnt 2002; Dreier/Wagner 2001; NRW/DLR 2001]. Bei der Herstellung aus fossilen Energierohstoffen wird Wasserdampf mit Kohlenstoff oder kohlenstoffhaltigen Energieträgern katalytisch zu Wasserstoff reduziert (Dampfreformierung), dabei entsteht durch die Oxidation der Kohlenstoffatome Kohlendioxid (Konvertierung). Die notwendige Wärme für die hohen Reaktionstemperaturen zwischen 850 und 2 000 °C wird durch teilweise Verbrennung der fossilen Rohstoffe gewonnen. Etwa 60% (Kohle) bis etwa 70 - 75% (Erdgas, Schweröl) der eingesetzten Energie von Erdöl, Erdgas oder Kohle kann als chemische Energie im Wasserstoff gespeichert werden. Die heute großtechnisch durchgeführten Verfahren mit fossilen Rohstoffen sind die **Erdgasreformierung** und die **Partielle Oxidation von Schweröl**. Ein neues interessantes Verfahren ist das **Plasmareforming (Kvaerner-Verfahren)**, bei dem Erdgas in einem elektrischen Plasma bei 1600 °C in Wasserstoff und hochreine Aktivkohle bzw. Ruß gespalten wird [Pehnt 2002]. Letzterer ist ein gefragter Rohstoff für die Herstellung von Gummi und Druckfarben. Auch die **Kohlevergasung** zum Zwecke der Wasserstoffgewinnung wurde im letzten Jahrzehnten in kleintechnischem Maßstab entwickelt und

erprobt. Zwar ist die Vergasung von Kohle mit spezifischen Klimagasemissionen von 170 g CO₂-Äquivalent /MJ (Hu) aus der Sicht des Klimaschutzes extrem ungünstig (s. unten) [Dreier 2001], sie ist jedoch u.a. deshalb von Bedeutung, weil damit auch die **Vergasung fester Biomasse (Holz)** befördert und vorangebracht werden kann. Diese ist sogar verfahrenstechnisch günstiger, da sie bei niedrigeren Temperaturen stattfinden kann. Eingesetzt wird die allotherme Wasserdampfvergasung in Form einer stationären Wirbelschicht, bei der die Reaktionswärme von außen bereit gestellt wird, da damit die höchsten Wasserstoffkonzentrationen im Synthesegas erreicht werden. Für flüssige bzw. nasse Biomassen eignet sich auch die Vergärung (Biogas) und die Fermentation zur Wasserstoffherstellung. Von den Verfahren mit fossilen Einsatzstoffen ist aus energetischer, emissionsseitiger und ökonomischer Sicht die Erdgasreformierung die günstigste, sie wird daher im folgenden zum Vergleich mit den hier besonders interessierenden Verfahren zur Nutzung regenerativer Primärenergie, nämlich der Biomassevergasung und der Wasserelektrolyse, benutzt.

Werden die fossilen Primärenergie bei der Wasserspaltung durch regenerative Energien ersetzt, so entstehen Wasserstoff und Sauerstoff ohne Nebenprodukte und Schadstoffemissionen. Hierfür stehen prinzipiell mehrere Verfahrenswege zur Verfügung, die jedoch einen sehr unterschiedlichen Entwicklungsstand aufweisen. Die direkte einstufige Wasserspaltung mittels Sonnenlicht durch **katalytische Photolyse, Photoelektrolyse und Biophotolyse** befindet sich noch im Stadium der Grundlagenforschung. Theoretisch sind auch **thermochemische Kreisprozesse** – allerdings nicht schadstofffrei – möglich. Damit kann die für eine rein thermische Wasserspaltung extrem hohe Temperatur von rund 2500 °C gesenkt werden, weil die Spaltungsreaktion auf zwei oder mehr Reaktionsschritte aufgeteilt wird. Die in den 80iger Jahren dazu durchgeführten Untersuchungen im Rahmen der möglichen Nutzung der Kernenergie zur Wasserstoffherstellung haben jedoch zu keinen überzeugenden Lösungen geführt. Nur wenige theoretisch ermittelte Kreisprozesse haben sich als verfahrenstechnisch praktikabel erwiesen, einige wurden im Labor erprobt (z.B. Eisenchlor-Zyklus; Schwefel-Jod-Prozesse). Die Ausbeuten waren enttäuschend, die verfahrenstechnischen Probleme wegen der auftretenden Feststoffreaktionen beträchtlich [Winter/Nitsch 1989], so dass derzeit kein Anstrengungen zur großtechnischen Verwirklichung diese Prozesse unternommen werden.

Allein die **Wasserelektrolyse** bietet sich unmittelbar als in der Praxis bewährtes und in ihrer fortschrittlichen Version mit gutem Wirkungsgrad arbeitendes Verfahren zur Wasserstoffbereitstellung aus regenerativen, nicht-biogenen Primärenergien an. Alle derartigen Primärenergien – also Sonnenenergie, Windenergie, Wasserkraft, Wellenenergie, Meereswärme, Gezeitenenergien, auch Erdwärme – die in Form von Elektrizität nutzbar gemacht werden können, sind damit prinzipiell auch in Wasserstoff umwandelbar. Die Wasserspaltung mittels Elektrolyse ist eine verhältnismäßig einfache und zugleich wirkungsvolle Methode der Wasserstoffherstellung. Dabei wird Wasser mittels elektrischem Strom zerlegt. In einer einzelnen

alkalischen Elektrolysezelle wird bei einer Gleichspannung von mindestens 1,5 Volt (entsprechend 3,54 kWh je Normkubikmeter (Nm³) Wasserstoff) an der Kathode Wasserstoff und an der Anode Sauerstoff gebildet. Als Elektrolyt dient 20- bis 40%ige Kalilauge. Eine gasdichte Membran, das sog. Diaphragma lässt zwar den notwendigen Transport von OH-Jonen zu, verhindert aber gleichzeitig die Vermischung der Produktgase. Technische Elektrolyseure bestehen aus vielen direkt hintereinander geschalteten Einzelzellen – dem Zellblock – sowie Hilfseinrichtungen für den Elektrolytkreislauf, die Stromversorgung, zur Deionisation des Speisewassers, zur Gasabscheidung und -trocknung und zur Kühlung. Der Zellblock einer

repräsentativen technischen Elektrolyse produziert zwischen 200 m³ und 500 m³ Wasserstoff je Stunde, wofür bei einer typischen Stromdichte von 300 mA/m² Elektrodenfläche eine elektrische Leistung zwischen 860 kW_{el} und 2 150 kW_{el} erforderlich ist. (entsprechend 4,3 kWh_{el} je Nm³ Wasserstoff). Die modularen Zellblöcke lassen sich zu beliebigen Leistungen zusammenfassen. Die derzeit größten Elektrolyseanlagen haben Anschlussleistungen von 150 MW_{el}. Elektrolyseure arbeiten sowohl bei Umgebungsdruck als auch unter Überdruck bis zu 30 bar. Die Hochdruckelektrolyse mit projektierten Drücken bis zu 100 bar stellt nach dem derzeitigen Kenntnisstand die aussichtsreichste Technologie dar [Dreier/Wagner 2001]; sie wird daher im Folgenden weiter betrachtet.

Ein besonderer Vorteil der Wasserelektrolyse in Verbindung mit regenerativ erzeugter Elektrizität ist ihre Fähigkeit auch ein intermittierendes Stromangebot verarbeiten zu können, da die elektrochemischen Vorgänge auch bei schnellen Lastwechseln mit ausreichender Geschwindigkeit ablaufen. Die dazu erforderlichen Anpassungen und Weiterentwicklungen wurden bereits in verschiedenen Pilotprojekten durchgeführt und in den letzten fünfzehn Jahren auch in Gesamtsystemen zusammen mit der solaren Stromerzeugung demonstriert und optimiert. Das bekannteste Projekt dieser Art war das deutsch-saudiarabische Gemeinschaftsprojekt HYSOLAR in den 80iger Jahren, bei dem u.a. eine hocheffiziente 300 kW-Elektrolyse mit fluktuierendem Photovoltaikstrom unter realistischen Einsatzbedingungen eines potentiellen Einsatzlandes erprobt wurde [Hysolar 1989]. Ein komplette „Wasserstoffwelt“ mit den wesentlichsten Komponenten der Herstellung, Speicherung und Nutzung von regenerativem Wasserstoff wurde im Experimentalmaßstab im Wasserstoffprojekt „Solarer Wasserstoff in Neuenburg vorm Wald“ demonstriert [SWB; Szyszka 1993]. In jüngerer Zeit wurde im Projekt PHOEBUS des FZ Jülich die solare Vollversorgung eines Gebäudes mit Unterstützung durch Wasserstoff nachgewiesen [NRW/DLR 2001].

Analog zur „Umkehrtechnologie“ – der Brennstoffzelle – lässt sich Wasser auch mit Membran-Elektrolyseuren spalten (vgl. PEMFC-Brennstoffzelle), die jedoch keine größere technische Bedeutung erlangt haben. Von Interesse ist noch die Hochtemperaturolektrolyse als Gegenstück zur Hochtemperatur-Brennstoffzelle mit keramischem Jonenleiter (SOFC-Brennstoffzelle), mit Arbeitstemperaturen um 900 °C, bei der ein Teil der notwendigen Reaktionsenthalpie als Wärme eingekoppelt werden kann, so dass der Strombedarf sinkt und damit der primärenergetische Wirkungsgrad gegenüber der wässrigen, alkalischen Elektrolyse steigt. Auch sie wurde in den 80iger Jahren erforscht und demonstriert (HOT-ELLY), jedoch großtechnisch nicht umgesetzt. Die gewonnenen Erfahrungen kamen jedoch der Entwicklung von Hochtemperatur-Brennstoffzellen zugute.

Die wichtigsten Eckdaten der verschiedenen Elektrolyseverfahren sind in **Tabelle 1** zusammengestellt. Referenz für den Vergleich mit anderen Verfahren ist die fortgeschrittene alkalische Elektrolyse (**Tabelle 2**). Für die in dieser Tabelle aufgeführten wesentlichsten Wasserstoffherstellungsverfahren sind neben dem heutigen Stand der Technik auch diejenigen Daten enthalten, die zum Zeitpunkt einer möglichen relevanten Markteinführung von Wasserstoff, also nach 2020, maßgebend sein dürften. Hinsichtlich ihrer energetischen Qualität sind die Verfahren mit heutigen Prozessnutzungsgraden von 73% bzw. 74% und zukünftig 76% – 78% vergleichbar. Auch unter Einschluss der Anlagenerstellung und der Rohstoffbeschaffung (Ferntransport von Erdgas und regenerativem Strom¹; Einsammeln und Aufbereiten von

¹ Der regenerative Strom selbst wird – wie auch bilanztechnisch üblich – als Primärenergie definiert. Die unterschiedlichen Wirkungsgrade der Strombereitstellung aus natürlichen Energieströmen wirken sich lediglich über die Anlagengröße auf die Stromgestehungskosten aus.

Waldrestholz) sowie der Gasverteilung bis zu mittelgroßen Verbrauchern sind die Verfahren mit Bereitstellungsnutzungsgraden zwischen 60% und 64% (zukünftig 66% - 68%) relativ gleichwertig.

Tabelle 1: Vergleich der wichtigsten Eckdaten verschiedener Wasserelektrolyseure

Parameter	Einheit	Alkalische Elektrolyse	Fortgeschr. Alkalische Elektrolyse	Membran-Elektrolyse	HT-Elektrolyse (autotherm)	HT-Elektrolyse (allotherm)
Temperatur	°C	80	90-120	120	900	900
Druck	bar	15	30	30	20	20
Elektrische Energie	kWh _{el} /Nm ³ H ₂	4,6	4,0	4,0	3,2	2,6
NT-Wärme	kWh _{th} /Nm ³ H ₂				0,6	0,6
HT-Wärme	kWh _{th} /Nm ³ H ₂					0,5
Primärenergie*	kWh/Nm ³ H ₂	12,8	11,1	11,1	9,6	8,6

* $\eta_{el} = 36\%$, $\eta_{th} = 90\%$, $\eta_{Erdgas} = 90\%$ (1 Nm³ H₂ = 3 kWh (Hu))

Tabelle 2: Eckdaten ausgewählter Wasserstoffherstellungsverfahren für die fossile, die biogene und die elektrolytische Wasserstoffherstellung [Pehnt 2002; Dreier/Wagner 2001; Winter/Nitsch 1989; BMBF 1995; Enquete 1989, DLR 1990] ²

	Dampfreformierung von Erdgas		Vergasung von Biomasse		Alkalische Wasserelektrolyse (Modul)	
	heute	> 2020	heute	> 2020	heute	> 2020
H ₂ - Produktion , Nm ³ /h	100 000	100 000	13 000	13 000	500	500
MW _{H₂}	300	300	40	40	1,5	1,5
Lieferleistung Rohstoff, MW	405	385	55 ¹⁾	53 ¹⁾	-	-
Strombedarf, MW	1,5	1,5	3,0	2,8	2,05	1,95
Prozessnutzungsgrad, %	74	78	73	76	73	77
Wasserbedarf, m ³ /h	58	58	28	28	0,43	0,43
Arbeitsdruck, bar	30	30	50	50	30	100
Bereitstellungsnutzungsgrad von GH ₂ frei Verbraucher (einschließlich Anlagenerstellung, Rohstoffbeschaffung, Hilfsenergie), %	64	68	60	66	63 ²⁾	67 ²⁾
Investitionskosten, EUR/kW _{H₂}	350	350	ca. 700	ca. 500	1 000	ca. 700

1) entspricht rund 12 t/h Holz; 2) ohne Bereitstellung des regenerativen Stroms, jedoch unter Berücksichtigung von Transportverlusten über 3 000 km mittels HGÜ

² Diese Quellen wurde auch für die meisten anderen hier benutzten Daten ausgewertet; sie werden nicht jeweils gesondert aufgeführt.

