

---

NOW-Studie

**„Stand und Entwicklungspotenzial  
der Wasserelektrolyse zur Herstellung  
von Wasserstoff aus regenerativen  
Energien“**

---

**Kurzfassung des Abschlussberichts**

---

Tom Smolinka, Martin Günther (Fraunhofer ISE)  
Jürgen Garcke (FCBAT)



---

Redaktionsstand: 22.12.2010  
(Revision 1 vom 05.07.2011)

# Inhaltsverzeichnis

<b>INHALTSVERZEICHNIS</b>	<b>I</b>
<b>ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS</b>	<b>III</b>
<b>1 AUSGANGSLAGE UND ZIELSETZUNG DER STUDIE</b>	<b>1</b>
1.1.1 Verkehrssektor	2
1.1.2 Elektrizitätswirtschaft	4
<b>1.2 Europäische Wasserstoff-Roadmap</b>	<b>5</b>
<b>2 TECHNOLOGIEN DER WASSERELEKTROLYSE</b>	<b>7</b>
<b>2.1 Grundlagen der Wasserelektrolyse</b>	<b>7</b>
2.1.1 Arten der Wasserelektrolyse	7
2.1.2 Wirkungsgrad eines Elektrolyseurs	7
<b>2.2 Alkalische Elektrolyse</b>	<b>10</b>
2.2.1 Leistungsbereich, Wirkungsgrade und Lebensdauer	10
2.2.2 Teillast, Gasreinheit, Dynamik und regenerative Lasten	12
<b>2.3 PEM-Elektrolyse</b>	<b>13</b>
2.3.1 Leistungsbereich, Wirkungsgrade und Lebensdauer	13
2.3.2 Teillast, Gasreinheit, Dynamik und regenerative Lasten	14
<b>2.4 Hochtemperaturelektrolyse</b>	<b>15</b>
2.4.1 Leistungsbereich, Wirkungsgrad und Lebensdauer	16
2.4.2 Regenerative Lasten	17
<b>3 NATIONALE UND INTERNATIONALE AKTEURE</b>	<b>18</b>
<b>3.1 Aktueller Markt für Wasserstoff und Wasserelektrolyseure</b>	<b>18</b>
3.1.1 Herstellung und Verwendung von Wasserstoff	18
3.1.2 Wasserelektrolyseure in Nischenanwendungen	19
<b>3.2 Hersteller alkalischer Elektrolyseure</b>	<b>20</b>
3.2.1 AEL-Hersteller	20
3.2.2 PEMEL-Hersteller	21
<b>4 KOPPLUNG DER WASSERELEKTROLYSE MIT ERNEUERBAREN ENERGIEN</b>	<b>23</b>
<b>4.1 Technische Anforderungen</b>	<b>23</b>
<b>4.2 Erfahrungen aus F&amp;E-Projekten</b>	<b>24</b>
4.2.1 Nationale Forschungsprojekte seit 1980	24
4.2.2 Nationale Forschungsprojekte seit 2000	25
4.2.3 Europäische Forschungsprojekte	26
4.2.4 Projekte zur Nutzung von Wasserstoff als Abfallprodukt	26

<b>5</b>	<b>TECHNOLOGIEFORTSCHRIBUNG DER ELEKTROLYSETECHNIK</b>	<b>28</b>
<b>5.1</b>	<b>Technologische Fortschreibung</b>	<b>28</b>
5.1.1	Diskussion Stromdichte, Zellspannung und Zellwirkungsgrad	28
5.1.2	Zusammenfassung: Alkalische Elektrolyse	30
5.1.3	Zusammenfassung: PEM-Elektrolyse	31
<b>5.2</b>	<b>Ökonomische Betrachtungen</b>	<b>32</b>
5.2.1	Investitionskosten	32
5.2.2	Wasserstoffgestehungskosten	33
<b>6</b>	<b>HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN</b>	<b>36</b>
<b>6.1</b>	<b>Zusammenfassung Forschungs- und Entwicklungsbedarf</b>	<b>36</b>
6.1.1	Alkalische Technologie	36
6.1.2	PEM-Elektrolyse	38
6.1.3	Hochtemperaturelektrolyse	39
<b>6.2</b>	<b>Handlungsempfehlungen</b>	<b>39</b>
<b>7</b>	<b>ZUSAMMENFASSUNG</b>	<b>43</b>
	<b>LITERATURQUELLEN</b>	<b>46</b>

# Abkürzungsverzeichnis

<b>Fachliche Begriffe</b>	
AEL	Alkalische Elektrolyse
AKW	Atomkraftwerk
BiP	Bipolare Platte
BZ	Brennstoffzelle
CAEL	Chlor-Alkali-Elektrolyse
CGH <sub>2</sub>	Komprimierter gasförmiger Wasserstoff (engl.: compressed gaseous hydrogen)
EE	Erneuerbare Energien
F&E	Forschung und Entwicklung
HER	Wasserstoffentwicklungsreaktion (engl.: hydrogen evolution reaction)
HHV	Brennwert (engl.: higher heating value)
HT	Hochtemperatur
HTEL	Hochtemperatur-Elektrolyse
LH <sub>2</sub>	Flüssigwasserstoff (engl.: liquid hydrogen)
LHV	Heizwert (engl.: lower heating value)
MEA	Membran-Elektroden-Einheit (engl.: membrane electrode assembly)
NT	Niedertemperatur
NTP	Standardbedingungen für Temperatur und Druck (engl.: normal temperature and pressure), hier 25 °C und 1 bar
OER	Sauerstoffentwicklungsreaktion (engl.: oxygen evolution reaction)
PEM	Protonen-Austauschmembran (engl.: proton exchange membrane) oder auch Polymer-Elektrolyt-Membran (engl.: polymer electrolyte membrane)
PEMEL	Protonen-Austausch- oder Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse
PV	Photovoltaik
RT	Raumtemperatur
SOEC	Festoxid-Elektrolysezelle (engl.: solide oxide electrolysis cell)
SOEL	Festoxid-Elektrolyse (engl.: solide oxide electrolysis)
SOFC	Festoxid-Brennstoffzelle (engl.: solide oxide fuel cell)
WGK	Wasserstoffgestehungskosten
WKA	Windkraftanlage
YSZ	Yttrium stabilisiertes Zirkoniumdioxid

<b>Institutionen/Verbände/Firmennamen</b>	
BMBF	Bundesministerium für Bildung, Wissenschaft und Forschung
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMVBS	Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
CEP	Clean Energy Partnership
CETH	Compagnie Européenne Des Technologies De L'Hydrogène
DASA	Deutsche Aerospace Aktiengesellschaft
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
DWV	Deutscher Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verband
EIFER	European Institut for Energy Research
FCH JU	Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking
FhG-ISE	Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE
FZJ	Forschungszentrum Jülich
GE	General Electric
GHW	Gesellschaft für Hochleistungs-Elektrolyseure zur Wasserstofferzeugung
HFP	European Hydrogen & Fuel Cell Technology Platform
JTI	Joint Technology Initiative
KIT	Karlsruher Institut für Technologie
LBST	Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH
NIP	Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie
NOW	Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie
PES	Proton Energy Systems
SHT	Statoil Hydrogen Technologies

---

## Nomenklatur

---

$I$	Stromstärke einer Elektrolysezelle
$IK$	Investitionskosten (eines Elektrolyseurs)
$\dot{n}_{H_2}$	Wasserstoff-Stoffmengenstrom (in Mol)
$P_{EL}$	Elektrische Leistungsaufnahme einer Elektrolysezelle oder eines Elektrolysesystems
$U_{cell}$	Zellspannung einer strombelasteten Elektrolysezelle
$U_{th}$	Thermoneutrale Zellspannung
$\dot{V}_{H_2}$	Wasserstoff-Volumenstrom
$\epsilon_{cell}$	Zellwirkungsgrad (Gesamtwirkungsgrad auf Zellebene)
$\epsilon_{HHV}$	Wirkungsgrad des Elektrolyseprozesses, auf den Brennwert bezogen
$\epsilon_{LHV}$	Wirkungsgrad des Elektrolyseprozesses, auf den Heizwert bezogen
$\epsilon_i$	Faraday'scher Wirkungsgrad (oder auch Stromwirkungsgrad, auf Zellebene)
$\epsilon_v$	Spannungswirkungsgrad (auf Zellebene)
$\eta_A$	Anodische Überspannung
$\eta_K$	Kathodische Überspannung

---

# 1 Ausgangslage und Zielsetzung der Studie

Derzeit werden jährlich ca. 600 Mrd. Nm<sup>3</sup> Wasserstoff produziert - überwiegend über Dampfreformierung von Erdgas, partieller Oxidation von Mineralöl oder Kohlevergasung. Der Hauptteil davon wird direkt am Ort der Erzeugung in der chemischen Industrie verbraucht.

Aktuell stehen Elektrolyseverfahren mit alkalischer und PEM-Technologie in unterschiedlichen Leistungsklassen zur Verfügung. Allerdings sind seit der Einführung der Wasserelektrolyse vor über 100 Jahren bis heute nur wenige tausend Anlagen hergestellt worden. Diese vergleichsweise geringen Aktivitäten lassen sich auf die deutlich höheren Herstellungskosten des elektrolytischen Wasserstoffs gegenüber dem 'fossilen' Wasserstoff zurückführen. Als Resultat hat sich der Stand der Technik bei großen Elektrolyseanlagen in den letzten 40 Jahren nur marginal verändert.

Zukünftig wird Wasserstoff jedoch auch als Energiespeichermedium in dezentralen und zentralen Energiesystemen und als Sekundärenergieträger für unterschiedlichste stationäre, portable und mobile Anwendungen dienen - erzeugt vor allem über die Wasserelektrolyse in Verbindung mit der verstärkten Erschließung erneuerbarer Energien.

Die Umstrukturierung unserer Energieversorgung hin zu erneuerbaren Energiequellen verlangt einen hohen Grad von Verfügbarkeit und Speicherfähigkeit von Sekundärenergieträgern für die Elektrizitätswirtschaft und den Transportsektor. Die im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS) und der Nationalen Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW) durchgeführte Studie GermanHy konnte zeigen, dass bis 2050 ein wesentlicher Teil des benötigten Wasserstoffs aus Windenergie durch elektrochemische Wasserspaltung in Elektrolyseuren hergestellt werden kann [bün08]. Je nach Szenario wird der Bedarf an elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff aus Windenergie mit minimal ca. 35 PJ/a in 2030 (entspricht 3,2 Mrd. Nm<sup>3</sup>/a H<sub>2</sub>, bezogen auf den Heizwert) und 275 PJ/a in 2050 (entspricht 25,4 Mrd. Nm<sup>3</sup>/a H<sub>2</sub>, bezogen auf den Heizwert) prognostiziert [den09], um vor allem den Verkehrsbereich mit Wasserstoff zu versorgen. Dies bedingt eine geeignete und verfügbare Elektrolysetechnologie, die zum jetzigen Zeitpunkt jedoch nicht verfügbar ist.

Die vorliegende Studie soll Wege aufzeichnen, wie die aus GermanHy ableitbaren, notwendigen Stückzahlen an Elektrolyseuren für Deutschland bereitgestellt werden können. Dabei werden vor allem die folgenden Themen bearbeitet:

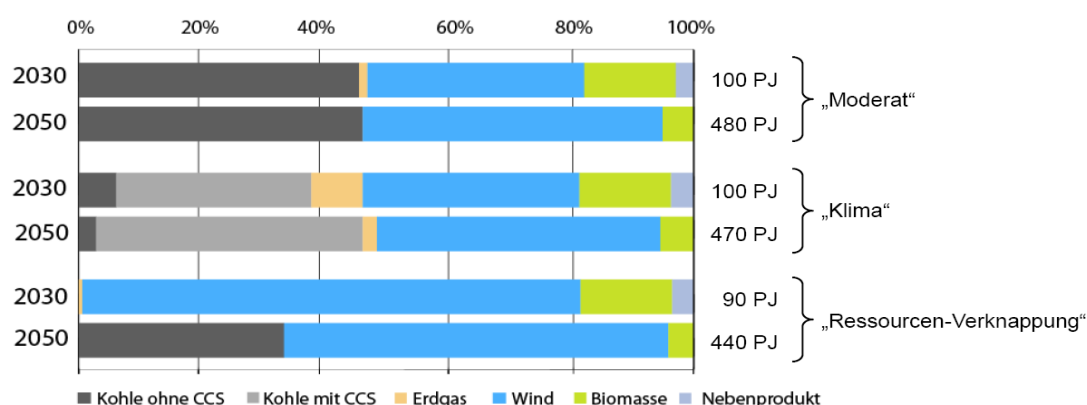
- Darstellung des aktuellen Stands der Forschung, Entwicklung und Technik der wichtigsten Elektrolysetechnologien (national und international),
- Zusammenfassung eines aktuellen Überblicks über den Markt und seine Akteure, inkl. Forschungseinrichtungen,
- Skizzierung mittelfristiger technologischer Entwicklungstrends,
- Konzepte zur Integration und Nutzung regenerativer Energien (Schwerpunkt Windenergie) für die Wasserstofferzeugung und Ableitung von technischen Anforderungen,
- Benennung notwendiger Entwicklungsschritte zur Etablierung der Wasserelektrolyse als wichtiges Element einer Wasserstoffenergiewirtschaft,

- Bewertung der Wettbewerbsposition Deutschlands und Chancen einer nationalen Wertschöpfung,
- Ableitung von Handlungsempfehlungen.

### 1.1.1 Verkehrssektor

Zur Abschätzung der potenziellen Rolle von Wasserstoff in Deutschland, insbesondere im Verkehrssektor bis zum Jahre 2050, hat das BMVBS in Abstimmung mit dem NOW die Studie GermanHy erarbeiten lassen [den09]. Die wesentlichen Ergebnisse der Studie GermanHy unter Berücksichtigung von Randbedingungen wie Ressourcenverfügbarkeit, Effizienz, Kosten, CO<sub>2</sub>-Minderungspotenzial und Importabhängigkeit sind [bün08]:

- Wasserstoff kann bis 2050 im Verkehrssektor einen großen Teil des Energiebedarfs abdecken (Szenario „Moderate Entwicklung“ und „Klimaschutz“ bis zu 23 %; Szenario „Ressourcenverfügbarkeit“ bis zu 40 %).
- Je nach Rahmenbedingungen kann Wasserstoff bis 2050 maximal 70 % der PKW und der leichten Nutzfahrzeuge versorgen.
- Zur Herstellung von Wasserstoff wird ein Primärenergiemix verwendet; kurzfristig spielen Nebenprodukt-Wasserstoff, on-site Erdgasreformierung und Biomassevergasung, sowie langfristig Kohle und Windenergie über Elektrolyse eine Rolle. (vgl. Abbildung 1-1.)
- Die Investitionskosten für den Aufbau einer flächendeckenden Wasserstoffinfrastruktur bis 2030 betragen ca. 1 Mrd. €/a (Euro pro Jahr).
- Die Treibstoffkosten (Wasserstoffkosten) für ein Brennstoffzellenfahrzeug werden bei 3 bis 4 €/ct/km liegen.
- Der Anteil erneuerbarer Energien (EE) an der Wasserstofferzeugung kann im Szenario „Ressourcenverfügbarkeit“ bis 2050 auf > 60 % gesteigert werden. Mit EE-Importen ist eine noch höhere Quote möglich.
- Wind ist wegen der hohen Potenziale die bedeutendste EE-Ressource für Wasserstoff.



