

Neue Energietechnologien – zum Nachdenken

Was kostet Wasserstoff?

Der Energieträger Wasserstoff hat viele Vorteile: Seine umwelt- und klimaökologische Sauberkeit ist zweifellos; er kann aus allen nur denkbaren Primärenergien hergestellt werden, aus Kohle, Erdgas, Kernenergie, Sonne, Wind oder Biomasse; die Herstelltechnologien sind seit vielen Jahrzehnten bekannt und erprobt (Kohlevergasung, Wasserdampf- reformierung von Methan, Elektrolyse) oder in angewandter Forschung und Entwicklung weit fortgeschritten (alle Arten erneuerbaren Wasserstoffs).

Was aber letztlich den Marktdurchbruch von Wasserstoff liefern wird, ist sein Preis. Der Schlüssel liegt in

den Kosten seiner Herstellung, der Größe der Anlagen und damit ihrer Ausbringung [kg H₂/d], den Kosten der eingesetzten Primärenergien [\$/t; \$/kWh; \$/MMBtu, \$/MJ], der Verzinsung des investierten Kapitals. Die *Tafel* zeigt diese Daten, entnommen aus einer Reihe von Studien der letzten zwölf Jahre. Was ist zu sehen?

Zum Vergleich stehen sehr kleine (Labor-)Anlagen und wirklich große Anlagen von mehreren hunderttausend Kilogramm H₂/d; konzentrieren wir uns hier auf die wirklich großen Anlagen. Mit einer Kapitalverzinsung von 10 bis 15 % liegen die niedrigsten Wasserstoffpreise in der Herstellung aus Kohle und Erdgas bei 0,36 bis 1,83 bzw. 2,48 bis 3,17 \$/kg H₂. Nun entspricht 1 kg H₂ energetisch 1 gal Benzin (1 kg H₂ = 119,9 MJ; 1 gal Benzin = 121,7 MJ; 1 gal = 3,785 l), mithin ist die Wirtschaftlichkeit von Wasserstoff an der Tanksäule mit einem derzeitigen (US-)Benzinpreis im Bereich von 2 bis 4 US\$/gal gegeben. Zum Vergleich: 1 gal Superbenzin kostet in Deutschland bei 1,20 €/l und 1,27 \$/€ derzeit 5,77 \$/gal. In Deutschland also wäre Wasserstoff aus Kohle oder Erdgas klar wirtschaftlich!