Wesentliches Unterscheidungsmerkmal sind die Einheitsleistungen der Anlagen. Konversionsanlagen mit fossilen Rohstoffen haben aus Kostengründen möglichst große Einheitsleistungen, bei der Biomassevergasung begrenzt dagegen der steigende Transportaufwand für Biomasse die Anlagengröße. Elektrolysen als modulare Techniken können je nach Zweckmäßigkeit sowohl dezentral, also verbrauchernah (z.B. an Tankstellen) als auch zentral errichtet werden und sich somit auch bei Bedarf der Leistung der stromerzeugenden Anlage anpassen. In Tabelle 2 ist eine dezentrale Anlagen bilanziert, d.h. größere Transportaufwendungen werden der Primärenergie Strom zugeordnet (hier 12% bzw. zukünftig 9% Transportverluste der HGÜ; vgl. Kapitel 2.3). Elektrolyseanlagen mit großer Einheitsleistung können dagegen bei großen Wasserkraftwerken, an der Küste in der Nähe großer Offshore-Windplantagen oder bei großen Solarkraftwerken errichtet werden; dann erfolgt der Ferntransport per Wasserstoffpipeline.

Sowohl bei den energetischen wie bei den ökonomischen Kenngrößen sind in der Zukunft keine grundsätzlichen Veränderungen zu erwarten. Unsicher sind die Kosten für marktreife Vergasungsanlagen, sie sind hier in Anlehnung an projektierte Kohlevergasungsanlagen abgeschätzt worden. Merkbare Kostensenkungen für Elektrolyseure sind –trotz der erhöhten technischen Anforderungen bei einem Druckniveau von 100 bar – dann zu erwarten, wenn ein ausreichend große Nachfrage eine größere Serienfertigung ermöglicht.

Im Bereitstellungsgrad ist der Energieeinsatz ungeachtet seiner Herkunft enthalten. Von Interesse ist jedoch die Unterscheidung der eingesetzten Primärenergien nach erschöpflichen und regenerativen Quellen, da nur erstere unter Ressourcen- und Klimaschutzgründen von Bedeutung sind. Die betreffenden Angaben sind für Wasserstoff im Vergleich zu Energieträger Erdgas und Methanol in **Bild 2** zusammen mit denjenigen von Benzin, Diesel und Biodiesel dargestellt, wobei die Systemgrenze entweder die Tankstelle (Nutzung als Kraftstoff, bei Gasen 250 – 300 bar Druck) oder die Einspeisung in das Niederdrucknetz (Nutzung als Brennstoff) darstellt und der Weg der Primärenergie vom Ort ihres Aufkommens verfolgt wurde, bei Biomasse also einschließlich Sammeln und Aufbereiten des Holzes und bei regenerativem Strom einschließlich Ferntransport.

Fossile Energieträger bzw. die daraus hergestellten Energieträger Methanol und Wasserstoff verbrauchen naturgemäß mehr erschöpfliche Energie als ihrem Heizwert entspricht, wobei Erdgas frei Niederdrucknetz mit einem Wert von 1,13 (bzw. einem Bereitstellungswirkungsgrad von $1/1,13 = 0,88$) am günstigsten abschneidet. Den ungünstigsten Wert mit 1,82 hat aus Erdgas hergestelltes Methanol. Die erschöpflichen Anteile der aus Biomasse und regenerativem Strom hergestellten Energieträger entstehen aufgrund der in den Vorketten eingesetzten fossilen Primärenergien (heutiger Status) und hängen speziell bei Biomasse von der Art der Prozessführung ab (z.B. interne Stromerzeugung aus Biomasse oder Strombezug). Sie sind mit Werten zwischen 0,10 und 0,30 relativ gering. Im Zuge einer zukünftigen Reduktion des fossilen Anteils in der Energiewirtschaft und im Transportwesen gehen diese Anteile kontinuierlich zurück und können prinzipielle gegen Null gehen.

Aus den fossilen Energieverbräuchen lassen sich die gesamten Treibhausgasemissionen ableiten (**Bild 3**), wobei die unterschiedlichen Beiträge anderer klimawirksamer Emissionen (speziell bei Biodiesel) die Relationen etwas verschieben, aber nicht grundsätzlich verändern. Für fossile Energieträger erreichen die Klimagasemissionen Werte zwischen 65 und 100 g CO₂-Äqiv./MJ, für auf regenerativen Quellen basierende Energieträger liegen die Werte (bis auf Biodiesel) zwischen 10 und 25 g CO₂-Äqiv./MJ. Selbst wenn regenerativer Wasserstoff bereits in großen Mengen mit der heutigen Vorleistungsstruktur bereitgestellt

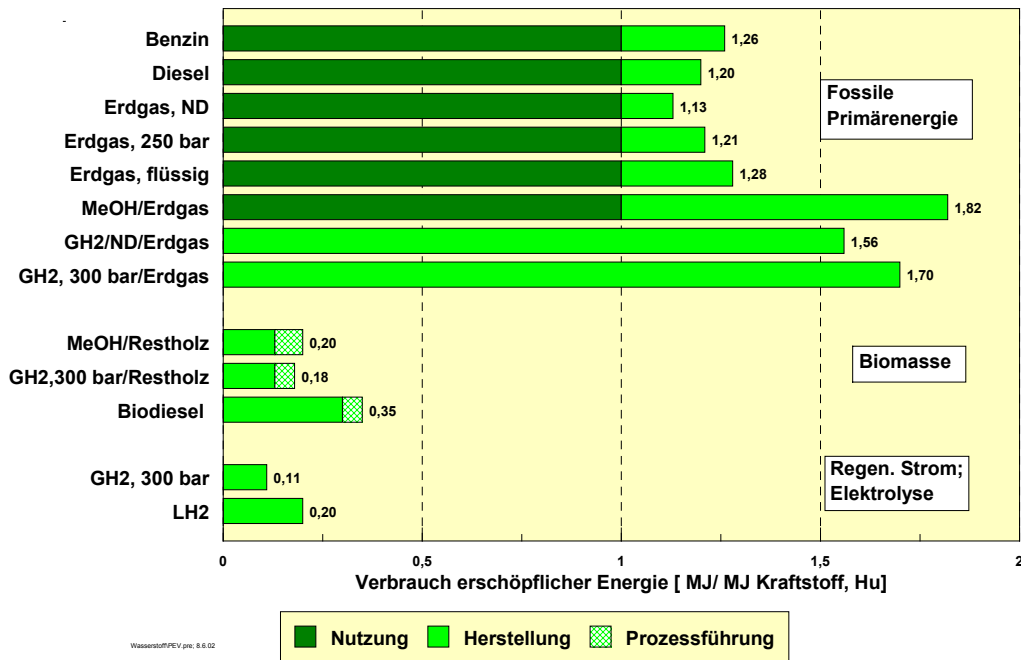


Bild 2: Verbrauch an erschöpflicher Energie für die Bereitstellung verschiedener Kraft- und Brennstoffe frei Verbraucher bezogen auf den unteren Heizwert

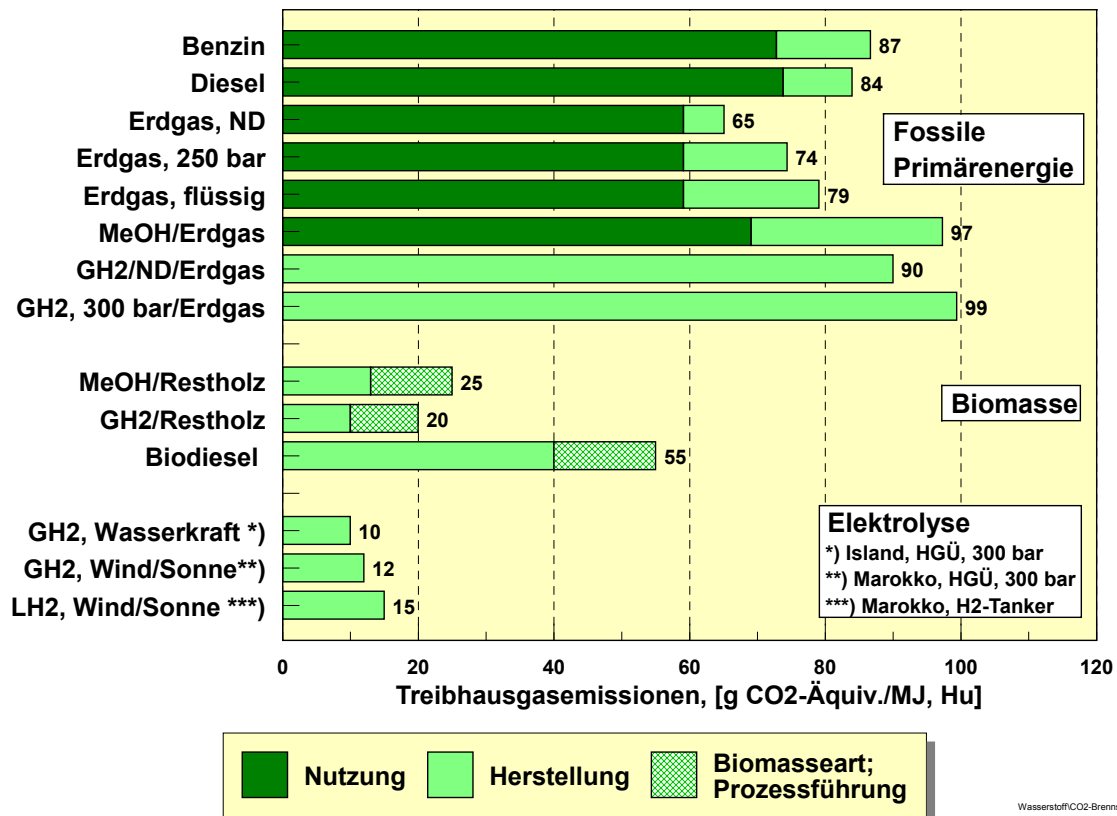


Bild 3: Treibhausgasemissionen bei der Nutzung verschiedener Brenn- und Kraftstoffe auf fossiler und regenerativer Basis frei Verbraucher bezogen auf Hu

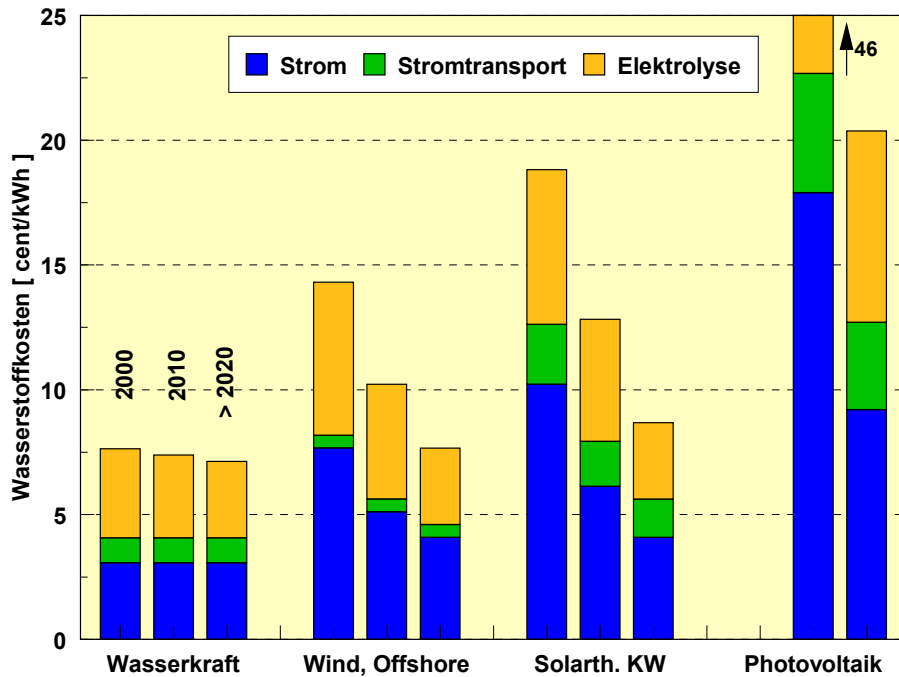
würde, wäre er also **aus der Sicht des Klimaschutzes unbedenklich**. Dies gilt auch für Methanol und Wasserstoff aus Biomasse, wobei hier eher die geringen Potenziale der Reststoff-Biomasse den Einsatz begrenzen. Der Einsatz von Wasserstoff (oder Methanol) aus fossiler Primärenergie verursacht dagegen sogar um etwa 10- 20% höhere Emissionen als der Einsatz von Benzin, Diesel oder Erdgas. Dies ist u.a. bei der ökologischen Bilanzierung der Brennstoffzelle zu beachten. Die hier nicht betrachteten Möglichkeiten der Wasserstoffbereitstellung aus Kohle und Schweröl sind aus ökologischer Sicht noch bedenklicher. Wasserstoff aus der Kohlevergasung bewirkt spezifische Treibhausgasemissionen um 170 g CO₂-Äquiv./MJ H₂, bei Einsatzstoff Schweröl liegen sie bei 120 g CO₂-Äquiv./MJ H₂ [Dreier/Wagner 2001].

2.2 Kosten von regenerativem Wasserstoff als Brenn- und Kraftstoff

Regenerativer Wasserstoff wird nur dann energiewirtschaftliche Einsatzchancen haben, wenn er die gleichen Nutzungsqualitäten mindesten so kostengünstig bereitstellen kann wie andere Optionen oder seine ökologischen Qualitäten einen entsprechenden Preisbonus erhalten. Daher sind die für die Wasserstoffherstellung aus REG erreichbaren Kosten von großer Bedeutung. Dazu bedarf es insbesondere einer Abschätzung der zukünftig möglichen Kostenentwicklung regenerativ erzeugten Strom, da dieser den Hauptbestandteil der Wasserstoffkosten ausmacht. Da Wasserstoff eine eher langfristige Option ist, muss dabei auch eine gewisse Unsicherheit bezüglich der erreichbaren Kostenreduktionen hingenommen werden; andererseits würde eine ausschließliche Status-Quo-Betrachtung mit Sicherheit zu kurz greifen. Die dargestellten Kostenangaben beruhen weitgehend auf [Nitsch, Rösch 2001], wo das verfügbare Datenmaterial zu den „Schlüsseltechnologien Regenerative Energien“ aktuell zusammengestellt und ausgewertet wurde. Die dort angestellten Überlegungen zu möglichen Kostendegressionen können angesichts des langen Entwicklungszeitraums als vorsichtig bezeichnet werden.