**Abbildung 1-1: Anteile der Primärenergieträger an der Wasserstoffproduktion 2030 und 2050 in den drei Szenarien der GermanHy-Studie [bün08]**

In der Studie GermanHy wird davon ausgegangen, dass zentrale Anlagen eine Größe von 20.000 Nm<sup>3</sup>/h (bestehend aus 22 Modulen zu 890 Nm<sup>3</sup>/h) und dezentralen Anlagen von 220 bzw. 890 Nm<sup>3</sup>/h haben. Letztere können den durchschnittliche Bedarf von kleineren (120 t H<sub>2</sub>/a) und größeren (480 t H<sub>2</sub>/a) Tankstellen bei einer Jahresvollnutzungs-



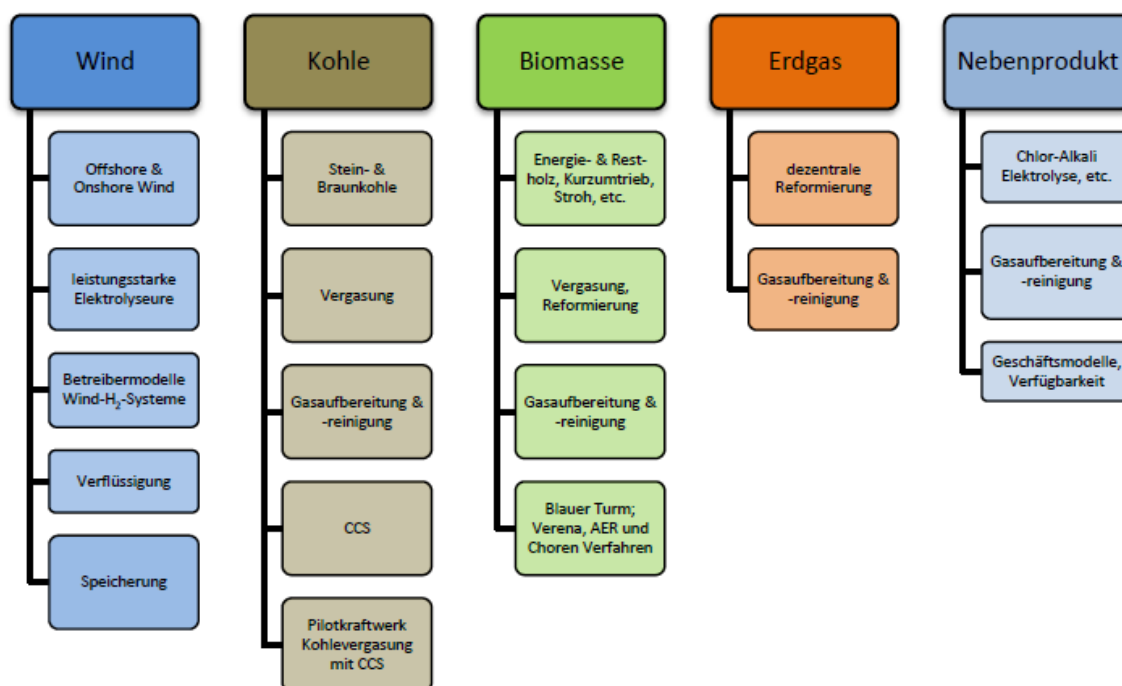
dauer von 6.000 h/a [bün10] decken. Bezogen auf die dezentralen Anlagen lässt sich mit den Daten der Abbildung 1-1 der zukünftige Bedarf an Elektrolyseuren ermitteln, siehe Tabelle 1-1. Die Anzahl der demnach im Jahre 2030 benötigten Elektrolyseeinheiten in Deutschland entspricht in etwa der weltweiten Gesamtproduktion der letzten 100 Jahre. 20 Jahre später (2050) würde der Bedarf in Abhängigkeit des gewählten Szenarios um das Vier- bis Siebenfache steigen.

**Tabelle 1-1: Bedarfsorientierte Sicht gemäß der drei Szenarien von GermanHy für den Herstellungspfad Windenergie/Elektrolyse (kleines/großes Modul: 220 bzw. 890 Nm<sup>3</sup>/h)**

Szenario	2030	2030	2050	2050
	H <sub>2</sub> -Bedarf	Anzahl Module	H <sub>2</sub> -Bedarf	Anzahl Module
Moderat	36 PJ/a	Klein: 2.523 x <i>oder</i>	233 PJ/a	Klein: 16.326 x <i>oder</i>
	3,33 Mrd. Nm <sup>3</sup>	Groß: 624 x	21,55 Mrd. Nm <sup>3</sup>	Groß: 4.036 x
Klima	35 PJ/a	Klein: 2.455 x <i>oder</i>	218 PJ/a	Klein: 15.280 x <i>oder</i>
	3,24 Mrd. Nm <sup>3</sup>	Groß: 607 x	20,17 Mrd. Nm <sup>3</sup>	Groß: 3.777 x
Ressourcen- Verknappung	73 PJ/a	Klein: 5.114 x <i>oder</i>	275 PJ/a	Klein: 19.273 x <i>oder</i>
	6,75 Mrd. Nm <sup>3</sup>	Groß: 1.264 x	25,44 Mrd. Nm <sup>3</sup>	Groß: 4.764 x

Umrechnungsfaktor: 3,6 PJ = 0,333 Mrd. Nm<sup>3</sup> H, bezogen auf den Heizwert von Wasserstoff

GermanHy führt weder detaillierte Diskussionen der technologischen, wirtschaftlichen und umweltbezogenen Chancen und Herausforderungen der verschiedenen Bereitstellungspfade durch, noch werden Handlungsempfehlungen für die Realisierung der Potenziale abgeleitet. Ein unveröffentlichtes NOW-Strategiepapier (September 2009) [bon09] zur Wasserstoff-Produktion leistet eine vertiefende Betrachtung der GermanHy-Herstellungspfade und berücksichtigt dabei auch Produktionsverfahren im frühen F&E-Stadium.



**Abbildung 1-2 Technologiediskussion/Herstellungspfad im NOW-Strategiepapier [bon09]**

Für den Herstellungspfad „Wind“ sind demnach die Elektrolyse, die Elektrizitätserzeugung und die H<sub>2</sub>-Speicherung wichtige Unterthemen. Diesen Unterthemen, insbesondere den Auswirkungen einer fluktuierenden Elektrizitätsbereitstellung aus EE-Quellen auf den Betrieb des Elektrolyseurs und der Anpassung des Elektrolyseprozesses an das benötigte Druckniveau zur Verflüssigung und Druckspeicherung, soll im Rahmen der Studie Rechnung getragen werden.

### 1.1.2 Elektrizitätswirtschaft

Mit dem steigenden Ausbau der regenerativen Energien müssen verstärkt positive und negative Regel- und Reserveleistung bereitgestellt werden. Neben Pumpspeicherkraftwerken und mittelfristig vermutlich verfügbaren adiabaten Druckluftspeicherkraftwerken werden aus heutiger Sicht Wasserstoff basierte Speicher eingesetzt werden. Nur die hohe Speicherdichte von Wasserstoff bietet die Option, zukünftig relevante Mengen an Energie auch im Terrawattstunden-Bereich länger als 1 - 2 Tage zwischenzuspeichern [bmu09].

Netzgekoppelte H<sub>2</sub>-Speicherkraftwerke sind eine Kombination aus Elektrolyseur, Druckspeicherung in ausgesalzenen Salzkavernen und Gasturbine bzw. Gas- und Dampfturbine, zukünftig evtl. in Kombination mit Hochtemperatur- (HT-) Brennstoffzellen. Obwohl in Deutschland dazu noch keine Erfahrungen vorliegen, kann die technische Umsetzbarkeit als gut eingeschätzt werden [cro10]. Allerdings besitzen solche H<sub>2</sub>-Speicherkraftwerke nur einen Gesamtwirkungsgrad von max. 40 %.

Basierend auf Daten diverser Untersuchungen und Studien wird in [bmw09] für 2025 im Maximum ein zusätzlicher positiver Regel- und Reserveleistungsbedarf zwischen 10,5 und 8,0 GW und ein zusätzlicher negativer Regel- und Reserveleistungsbedarf zwischen 8,6 und 6,8 GW erwartet. Die Deckung des zukünftigen Regel- und Reserveleistungsbedarfs wird nicht ausschließlich durch Elektroenergiespeicher erfolgen, sondern auch durch herkömmliche fossile Regelenergiekraftwerke, weitere Erzeugungsanlagen auf EE-Basis wie Biomasse oder Geothermie, Beeinflussung des Endkundenverbrauchs (Demand Side Management) und ggf. Elektrofahrzeuge, die gezielt am Netz geladen (Plug-In-Fahrzeuge) oder auch entladen (Vehicle-to-Grid-Konzept) werden können [bmw09].

Zur Abschätzung des maximalen Bedarfs an Elektrolyseuren werden im Folgenden vereinfachend nur H<sub>2</sub>-Speicherkraftwerke auf der Übertragungsebene betrachtet und Pump- und Druckluftspeicherkraftwerke vernachlässigt. Ferner werden mit 10 %, 25 % bzw. 50 % drei Szenarien für den Anteil dieser Speicher an der Bereitstellung von Regel- und Reserveleistung (Leistungsanteil) bis zum Jahr 2025 zu Grunde gelegt. Zum Vergleich: Die heute in Deutschland verfügbare positive und negative Regel- und Reserveleistung durch Elektroenergiespeicher beträgt ca. 6 % der installierten Kraftwerksleistung [vde07]. Als Anlagengröße für ein H<sub>2</sub>-Speicherkraftwerk wird von 500 MW für die Ein- wie auch Ausspeicherung ausgegangen. Pro Speicherkraftwerk werden 125 Elektrolyseure mit einer Produktionskapazität von 890 Nm<sup>3</sup>/h benötigt, wenn der Energieverbrauch bei 4,5 kWh/Nm<sup>3</sup> H<sub>2</sub> liegt. In Tabelle 1-2 sind die drei Szenarien für das Jahr 2025 zusammenfassend dargestellt.

**Tabelle 1-2: Bedarfsszenarien H<sub>2</sub>-Speicherkraftwerke und Elektrolyseure angelehnt an [bmw09]**

Szenario	Leistungsanteil	Positive Regel-/Reserveleistung [GW]	Negative Regel-/Reserveleistung [GW]	H <sub>2</sub> -Speicherkraftwerk	Anzahl Elektrolyseure @ 890 Nm <sup>3</sup> /h
1	10 %	1,05 - 0,8	0,86 - 0,68	1 - 2	125 – 250
2	25 %	2,63 - 2,0	2,15 - 1,7	4 - 5	500 – 625
3	50 %	5,25 - 4,0	4,3 - 3,4	8 - 10	1.000 – 1.250

Ein Vergleich von Tabelle 1-1 und Tabelle 1-2 zeigt, dass der Bedarf an Elektrolyseuren sowohl für den Transportsektor als auch für die Elektrizitätswirtschaft vergleichbare Größenordnungen für den Zeitraum 2025 - 2030 haben. Allerdings dürfen die Bedarfswerte nicht rein additiv verstanden werden. Eine negative Regel- und Reserveleistung bedeutet eine Wasserstoffproduktion in den Elektrolyseanlagen. Ob der produzierte Wasserstoff dann als Kraftstoff im Verkehr oder als Brennstoff in Gasturbinen genutzt wird, bleibt offen. Die positive Regel- und Reserveleistung könnte auch über andere Quellen zur Verfügung gestellt werden.

## 1.2 Europäische Wasserstoff-Roadmap

In den Jahren 2006/07 wurde unter Leitung der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST) die Studie HyWays [hyw08] erstellt, die eine Wasserstoff-Roadmap für Europa vorgibt. In dieser Studie sind die Ziele, Randbedingungen und Erfahrungen von zehn europäischen Mitgliedsländern bzw. assoziierten Partnern (FR, DE, GR, IT, NL, NO, FI, ES, PL und GB) eingeflossen. Auf europäischer Ebene wurden vor allem die Windenergie und die Kernenergie als Primärenergiequellen zur Wasserstoffproduktion durch Elektrolyse ermittelt. Tabelle 1-3 fasst die wesentlichen Eckpunkte des zukünftigen Wasserstoffbedarfs in der EU zusammen.

**Tabelle 1-3: Anteil der Primärenergieträger an der Gesamtwasserstoffherzeugung in Europa und Deutschland für die Jahre 2030 und 2050 [hyw08]**

Primärenergieträger	2030	2030	2050	2050
	EU*	Deutschland**	EU*	Deutschland**
Gesamt	800 PJ/a	100 PJ/a	4.250 PJ/a	480 PJ/a
Bio	3 %	15 %	15 %	5 %
Wind	1 %	50 %	7 %	48 %
Nuklear	0,5 %	0 %	32 %	0 %
Wind + Nuklear	1,5 %	50 %	39 %	48 %
	120 PJ/a	50 PJ/a	1.650 PJ/a	230 PJ/a

\* Die EU-Werte enthalten auch den deutschen Bedarf.

\*\* Die Werte für Deutschland wurden als Durchschnitt der drei Szenarien berechnet.

Im direkten Vergleich zu Tabelle 1-1 lässt sich für Deutschland eine weitgehende Übereinstimmung mit Werten von GermanHy feststellen. Die Verteilung der Primärenergieträger – vor allem der starke Anteil der Kernenergie – basieren auf der europäischen Energiepolitik der Jahre 2006/07. Aufgrund der zum Zeitpunkt der Studie laufenden

politischen Diskussionen zur Energieversorgung und vor allem zur Rolle der Kernenergie (Bsp. Volksabstimmung in Italien im Juni 2011) wird sich diese Verteilung vermutlich noch verändern.