Study	Energy source	Process	Study year	IRR %	Capital cost M\$	Feedstock cost	Plant output kg H ₂ /d	H ₂ RSP \$/kg
Penner	Natural gas	Steam methane reforming	1998	–	70.0	10.00 \$/MMBtu	236,239	1.84
Rutkowski	Natural gas	Steam methane reforming	2006	–	–	10.00 \$/MMBtu	–	3.01
Rutkowski	Natural gas	Steam methane reforming with sequestration	2005	10.0	180.7	10.00 \$/MMBtu	341,448	2.08
Petri et al.	Nuclear	Electrolysis (base load)	2006	–	–	0.0483 \$/kWh	1,000	4.15
Petri et al.	Nuclear	Electrolysis (off-peak)	2006	–	–	0.0483 \$/kWh	1,000	7.00
Richards et al.	Nuclear MHR	Sulfur-iodine thermochemical	2006	–	–	•	–	1.75
Schultz	Nuclear MHR	Sulfur-iodine thermochemical (low efficiency)	2003	16.5	1,611.4	•	583,000	2.01
Schultz	Nuclear MHR	Sulfur-iodine thermochemical (high efficiency)	2003	16.5	1,894.3	•	723,000	1.87
Giaconia et al.	Solar & NG	Sulfur-iodine thermochemical	2007	8.0	1,480.6	0.27 \$/m ³ NG	86,400	7.53
Glatzmeier et al.	Solar	Photovoltaik electrolysis (5 \$/W)	2010	15.0	54.5	**	1,399	23.27
Glatzmeier et al.	Solar	Photovoltaik electrolysis (0.75 \$/W)	2010	15.0	12.0	**	1,399	5.78
Glatzmeier et al.	Solar	Stirling-dish electrolysis	2010	15.0	22.1	**	1,356	10.49
Glatzmeier et al.	Solar	Power-tower electrolysis	2010	15.0	624.0	**	62,954	6.46
Gray and Tomlinson	Solar	Photovoltaik electrolysis	1998	12.7	5,563.0	**	354,359	6.05
Kolb et al.	Solar	Power-tower electrolysis	2007	14.0	421.0	**	38,356	5.10
Kolb et al.	Solar	Sulphuric acid/hybrid thermochemical	2007	14.0	387.0	**	93,151	2.80
Bockris & Veziroglu	Wind	Electrolysis	2006	25.0	–	0.045 \$/kWh	–	3.33
Levene et al.	Wind	Electrolysis (near term)	2006	10.0	3.0 ^a	0.038 \$/kWh	1,000	5.55
Levene et al.	Wind	Electrolysis (long term)	2006	10.0	0.9 ^a	0.038 \$/kWh	1,000	2.27
Levene et al.	Wind	Electrolysis without electricity coproduction	2005	10.0	499.6	**	50,000	6.03
Levene et al.	Wind	Electrolysis with electricity coproduction	2005	10.0	504.8	**	50,000	5.89
Mann	Biomass	Gasification	2005	10.0	149.3	46 \$/t	139,700	1.77
Padró & Putsche	Biomass	Pyrolysis (low estimate)	1995	–	53.4	46.30 \$/t	72,893	1.06
Padró & Putsche	Biomass	Pyrolysis (high estimate)	1995	–	3.1	16.50 \$/t	2,696	1.86
Padró & Putsche	Biomass	Gasification (low estimate)	1992	–	175.1	46.30 \$/t	194,141	1.04
Padró & Putsche	Biomass	Gasification (high estimate)	1995	–	6.4	16.50 \$/t	1,977	2.05
Gray and Tomlinson	Coal	Coal gasification with sequestration	1998	15.0	417.0	29 \$/t	281,100	0.93
Gray and Tomlinson	Coal	Coal gasification without sequestration	1998	15.0	367.0	30 \$/t	309,500	0.78
Gray and Tomlinson	Coal	Advanced gasification with sequestration	1998	15.0	1,019.0	31 \$/t	354,400	0.27
Kreutz et al.	Coal	Coal gasification with sequestration	2002	15.0	903.2	1.26 \$/GJ	770,700	1.02
Kreutz et al.	Coal	Coal gasification without sequestration	2002	15.0	857.0	1.26 \$/GJ	770,700	0.86
Rutkowski	Coal	Coal gasification with sequestration	2005	10.0	545.6	1.15 \$/GJ	276,900	1.63
Rutkowski	Coal	Coal gasification without sequestration	2005	10.0	435.9	1.15 \$/GJ	255,400	1.34

IRR internal rate of return RSP retail selling price
 – The study did not provide data for this value • Feedstock cost not given ** Renewable energy with feedstock cost included in plant capital
 a The study assumes purchased wind energy and does not include capital cost of turbines

Wo liegen die »Haken«? Die umwelt- und klimaökologischen Kosten blieben unberücksichtigt, CCS (carbon capture and storage) wurde nicht kalkuliert. Würden diese Kosten mitgenommen, schrumpfte die Preisdifferenz zu erneuerbarem Wasserstoff aus Sonne, Wind oder Biomasse zu seinen Gunsten. Allerdings ist hier zu berücksichtigen, dass die Anlagen erneuerbarer Energien weltweit aber auch nicht im entferntesten den Kapazitätserfordernissen genügen, wenn auch erwartet werden kann, dass die Anlagenkosten mit zunehmenden Kapazitäten sinken werden; hinzu kommt, dass Sonne und Wind von Primärenergiemärkten unabhängig sind, präsumtive Preissteigerungen bei Kohle und Erdgas sich mithin zugunsten erneuerbaren Wasserstoffs auswirken werden. Wasserstoff aus Kernenergie ist solange kein ernstzunehmender Wettbewerber, wie die mangelnde gesellschaftliche Akzeptanz gegenüber der Kernenergie nicht überkommen sein wird.

Quelle: J. R. Bartels et al., An economic survey of hydrogen production from conventional and alternative energy sources, Int'l J Hydrogen Energy 35 (2010), p. 8371 – 8384.

(40173) www.itsHYtime.de