In **Bild 4** sind die potentiellen zukünftigen regenerativen Hauptenergiequellen mit den für die Wasserstoffbereitstellung relevanten Kostenbestandteilen für den heutigen Status und zukünftige Zeitpunkte gegenübergestellt, wobei nach 2020 eine breitere Einführung von Wasserstoff unterstellt wurde (siehe Kapitel 3). Für die Referenztechniken wurde von einer Wasserstoffherzeugung in Deutschland ausgegangen mit Elektrolysen im Leistungsbereich von jeweils einigen 10 MW_{el}, die aus dem Hochspannungsnetz mit Strom versorgt werden. Strom aus Wasserkraft und solaren Kraftwerken wird mittels HGÜ über eine Transportentfernung von 3 000 km transportiert ³, während Windstrom aus Offshore-Anlagen in der Nordsee bereitgestellt wird. Die kurz- bis mittelfristig preisgünstigste Primärenergie sind größere Wasserkraftwerke mit Stromgestehungskosten um 3 cent/kWh. Diese stehen aber nur an ausgewählten Standorten (z. B. Island, Kanada) in begrenztem Umfang zur Verfügung, können also keinesfalls als Primärenergiequelle für eine energiewirtschaftlich relevante Wasserstoffwirtschaft dienen. Ihr Vorzug liegt in den bereits heute relativ geringen Gestehungskosten für Wasserstoff um 7 cent/kWh, die im Bereich heutiger Benzinpreise (einschließlich Abgaben) liegen, (vgl. auch Bild 6). Damit ist dieser Wasserstoff für eine frühe Einführung in ausgewählten Einsatzfeldern (z. B. öffentliche Fuhrparks; Luftverkehr) geeignet. Mittels Windenergie aus Offshore –Kraftwerken kann bereits mittelfristig Wasserstoff um 10 cent/kWh bereitgestellt werden.

³ nähere Angaben zur HGÜ siehe Kapitel 2.3



Wasserstoff/H₂-Kost.pre; 12.6.02

Bild 4: Kosten der Wasserstofferzeugung (gasförmig, ab Elektrolyse) aus regenerativen Quellen für drei Zeitpunkte (Zinssatz 6%/a, Abschreibungsdauer 20 – 30 a; HGÜ 3000 km außer Wind-Offshore, fortschrittliche alkalische Elektrolyse mit 1000 → 670 EUR/KW_{H₂} und 73 → 77% Wirkungsgrad; Stromkosten nach [Nitsch/Rösch 2001]).

Längerfristig sind sowohl mit Windstrom (3 750 h/a) als mit Strom aus solarthermischen Kraftwerken (4 500 h/a) **Wasserstoffkosten frei Elektrolyseanlagen um 7 - 8 cent/kWh** erreichbar (bei Stromkosten frei Kraftwerk von 4 cent/kWh). Dagegen dürfte mit Photovoltaikstrom erzeugter Wasserstoff selbst unter optimistischen Annahmen (2 000 h/a; Stromgestehungskosten in Nordafrika um 2020 von 9 –10 cent/kWh) auch auf längere Zeit deutlich teurer sein als alle anderen Optionen. Dies deutet darauf hin, dass längerfristig eine „Arbeitsteilung“ zwischen den solaren Optionen stattfinden kann, die sich an einerseits an den lokalen und regionalen Märkten und Strukturen ausrichtet (Photovoltaik), andererseits aber auch den globalen Energiemarkt mit Strom und Wasserstoff bedienen kann (Solarthermische Kraftwerke) Die solaren Optionen haben dabei generell den Vorteil, dass sie aus potenzialseitiger Sicht praktisch unbegrenzt sind und es prinzipiell erlauben **ein Vielfaches des globalen Energiebedarfs mittels Strom und/oder Wasserstoff bereitzustellen** [TAB 2000].

Einen Vergleich mit den auf fossiler Basis erreichbaren Wasserstoffgestehungskosten (einschließlich Verteilung bis zu Großabnehmern) stellt **Bild 5** an. Die oben beschriebenen Optionen sind eingeordnet. Im Vergleich zur günstigsten regenerativen Option - der Wasserkraft, - und längerfristig der Windenergie - ist aus Erdgas erzeugter Wasserstoff mit etwa 4 cent/kWh heute noch um den Faktor 2 kostengünstiger. Die Kostenbarriere gegenüber heute üblichen Energiepreisen kann also selbst bei ausgereiften regenerativen Systemen nur schwer überwunden werden. Entscheidend dabei ist auch, mit welchen Kostenanstiegen bei fossilen Energien in Zukunft gerechnet wird und in welchem Ausmaß deren externe Kosten in die Marktpreise Eingang finden. Regenerativer Wasserstoff ist aus ökonomischer Sicht mit dem zusätzlichen Handicap konfrontiert, dass er wegen seiner Herstellung aus Elektrizität rund 80 bis 100 % teurer wird als diese selbst, während heute ("chemische") fossile Ener-

gieträger deutlich billiger als Strom sind. Das herkömmliche Preisgefüge im Bereich der stationären Energienutzung ermöglicht daher eine sehr viel **raschere Konkurrenzfähigkeit des regenerativen Stroms als des regenerativen Wasserstoffs**. Für die regenerativen Primärenergien ist jeweils auch zu prüfen, ob nicht zunächst ihr Einsatz in Form von Strom zweckmäßiger ist. Für inländischen oder ins europäische Verbundnetz einspeisbaren Wasserkraft- und Windkraftstrom trifft dies in jedem Fall zu. Auch die Verbrennung oder Vergasung von Biomasse (Nutzung der gesamten Pflanze) zur direkten Strom- und Wärmeherzeugung ist energetisch, ökologisch und ökonomisch günstiger.

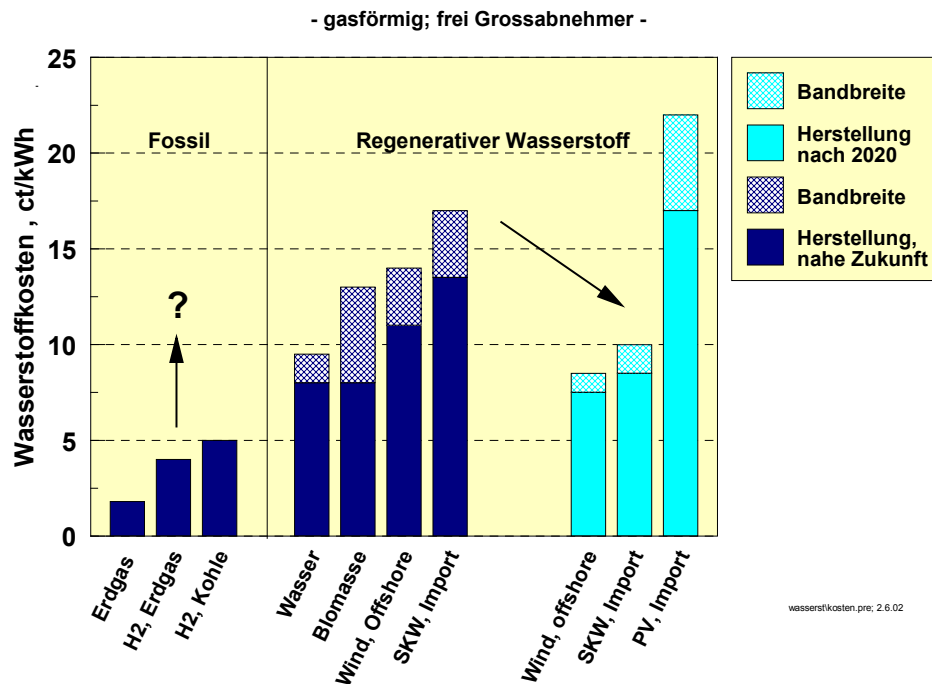


Bild 5: Wasserstoffgestehungskosten (gasförmig, frei Großabnehmer) im Vergleich fossil - regenerativ

Damit richtet sich das Hauptaugenmerk auf die Marktchancen von regenerativem Wasserstoff im Verkehrssektor, wo sich – bedingt durch die hohen Abgaben auf Benzin und Diesel – die Wettbewerbssituation in absehbarer Zeit günstiger darstellt, [VES 2001]. Wie im Strom- und Wärmebereich ist die Bereitstellung regenerativer Kraftstoffe derzeit noch teurer als für Kraftstoffe aus fossiler Primärenergie, wo Herstellungs- und Vertriebskosten zusammen lediglich 0,8 bis 0,9 cent/MJ ausmachen (Bild 6; [UBA 2002]). Nur Biogas ist mit dem Faktor 2 in der Bereitstellung noch relativ günstig, es ist aber potenziell unbedeutend. Biodiesel und Ethanol erfordern für eine Halbierung der spezifischen Emissionen die etwa dreifachen Herstellungskosten. Methanol aus Restholz mit niedrigem Emissionsniveau um 20 g CO₂-Äquivalent/MJ verursacht Herstellungskosten um 4 cent/MJ (bei der Herstellung aus Energiepflanzen steigen sowohl die Kosten wie – unter Berücksichtigung aller relevanter Treibhausgase - die Emissionen). Regenerativer Wasserstoff ist entsprechend der oben aufgeführten Daten noch teurer, kann aber nach Durchlaufen der möglichen Kostenreduktionen mit seinen Herstellungskosten in die Nähe der heutigen Benzinpreise (mit Abgaben) gelangen. Generell zeigt sich, dass die Kosten umgekehrt proportional zur deutlichen Verringerung der spezifischen CO₂-Emissionen des Kraftstoffs ansteigen [VES 2001].

Auf den ersten Blick könnte man meinen, dass sich die in Bild 6 zeigenden Kostenbarrieren unüberwindbar erscheinen. In Einführungsphasen ermöglichen aber die auf konventionellen Kraftstoffen ruhenden hohen Abgaben in Verbindung mit einer finanziellen Förderung der Neukraftstoffe (z.B. Flächenstilllegungsprämien für Biomassekraftstoffe) den erforderlichen Markteinstieg. Dies wird heute z.B. durch eine signifikante Mineralölsteuererleichterung für Erdgas praktiziert und auch Dieselkraftstoff ist steuerlich deutlich günstiger gestellt als Benzin. Biodiesel ist vollständig von der Mineralölsteuer und der Ökosteuern befreit. Mit Gutschriften für Kuppelprodukte und Flächenstilllegungsprämien kann Biodiesel derzeit günstiger als konventioneller Diesel (mit Abgaben) angeboten werden. Überschreiten die so geförderten Kraftstoffe jedoch eine bestimmte Größenordnung, so machen sich für den Staat merklichen Einnahmeverluste aus der zurückgehenden Mineralölsteuer bemerkbar, die anderweitig kompensiert werden müssten. Eine völlige Steuerfreiheit klimaverträglicher Kraftstoffe kann es daher auf Dauer nicht geben. Auch die neuen Kraftstoffe müssen sich in einem hinreichenden Zeitfenster im Wettbewerb behaupten können.

Für eine mittelfristige Erhöhung der Steuern auf konventionelle Kraftstoffe bestehen allerdings noch Spielräume. Ein maßvoller Anstieg von Kraftstoffpreisen wie er in der ökologischen Steuerreform bisher realisiert worden ist, würde weitere Anreize u.a. auch zur Einführung regenerativer Kraftstoffe leisten. Dies gilt umso mehr als die Kraftstoffpreise in der Vergangenheit deutlich geringer als die privaten Einkommen gestiegen sind. Zum einen können im Zuge der Weiterentwicklung der Öko-Steuer daher die Abgaben auf Kraftstoffe generell erhöht werden, zum anderen sollten jetzige Vergünstigungen, wie die geringere Besteuerung von Dieselkraftstoffen und die fehlende Besteuerung von Flugtreibstoffen bereinigt werden. Stellt sich so längerfristig ein „verträgliches“ Kostenniveau für Kraftstoffe ein, das beim 1,5 bis 2-fachen des heutigen Preisniveaus von Kraftstoffen liegt, so böten sich sogar Spielräume für eine Besteuerung regenerativer Kraftstoffe. Zu beachten ist dabei, dass dann auch die spezifischen Verbräuche der Fahrzeuge deutlich geringer sein werden, so dass es kaum zum Anstieg der absoluten Ausgaben für Kraftstoffe käme [UBA 2002].

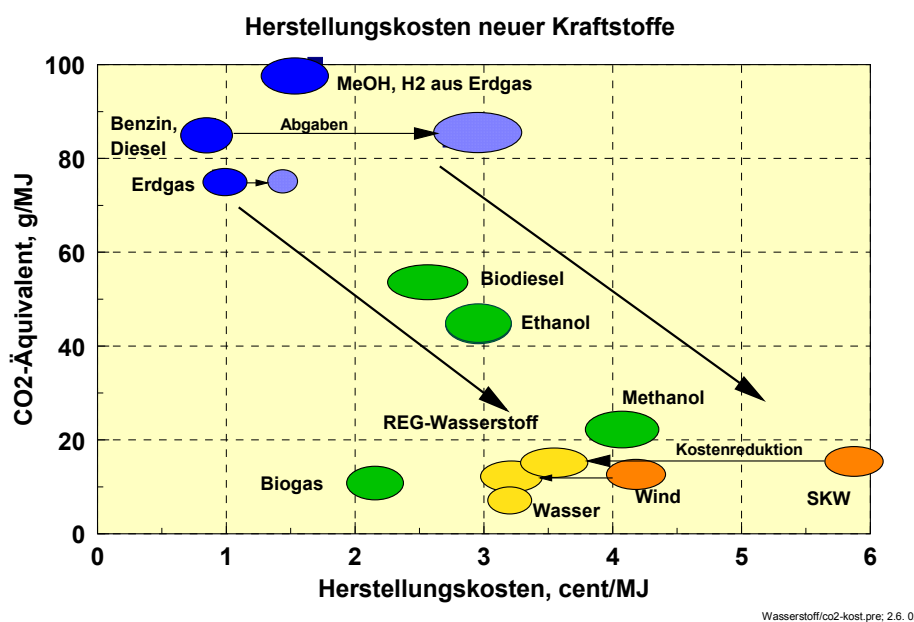


Bild 6 : Klimarelevante Emissionen und Herstellungskosten von Kraftstoffen (Herkömmliche Kraftstoffe mit und ohne Abgaben; Biodiesel = Verkaufspreise; REG-Wasserstoff derzeit und längerfristig erreichbare Herstellungskosten; gasförmig, 300 bar)

2.3 Wasserstoffspeicherung und –infrastruktur

Speicher- und Transportfähigkeit sind wichtige Eigenschaften für Energieträger, die vom (eher) zentralen Erzeugungsort zu jeder Zeit an Millionen von Verbrauchern verteilt und gelagert werden müssen. Im Vergleich zu Benzin, Diesel bzw. Heizöl liegt die volumetrische Energiedichte von Wasserstoff bei Umgebungsbedingungen deutlich niedriger, im Vergleich zu Erdgas beträgt sie ein Drittel ($H_2 = 3 \text{ kWh/Nm}^3$; Erdgas = 9 kWh/Nm^3), (**Bild 7**). Die hohe massenspezifische Energiedichte von Wasserstoff ($33,3 \text{ kWh/kg}$ bzw. 120 MJ/kg ohne Behälter) bringt – bis auf Anwendungen in der Raumfahrt und potenziell in der Luftfahrt – keine Vorteile, da für terrestrische Anwendungen die Behältermassen dominieren.