Der wesentliche Unterschied zwischen dem Herstellungspfad Windenergie/Elektrolyse und Kernenergie/Elektrolyse ist die Verfügbarkeit der Elektrizität (fluktuierende Einspeisung vs. Grundlast). Trotz unterschiedlicher Bewertung von Windenergie und Kernenergie in der EU und in Deutschland potenziert sich auf europäischer Ebene der zukünftige Bedarf an großen Elektrolyseuren mit einer hohen Produktionskapazität. Insbesondere für die langfristige Prognose (2050) wären in Europa mehrere zehntausend installierte Elektrolyseure in der Größenordnung von 900 Nm<sup>3</sup>/h notwendig.

Auf europäischer Ebene wurde mit der Gründung der European Hydrogen & Fuel Cell Technology Platform (HFP) (2003) die Wasserstoffproduktion durch Elektrolyse frühzeitig zu einem inhaltlichen F&E-Schwerpunkt erhoben. Die im EU Implementation Plan vorgegebenen Schwerpunkte wurden später im Multi-Annual Implementation Plan 2008 - 2013 [fch08] des Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU) als Schwerpunktaufgaben H01 (Niedertemperatur-Elektrolyse) und H05 (Hochtemperatur-Elektrolyse) aufgenommen, aber im Fördervolumen deutlich von 100 M€ (NT-Elektrolyse) und 110 M€ (HT-Elektrolyse) auf 6 M€ (NT-Elektrolyse) und 5.5 M€ HT-Elektrolyse) reduziert. Im Mittelpunkt der Bekanntmachungen standen bisher die AEL (2008, 2010), die PEMEL (2008) und die SOEL (2009).

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass bei den betrachteten zehn wichtigen europäischen Staaten in Summe Kohle, Erdgas und – je nach Entwicklung der europäischen Kernenergiepolitik – radioaktives Spaltmaterialien bis 2050 die wesentlichen Primärenergiequellen der Wasserstofferzeugung sein werden. EE-Quellen wie Biomasse und Wind sind in Europa mit 22,5 % im Vergleich zu Deutschland mit 53 % unterdimensioniert. Bis 2030 werden in Europa sogar nur 1,5 % (120 PJ H<sub>2</sub>/a) des H<sub>2</sub>-Bedarfs mittels Elektrolyse plus Windkraft oder Nuklearenergie hergestellt. In Deutschland wird dieser Anteil in 2030 nach GermanHy jedoch bereits 50 % (50 PJ H<sub>2</sub>/a) betragen. Damit werden in Deutschland deutlich früher geeignete Technologien benötigt als im restlichen Europa. Langfristig (2050) lassen sich aber keine gravierenden Unterschiede in der Elektrolysestrategie ableiten. Werden die Anteile der Technologien zusammengezählt, auf die die elektrolytische Wasserstofferzeugung angewiesen ist (Nuklear und Windenergie) relativiert sich zumindest für 2050 die oben dargestellte Differenz. Über die Wasserelektrolyse werden dann in Europa 39 % (1.650 PJ H<sub>2</sub>/a) und in Deutschland 48 % (230 PJ H<sub>2</sub>/a) des Wasserstoffs bereitgestellt.

## 2 Technologien der Wasserelektrolyse

### 2.1 Grundlagen der Wasserelektrolyse

#### 2.1.1 Arten der Wasserelektrolyse

Die relevanten Verfahren der Wasserelektrolyse sind die alkalische Elektrolyse mit einem flüssigen basischen Elektrolyten, die saure Elektrolyse mit einem polymeren Festelektrolyten und die Hochtemperaturelektrolyse mit einem Festoxid als Elektrolyt. Die Reaktionen an der Kathode (Hydrogen Evolution Reaction - HER) und Anode (Oxygen Evolution Reaction - OER) variieren entsprechend der Elektrolysetechnologie und sind in Tabelle 2-1 zusammengefasst.

**Tabelle 2-1: Halbzellenreaktionen, typische Temperaturbereiche und Ladungsträger der drei wesentlichen Arten der Wasserelektrolyse**

Technologie	Temperaturbereich	Kathodenreaktion (HER)	Ladungsträger	Anodenreaktion (OER)
AEL	40 - 90 °C	$2H_2O + 2e^- \Rightarrow H_2 + 2OH^-$	$OH^-$	$2OH^- \Rightarrow \frac{1}{2}O_2 + H_2O + 2e^-$
PEMEL	20 - 100 °C	$2H^+ + 2e^- \Rightarrow H_2$	$H^+$	$H_2O \Rightarrow \frac{1}{2}O_2 + 2H^+ + 2e^-$
HTEL (SOEL)	700 - 1000 °C	$H_2O + 2e^- \Rightarrow H_2 + O^{2-}$	$O^{2-}$	$O^{2-} \Rightarrow \frac{1}{2}O_2 + 2e^-$

Bei der alkalischen Elektrolyse wird das Wasser in der Regel an der Kathodenseite zugeführt, an welcher der Wasserstoff und  $OH^-$ -Ionen entstehen. Letztere durchqueren die mikroporöse oder Anionen-leitende Membran und werden auf der Anodenseite zu Sauerstoff und Wasser umgesetzt.

Bei sauren Elektrolyten (z.B. PEM-Elektrolyse) wird das Wasser i.d.R. an der Anodenseite der Elektrolysezelle zugeführt und in seine Bestandteile zerlegt. Pro Wassermolekül entsteht ein halbes Sauerstoffmolekül, das anodenseitig abgeführt wird und zwei Protonen, die durch eine Protonen leitende Membran zur Kathodenseite transportiert werden und dort unter Aufnahme zweier Elektronen zu einem Wasserstoffmolekül reduziert werden. Bei der Hochtemperatur-Wasserdampf-Elektrolyse wird der Wasserdampf an der Kathode zugeführt und zu Wasserstoff und  $O^{2-}$ -Ionen reduziert. Letztere wandern durch die  $O^{2-}$ -leitfähige Membran zur Anodenseite und werden dort zu Sauerstoff oxidiert.

#### 2.1.2 Wirkungsgrad eines Elektrolyseurs

Ein wesentliches technisches Bewertungskriterium für den Elektrolyseprozess ist der Wirkungsgrad. Allgemein ist der Ansatz zur Definition des Wirkungsgrads einer technischen Anlage das Verhältnis von Nutzen zu Aufwand. Für die Elektrolyse wird der Nutzen in diesem Kapitel nur im produzierten Wasserstoff gesehen. Die Nutzung des produzierten Sauerstoffs und die damit verbundene Erhöhung des Wirkungsgrades sollen hier nicht weiter betrachtet werden. Da Wasser als Edukt flüssig oder dampfförmig zugeführt werden kann, muss zwischen der NT-Elektrolyse (AEL und PEMEL) und der HT-Elektrolyse (SOEL) unterschieden werden. Die folgenden Ausführungen beziehen sich auf die NT-Elektrolyse.

Die Energiezufuhr (= Aufwand) erfolgt über Elektrizität, zusätzliche Wärme wird nicht eingekoppelt. Ferner wird das Wasser i.d.R. flüssig zugeführt, so dass zu entscheiden ist, ob der H<sub>2</sub>-Energiegehalt auf den Brennwert ( $\Delta H_R^0 = \text{HHV} = 3,54 \text{ kWh/Nm}^3$ ) oder auf den Heizwert ( $\Delta H_R^0 = \text{LHV} = 3,00 \text{ kWh/Nm}^3$ ) bezogen wird:

- Wird der im Elektrolyseur erzeugte Wasserstoff in einer nachgelagerten Anwendung energetisch verwertet (Umwandlung in thermische, mechanische oder elektrische Energie), wird nur der Heizwert des Wasserstoffs genutzt. Soll der Gesamtwirkungsgrad der Wandlungskette berechnet werden, muss deshalb der Wirkungsgrad des Elektrolyseurs ebenfalls auf den Heizwert bezogen werden:

$$\varepsilon_{LHV} = \frac{\dot{V}_{H_2} \cdot LHV}{P_{EL}} \quad \text{Gleichung 2-1}$$

- Wird nicht die Gesamtkette betrachtet bzw. der Wasserstoff chemisch verwertet, ist es sinnvoller, den Brennwert des Wasserstoffs zur Berechnung des Wirkungsgrads eines NT-Elektrolyseurs heranzuziehen. Wasser wird als flüssiges Edukt zugeführt, die notwendige Reaktionsenthalpie  $\Delta H_R$  für die Aufspaltung flüssigen Wassers und die Überführung in gasförmigen Wasserstoff entspricht bei Standardbedingungen dem Brennwert der Reaktion.

$$\varepsilon_{HHV} = \frac{\dot{V}_{H_2} \cdot HHV}{P_{EL}} \quad \text{Gleichung 2-2}$$

Der auf den Brennwert bezogene Wirkungsgrad gibt damit an, wie effizient der Elektrolyseur als technischer Apparat funktioniert bzw. wie nah am ideal-reversiblen Zustand er betrieben werden kann. Der auf den Heizwert bezogene Wirkungsgrad dient der systemischen Analyse einer gesamten Prozesskette.

Diese allgemeine Definition des Wirkungsgrades eines Elektrolyseurs kann auf Zellebene vereinfacht werden. Abgeleitet von Gleichung 2-2 lässt sich ein Spannungswirkungsgrad definieren, der den Ohm'schen Verlusten und Überspannungen in einer Elektrolysezelle Rechnung trägt:

$$\varepsilon_V = \frac{U_{th}(T)}{U_{cell}(i, T)} \quad \text{Gleichung 2-3}$$

Der Bezugspunkt ist die thermoneutrale Spannung  $U_{th}$ , die sich aus  $\Delta H_R$  berechnen lässt und von der Temperatur abhängig ist. Praktisch wird für  $\Delta H_R$  immer der Brennwert verwendet, da das Wasser bei der NT-Elektrolyse flüssig vorliegt.

Der Faraday'sche Wirkungsgrad erfasst den Umsatz der Ladung in einer Elektrolysezelle und ist das Verhältnis von der erzeugten H<sub>2</sub>-Stoffmenge zur theoretischen Stoffmenge gemäß dem Faraday'schen Gesetz:

$$\varepsilon_I = \frac{\dot{n}_{real, H_2}}{\dot{n}_{ideal, H_2}} \quad \text{Gleichung 2-4}$$

Der Zellwirkungsgrad eines Elektrolyseurs berechnet sich damit zu:

$$\varepsilon_{cell} = \varepsilon_V \cdot \varepsilon_I$$

**Gleichung 2-5**

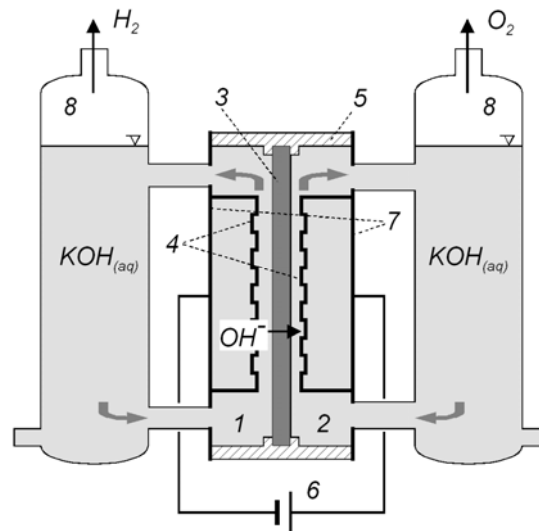
Neben der Angabe des Wirkungsgrades als Verhältnis von Aufwand zu Nutzen wird für die Bewertung eines Elektrolysesystems häufig der spezifische (elektrische) Energieverbrauch in kWh pro erzeugten Nm<sup>3</sup> Wasserstoff angegeben. Dadurch entfällt die Diskussion um die Wahl des Brenn- oder Heizwertes.

Der Wirkungsgrad eines Elektrolyseurs stellt nur ein Bewertungskriterium dar. Weitere wichtige technische Bewertungskriterien sind neben ökonomischen Parametern (z.B. Investitionskosten, Betriebskosten) folgende Parameter:

- Teillastverhalten: In welchem Arbeitsbereich – bezogenen auf die nominelle H<sub>2</sub>-Produktionskapazität – kann der Elektrolyseur betrieben werden? Kann der Elektrolyseur für kurze Zeit bei Überlast gefahren werden?
- Dynamik: Wie schnell kann die Elektrolysezelle bzw. das Elektrolysesystem Transienten in der Leistungsaufnahme folgen? Wie groß sind die Totzeiten des Systems, z.B. beim Anfahren / Aufwärmen des Elektrolyseurs oder beim Wechsel von Stand-by in den Betrieb?
- Lebensdauer: Die Lebensdauer wird unterschieden nach Standzeit (kalendarische Lebensdauer), Betriebsstunden und Anzahl der Anfahr-/Abfahrzyklen. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass einzelne Komponenten wie z.B. der Zellstapel regelmäßig überholt werden müssen.
- Verfügbarkeit: Wie viele Stunden im Jahr ist der Elektrolyseur nicht betriebsbereit bzw. fällt aufgrund notwendiger Wartungsarbeiten bzw. Reparaturen aus?
- Autarkie: Wie autark kann das System betrieben werden? Welche Betriebsmedien sind notwendig (z.B. Stickstoff zum Spülen, Druckluft zum Steuern von Ventilen etc.).

## 2.2 Alkalische Elektrolyse

Der prinzipielle Aufbau einer alkalischen Elektrolysezelle ist in Abbildung 2-1 dargestellt.