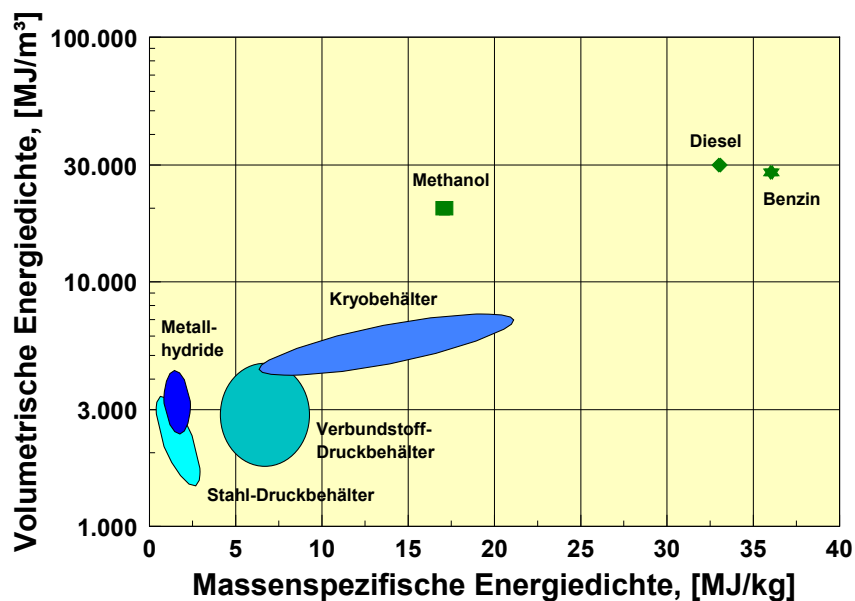


Bild 7: Energiedichten verfügbarer Wasserstoffspeichersysteme im Vergleich zu Kohlenwasserstoffen (Abszissenwerte einschließlich Behältermasse; Ordinate logarithmische Skala), [Dreier/Wagner 2000]

Daher wird Wasserstoff wie Erdgas komprimiert oder verflüssigt und in entsprechenden Flüssiggas- und Druckbehältern gespeichert und in kleineren Mengen in diesen Behältern auch transportiert. Hinzu kommt die Möglichkeit, Wasserstoff an Metallhydride anzulagern, ihn an Kohlenstoff in Form von Methanol anzulagern und ihn – wie neuerdings diskutiert – in spezielle Nanostrukturen einzulagern. Energiewirtschaftlich von Bedeutung ist die Speicherung sehr großer Mengen Wasserstoff zum saisonalen und tageszeitlichen Leistungsausgleich. Hier stehen mit Untertagespeichern, also entweder ausgesalzenen Salzkavernen oder ausgeförderten Gas- und Öllagerstätten, bewährte Technologien der Erdgasinfrastruktur zur Verfügung, die auch für Wasserstoff geeignet sind. Die Speicherung geschieht bei Drücken bis etwa 50 bar mit Speicherkapazitäten bis zu einigen Mio. m³ Volumen. Wegen der geringeren Energiedichte von Wasserstoff liegen die spezifischen Speicherkosten gut das Zweifache über denjenigen von Erdgasspeichern, was sich aber angesichts ihres relativ geringen Anteils an den Gesamtkosten nur gering auswirkt. Für den mobilen Einsatz sind neben der Verflüssigung – die rund ein Drittel des Energieinhalts des Wasserstoffs benötigt – insbesondere Verbundstoff-Hochdruckbehälter mit Drücken bis zu 700 bar von Interesse [Dreier-Wagner 2000, NRW 2001]. Der für den **mobilen Einsatz von Wasserstoff** deutlich höher anzusetzende Speicheraufwand im Vergleich zu Benzin und Diesel, insbesondere wenn ver-

gleichbare Reichweiten erreicht werden sollen, wird – neben den höheren spezifischen Kraftstoffkosten - den Trend zu deutlich sparsameren Fahrzeugen stark unterstützen. Damit ist aber indirekt auch eine zeitliche Abfolge für die Einführung von Wasserstoff im (Individual-) Verkehr gegeben: Erst PKW mit einem Verbrauch von nicht mehr als 3 l Benzinäquivalent/100 km sind für einen breiten Einsatz von Wasserstoff aus volkswirtschaftlicher Sicht von Interesse [UBA 2002], (vgl. auch Kapitel 3).

Ein großer Vorteil liegt für Wasserstoff als Energieträger in der Tatsache, dass die vorhandene Erdgasinfrastruktur sehr weitgehend für Transport und Verteilung genutzt werden kann, wobei die gegenüber Erdgas höheren Verdichterleistungen die Transportkosten etwa um 50% verteuern. Auch mit dem Betrieb reiner Wasserstoffnetze liegen schon langjährige Erfahrungen vor. Insgesamt sind auf der Basis der schon gut ausgebauten Erdgasinfrastruktur gute Voraussetzungen für einen langfristig angelegten kontinuierlichen Übergang zu Wasserstoff als **Energieträger für die stationäre Nutzung** gegeben, [Winter/Nitsch 1989; NRW/DLR 2001]. Bei der Bewertung der infrastrukturellen Optionen zur Nutzung von Wasserstoff muss die Erkenntnis berücksichtigt werden, dass seine Herstellung und Nutzung sehr eng mit der Stromversorgung verknüpft sein wird. **Regenerativer Wasserstoff dürfte zunächst über das Stromnetz „verteilt“ werden**, da Strom aus regenerativen Quellen im europaweiten Verbundnetz und damit auch regional flächendeckend als „Primärenergie“ genutzt werden wird. Elektrolyseure können also eher dezentral und angepasst an Verbrauchschwerpunkten (HKW und BHKW mit Nahwärmenetzen, Tankstellen, Industriebetriebe) angeordnet werden. Damit wird der Bedarf für die Transport- und Grobverteilungsebene für gasförmigen Wasserstoff zeitlich weiter verschoben. Für Einführungszwecke zeitlich früher erzeugter Wasserstoff aus Erdgas oder Biomasse wird nur kleinere Marktsegmente bedienen und daher keine flächendeckende Gasinfrastruktur benötigen.

Für den längerfristig erforderlichen Ferntransport über mehrere 1000 km stehen mit der Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) einerseits und dem weltweiten praktizierten Pipelinetransport von Erdgas andererseits ebenfalls zwei bewährte Technologien zur Verfügung [TAB 2000; Dreier/Wagner 2001; UBA 2002]. Aus den oben genannten Gründen dürfte zunächst die HGÜ das zu bevorzugende Ferntransportsystem sein (**Bild 8**). Die Stromtransportkosten hängen wegen der Transportverluste von den Kosten des eingespeisten Stroms ab und zusätzlich von der Auslastung der Leitung. Mit REG- Strom von 4 cent/kWh (Wind, Solarthermische Kraftwerke) kostet die Überbrückung von 3 000 km Entfernung je nach Auslastung zwischen 1,5 und 1,8 cent/kWh. PV-Kraftwerke haben, neben ihren an sich höheren Stromgestehungskosten noch das Handicap einer niedrigen Auslastung, falls die HGÜ ausschließlich dem Transport des erzeugten PV-Stroms dienen sollte.

Erst bei der vollen Etablierung einer regenerativen Wasserstoffwirtschaft, in der dann sehr große Energiemengen transportiert würden, wird der Pipelinetransport erforderlich und wirtschaftlich attraktiv. Ein typisches Pipeline-Transportsystem hätte bei einem Durchmesser von 1,6 – 1,8 m eine Leistung von etwa 23 GW_{H₂}, womit rund 10% des derzeitigen Endenergiebedarfs Deutschlands bereitgestellt werden könnten. Die Transportkosten belaufen sich bei diesen Leistungen und einer Transportentfernung von 3 000 km auf ca. 1,5 cent/kWh [Winter/Nitsch 1989] bei Verlusten (einschließlich der Erstverdichtung auf 80 – 100 bar) von rund 15%.

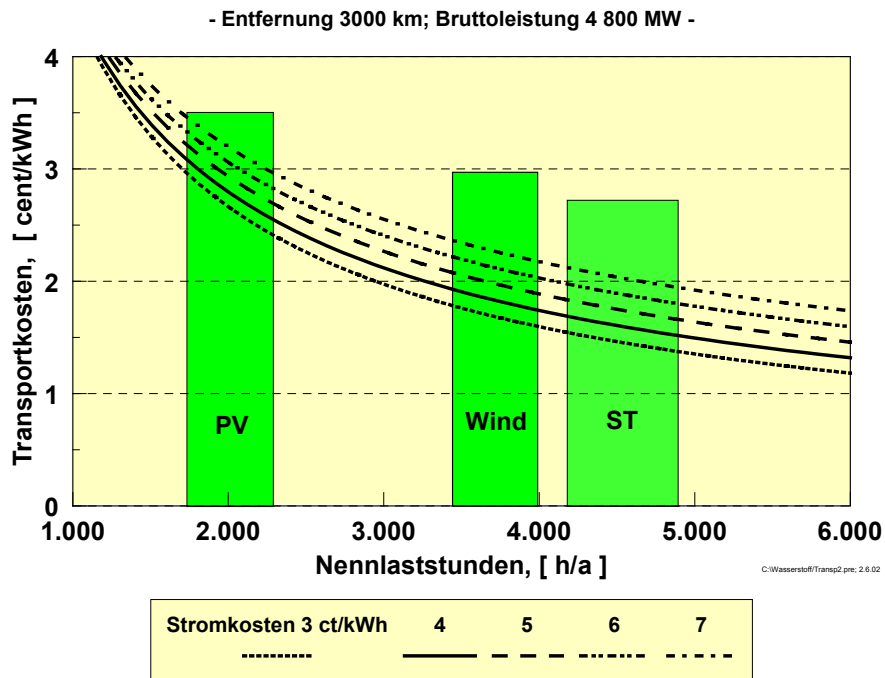


Bild 8: Stromtransportkosten einer Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) mit 3000 km Entfernung, einer Bruttoleistung von 4 800 MW und Transportverlusten von 12% als Funktion der Auslastung und der Stromkosten am Kraftwerksort (Ausgangsdaten nach [Dreier/Wagner 2001])

Eine weitere Ferntransportoption ist der Tankertransport verflüssigten Wasserstoffs. Während der Tankertransport selbst sehr kostengünstig und wenig verlustbehaftet ist, erfordert die Verflüssigung von Wasserstoff auf -253 °C einen Strombedarf von rund 10 kWh/kg. Dem Strombedarf für moderne Elektrolyseanlagen von 43 kWh/kg muss also nochmals 25% hinzugefügt werden, der Prozessnutzungsgrad (77% für gasförmigen Wasserstoff; Tabelle 2) sinkt also für flüssigen Wasserstoff auf rund 60%. Falls Wasserstoff jedoch in flüssiger Form genutzt werden soll (z.B. als Kraftstoff), ist die großtechnische Verflüssigung und der Tankertransport eine interessante Option. Allerdings sind dann auch die merklichen Verteilungsverluste nach Anlanden des Flüssigwasserstoffs zu berücksichtigen. Sollte in fernerer Zukunft regenerative Primärenergie über kontinentale Entfernungen bzw. über Ozeane transportiert werden, sind Tanker die einzig mögliche Transportoption. Für die Bedienung von Nischenmärkten mittels Wasserstoff aus preiswerter Wasserkraft (Kanada, Island) wurde diese Option in Projektplanungen bereits in Erwägung gezogen.

2.4 Besonderheiten bei der energetischen Nutzung von regenerativem Wasserstoff

Grundsätzlich kann Wasserstoff in seinen Nutzungsmöglichkeiten dem Erdgas gleichgesetzt werden. Alle gängigen Energiewandler (Flammenbrenner für Heizungen, für Industrie- und Kraftwerkskessel und zum Antrieb von Turbinen, sowie motorische Verbrennung) können mit gewissen Anpassungen auch mit Wasserstoff bzw. wasserstoffreichen Gasgemischen betrieben werden. Dies wurde auch schon vielfach demonstriert [Winter/Nitsch 1989; Nitsch/Wendt 192]. Für den Wärmemarkt sei an die Stadtgaszeit erinnert, wo aus Kohle erzeugtes Synthesegas mit hohen Anteilen an Wasserstoff verteilt und genutzt wurde.

Bei der Gasverbrennung in **Brennern** ist darauf zu achten, Instabilitäten infolge Flammenrückschlags zu vermeiden, die wegen der hohen Verbrennungsgeschwindigkeit (237 cm/s gegenüber Erdgas mit 42 cm/s) leicht eintreten kann. Zusätzlich ist sicherzustellen, dass die bei Wasserstoff auftretenden hohen Flammentemperaturen nicht zu verstärkten NO_x-Emissionen führen. Entsprechende Anpassungen sind demonstriert worden und stehen bei Bedarf zur Verfügung.

Auch die **motorische Verbrennung** von Wasserstoff ist Stand der Technik. Fahrzeuge mit Wasserstoffantrieb auf Motorbasis wurden bereits in den 80iger Jahren demonstriert. Sie erreichen mit dem Benzinbetrieb vergleichbare Wirkungsgrade. Da bis auf NO_x keine weiteren Emissionen auftreten, können diese durch entsprechende Optimierung des Verbrennungsvorgangs sehr niedrig gehalten werden (z.B. hoher Luftüberschuß). Sowohl für den stationären Einsatz (Motor-BHKW) als auch für den mobilen Einsatz würde Wasserstoff selbst beim ausschließlichen Einsatz „konventioneller“ Nutzungstechniken die Probleme der **lokalen Emissionen weitgehend beseitigen**, da im Abgas kein Kohlenmonoxid, Schwefeldioxid, Kohlenwasserstoffe, Bleiverbindungen und Rußpartikel enthalten sind.

Wasserstoff kann daneben mit Techniken genutzt werden, die für Kohlenwasserstoffe weniger gut geeignet sind bzw. deren vorherige Reformierung und Aufarbeitung erforderlich machen, was wiederum mit zusätzlichen Aufwendungen und Verlusten einhergeht. Die bekannteste Technologie, die geradezu als Synonym für eine „Wasserstoffwirtschaft“ steht, ist die **Brennstoffzelle**. Daneben ist jedoch auch die **katalytische Verbrennung** zu nennen, die bei Temperaturen unter 500 °C verläuft und nur noch minimale NO_x-Emissionen aufweist. Sie erlaubt daher die Konstruktion offener katalysatorbelegter Heizflächen z. B. für Raumheizung mit „Nullemission“. Prinzipiell ist auch die reine **H₂/O₂-Verbrennung** von Interesse, bei der direkt (d.h. ohne Wärmetauscher) Heißdampf entsteht, der unter Zumischung von weiterem Wasser konditioniert werden kann. Auch diese Technologie, die direkt aus der Brennkammerentwicklung für Raketentriebwerke abgeleitet ist, wurde bereits demonstriert und ist u.a. für die Bereitstellung von Prozessdampf und zur Spitzenlaststromerzeugung geeignet.

Auf eine detaillierte Darstellung der Brennstoffzellentechnologie muss im Rahmen dieser Darstellung verzichtet werden. Hinsichtlich ihrer energiewirtschaftlichen Bedeutung sei u.a. verwiesen auf [Dienhart 1999; TAB 2001; Technomar 2001]⁴. Prinzipiell ist sie – als Umkehrung der Elektrolysetechnologie – eine ideal geeignete Wandlungstechnologie in einer sich deutlich auf regenerativen Wasserstoff abstützenden Energiewirtschaft, da sie Wasserstoff direkt, effizient und emissionsfrei in Strom und Nutzwärme (in einem Temperaturbereich zwischen 80°C und ca. 800 °C) wandeln kann. Brennstoffzellen sind im Leistungsbereich weniger W (portable Systeme) über Anlagen im kW- Bereich (kleine und mittelgroße Blockheizkraftwerke) bis mehreren MW (Heizkraftwerke) als Pilot- und Demonstrationsanlagen und in (noch nicht wirtschaftlichen) Kleinserien verfügbar; auch Kombikraftwerke mit Brennstoffzellenvorschaltstufe im 50 – 100 MW-Bereich wurden bereits projektiert. Intensive Entwicklungen laufen in der Automobilindustrie, um Brennstoffzellen als emissionsfreie Antriebsaggregate für Fahrzeuge serienreif zu machen. **Drei Technologielinien** sind von energiewirtschaftlicher Bedeutung: Die im Niedertemperaturbereich zwischen 50 und 100 °C arbeitende **Polymermembran-BZ (PEMFC)**, die insbesondere für den mobilen Einsatz vorgesehen ist; im Mitteltemperaturbereich um 650 °C die **Schmelzkarbonat-BZ (MCFC)** und im Hochtemperaturbereich zwischen 800 und 1 000 °C die **Oxidkeramik-BZ (SOFC)**. Die in Kleinserien vertriebene **Phosphorsäure-BZ (PAFC)** hatte eine „Türöffnerfunktion“. Wegen nur noch

⁴ siehe u.a. auch das Kurzgutachten „Kraft-Wärme-Kopplung“ des Verfassers für den WBGU.

geringer Entwicklungspotenziale wird sie sich energiewirtschaftlich nicht durchsetzen. Die in kommerziellen Systemen als erreichbar angesehenen Stromwirkungsgrade liegen zwischen 45% (PEMFC) und 55 – 60% (MCFC, SOFC); in Verbindung mit Kombianlagen werden Wirkungsgradpotenziale bis zu 70% gesehen. Bemerkenswert ist, dass aufgrund ihrer modularen Bauweise diese Wirkungsgrade auch bei kleinen Leistungen im kW-Bereich erreichbar sind, wodurch sich Brennstoffzellen sehr gut für effiziente, dezentrale Kraft-Wärme-Kopplungssysteme mit hohem Gesamtnutzungsgrad eignen. Die bisher im Praxisbetrieb nachgewiesenen Wirkungsgrade liegen allerdings noch um 5 – 10 Prozentpunkte unter diesen Zielwerten.

Folgende **Probleme und Hemmnisse** müssen noch für eine breitere, kommerzielle Nutzung von Brennstoffzellen überwunden werden:

- Senkung der noch **sehr hohen Investitionskosten** um ein bis zwei Größenordnungen. Marktfähige Systeme mit Brennstoffzellen müssen etwa die Kosten von Systemen mit Verbrennungsmotor oder Gasturbine erreichen, die ebenfalls noch Reduktionspotenziale besitzen. Die aus einer gesamtheitlichen Betrachtung - also einschließlich der Brennstoffvorkette und dem Herstellungsaufwand der Anlage - ableitbaren ökologischen Vorteile der Brennstoffzelle lassen nicht allzu viel Spielraum für höhere Kosten, zumal diese sich in der Regel nur unzulänglich in Marktpreis widerspiegeln. Die zu erreichenden Zielwerte liegen für Hausenergieanlagen bei 1 500 EUR/kW, für dezentrale KWK-Anlagen bei rund 1 000 EUR/kW und für mobile Antriebe um 50 EUR/kW.
- Verlängerung der noch **unsicheren Lebensdauer** der Komponenten (für stationäre Anwendungen sollten 40 000 – 60 000 Stunden erreicht werden)
- Verbesserung des **Lastverhaltens** und der An- und Abfahrprozeduren bei Mittel- und Hochtemperatur-BZ
- Aufbau von Fertigungskapazitäten für **hohe Stückzahlen** insbesondere für Hausenergieanlagen und mobile Systeme. Dies erfordert bis zur Erreichung einer kostengünstigen Großserie erhebliche Vorleistungen.

Der heutige Kenntnisstand zur Brennstoffzellenentwicklung lässt folgende Schlussfolgerungen zu: Wegen etablierter und sich ebenfalls noch weiterentwickelnder „konventioneller“ Energiewandler werden Brennstoffzellen auch bei Erreichung ihrer Zielwerte hinsichtlich Wirkungsgraden und Kosten nur Teilbereiche der wichtigen Märkte „Kraft-Wärme-Kopplung“ und „Fahrzeuge“ erreichen können. BZ können damit **ein wichtiger weiterer „Baustein“ einer effizienten und emissionsarmen Energieversorgung** werden, sie werden aber nicht im Sinne eines „Durchbruchs“ die anderen Wandlertechnologien ersetzen. **Die Nutzungsvorteile von Brennstoffzellen gegenüber konventionellen Wandlern wachsen jedoch in dem Maße wie emissionsfreier, d.h. regenerativ erzeugter Wasserstoff in den Energiemarkt vordringt.** Sie können daher auch als eine sehr gut geeignete „Brückentechnologie“ für den Übergang in eine regenerative Energieversorgung bezeichnet werden.

Eine kurzfristige kommerzielle Konkurrenzfähigkeit von Brennstoffzellen ist nicht wahrscheinlich. Wird wie von mehreren Industriekonsortien geplant, ab 2003 mit größeren Feldtests und – bei Erfolg – ab etwa 2006 mit der Serienproduktion bei noch nicht marktfähigen Kosten begonnen, so kann unter günstigen Rahmenbedingungen **frühestens ab 2010 mit der**

kommerziellen Marktfähigkeit gerechnet werden. Neben den noch erforderlichen technologischen und systemtechnischen Fortschritten sind dazu auch vor allem im wichtigen Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung deren energiepolitische Rahmenbedingungen noch deutlich zu verbessern⁵. Nur so lassen sich die technische Weiterentwicklung und die mit einer Markteinführung verbundenen Vorleistungen absichern.

Die gegenwärtigen Entwicklungstendenzen im Bereich von Energiewandlern führen zu einer wachsenden Bedeutung von effizienten Systemen kleinerer Leistung. Was im Bereich der regenerativen Energietechnologien schon vor gut einem Jahrzehnt begonnen hat, setzt sich derzeit im Bereich von motorischen BHKW, Mikrogasturbinen, Stirlingmotoren und Brennstoffzellen fort. Auch Kraftwerke werden als GUD-Anlagen mit deutlich kleineren Einheitsleistungen bis maximal 200 MW projektiert. Die Fortschritte in der Elektronik und Computertechnologie erlauben das Zusammenfügen einer immer größeren Anzahl kleiner Einheiten zu „virtuellen“ Kraftwerken. Der liberalisierte Energiemarkt honoriert derartige Entwicklungen, da mit diesen Anlagen sehr flexibel und mit überschaubaren Investitionsvolumina auf die Erfordernisse des Marktes reagiert werden kann.

Diese Entwicklung begünstigen sowohl die weitere Ausbreitung von REG-Technologien als auch den mittelfristigen **Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft**. Da der Sekundärenergieträger „Regenerativer Wasserstoff“ vorwiegend aus Strom gewonnen werden muss, ist sein äußerst effizienter Einsatz beim Nutzer von eminenter Bedeutung. Als „zulässige“ Nutzungstechnologien im stationären Bereich kommen daher grundsätzlich nur Kraft-Wärme-Kopplungstechnologien und hocheffiziente Wärmeerzeuger (Brennwertnutzung, katalytische Brenner) mit **Gesamtnutzungsgraden um 90%** infrage. Im KWK-Bereich ist die Brennstoffzelle wegen ihrer hohen Stromkennzahlen dabei auf längere Sicht besonders gut geeignet. Auch im mobilen Bereich macht der breite Einsatz von regenerativem Wasserstoff nur Sinn, wenn deutlich effizientere und speziell im Individualverkehr deutlich leichtere Fahrzeuge dafür zur Verfügung stehen.

3. Die Rolle von Wasserstoff in der zukünftigen Energieversorgung

3.1 Warum und wann wird Wasserstoff benötigt ?

Die grundsätzlichen Effizienz- und Kostenverhältnisse zwischen regenerativem Strom und regenerativem Wasserstoff im Falle seiner Herstellung mittels Elektrolyse sind in **Tabelle 3** für fortgeschrittene Technologien nochmals zusammenfassend dargestellt. Die Bandbreite der einzelnen Angaben ist auf unterschiedliche Konfigurationen und Standorte der Referenzsysteme zurückzuführen; die Mittelwerte können als repräsentativ betrachtet werden. Solarer Strom kann mit rund 10 - 12 % Verlusten und 20 – 30% höheren Kosten in Mitteleuropa bereitgestellt werden, wenn die Produktionsorte in Südeuropa oder in Nordafrika liegen. Gasförmiger Wasserstoff in Mitteleuropa enthält noch 65 % der Energie des solaren Stroms am Bereitstellungsort (Bezug = **unterer** Heizwert 3 kWh/Nm³) und kostet einschließlich Transport nahezu das Doppelte des erzeugten Solarstroms. Bei flüssigem Wasserstoff stehen dem Nutzer noch etwa 50 % der ursprünglichen Energie des Solarstroms zu etwa dem Vierfachen der ursprünglichen Stromgestehungskosten zur Verfügung.

⁵ Die im KWK-Gesetz vom 1. April 2002 vereinbarten Zuschüsse von 5,11 cent/kWh Strom aus Brennstoffzellen für einen Zeitraum von 10 Jahren reichen nicht aus, um bei den derzeit niedrigen Strompreisen die Brennstoffzelle in wirtschaftliche Bereiche zu führen.

Die Dominanz der Elektrolyse als aus heutiger Sicht weitaus günstigste Wandlungstechnik für regenerative Primärenergien in Wasserstoff hat aus energiewirtschaftlicher Sicht eine besondere Konsequenz: **Regenerativer Wasserstoff als Energieträger wird weniger effizient und zudem kostspieliger als regenerativer Strom bereitgestellt werden können..** Er wird also nur dann in der Energiewirtschaft von Bedeutung sein, wenn er energetisch und ökonomisch sinnvolle Einsatzgebiete neben dem aus Nutzersicht universell einsetzbaren Energieträger Elektrizität findet oder Bereiche bedienen kann, die für regenerativen Strom nicht oder nur sehr aufwendig zugänglich sind.

Tabelle 3: Übersicht über Effizienz- und Kostenverhältnisse zwischen regenerativem Strom (Erzeugung = 1,0) und regenerativem Wasserstoff für fortschrittliche Technologien

	Nutzungsgrade (Hu)		Kosten	
	Nur Herstellung	Einschl. Langstreckentransport	Nur Herstellung	Einschl. Langstreckentransport
Strom	1,0	0,90 (0,85 – 0,92)	1,0	1,50 (1,3 – 1,7)
H2, gasförmig	0,75 (0,70 – 0,80)	0,65 (0,62 – 0,68)	1,65 (1,5 – 1,8)	1,90 (1,7 – 2,1)
H2, flüssig	0,60 (0,57 – 0,63)	0,52 (0,50 – 0,55)	2,50 (2,3 – 2,8)	4,00 (3,7 – 4,3)

Diese für Wasserstoff interessanten Einsatzfelder lassen sich aus der Tatsache ableiten, dass regenerative Primärenergien aus der Sicht einer zuverlässigen Nutzung eine Reihe von Nachteilen haben. Ihre Energiedichte ist begrenzt und hängt von den geografischen Gegebenheiten ab. Ihr Angebot fluktuiert stark (Strahlung, Wind) oder ist an bestimmte Orte gebunden (Wasserkraft, Geothermie, weitgehend auch Biomasse). Die Primärenergie selbst ist - bis auf Biomasse - nicht transportierbar und nicht oder nur wenig speicherbar. REG, speziell in Form von Solarstrahlung und Wind, benötigen daher

- entweder die Unterstützung der konventionellen, fossilen Energieversorgung zum Ausgleich dieser Nachteile,
- oder aus ihnen hergestellte Sekundärenergieträger mit gleichen oder ähnlichen Eigenschaften wie die speicher- und transportierbaren fossilen Energieträger Öl, Erdgas und Kohle.