**Abbildung 2-1: Prinzipieller Aufbau einer alkalischen Elektrolysezelle**

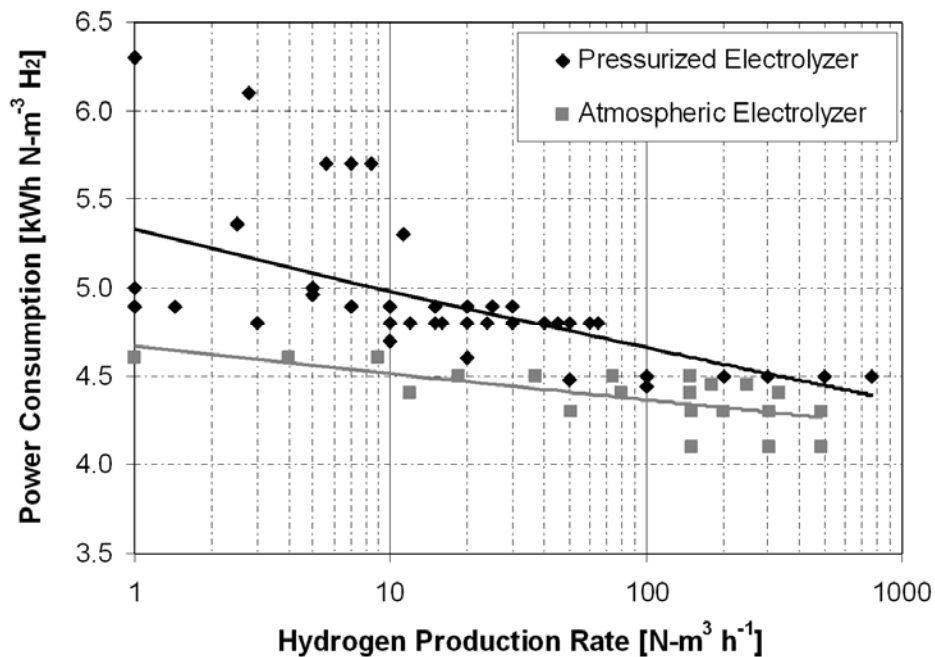
In einer konventionellen Elektrolysezelle bestehen die Elektroden (4) aus perforierten Blechen mit einer möglichst porösen Oberfläche. Die Elektroden sind als Vorbleche nahe an dem Diaphragma positioniert und elektrisch leitend mit den Endplatten (7) (Einzelzelle) bzw. den bipolaren Trennblechen (Zellstapel) verbunden. Zellrahmen (5) dichten die Halbzellen nach außen ab und dienen als Einbettung für das Diaphragma. Die Stromquelle (6) wird über die Endplatten kontaktiert. Beide Halbzellen sind mit einem alkalischen Elektrolyten (wässrige KOH-Lauge mit einer typischen Konzentration von 20 - 40 %) geflutet bzw. werden von dieser Lauge durchströmt. Bevorratet wird die Lauge in separaten Tanks, die gleichzeitig als Gas-Flüssig-Separator dienen. Alkalische Elektrolysezellen arbeiten in der Regel bei etwa 50 °C - 80 °C mit einer Stromdichte von 200 - 400 mA/cm<sup>2</sup>. Entsprechende Zellstapel werden derzeit ausschließlich in Filterpressenbauweise realisiert

### 2.2.1 Leistungsbereich, Wirkungsgrade und Lebensdauer

Kommerziell erhältliche alkalische Elektrolysesysteme werden heute auf Modulebene in einem Leistungsbereich von 1 - 760 Nm<sup>3</sup>/h hergestellt. Dies entspricht einer elektrischen Leistungsaufnahme von ca. 5 kW bis ca. 3,4 MW pro Modul. Für größere Wasserstoffproduktionskapazitäten werden mehrere Elektrolysemodule parallel geschaltet. Das größte je realisierte (drucklose) alkalische Elektrolysekraftwerk mit einer Anlagenleistung von 156 MW (entspricht 33.000 Nm<sup>3</sup>/h) wurde am Assuan-Staudamm in Ägypten errichtet, die größte Anlage für Druckelektrolyseure mit einer Leistung von 22 MW (entspricht 4.700 Nm<sup>3</sup>/h) in Cuzco, Peru.

Wie in Kapitel 2.1.2 dargelegt, wird der Wirkungsgrad eines Elektrolyseurs durch seinen Energieverbrauch zur Herstellung eines Normkubikmeters Wasserstoff dargestellt. In Abbildung 2-2 ist der elektrische Energieverbrauch auf Systemebene über der Modulgröße alkalischer Elektrolyseure aufgetragen. Teilweise ist der Energieaufwand zur H<sub>2</sub>-Reinigung in diesen Werten berücksichtigt.





**Abbildung 2-2: Energieverbrauch alkalischer Elektrolyseure aufgetragen über den Leistungsbe- reich (gemäß Herstellerangaben, Datenbasis 2005-09)**

Aus der Abbildung wird ersichtlich, dass der spezifische Energieverbrauch für die H<sub>2</sub>-Produktion mit größerer Modulkapazität abnimmt, da periphere Komponenten großer Einheiten effektiver arbeiten und somit weniger Energie pro Normkubikmeter Wasserstoff verbrauchen. Ab einer gewissen Größe (ca. 100 Nm<sup>3</sup>/h) lassen sich jedoch aufgrund der Modulbauweise von Elektrolyseuren nur noch sehr geringe Energieeinsparungen erzielen. Atmosphärisch betriebene Elektrolyseure erreichen einen spezifischen Energieverbrauch von 4,1 - 4,5 kWh/Nm<sup>3</sup>. Bezogen auf den Brennwert entspricht dies einem Systemwirkungsgrad von 85 %. Hinzu kommt der Energieverbrauch optionaler Komponenten. Für die Verdichtung von drucklos erzeugtem Wasserstoff auf 30 bar werden bspw. etwa 0,2 kWh/Nm<sup>3</sup> benötigt. Größere Druckelektrolyseure weisen einen spezifischen Energieverbrauch zwischen 4,5 und 5,0 kWh/Nm<sup>3</sup> auf. Durch die elektrochemische Kompression ergeben sich geringere Systemwirkungsgrade von bis zu 78 % (Wirkungsgrad bezogen auf den Brennwert, HHV). Es wird aus der Abbildung 2-2 zudem ersichtlich, dass sich bei großen Anlagen der spezifische Energieverbrauch von drucklosen Elektrolyseuren und Druckelektrolyseuren annähern.

Die Lebensdauer eines alkalischen Elektrolyseurs hängt von den Betriebsparametern und der Betriebsweise ab. Diese wiederum gehen in der Regel auf Kompromisse zurück. So ist eine hohe Laugenkonzentration vorteilhaft für die Ionenleitfähigkeit des Elektrolyten, gefährdet aber durch Korrosion die Langzeitbeständigkeit der verwendeten Materialien und kann durch die Verdrängung von Wasser als Edukt zu Stofftransportlimitierungen führen.

Langzeitbeständige und relativ kostengünstige Materialien erlauben derzeit Betriebstemperaturen bis zu 80 °C. In Versuchsanlagen wurden Temperaturen bis 120 °C erprobt. Auch die Masse der Anlage und die Menge an benötigten Elektrolyten haben einen Einfluss auf die Lebensdauer des Elektrolyseurs. Die dadurch vorgegebene Wärmekapazität der Anlage ist in Kombination mit An- und Abschaltvorgängen zu optimieren.

Insgesamt gelten alkalische Elektrolysesysteme als technisch ausgereift und daher auch als äußerst zuverlässig. Kritischste Komponente ist der Zellstapel. Die Lebensdauer von AEL-Druckstacks mit Kunststoffdiaphragmen erreicht über 50.000 h. Als Regel für alkalische Elektrolyseure gilt eine Generalüberholung alle 7 - 12 Jahre, bei der die Elektroden ersetzt bzw. reaktiviert, sowie die Diaphragmen ausgetauscht werden. Der Großteil der Komponenten wie z.B. die bipolaren Platten können hingegen wiederverwendet werden. Druckelektrolyseure vom Typ LURGI sind teilweise über 20 Jahren ohne Öffnung des Moduls in Betrieb. Die Verfügbarkeit großer Elektrolyseure in industriellen Anwendungen liegt bei 98%.

### 2.2.2 Teillast, Gasreinheit, Dynamik und regenerative Lasten

Die meisten Hersteller geben an, dass alkalische Elektrolyseure bis in einem Teillastbereich von 20 - 40 % arbeiten können. Dieser Betriebsmodus wirkt sich jedoch negativ auf die Gasqualität aus, wenn alkalische Elektrolyseure über einen längeren Zeitraum im unteren Teillastbereich gefahren werden. Die Hauptursache für die Verunreinigungen sind gelöste Gase in den der Zelle wieder zugeführten Laugenströmen, deren Zirkulation nahezu unabhängig von der Auslastung des Elektrolyseurs ist. Damit erhöht sich bei Teillastbetrieb der relative Anteil des jeweiligen Fremdgases im Vergleich zu den produzierten Gasen. Vor allem bei intermittierendem Betrieb mit regenerativen Energiequellen können diese Verunreinigungen in den Produktgasen eine sicherheitsbedingte, automatische Abschaltung des Elektrolyseurs bei ca. 2 %  $H_2$  in  $O_2$  nach sich ziehen [jan04] [sch04]. Aufgrund der mit dem Druck ansteigende Querdiffusion über den Separator verstärkt sich dieser Effekt zusätzlich bei hohen Betriebsdrücken. Durch die höhere  $H_2$ -Mobilität kommt es auf der Anode zu stärkeren Verunreinigungen.

Nach Schug [sch98a] kann dieser Verunreinigungseffekt durch eine angepasste Regelung des Laugenstroms verringert werden. Wirkungsvoller sollte jedoch eine komplette Trennung der beiden Laugenströme sein. Damit könnte die untere Grenze für den Teillastbereich auf ca. 5 % gesenkt werden. Bei AELs mit Anionen-Austauschermembranen ist dieser Effekt aufgrund des Fehlens des Katholytkreislaufes unterdrückt.

Für die Dynamik sind die Komponenten des Gesamtsystems der kritische Faktor. Die elektrochemischen Vorgänge in der Zelle reagieren praktisch verzögerungsfrei auf Lastsprünge. Die Zeitkonstanten nachgeschalteter Systemkomponenten, wie Laugenpumpen, Druckregler oder Produktgas-Separatoren sind jedoch wesentlich größer. Daher ist es notwendig, das dynamische Verhalten dieser Komponenten so zu optimieren, dass Lastsprünge im gesamten Leistungsbereich störungsfrei gefolgt werden kann. Dazu trägt z.B. auch die Optimierung der Wärmekapazität des Systems bei. Bei kleiner Wärmekapazität können z.B. Temperaturtransienten schneller durchschritten werden. Obwohl Lastsprünge von der elektrochemischen Seite kein Problem darstellen, können diese mit der Zeit aufgrund mechanischer Beanspruchungen infolge von Temperaturänderungen zur Lebensdauerreduzierung führen.

Das Abschalten eines alkalischen Elektrolyseurs in den Ruhestrombereich (Stand-by, Herunterfahren) führt insbesondere bei Druckelektrolyseuren in Folge von Querdiffusion der in der Anlage verbliebenen Produktgase ( $H_2$ ,  $O_2$ ) zu deren Anreicherung im jeweiligen Fremdgas. Dadurch wird die Gasreinheit herabgesetzt. Ein Wiederaufahren kann ein aufwändiges Spülen, vorzugsweise mit einem Inertgas, erfordern. Häufiges An- und Abfahren senkt somit den energetischen Wirkungsgrad, da durch das Totvolumen und das Spülen Gasverluste auftreten. Ferner kommt es mit der Zeit durch die Gasrekombination

zu Wasser und durch Undichtigkeiten zum Druckabfall. Es kann sich sogar ein Vakuum ausbilden, welches zu einer weiteren mechanischen Beanspruchung der Materialien führt.

## 2.3 PEM-Elektrolyse

Der allgemeine Aufbau einer PEM-Elektrolysezelle ist in Abbildung 2-3 dargestellt. Die Zelle besteht aus einer Anode (Sauerstoffproduktion) und einer Kathode (Wasserstoffproduktion), welche durch eine saure Protonaustauschmembran (PEM, engl.: proton exchange membrane) voneinander getrennt sind.

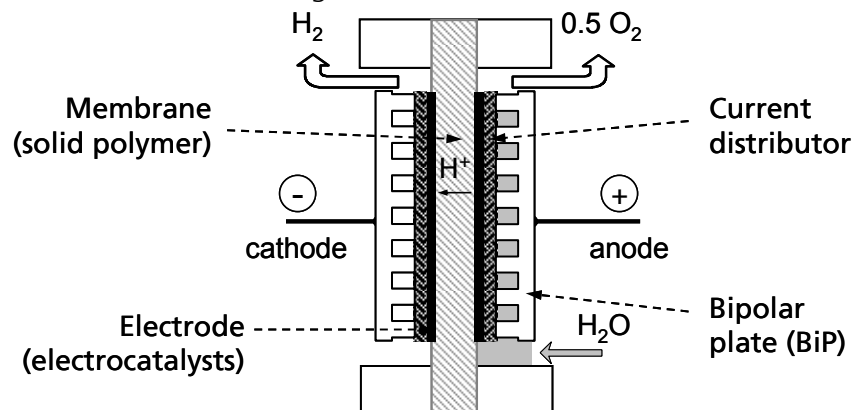


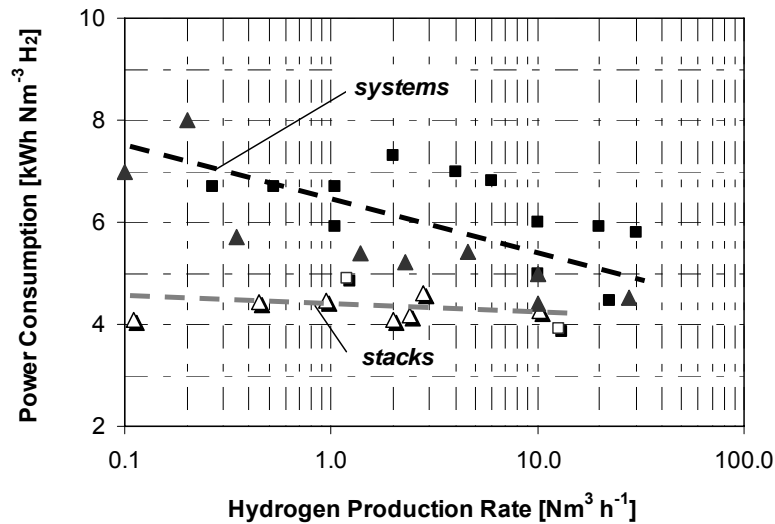
Abbildung 2-3: Funktionsprinzip einer PEM Elektrolysezelle

In den meisten Zellen wird die Elektrode direkt auf die Membran aufgebracht. Diese Anordnung bildet die wichtigste Komponente einer PEM-Elektrolysezelle, die MEA (engl.: membrane electrode assembly). Auf beiden Seiten der MEA befinden sich poröse Stromableiter, die den Stromfluss zu den Elektroden ermöglichen und für die Produktgase, sowie für Wasser durchlässig sind. Die bipolaren Platten rahmen die beiden Halbzellen ein und sind mit einem so genannten Flowfield ausgestattet, um den Transport von flüssigem Wasser zur Zelle und das Entweichen der Produktgase zu gewährleisten.

### 2.3.1 Leistungsbereich, Wirkungsgrade und Lebensdauer

PEM-Elektrolyseure haben sich heute vor allem in Nischenanwendungen und im kleinen Leistungsbereich gegenüber alkalischen Elektrolyseuren durchsetzen können, vergleiche mit Kapitel 3. Auf Modulebene werden aktuell PEMEL-Systeme von 0,06 - 30 Nm<sup>3</sup>/h und mit einer maximalen elektrischen Leistungsaufnahme bis ca. 150 kW pro Modul angeboten. Dies ist im Vergleich zum Leistungsbereich der alkalischen Elektrolyse sehr klein.