Offensichtlich ist, dass die erstgenannte Einsatzart die sinnvollere und früher erschließbare Möglichkeit darstellt, solange die Emissionen der verbleibenden fossilen Energien, insbesondere an CO₂, lokal oder global tolerierbar sind. Die aus REG gewinnbaren Sekundärenergieformen Nutzwärme verschiedener Temperatur und Elektrizität, die kostengünstiger als regenerativer Wasserstoff sind, können gemeinsam prinzipiell **alle Energiedienstleistungen** (Heizung, Warmwasser, Prozesswärme, Antriebskraft, Licht und Kommunikation) erfüllen. Aus energetischen und wirtschaftlichen Gründen ist ihre **direkte** Nutzung daher vorzuziehen. Nur wenn aus technischen oder strukturellen Gründen diese direkte Nutzung von

Strom und Wärme nicht möglich ist (z. B. Luftverkehr; zu hohen Momentanangebot an solarem Strom), erfordert dies einen weiteren Wandlungsschritt. Der Gewinn an Speicher- bzw. Einsatzfähigkeit muss dann gegenüber den zusätzlichen Kosten und Wandlungsverlusten abgewogen werden. Dies gilt sowohl für Einzelanwendungen (Nischenmärkte) als auch für das Energiesystem insgesamt.

Die energiewirtschaftliche Bedeutung von Wasserstoff oder daraus abgeleiteten Energieträgern liegt also in der Möglichkeit, die Nutzungsgrenzen von REG zu erweitern und ihr großes Angebotspotential möglichst weitgehend zu erschließen. Dies setzt selbstverständlich zunächst eine wesentlich stärkere direkte Nutzung von REG voraus. **Die Bedeutung von Wasserstoff ist also unmittelbar mit der Intensität und Kontinuität einer Gesamtstrategie der Erschließung von REG verknüpft.**

Aus den energetischen Funktionen von Wasserstoff, **der Speicherfähigkeit und der Transportfähigkeit** lassen sich verschiedene Einsatzfelder ableiten, die von Wasserstoff besetzt werden können. Sehr wesentliche Einsatzgebiete, in denen Wasserstoff vermutlich die günstigste Lösung darstellt oder möglicherweise sogar unverzichtbar ist, sind

- I A:** Die Speicherung großer Mengen fluktuierenden Solarstroms sowohl in Inselsystemen als auch im Gesamtsystem, wenn **sehr hohe regenerative Anteile** gewünscht sind und konventionelles Lastmanagement oder Speicherung nicht mehr ausreicht.
- I B:** Der Transport solarer Energie über **größere (interkontinentale) Distanzen**.
- I C:** Die Forderung nach **Null-Emission** entweder in lokalen Bereichen oder im gesamten Energiesystem (CO₂-freies Energiesystem). Dies erfordert die Versorgung von Nutzern auch in Bereichen, die für Strom nicht oder nur schwer zugänglich sind (z.B. Verkehr, speziell Luftverkehr; Anteile des industriellen Hochtemperaturwärmebedarfs)

Kurz- und mittelfristig sind nur im Einsatzgebiet I C Nutzungssegmente (Nischenmärkte im Verkehr) erschließbar. In den Einsatzbereichen I A und I B werden größere, energiewirtschaftliche relevante Wasserstoffmengen erst langfristig benötigt. In allen Einsatzfeldern sind starke Konkurrenztechnologien bzw. andere Optionen vorhanden, welche die erforderlichen Funktionen bei gleicher Qualität auf absehbare Zeit vielfach zweckmäßiger und kostengünstiger erfüllen.

- II A:** Die Speicherung mittlerer und größerer Mengen fluktuierenden regenerativen Stroms kann bis zu Anteile von REG am Energieverbrauch um 50% und mehr ersetzt werden durch den Ausgleich über große Verbundnetze und die Kombination verschiedener regenerativer Primärenergien, sowie durch Lastmanagement beim Nutzer mit einer gewissen Anpassung von Lastprofilen an das solare Angebot sowie thermische Speicherung in solarthermischen Kraftwerken. [DLR/ISE 1997; TAB 2000]
- IIB:** Der Transport solaren Stroms über große Distanzen mittels Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ) stellt im allgemeinen die günstigere Lösung dar und ist kompatibel mit Strategie II A. Nur wenn sehr große überseeische Entfernungen überbrückt werden sollten oder sehr große Leistungen anfallen, kommt Wasserstoff in Pipelines oder der Tankertransport infrage [Winter/Nitsch 1989; Langniß 1994]

- II C:** Auch im Verkehrssektor sind andere Strategien vorstellbar. Hier können mittelfristig die verbleibenden, aus Emissionsgründen tolerierbaren fossilen Energieträger konzentrieren, wenn in den anderen Verbrauchssektoren bereits hohe regenerative Anteile vorhanden sind und wenn deutlich effizientere Fahrzeuge vorausgesetzt werden; auch Biokraftstoffe stellen für eine absehbare Zeit eine Konkurrenz für solaren Wasserstoff dar, [Traube 1991; UBA 2002]

Aus der Abwägung der aufgeführten Gesichtspunkte kann die „optimale“ Einführungsstrategie von Wasserstoff in einer sich wandelnden Energieversorgung abgeleitet werden. Hauptparameter ist dabei der Grad der angestrebten Reduktion von Treibhausgasen, die Intensität rationeller Energienutzung und des Vordringens von regenerativen Energien in den drei Sektoren der Energiebereitstellung Strommarkt, Wärmemarkt und Kraftstoffe. Dies wird im folgenden Kapitel exemplarisch auf der Basis eines aktuellen Langfristszenarios der Energieversorgung Deutschlands erläutert [UBA 2002] bis hin zu einer prinzipiell CO₂ – freien Energieversorgung.

3.2 Ein Szenario der zukünftigen Energieversorgung – Fallbeispiel Deutschland

Die Umgestaltung unseres Energieversorgungssystems mit dem Ziel bis zur Mitte des nächsten Jahrhunderts mittels rationellerer Energienutzung und des Ausbaus von REG die CO₂-Emissionen auf etwa 20 % des heutigen Werts zu senken, wird in drei aufeinander folgenden, sich überlappenden Abschnitten erfolgen [Nitsch/Rösch 2001; UBA 2002]:

- Die **Optimierung des derzeitigen Energieversorgungssystems durch effizientere Techniken der Energiewandlung**, wie z. B. der Kraft-Wärme-Kopplung sowie durch eine wesentlich **sparsamere Energienutzung** mittels verbesserter Nutzungstechniken und Vermeidung von Energieverbrauch (z. B. energetische Sanierung des Gebäudebestands). Auch strukturelle Veränderungen im Verkehr und in der Industrie spielen dabei eine nicht geringe Rolle. Damit lassen sich bereits mittelfristig 40 - 50 % unseres derzeitigen Energieverbrauchs einsparen, was den Verbrauch fossiler Energieressourcen in den Industrieländern bereits merklich eindämmen würde.
- Eine merkliche Marktausweitung aller Arten von REG auf lokaler und regionaler Ebene und ihre konsequente Verknüpfung mit den bestehenden Versorgungsstrukturen: Auf diese Weise werden die hohen Kosten für neue Infrastrukturen und Speichersysteme weitgehend vermieden. Die Erschließung richtet sich nach technischem Reifegrad und Gestehungskosten der einzelnen Technologien. Am schnellsten werden die verbleibenden Wasserkraftpotenziale, die Windenergie und Restbiomassen erschlossen. Ausgehend von heute noch geringen Anteilen bzw. noch gar nicht m Markt befindlichen Technologien folgen solarthermische Kollektorsysteme, die Geothermie, die (beschränkte) Nutzung von Energiepflanzen, solarthermische Kraftwerke und das weitere Vordringen der Photovoltaik, die damit in einigen Jahrzehnten energiewirtschaftlich relevanten Beiträge zur Energiebereitstellung leisten können. Bei einer zielstrebigem, auf dieses Ziel ausgerichteten Energiepolitik können REG im Jahr 2030 bereits 20 – 25% unseres Energieverbrauchs decken.
- Im dritten Zeitabschnitt können **REG schließlich zur bedeutendsten Energiequelle** des nächsten Jahrhunderts ausgebaut werden. Neben der weiteren Nutzung der beträchtlichen Wind-Offshore- und Geothermie - Potenziale werden jetzt insbesondere die gewal-

tigen Potenziale der Solarstrahlung in einstrahlungsreichen Regionen in großem Ausmaß erschlossen und stehen sowohl den Standortländern zur Deckung des Eigenbedarfs als auch für den Export in andere Gebiete zur Verfügung. In dieser Phase ist auch der Aufbau neuer Transport- und Speichersysteme erforderlich. Zur Mitte des Jahrhunderts werden REG somit in der Lage sein, bis zu 50% des Energiebedarfs decken.

Die Strukturveränderungen eines Energiesystems für ein Industrieland (Beispiel Deutschland) im Verlauf von fünf Jahrzehnten, in dem diese Strategie umgesetzt werden, illustriert **Bild 9** mittels eines „Nachhaltigkeitsszenarios“, [UBA 2002]. REG haben im Jahr 2050 einen Deckungsanteil am Primärenergieverbrauch von 36% erreicht (am Endenergieverbrauch von 43%⁶, vgl. auch Bild 8, Kurve „Nachhaltigkeit“). Die Deckungsanteile der REG an den Bereichen Stromerzeugung (62%), an der Wärmebereitstellung (45%) und an der Kraftstoffbereitstellung (15%) sind dabei sehr unterschiedlich und spiegeln die zweckmäßigste zeitliche Staffelung der Einführungsschritte wider. In diesem Szenario wird **regenerativer Wasserstoff ab 2030 im Verkehrssektor** eingeführt und steigt mit einem Beitrag von 150 PJ/a im Jahr 2050 auf **3% des gesamten Endenergiebedarfs**. Dies ist aus energiewirtschaftlicher Sicht noch ein geringer Anteil. Für die Produktion dieses Wasserstoffs werden aber bereits 57 TWh/a Strom benötigt, was immerhin 10% der gesamten derzeitigen Stromerzeugung in Deutschland entspricht.

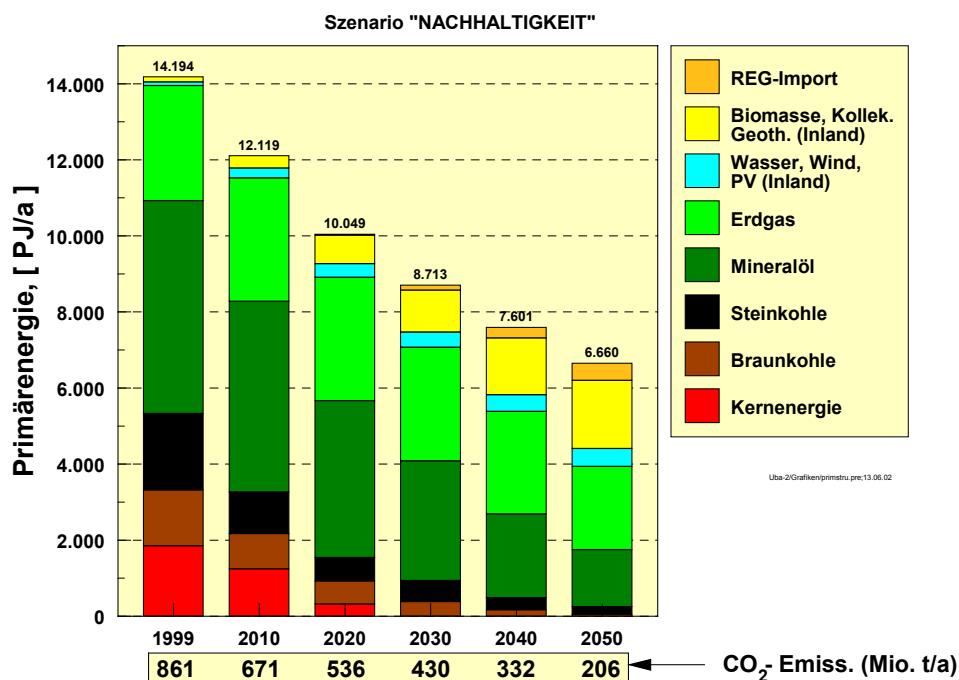


Bild 9: Veränderung des Primärenergieverbrauchs in Deutschland und seiner Struktur im Langfristszenario „Nachhaltigkeit“ und resultierende CO₂-Emissionen (in 2050 werden in diesem Szenario 18% der REG-Stromerzeugung zur Wasserstoffbereitstellung eingesetzt) [UBA 2002].

⁶ Unterschiede zum Anteil am Primärenergieverbrauch ergeben sich insbesondere durch die statistisch übliche Bilanzierung von Strom aus Wasserkraft, Windenergie und Photovoltaik als Primärenergie, während die über thermische Energie bereitgestellten Strommengen (fossile Energien, Kernenergie, Geothermie, Biomasse) primärenergieseitig dagegen mit ihrem thermischen Energieinhalt (Heizwert) bilanziert werden. Daher fällt auch der entsprechende Beitrag von Wasser, Wind, PV in Bild 7 relativ gering aus.

Das Nachhaltigkeitsszenario des Jahres 2050 zeigt eine deutlich andere Energiewelt als heute. Wesentliche Nachhaltigkeitsziele sind erreicht. Pro Kopf benötigen die Einwohner Deutschlands nur noch rund die Hälfte an Primärenergie. An fossiler Energie wird noch 34% der heutigen Menge verbraucht, die CO₂-Emissionen sinken sogar auf 24% (bzw. 20 % des Werts von 1990), da sich die Verschiebung des fossilen Brennstoffmixes zu Erdgas verstärkend auswirkt. Noch deutlicher werden die Veränderungen, wenn man sie am Wachstum der wirtschaftlichen Aktivitäten in diesem Zeitabschnitt spiegelt. Der Primärenergieeinsatz je Einheit Bruttoinlandsprodukt ist auf 23% gesunken, der Stromeinsatz auf 40%, Güterproduktion, Transportwesen und Dienstleistungssektor gehen also wesentlich effizienter mit Energie um als heute. Vergleichend dazu lässt sich zeigen, dass sog. Referenzszenarien, die eine Status Quo Entwicklung beschreiben, die Nachhaltigkeitsziele dramatisch verfehlen [Prognos 2000]. Der dort unterstellte „autonome“ technische Fortschritt und Strukturwandel reicht etwa gerade aus, das Wachstum der bedarfsverursachenden Größen zu kompensieren, lediglich der Rückgang der Bevölkerung führt zum Absinken des Gesamtniveaus auf rund 80% des heutigen Wertes.