Der spezifische Energieverbrauch eines Stacks pro produzierten Normkubikmeter H<sub>2</sub> variiert zwischen 3,9 und 5,1 kWh. Der spezifische Energieverbrauch für Systeme bis zu 1 Nm<sup>3</sup>/h liegt daher typischerweise zwischen 6 und 8 kWh/Nm<sup>3</sup> H<sub>2</sub>. Für größere Systeme (> 10 Nm<sup>3</sup>/h) liegt der Energieverbrauch unter 6 kWh/Nm<sup>3</sup> Wasserstoff. An dieser Stelle muss jedoch beachtet werden, dass kommerzielle PEM-Elektrolyseure überwiegend in Anwendungen eingesetzt werden, in denen der Gesamtwirkungsgrad nicht von entscheidender Bedeutung ist.



**Abbildung 2-4: Spezifischer Energieverbrauch von Stacks und PEM-Elektrolysesystemen, aufgetragen gegen die Wasserstoffproduktionsrate (□ kommerzielle Stacks, △ Stacks in der Entwicklung, ■ kommerzielle Systeme, ▲ Systeme in Entwicklung)**

Die Lebensdauer von PEM-Elektrolysezellen (und -systemen) konnte in den letzten 10 Jahren deutlich verbessert werden. Durch die endotherme Reaktion und die Zirkulation des Speisewassers lässt sich die thermische Betriebsführung gut beherrschen und die Gefahr von lokalen Überhitzungen ist gering, solange eine gleichmäßige Verteilung des Stroms über die Elektroden stattfindet. Hinsichtlich der Lebensdauer stellt die Membran die kritische Komponente dar.

### 2.3.2 Teillast, Gasreinheit, Dynamik und regenerative Lasten

Allgemein ermöglicht die PEM-Elektrolyse im Vergleich zur AEL einen größeren Teillastbereich. Die untere Grenze ergibt sich wie bei der AEL aus der tolerierbaren Grenze der Gasreinheit am Ausgang der Elektrolysezelle und – sofern der produzierte Wasserstoff energetisch genutzt wird – dem elektrischen Eigenverbrauch der Systemkomponenten. Auf Zell- bzw. Stackebene wird häufig der untere Teillastbereich mit 0 % spezifiziert, d.h. die Fremdgaskonzentration erreicht auch bei minimaler Teillast keine kritischen Werte. In energietechnischen Anwendungen wird durch den Eigenverbrauch der Peripherie die untere Grenze auf ca. 5 % der nominellen Leistung abgeschätzt. Darüber hinaus tolerieren PEM-Elektrolyseure ebenfalls kurzzeitige Überlasten.

Wie in einer AEL-Zelle kommt es jedoch in einer PEMEL-Zelle zu Diffusionsvorgängen über die Membran. Unabhängig von der Stromdichte ist die Permeation von  $H_2$  zur Anode und  $O_2$  zur Kathode eine Funktion der Partialdruckdifferenzen und der Temperatur. Wird die Stromdichte herabgesetzt, entsteht nach den Faraday'schen Gesetzen weniger Wasserstoff. Die Diffusionsrate ändert sich jedoch nicht, wodurch die Fremdgaskonzentration in der Halbzelle ansteigt. Bei  $80\text{ °C}$  und Normaldruck beträgt die  $H_2$ -Permeationsrate in Nafion 117 – dem typischen Membranmaterial der PEMEL –  $1,25 \cdot 10^{-4} \text{ cm}^3/(\text{s} \cdot \text{cm}^2)$ , was einer  $H_2$ -Stromdichte von  $0,002 \text{ A/cm}^2$  entspricht. Die Permeationsrate steigt linear mit dem Druck, so dass bei 200 bar der  $H_2$ -Verlust schon bei  $0,4 \text{ A/cm}^2$  (!) liegt [koc02]. Die Sauerstoff-Permeation ist erheblich geringer [sak86]. Die Permeation von Fremdgasen wird auch durch das Zelldesign beeinflusst. Bei zu großem mechanischem Stress verringert sich die Membrandicke, bzw. Hot-Spots ermöglichen eine verstärkte Diffusion. Insgesamt erreicht die Gasreinheit im Betriebspunkt am  $H_2$ -

Zellausgang Werte von 2.8 bis 4.0. Auf der Sauerstoffseite ergeben sich höhere Fremdgasanteile.

Das schnelle dynamische Verhalten wird als ein wesentlicher Vorteil der PEM-Elektrolyse gesehen. Auf Zellebene werden Transienten in der elektrischen Leistungsaufnahme praktisch verzögerungsfrei gefolgt. Die Systemperipherie (Zirkulationspumpe, Flüssig-Gasseparatoren) weist höhere Zeitkonstanten auf, hat aber im Vergleich zur AEL eine geringere thermische Kapazität. Dadurch kann der Betriebspunkt gut einem intermittierenden Leistungseintrag folgen. Ferner erreicht ein PEM-Elektrolyseur in der Startphase schnell die Betriebstemperatur.

Im Stand-by-Zustand oder beim Abschalten der Wasserstoffproduktion treten in Stack und System Effekte auf, die auch aus der AEL-Technologie bekannt sind:

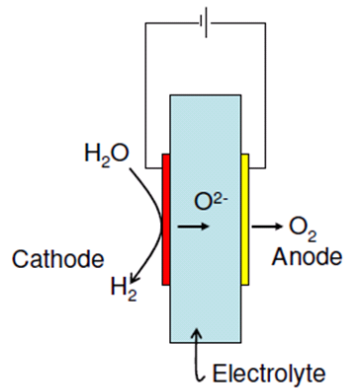
- Diffusionsprozesse über die Membran erhöhen die Fremdgaskonzentration. Insbesondere ist die Permeation von Wasserstoff bei höheren Temperaturen und Drücken nicht vernachlässigbar, allerdings kommt es parallel dazu auch zu einer schnellen Rekombination von  $O_2$  und  $H_2$  zu  $H_2O$  an den Elektroden.
- Die Rekombination führt zu einer Druckabnahme in den beiden Halbzellen, die unterschiedlich schnell ablaufen kann (unterschiedliche Diffusionsgeschwindigkeiten); Vakuum- und auch Druckdifferenzen können mechanischen Stress vor allem an der eingebetteten Membran verursachen.
- Durch die fehlende Wärmeentwicklung kommt es im Stand-by zu einem Abkühlen des gesamten Systems, beim Anfahren kommt es wieder zu einer Erwärmung; dieses thermische Zyklieren kann sich negativ auf die Lebensdauer der Komponenten auswirken (z.B. Versagen von Dichtungen).

## 2.4 Hochtemperaturelektrolyse

Erste Entwicklungen im Hochtemperatur-Elektrolysebereich mit der Solide Oxide Electrolysis Cells (SOEC) gehen auf General Electric (GE, 1968) und das Brookhaven National Laboratory (1970) zurück. In Deutschland wurde diese Technologie durch Dornier entwickelt und zwischen 1975 und 1987 durch das BMBF im Projekt HOT ELLY (High Operating Temperature ElectroLYsis) unterstützt [doe80]. Dornier hat diese Entwicklungen im Jahre 1990 beendet. In den folgenden Jahren konzentrierte sich die Forschung in Deutschland auf die Hochtemperatur- (HT-) Brennstoffzellen, den Solide Oxide Fuel Cells (SOFC). Da bei diesen hohen Temperaturen in einer Festoxidzelle sowohl die Wasserspaltung als auch die Knallgasreaktion elektrochemisch ablaufen können, profitierte die SOEL<sup>1</sup> von den Fortschritten im SOFC-Bereich. Verglichen zur AEL und PEMEL befindet sich die HTEL jedoch noch im Stadium der Grundlagenforschung. In den letzten Jahren ist das Interesse an der HT-Elektrolyse deutlich gewachsen, was sich in Projekten wie den EU-Projekten RelHy und Hi2H2 [doe04], Aktivitäten am INET der Tsinghua University (CN), am KIER (KR), an der Kyushu University (JP) und der amerikanischen DOE Nuclear Hydrogen Initiative (US) widerspiegelt.

---

<sup>1</sup> Analog zum festen Begriff der SOFC wird in der Literatur häufig die Abkürzung SOEC (solide oxide electrolysis cell) benutzt, auch wenn damit häufig der allgemeine Begriff Festoxid-Elektrolyse gemeint ist. In diesem Bericht wird zur einheitlichen Handhabung und in Analogie zur AEL und PEMEL die Abkürzung SOEL verwendet



**Abbildung 2-5: Prinzipieller Aufbau einer HTEL-Zelle [ish09]**

Der Aufbau einer Hochtemperaturelektrolysezelle ist in Abbildung 2-5 dargestellt. Sie zeigt alle wesentlichen Elemente der Elektrolysezelle: Die Kathode, die Anode und die Membran, durch die  $O^{2-}$ -Ionen von der Kathode zur Anode wandern.

Neben einer schnellen Kinetik ist die Wasserelektrolyse bei hohen Temperaturen auch aus thermodynamischer Sicht von Vorteil. Während der Gesamtenergiebedarf  $\Delta H_R$  mit steigender Temperatur nur langsam ansteigt, fällt der Gesamtelektrizitätsbedarf  $\Delta G_R$  deutlich – es wird also ein zunehmender Anteil des Energiebedarfs durch Wärme gedeckt. Die hohen Temperaturen von 800 - 1000 °C fördern die endotherme Zersetzung von Wasser und reduzieren somit den Elektrizitätsbedarf um bis zu 25 % [ise81]. Die theoretische Zersetzungsspannung  $U_{rev}$  sinkt auf Werte um 1,0 V. Die Hochtemperaturelektrolyse wird somit interessant, wenn viel Abwärme aus externen Prozessen, wie z.B. Geothermie, Solarthermie oder auch Kraftwerksprozessen zur Verfügung steht. Darüber hinaus kann durch Rekuperation der Wärme und den Einsatz einer hocheffizienten Isolierung des Systems der Prozess auch ohne HT-Quelle betrieben werden, sofern die Wärmeverluste durch elektrisches Nachheizen ausgeglichen werden [doe10]. Die Nachteile der HTEL sind die langen Anfahrzeiten der Anlage und die mechanisch/chemischen Materialprobleme, wie sie auch von der SOFC bekannt sind.

### 2.4.1 Leistungsbereich, Wirkungsgrad und Lebensdauer

Zurzeit existieren noch keine kommerziellen Anlagen. Das derzeit größte Laborsystem hat eine Wasserstoffproduktionsrate von 5,7 Nm<sup>3</sup>/h bei einer Leistung von 18 kW.

Der Wirkungsgrad der HT-Elektrolyse hängt von den gewählten Betriebsbedingungen ab, d.h. primär von der Stromdichte, die die reale Zellspannung bestimmt. Tubulare Einzelzellen im Hot Elly-Programm erreichten bei 1.000 °C Stromdichten von 0,2 - 0,4 A/cm<sup>2</sup> bei Zellspannungen von 1,05 - 1,2 V [doe85]. Neuere planare Zelltechniken ermöglichen wesentlich höhere Stromdichten [sch08]. Sinterzellen mit YSZ-Elektrolyt wurden im Hi2H2-Projekt bei 680 - 1000 °C und hohen Stromdichten > 2,0 A/cm<sup>2</sup> getestet. Die Zellspannungen lagen dabei unterhalb der thermoneutralen Spannung. Mit plasma-gespritzten Zellen auf ferritischen Substraten der Firma Plansee konnten bei 1 A/cm<sup>2</sup> Zellspannungen von < 1,3 V bei 850 °C und < 1,4 V bei 800 °C erreicht werden [sch08]. Informationen zur Lebensdauer in der SOEL liegen nur beschränkt und lediglich auf Laborbasis vor. Ausgehend von einer geforderten Betriebsdauer von mindestens 40.000 h, muss die Degradationsrate deutlich unter 10  $\mu$ V/h liegen. Im EU-Projekt Hi2H2 wurden Einzelzellen bis max. 2.500 h und Shortstacks (fünf Zellen) bis max. 3.500 h betrieben. Beim Fünfzeller lag die Degradation während der ersten 2.000 h bei etwa 15 % pro 1.000 h und während der folgenden 1.500 h bei etwa 6 % pro 1.000 h (0,3 A/cm<sup>2</sup> und

800 °C). Für Einzelzellen lag die Degradationsrate bei etwa 2 % pro 1.000 h. Bei höheren Stromdichten nimmt die Lebensdauer gravierend ab. Die Hauptursache von Lebensdauerreduktionen sind bei den Elektroden: Delamination, Deaktivierungen durch Verunreinigungen (Cr, Mn, Si) und beim Elektrolyten Struktur- und Leitfähigkeitsänderungen.

#### **2.4.2 Regenerative Lasten**

Laständerungen führen generell zu Änderungen der Joule'schen Verlustwärme und damit zu Temperaturänderungen im Stack. Auf die daraus resultierenden mechanischen Spannungen reagiert die keramische SOEL-Zelle aufgrund der Bildung Lebensdauer reduzierender Mikrocracks wesentlich sensibler als z.B. die polymeren Membrane in der PEMEL.

Obwohl auch die SOEL elektrischen Laständerungen sehr schnell folgt, ist die Dynamik durch die mechanischen, Lebensdauer reduzierenden Probleme eingeschränkt. Dies gilt auch für Sprünge im Teillastbereich.

Beim An- und Abfahren der SOEL kommt es ebenfalls zu temperaturbedingten mechanischen Spannungen. Daher muss das Abschalten und Anfahren sehr langsam erfolgen. Generell sollte eine Temperatur von 600 °C nicht unterschritten werden [mog09]. Diese untere Temperaturgrenze erlaubt ein ausreichend schnelles Anfahren aus dem Stand-by-Zustand eines SOEL-Systems. Durch die beschränkte Dynamik erscheinen aus technischer Sicht regenerative Stromquellen für die HT-Elektrolyse weniger gut geeignet als Grundlaststrom.

## 3 Nationale und internationale Akteure

### 3.1 Aktueller Markt für Wasserstoff und Wasserelektrolyseure

#### 3.1.1 Herstellung und Verwendung von Wasserstoff

Wasserstoff wird heutzutage im Wesentlichen für die Synthese chemischer Verbindungen und bei Reduktionsreaktionen in der Metallurgie benötigt. Weiterhin dient Wasserstoff als Edukt bei der Verarbeitung von Rohöl zu Kraft- und Brennstoffen und hochwertigen Chemieprodukten. Der weltweite jährliche Verbrauch von Wasserstoff wurde im Jahre 2003 auf 500 - 600 Mrd. Nm<sup>3</sup>/a geschätzt [nit03]. Dies entspricht ca. 1,5 % des weltweiten Primärenergieverbrauchs und ist damit aus energetischer Sicht vernachlässigbar. Abbildung 3-1 zeigt die prozentuale Aufteilung der Wasserstoffnutzung nach den Weltregionen für das Jahr 2006 [sri07].

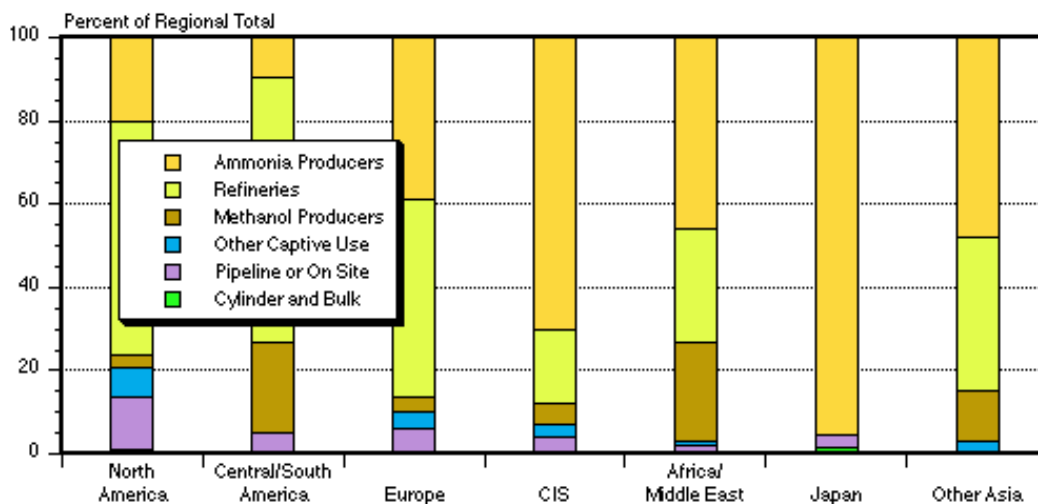


Abbildung 3-1: Aufteilung der Wasserstoffnutzung nach Einsatzzweck und Regionen für das Jahr 2006 [sri07]

Mit einem Drittel der weltweiten H<sub>2</sub>-Produktion ist der Haupteinsatzbereich die Ammoniak-Produktion, gefolgt von dem Einsatz in der Mineralölindustrie zur Herstellung bzw. Veredelung von Kraftstoffen. Kleinere Mengen werden in der Halbleiterindustrie, der Metallurgie, der Fetthärtung, der Direktreduktion von Eisenerz und der Pharmazie benötigt. Ferner findet Wasserstoff Verwendung in der Schmuckindustrie, beim Schweißen, in Kraftwerksanlagen und im Laborbereich.

Mit ca. 90 % wird der überwiegende Anteil der H<sub>2</sub>-Produktion direkt vor Ort als Eigenbedarf in Raffinerien weiterverarbeitet [tom08], ohne dass er direkt gehandelt wird. Bisher konnte dieser Wasserstoffbedarf intern aus Nebenprodukten gedeckt werden. Zukünftig muss jedoch zunehmend mit Engpässen gerechnet werden, so dass zusätzlich Wasserstoff bedarfsgerecht hergestellt werden muss [sri07]. Die verbleibenden 10 % der Jahresproduktion werden an Endkunden weiterverkauft und entweder als „bulk“ über Pipelines, unter Druck in Gasflaschen oder flüssig in Tanks geliefert. Oder aber „on site“ direkt vor Ort produziert. In den letzten Jahren wurde nach [sri07] die Wasserstoffversorgung bei Endanwendern zunehmend an Gasversorger ausgelagert. Die weltweit



wichtigsten Gaslieferanten sind Linde – als größter globaler Gasproduzent – gefolgt von Air Liquide, Air Products und Praxair. Nachgefragt wird dieser Wasserstoff vor allem von industriellen Endkunden mit geringerem H<sub>2</sub>-Bedarf aus der Elektronik, Glas- und Schmuckindustrie und Spezialanwendern (z.B. LH<sub>2</sub> als Raketentreibstoff). Für die regionale Versorgung < 200 km wird Wasserstoff komprimiert als CGH<sub>2</sub> transportiert. Für größere Distanzen wird der Transport als LH<sub>2</sub> bevorzugt.

In den nächsten Jahren ist mit einem stetig steigenden Wasserstoffbedarf zu rechnen. Schätzungen gehen von einem Bedarf von bis zu 900 Mrd. Nm<sup>3</sup>/a weltweit bereits in 2011 aus (Datenbasis 2007) [sri07]. Gründe sind:

- der steigende Bedarf an Raffinerieprodukten und damit an Wasserstoff als Edukt,
- verschärfte Umweltauflagen und damit ein höherer Bedarf an Wasserstoff beispielsweise für die Entschwefelung von Diesel und Benzin,
- Zunahme der schweren Rohölfraktionen und damit sinkender H<sub>2</sub>-Anteil in der Fraktion,
- sowie verstärkte Aktivitäten in den Bereichen Ölsandaufbereitung, gas-to-liquids und Kohlevergasung, für die große Mengen Wasserstoff benötigt werden.

### 3.1.2 Wasserelektrolyseure in Nischenanwendungen

Die elektrolytische Wasserspaltung wird derzeit insbesondere zur Erzeugung hochreinen Wasserstoffs in Spezial- und Nischenanwendungen eingesetzt. Aus heutiger Sicht ist in industriell entwickelten Regionen elektrolytisch erzeugter Wasserstoff nicht konkurrenzfähig zu konventionell erzeugtem Wasserstoff. Alleine die Stromgestehungskosten mit 4 ct/kWh entsprechen heute in etwa den Wasserstoffgestehungskosten auf Basis der Dampfreformierung von Erdgas [nit03]. Im letzten Jahrhundert wurden größere Elektrolyseanlagen vor allem dann realisiert, wenn preiswerte Elektrizität aus Wasserkraft in Regionen mit einem unterentwickelten Verbundnetz zur Verfügung stand. Der Wasserstoff wurde überwiegend zur Düngemittelherstellung verwendet. Tabelle 3-1 gibt einen Überblick über die wichtigsten Projekte.

**Tabelle 3-1: Realisierte Großanlagen zur Wasserstoffherstellung aus Elektrolyse**

Land	Kapazität	Leistung	Typ	Anzahl	Bauzeit
Simbabwe / Kwe-Kwe	21.000 Nm <sup>3</sup> /h	~ 95 MW	Lurgi	28	1972 – 74
Norwegen / Glomfjord	27.100 Nm <sup>3</sup> /h	~ 142 MW	Norsk Hydro	ca. 150	1949 (außer Betrieb 1980)
Norwegen / Rjukan	27.900 Nm <sup>3</sup> /h	~ 142 MW	Norsk Hydro	ca. 150	1929 (außer Betrieb 1971)
Ägypten / Assuan	32.400 Nm <sup>3</sup> /h	160 MW	BBC/DEM AG	132	1965 – 70
Peru / Cuzco	4.700 Nm <sup>3</sup> /h	22 MW	Lurgi	7	?
Canada / Trail	21.000 Nm <sup>3</sup> /h	?	Trail	?	?
Indien / Nangal	30.000 Nm <sup>3</sup> /h	~ 142 MW	De Nora	?	bis 1961

## 3.2 Hersteller alkalischer Elektrolyseure

### 3.2.1 AEL-Hersteller

**Tabelle 3-2: Übersicht der Hersteller von alkalischen Elektrolysesystemen mit Angabe der Baureihe, Betriebsdruck, Produktionsrate, Verfügbarkeit und Anzahl gebauter Anlagen.**

Hersteller	Baureihe (Betriebsdruck)	H <sub>2</sub> -Rate [Nm <sup>3</sup> /h]	Status (Anzahl verkaufter Systeme)
AccaGen (CH)	AGE (10/30/200 bar)	1 - 100	kommerziell, (< 70)
	AGE light	0,25 - 2,0	kommerziell, in Vorbereitung
Acta (IT)	EL (15 bar)	0,1 - 1,0	kommerziell, in Vorbereitung
Avalence (US)	Hydrofiller (- 340 bar)	0,35 - 4,6	kommerziell, in Vorbereitung
	Hydrofiller 5000	139	in Entwicklung
ELT (DE)	Bamag (atm)	3 - 330	kommerziell, (> 400)
	Lurgi (30 bar)	120 - 760	kommerziell, (> 100)
	NeptunH <sub>2</sub> (60 bar)		in Planung
H2 Logic (DK)	x.00 (4/12 bar)	0,66 - 42,6	kommerziell
Hydrogenics (CA)	HySTAT-A (10/25 bar)	10 - 60	kommerziell (~ 1200)
PERIC (CN)	CNDQ (15 bar)	5 - 10	kommerziell
	ZDQ (15 – 32 bar)	5 - 300	kommerziell (~ 500)
PIEL (IT)	Standard, MP, HP (3/8/18 bar)	1 - 16	alle Serien kommerziell
Sagim (FR)	BP-100, BP-MP, MP-8 (4/8/10 bar)	0,5 - 10	alle Serien kommerziell (~ 300)
Statoil Hydrogen Technologies (NO)	50xx (atm)	50 - 485	kommerziell (> 500)
	HPE (15 bar)	10 - 65	Serie eingestellt
	PME/HPE (30 bar)	bis 570	Prototyp bis 60 Nm <sup>3</sup> /h
Teledyne Energy Systems (US)	TITAN HMXT (8 - 10 bar)	2,8 - 11,2	kommerziell
	Titan EC (8 - 10 bar)	28 - 56	kommerziell
Uralkhimmasch (RU)	FV (atm)	172 - 536	kommerziell
	BEU (10 bar)	125 - 250	kommerziell
	SEU		kommerziell, in Vorbereitung
Wasserelektrolyse Hydrotechnik (DE)	Demag (atm)	0,12 - 250	kommerziell, (> 500)

Tabelle 3-2 fasst die wesentlichen AEL-Hersteller zusammen und gibt eine Vorstellung vom Status und den verkauften Einheiten der verschiedenen Baureihen. Es wird deutlich, dass die meisten Baureihen kommerziell verfügbar sind - von einer Serienproduktion kann jedoch nicht gesprochen werden, da die Anzahl realisierter Anlagen verhältnismäßig klein ist und die Produkteinführung häufig bereits mehrere Jahrzehnte zurück liegt.

### 3.2.2 PEMEL-Hersteller

PEM-Elektrolyseure werden heutzutage ausschließlich mit Produktionsraten  $< 50 \text{ Nm}^3/\text{h}$  ( $< 250 \text{ kW}$  Anschlussleistung) kommerziell angeboten oder aber entwickelt (vgl. Tabelle 3-3). Hersteller bzw. Entwickler solcher Systeme sind zum Beispiel die US-Firmen Proton Energy Systems und Giner, Hydrogen Technologies (Statoil, NO), Hydrogenics (CA), ITM Power (GB) und h-tec (DE).

**Tabelle 3-3: Übersicht der Hersteller von PEM-Elektrolyseuren mit Angabe der Baureihe, Betriebsdruck, Produktionsrate, Verfügbarkeit und Anzahl gebauter Anlagen.**

Hersteller	Baureihe (Betriebsdruck)	H <sub>2</sub> -Rate [Nm <sup>3</sup> /h]	Status (Anzahl verkaufter Systeme)
AccaGen (CH)	SPAE	0,02 - 1,0	Entwicklung ruht
CETH (FR)	GenHy (10 bar)	0,1 - 10	in Entwicklung
	N.N. (50 bar)	- 100	in Planung
Giner (US)	OGP (207 bar)	13	Rüstungssektor
	LPE (55 bar)	~ 15	Rüstungssektor
	N.N. (85 bar)	56	in Entwicklung (Tankstellen)
h-tec (DE)	EL 30 (30 bar)	0,4 - 2,4	Prototyp
Helion (FR)	N.N. (30/50 bar)	1 - 10	Einzelstücke für AKWs
	N.N. (100 bar)	100	in Planung bis 2015
Hydrogenics (CA)	Hylyzer 65	- 30,0	Entwicklung ruht
	HySTAT-P (7 bar)	1,0	Vorserie
ITM Power (GB)	HLab/Pac/Box/Fuel (15 bar)	0,036 - 7	Vorserie, kommerziell
Proton Energy Systems (US)	Hogen GC, S (13,8 barg)	0,02 - 1,05	kommerziell (~ 1100)
	Hogen H (15/30 barg)	2,0 - 6,0	kommerziell (~ 150)
	Hogen C (30 barg)	10 - 30	Prototyp, Vorserie in 2010
	HP (165 bar)		Rüstungssektor
Statoil Hydrogen Technologies (NO)	Inergon (10 bar)	10	Prototyp, Vorserie eingestellt
Sylatech (DE)	N.N. (30 bar)	- 0,12	Einzelanfertigung

Hinsichtlich der PEMEL muss aus europäischer Sicht der Technologievorsprung nordamerikanischer Firmen akzeptiert werden. Durch das NIP scheint eine Belebung des deutschen Marktes nicht unwahrscheinlich. Jedoch kann nicht damit gerechnet werden, innerhalb weniger Jahre zur Technologieführerschaft aufzuschließen. Auch auf europäischer Ebene gibt es mit AccaGen, Helion, ITM Power und SHT starke Mitbewerber. Vorteilhaft ist die als gut einzuschätzende Zulieferinfrastruktur in Deutschland für PEM-Elektrolyseure und allgemein für Komponenten der Wasserstofftechnologie. Mit den Firmen SolviCore und FuMA-Tech stehen kompetente kommerzielle Anbieter von Elektrolyse-MEAs zur Verfügung, die sich durch ihre langjährige Kooperation mit Systementwicklern ein umfassendes Know-how erarbeiten konnten.

## 4 Kopplung der Wasserelektrolyse mit erneuerbaren Energien

In den vorangegangenen Kapiteln wurde bereits auf die Besonderheiten der Kopplung erneuerbarer Energiequellen wie Wind und Solar mit der Wasserelektrolyse eingegangen. Im Folgenden werden die technischen Anforderungen an solche Systeme zusammengefasst und die wichtigsten F&E-Projekte auf diesem Gebiet vorgestellt.

### 4.1 Technische Anforderungen

In den Kapiteln 2.2 (AEL), 2.3 (PEMEL) und 2.4 (SOEL) wurden technologiespezifisch die Probleme skizziert, die bei der Kopplung fluktuierender regenerativer Stromquellen mit Elektrolyseuren auftreten können. In diesem Abschnitt werden die Anforderungen an die Elektrolyseure seitens der regenerativen Erzeugersysteme vorgestellt und diskutiert.