Obwohl der im Szenario „Nachhaltigkeit“ erreichte Beitrag der REG schon außerordentlich hoch ist, stellt sich die Frage, ob diese Entwicklung nicht noch schneller verlaufen könnte und ob dazu nicht **Wasserstoff einen größeren Beitrag** leisten könnte. Denn aus der Sicht des Ressourcenverzehrs ist der im Jahr 2050 verbleibende Verbrauch fossiler Energierohstoffe auf Dauer (d. h. über 2050 hinaus) noch zu hoch, um als nachhaltig gelten zu können. Dies gilt insbesondere auch vor dem Hintergrund eines weltweit wachsenden Drucks auf die Energiemärkte. Wie kann aber der Anteil von REG weiter erhöht werden ? Betrachtet man zunächst die direkte Nutzung von Strom aus REG, so wird im Szenario bei der Stromerzeugung im Jahr 2050 mit einem Anteil von 62% bereits ein hoher Deckungsanteil erreicht. Wenn besonders günstigen Rahmenbedingungen, wie eine progressive europäische und internationale Klimaschutzpolitik, verantwortungsbewusstes Handeln der Energieversorger und Verbraucher sowie weitblickende Investitionen in große Fertigungsstätten für REG in idealer Weise ineinander greifen, kann der Beitrag von REG im Jahr 2050 einen Anteil von 75% am Stromverbrauch des Szenarios „Nachhaltigkeit“ erreichen, wobei dazu allerdings bereits der Einsatz eines chemisch speicherbaren Energieträgers zum Abbau überschüssiger Angebotsspitzen von Wind- und Solarstrom und für die Bereitstellung von Reserveleistung im GW-Bereich (z.B. wasserstoffversorgte GuD-Spitzenlastkraftwerke) im Rahmen eines großräumigen Stromverbund erforderlich sind. Herkömmliche Methoden des Lastmanagements reichen dann, wie noch im Fall eines rund 60%igen Anteils nicht mehr aus, (vgl. Einsatzfeld I A in Kapitel 3.1).

In Analogie dazu kann auch der Wärmebereich und der Verkehrssektor betrachtet werden, wobei die heutigen Ausgangsbedingungen für einen breiten REG-Einsatz in beiden Bereichen ungünstiger sind als im Strombereich. Überprüft man hier die Möglichkeiten einer noch rascheren Ausweitung der Anteile, so zeigen sich im Wärmebereich enge Grenzen, da die weiter ausschöpfbaren Potenziale von Kollektor- und Geothermiewärme lediglich Niedertemperaturwärme anbieten. Soll der REG-Anteil deutlich weiter gesteigert werden, so müssen sie in die Lage versetzt werden, auch Hochtemperaturprozesswärme zu liefern. Für Teile davon bietet sich regenerativer Wasserstoff an (Einsatzbereich I C). Geht man von obiger Kombination günstiger Rahmenbedingungen aus so kann im Wärmebereich ein maximaler Anteil von rund 60% REG- Wärme bis 2050 erreicht werden. Besonders der Verkehrssektor, der im Szenario Nachhaltigkeit erst zu 15% mit regenerativem Wasserstoff versorgt ist, bietet weitere Möglichkeiten einer deutlichen Ausweitung des Beitrags von REG (wiederum

Einsatzfeld I C). Diese Ausweitung ist jedoch in größerem Ausmaß **erst ab 2030 sinnvoll**, da einerseits frühesten ab diesem Zeitpunkt von einem ausreichend effizienten Fahrzeugpark als entscheidende Grundvoraussetzung für die Einführung „teurer“ neuer Kraftstoffe ausgegangen werden kann. Andererseits führt der Einsatz von REG zunächst in anderen Sektoren zu einer spezifisch höheren Minderung der Treibhausgasemissionen, in dem z. B. durch Windstrom direkt Kohlestrom substituiert wird. Die Ausweitung des Beitrags von REG im Verkehr in der „Maximalvariante“ beruht zudem auf der Voraussetzung einer ausreichenden Verfügbarkeit preisgünstiger REG- Stromerzeugungspotenziale aus regenerativen Energien um 4 – 5 cent/kWh Stromerzeugungskosten, wofür hauptsächlich größere Wind-Offshore-Parks, sowie solarthermische Kraftwerke infrage kommen (vgl. Kapitel 2.2). Diese zusätzliche Stromerzeugung ist die Quelle für die elektrolytische Wasserstoffherzeugung und damit für die breite Einführung von Wasserstoff als neuer Kraftstoff. In Verbindung mit einem erweiterten „Lastmanagement“ dient die Elektrolyse gleichzeitig als flexibler Verbraucher. Im Szenario „Maximalvariante“ wird der Beitrag von Wasserstoff im Verkehr auf 70% des Kraftstoffbedarfs des Jahres 2050 gesteigert.⁷

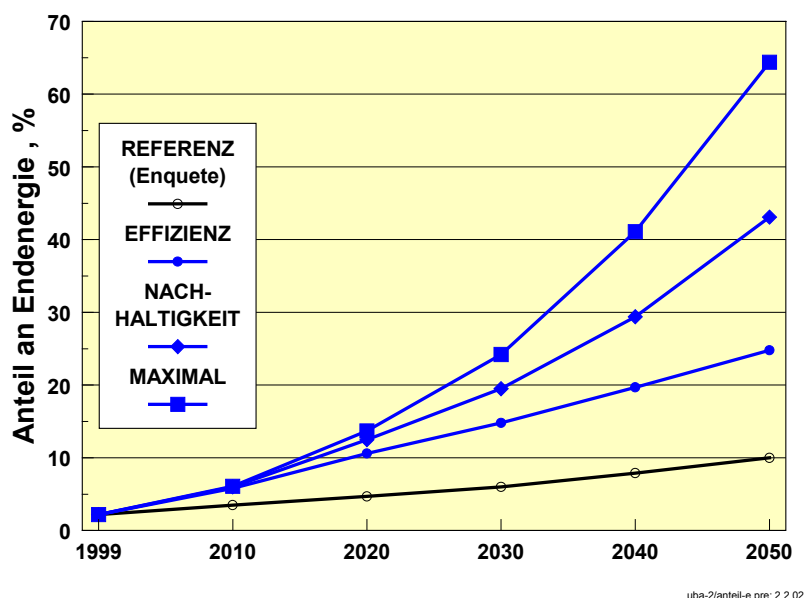


Bild 10 : Entwicklung der Anteile von regenerativer Energien am gesamten Endenergieverbrauch in den Szenarien „Effizienz“ und „Nachhaltigkeit“ und „Maximalvariante“ [UBA 2002] im Vergleich zum Referenzszenario der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“.

Aufsummiert über alle Sektoren könnten unter den genannten günstigen Rahmenbedingungen nahezu zwei Drittel des gesamten Endenergieverbrauchs des Szenarios „Maximalvariante“ im Jahr 2050 mittels regenerativen Energien gedeckt werden (**Bild 10**, obere Kurve), wobei der Hauptzuwachs gegenüber dem Szenario Nachhaltigkeit aus dem Verkehr stammt. Der fossile Energieeinsatz reduziert sich entsprechend auf 24% der heutigen Menge, der CO₂-Ausstoß mit 129 Mio. t/a auf nur noch 15% der heutigen Emissionen. Mit der „Maximalvariante“ ist diejenige Ausbaustrategie skizziert, die aus heutiger Sicht unter sehr günstigen Rahmenbedingungen bis zum Jahr 2050 erreicht werden könnte. Der **Beitrag des regenerativen Wasserstoffs** hat daran mit insgesamt 800 PJ/a bereits einen **Anteil von 15%** am

⁷ Verglichen mit dem heutigen Kraftstoffbedarf wären es lediglich 26%, woraus die Notwendigkeit einer deutlich effizienteren Nutzung von Kraftstoffen evident wird.

Endenergieverbrauch. Damit ist die **Obergrenze eines möglichen Beitrags von Wasserstoff im Jahr 2050** markiert.

3.3 Eine vollständig regenerative Energiewirtschaft mittels Wasserstoff– Illusion oder realistische Perspektive ?

Aus technisch-struktureller Sicht sind auch nach dem Jahr 2050 noch vielfältige Ausbaumöglichkeiten von REG vorhanden. Insbesondere sind bis dahin die technischen Potenziale der Nutzung der Solarstrahlung mittels Photovoltaik und solarthermischen Kraftwerken erst zu sehr geringen Anteilen ausgeschöpft. Die in größerem Umfang verfügbare zusätzliche Quelle ist damit ausschließlich elektrische Energie. Einer Ausweitung auf dem Stromsektor sind jedoch – wie zuvor dargelegt - Grenzen gesetzt. Bei einer angestrebten REG- Stromproduktion über diese Grenzen hinaus ist daher die Umwandlung in eine speicherbare Endenergieform zwingend erforderlich. Bereits in den Szenario „Nachhaltigkeit“ und „Maximalvariante“ ist von dieser Möglichkeit Gebrauch gemacht worden, insbesondere um den Verkehrssektor mit regenerativen Energien zu erreichen.

Wasserstoff hat bei der Ausweitung des Versorgungsbeitrags regenerativer Energien aus mehreren Gründen gegenüber anderen chemischen Energieträgern (Methanol u.ä.) **wesentliche Vorteile:**

- Es wird ein Energieträger benötigt, der relativ einfach aus elektrischer Energie hergestellt werden kann, da diese längerfristig die Hauptenergieart einer intensiven Nutzung regenerativer Energien sein wird und in technisch sehr großen Mengen bereitgestellt werden kann.
- Die Überschüsse einer ausgedehnten Stromerzeugung aus regenerativen Energien sollten verhältnismäßig leicht und in flexibler Form, d.h. in sehr unterschiedlichen Leistungen bei möglichst großer Effizienz dezentral und zentral umgewandelt werden und damit wesentliche Beiträge zum Lastmanagement leisten können.
- Der Energieträger muss multifunktional nutzbar sein, d.h. sowohl im Wärmebereich (Mittel- und Hochtemperaturbereich) wie auch als Kraftstoff eingesetzt werden können. Außerdem soll sein breiter Einsatz in fortschrittlichen Kraft-Wärme-Kopplungstechniken (Brennstoffzellen) in effizienter Weise möglich sein.
- Transport und Verteilung des Energieträgers sollten auf vorhandenen Infrastrukturen aufbauen können. Er muss zudem saisonal speicherbar sein.

Diese Eigenschaften treffen nur auf regenerativ erzeugten Wasserstoff zu. Er ist prinzipiell in der Lage, die durch die Angebotsstruktur der regenerativen Energien gesetzten Grenzen zu überwinden und allen Energienutzern zu jeder Zeit eine gesicherte Energieversorgung zu gewährleisten. Als weiterer Vorteil kommt hinzu, dass ein gleichfalls gasförmiger Energieträger, nämlich Erdgas, derzeit an Bedeutung gewinnt. Die gegenwärtige Ausweitung seines Anteils – die allerdings aus Ressourcengründen mittelfristig zu begrenzen ist – ist kompatibel mit einem gleichzeitig verstärkten Ausbau der regenerativen Energien. **Erdgas ist somit die geeignete fossile „Übergangsenergie“** bei einer Transformation des Energiesystems in Richtung regenerative Energien und Wasserstoff. Dies gilt insbesondere auch für die Infra-

strukturproblematik, die häufig einen limitierenden Faktor für die Einführung neuer Energieträger darstellt. Die Erdgasinfrastruktur kann in nahezu idealer Weise über die anteilige Einspeisung von Wasserstoff neben dem Aufbau und der späteren Vernetzung dezentraler, lokaler Wasserstoffnetze genutzt werden. Sollen also die in der Maximalvariante genannten Anteile regenerativer Energien deutlich nach oben überschritten werden, so dürfte dies nur mit einer weiteren Steigerung des Anteils von Wasserstoff möglich sein, der dann für seine stationäre Nutzung sukzessive in die Erdgasinfrastruktur eingebunden wird. Auch im Verkehrsbereich kann ein verstärkter Einsatz von Erdgas die Wasserstoffnutzung vorbereiten. Da jedoch Verluste bei der Wasserstoffbereitstellung unvermeidlich sind und diese zusätzliche Kosten verursachen, liegt es auf der Hand, dass zuvor alle anderen preiswerteren Verfahren der Nutzung regenerativer Energien ausgeschöpft werden sollten. Eine verhältnismäßig späte Einführung von Wasserstoff, wie im Szenario Nachhaltigkeit und auch in der Maximalvariante angenommen, ist daher naheliegend.