Elektrochemische Vorgänge reagieren praktisch verzögerungsfrei auf Transienten im Leistungseintrag. Auf Zell- und Stackebene sollte somit das Auftreten positiver und negativer Flanken für die AEL-, PEMEL- und SOEL-Technologie keine Probleme darstellen, sofern der Arbeitsbereich nicht deutlich überschritten wird. Kritisch wird die fluktuierende Betriebsweise in Folge derer der Wärmehaushalt des Zellstapels einer thermischen Zyklisierung unterworfen wird. Über die Temperiereinrichtung (z.B. Wärmeübertrager im Laugenkreislauf) erfolgt dies immer in Kopplung mit dem nachgeschalteten System. Die Dynamik des Gesamtsystems wird vor allem durch die wesentlich größeren Zeitkonstanten von Systemkomponenten (Elektrolytkreislauf, Druckregler und Produktgasseparatoren) bestimmt. Daher ist es notwendig, das dynamische Verhalten dieser Komponenten so zu optimieren, dass Lastsprünge im gesamten Leistungsbereich störungsfrei gefahren werden können. Ebenso muss die thermische Kapazität des Systems auf die Anwendung angepasst werden. Bei geringer Wärmekapazität können z.B. Temperaturtransienten schneller gefahren werden; hohe Wärmekapazitäten verringern hingegen das schnelle Abkühlen des Systems. Die hierfür notwendige F&E liegt im Wesentlichen im verfahrenstechnischen Bereich.

Obwohl positive oder negative Transienten des Leistungseintrags kein Problem darstellen, führt der Wechsel von einem in den nächsten Betriebspunkt und der damit veränderten Joule'schen Verlustwärme nach längeren Betriebszeiten zu (leichten) Temperaturänderungen. Es können daraus mechanische Spannungen resultieren, die zu Lebensdauerproblemen – insbesondere bei der SOEL – führen. Diese Herausforderungen liegen damit im Materialbereich. Vor allem im HT-Bereich benötigen die verwendeten Materialien (wie die Elektroden-Elektrolyt-Einheit) ähnliche Wärmeausdehnungskoeffizienten. In abgeschwächter Form existiert diese Problematik auch für die beiden anderen Verfahren AEL und PEMEL.

Eine Teillastproblematik tritt praktisch nur bei alkalischen Elektrolyseuren auf und äußert sich in einer steigenden Gasverunreinigung im unteren Teillastbetrieb. Die Ursachen wurden bereits im Abschnitt 2.2.2 diskutiert: Im Teillastbereich erhöht sich der relative Anteil des jeweiligen Fremdgases im Vergleich zu den produzierten Gasen, so dass es zu einer abnehmenden Gasreinheit kommt. Nach [sch98a] kann dieser Verunreinigungsef-

fekt durch eine angepasste Regelung des Laugenstroms verringert werden. Wirkungsvoller sollte jedoch eine Entflechtung der beiden Laugenströme sein. Damit könnte der untere mögliche Teillastbereich bis auf ca. 5 % reduziert werden. F&E wäre hier insbesondere im verfahrenstechnischen Anlagenbereich anzusiedeln.

Die Fremdgaskonzentration führt, wenn sie einen kritischen Bereich erreicht (bspw. 2 %  $H_2$  in  $O_2$ ) aus Sicherheitsgründen zur Abschaltung der Anlage. Diese Grenze kann im Teillastbereich und Druckbetrieb durch Querdiffusion der Produktgase relativ schnell erreicht werden. Hier gilt es für F&E im Materialbereich, Membranen mit reduzierten Gasdiffusionskoeffizienten zu entwickeln, sowohl für die AEL als auch PEMEL.

Die Kopplung eines Elektrolyseurs mit fluktuierender regenerativer Energie bedingt mangels Leistungseintrag eine häufige Unterbrechung der Wasserstoffproduktion. Die Betriebsführung muss in diesem Fall entscheiden, ob der Elektrolyseur abgeschaltet wird oder aber im Stand-by bleibt.

Die Häufigkeit des kompletten Herunterfahrens der Anlage mit folgendem Abkühlen aller Komponenten sollte möglichst gering gehalten werden, da die damit verbundenen thermischen Zyklen – insbesondere bei der SOEL – die Lebensdauer reduzieren.

Der Zustand Stand-by verlangt in der Regel, dass zur Temperaturregelung der Elektrolyt zumindest teilweise zirkuliert bzw. bei der SOEL eine elektrische Temperierung eingeschaltet wird, um zu vermeiden, dass kritische untere Temperaturen unterschritten werden. Das ist verfahrenstechnisch relativ einfach zu lösen, bedeutet aber einen energetischen Verlust. Anspruchsvoller ist die Aufrechterhaltung des Drucks. Abgesehen von kleinen Undichtigkeiten kommt es durch Querdiffusion der Gase zur Rekombination ( $H_2 + 1/2 O_2 \Rightarrow H_2O$ ) an den Katalysatoren und damit zu einem Druckabfall. Dies kann vor allem an der Sauerstoffelektrode beobachtet werden, da der  $H_2$ -Diffusionskoeffizient größer als der  $O_2$ -Diffusionskoeffizient ist.

## 4.2 Erfahrungen aus F&E-Projekten

Die Nutzung regenerativ erzeugten Stroms zur Gewinnung von Wasserstoff in einem Elektrolyseur ist eine zentrale Komponente in den verschiedenen Szenarien zu einer Wasserstoffwirtschaft. Vor allem in Deutschland wurde diese Option bereits frühzeitig ab den 1980er Jahren in verschiedenen Projekten untersucht und demonstriert. Aber auch auf internationaler Ebene wurden in den letzten Jahren solche Systeme verstärkt erforscht. Wesentliche Projekte werden im Folgenden zusammengefasst, es wird aber kein Anspruch auf Vollständigkeit erhoben.

### 4.2.1 Nationale Forschungsprojekte seit 1980

Im deutsch-saudi-arabischen Projekt **HySolar** von 1986 bis 1995 lag der Schwerpunkt auf der Kopplung der Wasserelektrolyse mit Strom aus Solarenergie [bri01]. Beteiligt an dem 83,5 Mio. DM Projekt waren das DLR und die Universität Stuttgart, das KACST und KSU in Riyadh, sowie die Universitäten KAAU in Jeddah und KFUPM in Dhahran.

Im Jahr 1985 wurde im bayrischen Neunburg vorm Wald das Projekt **Solar-Wasserstoff-Bayern** (SWB) zur Erforschung des Aufbaus einer Solar-Wasserstoffwirtschaft in gemäßigten Klimazonen Mitteleuropas begonnen [szy98]. An dem Projekt mit einem Volumen von 64,4 Mio € waren die Firmen E.ON (Bayernwerk),

Siemens, Linde, BMW und anfänglich auch die DASA und mehrere F&E-Einrichtungen beteiligt.

Mit dem Ziel das Gebäude und die Gebäudetechnik der Bibliothek des Forschungszentrum Jülich ausschließlich mit Energie aus Solarmodulen zu versorgen, wurde das Projekt **Phoebus** von 1992 - 1999 im Rahmen der Arbeitsgemeinschaft Solar Nordrhein-Westfalen finanziert und durchgeführt. Es wurden verschiedene Komponenten für die Kurz- und Langzeitspeicherung untersucht [bar98].

Das Projekt **Energie autarkes Solarhaus Freiburg** von 1989 bis 1995 demonstrierte die Planung und Errichtung eines ausschließlich mit solarer Energie versorgten Einfamilienhauses. Für die Planung, Errichtung und Durchführung des mit 4,4 Mio € geförderten Vorhabens war das Fraunhofer ISE verantwortlich [ise96] [sta97].

#### 4.2.2 Nationale Forschungsprojekte seit 2000

Bereits im Mai 1999 wurde die weltweit erste öffentliche **Wasserstofftankstelle am Flughafen München** eröffnet und bis Ende 2006 erfolgreich betrieben. Ziel des Projekts war die Erprobung verschiedener Erzeugungsarten von Wasserstoff, die Optimierung von Wasserstoff als Antriebskraftstoff sowie die Weiterentwicklung der Betankungs- und Fahrzeugtechnologie. Realisiert wurde das mit 18 Mio. € öffentlich geförderte Projekt durch die Arbeitsgemeinschaft ARGEMUC u.a. durch Beteiligung von Bayerngas, BMW, E.ON, FMW, GHW, Grimm, Linde, MAN, Proton Motor, Siemens und TÜV Süddeutschland. Der Wasserstoff wurde vor Ort durch einen Druckelektrolyseur und einen Erdgasreformer hergestellt und in Druckgasspeichern für die Betankung von Fahrzeugen zwischengespeichert.

Die **Clean Energy Partnership** (CEP) ist ein Zusammenschluss der Unternehmen BMW Group, Berliner Verkehrsbetriebe BVG, Daimler, Ford, GM/Opel, Hamburger Hochbahn, Linde, Shell, Statoil, Total Deutschland, Vattenfall Europe, Volkswagen und seit 2010 auch Toyota [cep10]. In mehreren Phasen dieses über die Landesgrenzen hinaus sehr wichtigen Projektes wird die alltägliche Nutzung von Wasserstoff als Kraftstoff demonstriert. Gemäß [ehr10] wurden im Demonstrationsprojekt CEP I (2003 - 2008) in Berlin durchschnittlich 17 H<sub>2</sub>- und BZ-Fahrzeuge sowie 2 öffentliche H<sub>2</sub>-Tankstellen betrieben. Das Gesamtbudget von CEP I beträgt 40 Mio. €. CEP II (2008 - 2010) wurde in ein Leuchtturmprojekt innerhalb des NIP überführt und um die Regionen Hamburg, Nordrhein-Westfalen und Baden-Württemberg erweitert. Aktuell (2010) werden 50 bis 60 H<sub>2</sub>-Fahrzeuge betrieben. Zudem wurden zwei Wasserstoff betriebene Busflotten in die CEP integriert und weitere Tankstellen errichtet. CEP III (2011 - 2016) wird der Marktvorbereitung dienen.

Das F&E-Projekt **HyWindBalance** erforschte im Labormaßstab an der Universität Oldenburg den Betrieb eines Wind-Wasserstoff-Kraftwerks, das mit Hilfe eines Elektrolyseurs, einem CGH<sub>2</sub>-Speicher und einer Brennstoffzelle bei Bedarf Regenergie in das Stromnetz abgeben kann und somit die planbare Erzeugung von Windenergie ermöglicht. Weitere Partner in dem Projekt waren neben der Universität Oldenburg das Ingenieurbüro PLANET, die Overspeed GmbH, das Zentrum für Windenergieforschung Forwind, Energy & Meteo Systems und die Projekt Ökovest GmbH. Gefördert wurde das Projekt vom Land Niedersachsen, dem europäischen Fonds für regionale Entwicklung und der EWE AG.

Das Projekt **Hybridkraftwerk Prenzlau** der Enertrag AG mit einem Investitionsvolumen von 21 Mio. € umfasst die Errichtung einer Wind-Biogas-Wasserstoff-Anlage zur effizienten Nutzung der Windenergie und zur Bereitstellung von Wasserstoff, sauberem Strom und Wärme. Die Firma Enertrag plant vorwiegend Windkraftanlagen und tritt als Generalunternehmer auf. Ferner sind die Firmen Total Deutschland, Vattenfall Europe und ELT, sowie die FH Stralsund, die TU Braunschweig, das Land Brandenburg, und die BTU Cottbus beteiligt. Erste Planungen begannen 2005. Die Anlage soll 2010/11 den Betrieb aufnehmen [ene09].

Das Projekt **Regenerativer Wasserstoff – Werder/Kessin/Altentreptow** (RH<sub>2</sub>-WKA) wird von der 1994 gegründeten Wind Projekt GmbH geplant und durchgeführt. Das Kerngeschäft der Wind Projekt GmbH ist die Projektplanung und Durchführung im Bereich Windenergie. Mit dem Projekt RH<sub>2</sub> - Werder/Kessin/Altentreptow wird in mehreren Schritten ein Wind-Wasserstoff-System aufgebaut.

#### 4.2.3 Europäische Forschungsprojekte

In dem Projekt **HyFLEET:CUTE** (6th Framework Programme der EU) wurde die H<sub>2</sub>-Nutzung als Kraftstoff für Busse im öffentlichen Nahverkehr getestet. Das Projekt lief von 01/2006 bis 12/2010 in 10 Städten in Europa, Australien, Island und China und war die Fortsetzung des 2001 gestarteten CUTE-Projekts [sto10a].

Das Projekt **Hydrogen Wind Farm in Sotavento** wird von der Gas Natural SDG S.A. (ES) mit wissenschaftlicher Begleitung des National Renewable Energy Centre (CENER, ebenfalls ES) durchgeführt [rey10].

Das **ITHER-Projekt** ("Technology Infrastructure for Hydrogen and Renewable Energies") wurde von der privaten und gemeinnützigen Stiftung Fundación para el Desarrollo de las Nuevas Tecnologías del Hidrógeno en Aragón (Foundation for the Development of New Hydrogen Technologies in Aragon) in 2006 gestartet, mit dem Ziel in der Region Aragon (Spanien) die Potenziale des Wasserstoffs in Kombination mit EE zu demonstrieren und eine Forschungsplattform einzurichten [rom09].

Ziel des Projektes der **Energie autarke Insel Utsira** war die komplette elektrische Autonomie der norwegischen Insel Utsira durch Kopplung von erneuerbaren Energien mit verschiedenen Speichertechnologien. Das Vorhaben startete in 01/2002, zweieinhalb Jahre später erfolgte die Inbetriebnahme des Hybridspeichers, der bis Ende 2008 in Betrieb war. Die elektrische Energieversorgung der Insel besteht aus 2 WKA mit je 600 kW nomineller Leistung, einem Schwunghmassespeicher (200 kW, 5 kWh), einer kleinen Batteriebank (35 kWh) und einem Wasserstoffspeicher.

#### 4.2.4 Projekte zur Nutzung von Wasserstoff als Abfallprodukt

In der Region Köln / Rheinland werden täglich ca. 10,8 Mio. Nm<sup>3</sup> Wasserstoff in der ansässigen Chemieindustrie produziert, wovon wiederum ca. 0,96 Mio. Nm<sup>3</sup> H<sub>2</sub> für Anwendungen außerhalb der chemischen Industrie zur Verfügung stehen [jer10]. 85 % dieses Wasserstoffs stammt aus der CAEL. Die Initiative HyCologne hat aus diesem Grund verschiedene Projekte (u.a. **HyCologne - Chemergy**) initiiert, um diesen Wasserstoff für zukunftsweisende Anwendungen – vor allem im Verkehr – zu attraktiven Konditionen zur Verfügung zu stellen.