Stellt man die Aussagen der einschlägigen Untersuchungen zum Thema „Wasserstoff“ im Hinblick auf den Beitrag von Wasserstoff bei einer sehr weitgehenden Reduktion der CO₂-Emissionen zusammen und fügt die Ergebnisse aus [UBA 2002) hinzu, so erhält man die in **Bild 11** dargelegten Zusammenhänge:

- Die Bandbreite des **Eintritts von Wasserstoff** in die Energieversorgung liegt zwischen einer 50 und 80%igen Reduktion von CO₂ (bezogen auf 1990); bis dahin haben rationellere Energiewandlung und –nutzung und die direkte bzw. lokale Nutzung von regenerativen Energien Vorrang. Die tendenziell jüngeren Studien, die sich intensiver mit den Möglichkeiten des Lastmanagements von Strom aus regenerativen Energien auseinandergesetzt haben, verschieben den Eintrittszeitpunkt von Wasserstoff zu höheren CO₂-Reduktionswerten um 70 – 80%. **Bei CO₂-Reduktionsbemühungen > 80% kommt keine Untersuchung ohne Wasserstoff aus.**
- Den größten Einfluss auf die Wasserstoffeinführung haben **CO₂-Reduktionsstrategien im Verkehrssektor**. Wird die Einführung von Wasserstoff im Verkehr forciert (wie z.B. in der vorliegenden Maximalvariante), so ist bereits bei einem Reduktionsniveau um 60% Wasserstoff merklich an der Endenergiedarbietung beteiligt. Werden die direkten Nutzungsmöglichkeiten von regenerativen Energien stärker betont, so wird Wasserstoff erst ab einem CO₂-Reduktionsniveau von 80% relevant.
- **Eine Extrapolation der Maximalvariante auf eine nahezu vollständige Vermeidung von energetisch bedingtem CO₂ führt zu einem Anteil von Wasserstoff aus regenerativen Energien um 30 – 35% am Endenergieverbrauch;** der Verkehrssektor ist dann zu 85%, der Wärmebereich zu rund 30% mit Wasserstoff versorgt.
- Hinterlegt man die CO₂-Reduktionswerte in Bild 9 mit einer Zeitskala, so ist eine breite Einführung von Wasserstoff aus regenerativen Energien **nicht vor 2025 erforderlich** (und wegen der dann immer noch relativ hohen Kosten volkswirtschaftlich auch **nicht sinnvoll**); andererseits sollte eine **energiewirtschaftlich relevante Einführung bis 2050** erfolgt sein, wenn eine weitere CO₂-Reduktion über 80% hinaus angestrebt wird bzw. die Ressourcenbasis längerfristig ganz auf regenerative Energien umgestellt werden soll. Eine Auseinandersetzung mit den wasserstoffspezifischen Technologien und den Übergangsmöglichkeiten von Erdgas zu Wasserstoff ist aufgrund der hohen Zeitkonstanten **aber schon heute erforderlich.**

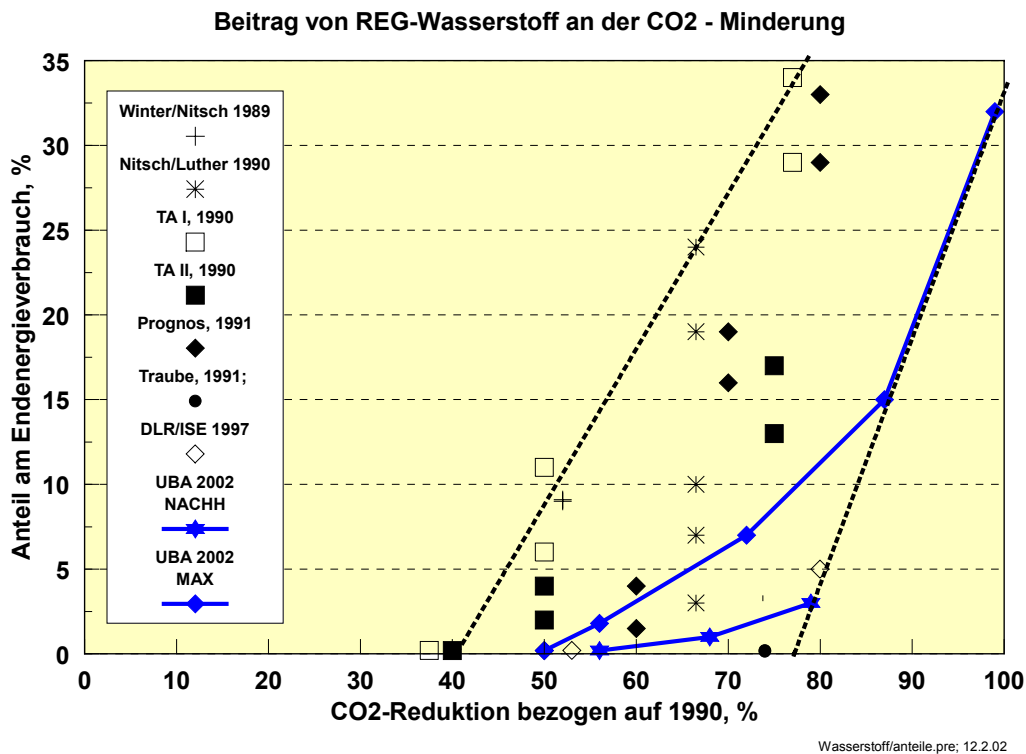


Bild 11: Bandbreite des Beitrags von Wasserstoff aus regenerativen Energien an der Reduktion energiebedingter CO₂-Emissionen im deutschen Energiesystem nach mehreren Untersuchungen zur Einführung von Wasserstoff.

Der lange Betrachtungszeitraum der hier vorgestellten Szenarien erlaubt es, den gesamten Prozess der Einführung der regenerativen Energien – der aus energiewirtschaftlicher Sicht gerade erst beginnt – im Zusammenwirken mit einer umfassenden Strategie einer rationelleren Energienutzung mit hinreichender Genauigkeit zu beschreiben. Es können dabei mehrere Phasen des Ausbaus regenerativer Energien unterschieden werden:

- Bis 2010: Energiepolitisch gestützter „**Einstieg**“ durch Zielvorgaben und wirksame Instrumentenbündel.
- 2010 – 2020: „**Stabilisierung**“ des Wachstums bei allmählichem Rückzug der energiepolitischen Instrumente.
- 2020 – 2030: Vollwertige „**Etablierung**“ aller neuen Technologien zur Nutzung regenerativer Quellen mit noch unterschiedlicher Ausprägung in den einzelnen Verbrauchssektoren und Aufbau von Importstrukturen für Strom aus regenerativen Energien; Einsatz regenerativen Wasserstoffs in Nischensegmenten.
- 2030 – 2050: Beginnende „**Dominanz**“ der regenerativen Energien in allen Bereichen der Energieversorgung und **erste energiewirtschaftlich relevante Anwendungen für regenerativen Wasserstoff**
- nach 2050: Fortschreitende „**Ablösung**“ der fossilen Energieträger und Etablierung einer vollständig auf regenerativen Energien beruhenden Energiewirtschaft **durch den sukzessiven Einstieg in die Wasserstoffwirtschaft.**

Als Fazit kann festgehalten werden, dass eine derartige stufenweise Einführungsstrategie der regenerativen Energien die derzeitigen Nachhaltigkeitsdefizite der Energieversorgung deutlich mindern kann. Dabei ist von Anfang an darauf zu achten, dass dadurch keine neuartigen Probleme entstehen. Diese Probleme können dann deutlich eingegrenzt werden, wenn von Anfang an auf einen ökologisch und ökonomisch optimierten Ausbau regenerativer Energien geachtet wird. Eine nachhaltige Energieversorgung kann daher nur **im Verbund von regenerativen Energien und Effizienztechnologien** zu erreichen sein. Die Entlastungseffekte der neuen REG-Technologien treten aufgrund der heute zum Teil noch vergleichsweise hohen Kosten und des noch geringen Ausbauszustandes anfänglich nur langsam in Erscheinung und erfordern ausreichend hohe und länger andauernde Vorleistungen. Gerade deswegen ist die Kopplung mit einer anspruchsvollen Strategie der zu weiten Teile hoch rentablen rationelleren Energienutzung unerlässlich.

Erst wenn regenerative Energien in größerem Ausmaß Bestandteil des Energiesystems geworden sind, kann Wasserstoff dafür genutzt werden, die Deckungsanteile regenerativer Energien weiter zu steigern bis hin zu einer prinzipiell CO₂-freien Energieversorgung. Die technischen Potenziale der aus regenerativen Primärenergien (insbesondere Solarstrahlung, Windenergie) gewinnbaren Elektrizität reichen bei weitem zur Umsetzung dieser Strategie aus.

4. Literatur:

BMBF 1995: „Wasserstoff als Energieträger – Ergebnisse der Forschung der letzten 20 Jahre und Ausblick auf die Zukunft“. Bericht zum Statusseminar. Hrsg. Projektträger BEO des BMBF, Okt. 1995.

Dienhart 1999: H. Dienhart, M. Pehnt, J. Nitsch, „Analyse von Einsatzmöglichkeiten und Rahmenbedingungen verschiedener Brennstoffzellensysteme in Industrie und öffentlicher Stromversorgung. Gutachten im Auftrag des Büros für Technikfolgenabschätzung am Dt. Bundestag. DLR Stuttgart, November 1999.

DLR 1990: „Bedingungen und Folgen von Aufbaustrategien für eine solare Wasserstoffwirtschaft“. Untersuchung für die Enquete-Kommission „Technikfolgenabschätzung und –Bewertung“ des Dt. Bundestages, DLR Stuttgart, DIW Berlin, LBST Ottobrunn u.a., Bonn 1990

DLR/ISE 1997: O.Langniß, J. Nitsch, J. Luther, E. Wiemken, „Strategien für eine nachhaltige Energieversorgung – Ein solares Langfristszenario für Deutschland.“ DLR Stuttgart, FhG-ISE Freiburg. Workshop des Forschungsverbunds Sonnenenergie, Dez. 1997.

Dreier 2001: Dreier, Th.: „Ganzheitliche Systemanalyse und Potenziale biogener Kraftstoffe“. Herrsching, E&M-Verlag, 2001

Dreier/Wagner 2001: Th. Dreier, U. Wagner: „Perspektiven einer Wasserstoffwirtschaft“, Teile 1 – 3, Brennstoff-Wärme-Kraft (BWK), Bd. 52 (2000), Nr.12 und Bd.53 (2001), Nr. 3, Nr. 6

Enquete 1989: J. Nitsch, C. Voigt, R. Wurster, „Wasserstoff – Erzeugung, Transport, Speicherung, Nutzung.“ Arbeitsbericht im Rahmen des Studienprogramms für die Enquete-Kommission „Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre“, DLR Stuttgart, LBST Ottobrunn, Oktober 1989

Enquete 1995: Enquete-Kommission „Schutz der Erdatmosphäre“ des Dt. Bundestages (Hrsg.), „Mehr Zukunft für die Erde“, Economica-Verlag 1995.

Hysolar 1989: „HYSOLAR – Solar Hydrogen Energy“ Broschüre zum deutsch-saudi-arabischen Gemeinschaftsprojekt. DLR Stuttgart, Universität Stuttgart, King Abdulaziz City for Science and Technology (KACST), Stuttgart 1989.

Langniß 1994: O. Langniß, „Import von Solarstrom.“ Bericht im Rahmen des IKARUS-Projekts im Auftrag des BMFT, DLR Stuttgart, STB-Bericht, Nr.9, März 1994.

Nitsch/Luther 1990: J. Nitsch, J. Luther „Energiesysteme der Zukunft.“ Springer, Berlin, 1990.

Nitsch/Wendt 1992: J. Nitsch, H. Wendt (Hrsg.), „Bedeutung, Einsatzbereiche und technisch-ökonomische Entwicklungspotenziale von Wasserstoffnutzungstechniken“. Untersuchung im Auftrag des BMFT im Rahmen des HYSOLAR-Projekts, Bonn, Stuttgart, Darmstadt 1992

Nitsch 1997: J. Nitsch, H. Dienhart, O. Langniß: „Entwicklungsstrategien für solare Energiesysteme und die Rolle von Wasserstoff am Beispiel der Bundesrepublik Deutschland“. In: VDI-Bericht 1321, Fortschrittliche Energiewandlung und –anwendung, Band II, 1997.

Nitsch/Rösch 2001: J. Nitsch, C.Rösch u.a.: „Schlüsseltechnologie Regenerative Energien“. Teilbericht im Rahmen des HGF-Verbundprojekts: „Global zukunftsfähige Entwicklung – Perspektiven für Deutschland.“ DLR Stuttgart, ITAS (FZ Karlsruhe), November 2001.

NRW/DLR 2001: „Wasserstoff – Nachhaltige Energie, stationär und mobil“. Broschüre der Landesinitiative Zukunftsenergien NRW in Zusammenarbeit mit DLR Stuttgart, 1. Auflage 2001

Ogden 1993: J.M. Ogden, J. Nitsch, "Solar Hydrogen". In: Johannsson et.al: Renewable Energy – Sources for Fuels and Electricity. Island Press, Washington DC 1993

Pehnt 2002: M. Pehnt, „Ganzheitliche Bilanzierung von Brennstoffzellen in der Energie- und Verkehrstechnik“. Fortschritt-Berichte VDI, Reihe 6: Energietechnik, Nr. 476, VDI-Verlag, Düsseldorf 2002.

Prognos 1991: Prognos AG, FhG-ISI, „Konsistenzprüfung einer denkbaren zukünftigen Wasserstoffwirtschaft“. Untersuchung für das BMFT, Basel, Karlsruhe 1991

Prognos 2000: Prognos AG (Hrsg. „Energierport III – die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt. Schäffer-Poeschel Verlag, Stuttgart, 2000.

SWB: „Solar-Hydrogen – the project in Neunburg vorm Wald“. Broschüre der Solar-Wasserstoff-Bayern. Neunburg vorm Wald

Szyszka 1993: A. Szyszka, J.-P. Behrmann: „The Solar-Hydrogen Project“, Int. J. of Project Management, Vol. 11, No.1, Feb. 1993

TAB 2000: J. Nitsch, F. Trieb, „Potenziale regenerativer Energiequellen“. Studie im Auftrag des Büros für Technikfolgenabschätzung am Deutschen Bundestag, DLR Stuttgart, Stuttgart, Berlin 2000

TAB 2001: D. Oertel, T. Fleischer, „Brennstoffzellen-Technologien: Hoffnungsträger für den Klimaschutz. Technische, ökonomische und ökologische Aspekte ihres Einsatzes in Verkehr und Energiewirtschaft.“ Veröffentlichung des Büros für Technikfolgenabschätzung am Dt. Bundestag. Erich Schmidt Verlag, Berlin 2001.

Technomar 2001: „Brennstoffzellen im Energiemarkt – Entwicklungsstand, Einsatzpotenziale und Auswirkungen auf die Energieerzeugung“. Technomar GmbH München, Energie & Management Herrsching, Dezember 2001

Traube 1991: K. Traube, „Perspektiven des deutschen Energiesystems hinsichtlich des CO₂-Problems“. Untersuchung im Auftrag der Wirtschaftsministerien von NRW und des Saarlands, Bremen, Düsseldorf, Saarbrücken, 1991.

UBA 2002: M. Fishedick, J. Nitsch u.a., „Langfristszenarien für eine nachhaltige Energieversorgung in Deutschland“. Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt, Energie, Wuppertal, DLR Stuttgart, Forschungsvorhaben für das Umweltbundesamt, Berlin Juli 2002

Winter/Nitsch 1989: C.J. Winter, J. Nitsch, „Wasserstoff als Energieträger – Technik, Systeme, Wirtschaft“. Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, New York, 2. Auflage, 1989.

VES 2001: Verkehrswirtschaftliche Energiestrategie. Zweiter Zwischenbericht der Task-Force an das Steering Committee, 13.6.2001