Inhalt des europäischen Projektes **Zero Regio** (6th Framework Programme) war die Errichtung und Erprobung einer H<sub>2</sub>-Infrastruktur in den zwei europäischen Regionen Lombardei und Rhein-Main für die Versorgung von Brennstoffzellen-PKWs. Wasserstoff als Nebenprodukt aus der CAEL wird im Industriepark Höchst (Quelle: 30 Mio. Nm<sup>3</sup>/a) über eine ca. 1,7 km lange Pipeline zu einer öffentlichen Tankstelle geleitet und steht dort an öffentlich zugänglichen Zapfsäulen sowohl flüssig als auch gasförmig mit 350 und 700 bar zur Verfügung. Unter der Koordination von Infrserv - Höchst waren insgesamt 16 Partner aus vier EU-Mitgliedsländern an dem Projekt von 2004 bis 2009/10 beteiligt.

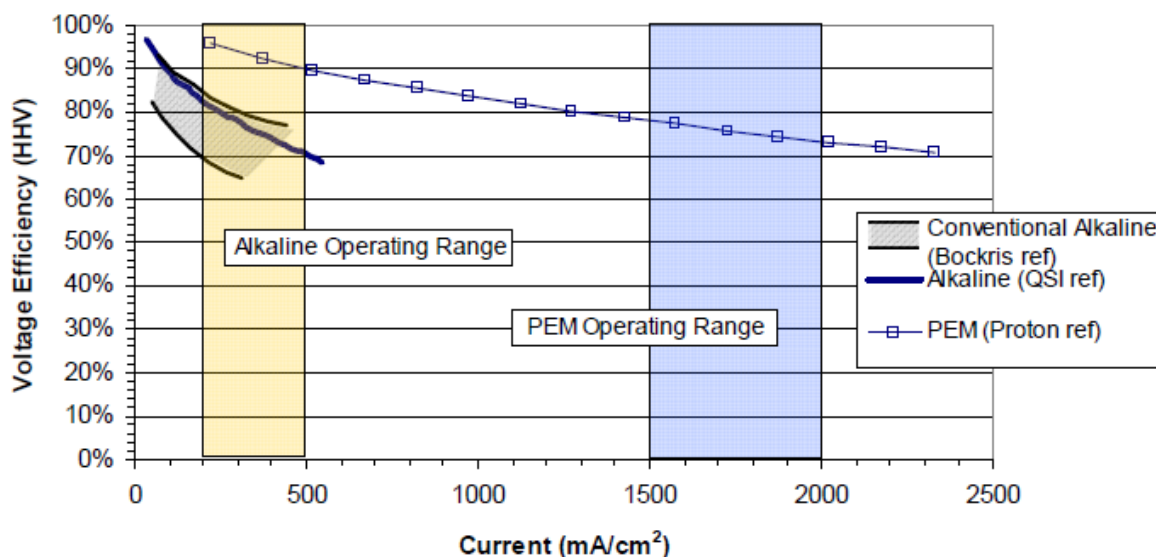
## 5 Technologiefortschreibung der Elektrolysetechnik

Ausgehend vom Stand der Technik wird in diesem Kapitel eine Abschätzung der zukünftigen Entwicklungen der Elektrolysetechnik bis zu den Jahren 2020 (mittelfristig) bzw. 2030 (langfristig) vorgenommen. Dabei handelt es sich um eine Technologiefortschreibung auf Basis bisheriger Erfahrungen und Produktentwicklungen, wissenschaftlicher Fortschritte und teilweise auch Herstellermeinungen. Die Technologiefortschreibung wird vorwiegend für die bereits heute kommerziell verfügbaren Technologien AEL und PEMEL vorgenommen. Die sich noch in der Entwicklung befindende Hochtemperatur-Elektrolyse wird weniger stark berücksichtigt.

### 5.1 Technologische Fortschreibung

#### 5.1.1 Diskussion Stromdichte, Zellspannung und Zellwirkungsgrad

Die Stromdichte bestimmt über die spezifische Anlagengröße im erheblichen Maße die Wasserstoffgestehungskosten. Limitiert wird die Stromdichte vor allem durch die Spannung einer Elektrolysezelle. Zu hohe Zellspannungen bedeuten eine zu starke Korrosion und damit Degradation der Materialien. Die üblichen Stromdichten alkalischer Elektrolyseure liegen mit 200 - 500 mA/cm<sup>2</sup> erheblich unter den bereits erreichten Stromdichten von ca. 1.000 - 2.000 mA/cm<sup>2</sup> bei PEM-Elektrolyseuren im Spannungsbereich von 1,8 bis 2,1 V, vergleiche mit Abbildung 5-1.



**Abbildung 5-1: Beispielhafte Darstellung des Spannungswirkungsgrades über die Stromdichte. Vergleich von alkalischer und PEM-Elektrolyse [and10].**

Im Bereich der AEL wird eine deutliche Verbesserung der Leistungsdichte auf 600 - 800 mA/cm<sup>2</sup> insbesondere durch Verbesserung der katalytischen Eigenschaften der Elektroden, des Elektrodendesigns und des Separators, sowie durch Druck- und Temperaturerhöhung erwartet. Dies bedeutet eine Verdopplung der Stromdichten verglichen mit heutigen kommerziellen Elektrolysestacks. Die Zellspannung wird etwas unter den heutigen Werten bei 1,8 - 2,1 V gesehen. Für hocheffiziente Anwendungen sind (bei

geringeren Stromdichten) langfristig auch Zellspannungen von 1,7 V denkbar. Damit liegt der Spannungswirkungsgrad (bezogen auf Standardbedingungen NTP und den Brennwert HHV) bei etwas unter 70 % bis max. 87 %.

Die PEM-Elektrolyse betreffend kann nicht von einer Verdopplung der Stromdichte ausgegangen werden. Mit dem derzeitigen Stand der Forschung erscheinen zukünftige Werte von 2.000 bis 3.000 mA/cm<sup>2</sup> für kommerzielle Systeme realistisch. Allerdings birgt die PEMEL das Potenzial, die Zellspannung bis auf ca. 1,7 V zu senken. Für Anwendungen mit einer sehr hohen Lebensdauer ist es auch denkbar, die Zellspannung auf bis zu 1,6 V zu senken (bei geringeren Stromdichten). Der Spannungswirkungsgrad könnte damit Werte von bis zu 93 % erreichen (bezogen auf NTP und HHV).

Die Stromdichten der HTEL können ebenfalls Bereiche von 2.000 - 3.000 mA/cm<sup>2</sup> erreichen. Allerdings kommt es derzeit bei Stromdichten > 1.000 mA/cm<sup>2</sup> zu dramatischen Lebensdauereinbußen. Im Bereich der Festoxid-Technologie – v.a. im Bereich der SOFC – sind enorme Fortschritte gemacht worden. Hier lässt sich ein deutlicher Trend zu geringeren Zelltemperaturen feststellen, die ebenfalls auf die SOEL übertragen werden können. Werte von 1,25 - 1,35 V bei Temperaturen von 750 °C und Stromdichten von 1,5 - 2,0 A/cm<sup>2</sup> sind realistische Projektionen.

Generell ist eine Erhöhung des Spannungswirkungsgrades bei allen Elektrolysetechnologien sowohl über verbesserte Elektroden als auch Membranen/Diaphragmen mit geringerem Innerwiderstand, z.B. durch Reduktion ihrer Dicken, möglich. Es wird davon ausgegangen, dass auch zukünftig der Faraday'schen Wirkungsgrad für die AEL und PEMEL in der Größenordnung von 95 - 98 % liegen wird. Für die alkalische und die PEM-Elektrolyse sind in Tabelle 5-1 sowie Tabelle 5-2 die Werte für diese Spezifikationen noch einmal zusammengefasst.

## 5.1.2 Zusammenfassung: Alkalische Elektrolyse

Es ist zu beachten, dass es sich bei der Technologiefortschreibung um eine Potenzialabschätzung handelt, also von Maximalwerten ausgegangen wird. Es kann ausgeschlossen werden, dass sich alle diese Maximalwerte in einem Produkt verwirklicht umsetzen lassen.

**Tabelle 5-1: Stand der Technik und Entwicklungspotenzial der alkalischen Elektrolyse (mittelfristig: in 5 - 10 Jahren, langfristig: in 10 - 20 Jahren) in kommerziellen Produkten**

Spezifikation	Stand der Technik	Mittelfristig	Langfristig
Zelltemperatur	60 - 80 °C	60 - 80 °C	60 - 90 °C
Zelldruck	< 30 bar	60 bar	60 bar
Stromdichte <sup>1</sup>	0,2 – 0,4 A/cm <sup>2</sup>	< 0,6 A/cm <sup>2</sup>	< 0,8 A/cm <sup>2</sup>
Zellspannung <sup>1</sup>	1,8 - 2,4 V	1,8 - 2,2 V	1,7 - 2,2 V
Leistungsdichte <sup>1</sup>	bis 1,0 W/cm <sup>2</sup>	bis 1,3 W/cm <sup>2</sup>	bis 1,8 W/cm <sup>2</sup>
Spannungswirkungsgrad $\epsilon_v^{1,2}$	62 - 82 %	67 - 82 %	67 - 87 %
Spez. Energieverbrauch Stack <sup>1,2,3</sup>	4,2 - 5,9 kWh/Nm <sup>3</sup>	4,2 - 5,5 kWh/Nm <sup>3</sup>	4,1 - 5,2 kWh/Nm <sup>3</sup>
Spez. Energieverbrauch System <sup>1,2,3,4</sup>	4,5 - 7,0 kWh/Nm <sup>3</sup>	4,4 - 6,0 kWh/Nm <sup>3</sup>	4,3 - 5,7 kWh/Nm <sup>3</sup>
Unterer Teillastbereich	20 - 40 %	10 - 20 %	10 - 20 %
Zellfläche	< 4 m <sup>2</sup>	< 4 m <sup>2</sup>	< 4 m <sup>2</sup>
H <sub>2</sub> -Produktionsrate pro Stack/System	< 760 Nm <sup>3</sup> /h	< 1.000 Nm <sup>3</sup> /h	< 1.500 Nm <sup>3</sup> /h
Lebensdauer Stack	< 90.000 h	< 90.000 h	< 90.000 h
Erlaubte Degradationsrate	< 3 $\mu$ V/h	< 3 $\mu$ V/h	< 3 $\mu$ V/h
Standzeit System inkl. Überholung	20 - 30 a	25 - 30 a	30 a

1: Leistungsdaten für eine Zelltemperatur von 80 °C

2: Wirkungsgrade bezogen auf Standardbedingungen (NTP) und Brennwert (HHV)

3: Inklusive Faraday'schen Wirkungsgrad

4: Produktgas getrocknet, Druckbetrieb (30 bar und H<sub>2</sub>-Reinheit 5.0)

### 5.1.3 Zusammenfassung: PEM-Elektrolyse

Auch bei der PEM-Elektrolyse ist zu beachten, dass es sich um eine Potenzialabschätzung handelt. Aus diesem Grund sind in Tabelle 5-2 für alle Parameter Bereiche angegeben. Auch hier kann ausgeschlossen werden, dass sich alle Maximalwerte in einem Produkt umsetzen lassen.

**Tabelle 5-2: Stand der Technik und Entwicklungspotenzial der PEM-Elektrolyse (mittelfristig: in 5 - 10 Jahren, langfristig: in 10 - 20 Jahren) in kommerziellen Anwendungen**

Spezifikation	Stand der Technik	Mittelfristig	Langfristig
Zelltemperatur	50 – 80 °C	60 - 90 °C	60 - 90 °C
Zelldruck <sup>1</sup>	< 30 bar	60 bar	< 100 bar
Stromdichte <sup>2</sup>	0,6 – 2,0 A/cm <sup>2</sup>	1,0 - 2,5 A/cm <sup>2</sup>	1,5 - 3,0 A/cm <sup>2</sup>
Zellspannung <sup>2</sup>	1,8 - 2,2 V	1,7 - 2,0 V	1,6 - 1,8 V
Leistungsdichte <sup>2</sup>	bis 4,4 W/cm <sup>2</sup>	bis 5,0 W/cm <sup>2</sup>	bis 5,4 W/cm <sup>2</sup>
Spannungswirkungsgrad $\epsilon_V^{2,3}$	67 – 82 %	74 - 87 %	82 - 93 %
Spez. Energieverbrauch Stack <sup>2,3,4</sup>	4,2 - 5,6 kWh/Nm <sup>3</sup>	4,1 - 5,0 kWh/Nm <sup>3</sup>	3,9 - 4,3 kWh/Nm <sup>3</sup>
Spez. Energieverbrauch System <sup>2,4,5</sup>	4,5 - 7,5 kWh/Nm <sup>3</sup>	4,3 - 5,5 kWh/Nm <sup>3</sup>	4,1 - 4,8 kWh/Nm <sup>3</sup>
Unterer Teillastbereich	0 – 10 %	0 - 5 %	0 - 5 %
Zellfläche	< 300 cm <sup>2</sup>	< 1.300 cm <sup>2</sup>	< 5.000 cm <sup>2</sup>
H <sub>2</sub> -Produktion pro Stack	bis 10 Nm <sup>3</sup> /h	< 30 Nm <sup>3</sup> /h	< 250 Nm <sup>3</sup> /h
H <sub>2</sub> -Produktion pro System	bis 30 Nm <sup>3</sup> /h	< 120 Nm <sup>3</sup> /h	< 500 Nm <sup>3</sup> /h
Lebensdauer Stack <sup>1</sup>	< 20.000 h	< 50.000 h	< 60.000 h
Erlaubte Degradationsrate	< 14 $\mu$ V/h	< 9 $\mu$ V/h	< 5 $\mu$ V/h
Standzeit System inkl. Überholung	10 - 20 a	20 - 30 a	30 a

1: Militärische Anwendungen werden nicht betrachtet

2: Leistungsdaten für eine Zelltemperatur von 80 °C

3: Wirkungsgrade bezogen auf Standardbedingungen (NTP) und Brennwert (HHV)

4: Inklusive Faraday'schen Wirkungsgrad

5: Für Anlagen > 1 Nm<sup>3</sup> H<sub>2</sub>/h, Druckbetrieb, H<sub>2</sub>-Reinheit 5.0

Im direkten Vergleich wird der wesentliche Unterschied beider Technologien deutlich. Die alkalische Elektrolyse arbeitet mit sehr großen Flächen und eher kleineren Strom- und Leistungsdichten. Hinsichtlich Druck und Temperatur werden sich beide Technologien mittelfristig kaum unterscheiden. Da sich durch den einfacheren Aufbau der Peri-

perie und den kleineren aktiven Zellflächen der Druckbetrieb bei der PEMEL einfacher realisieren lässt, werden langfristig für einige Anwendungen auch Systeme mit höherem Druck bis ca. 100 bar erwartet. Durch den kleineren Leistungsbereich auf Stackebene werden in der PEMEL mehrere Stacks in einem System eingebaut. Dieses Konzept wird aktuell für die AEL erfolgreich praktiziert und bietet Kostenvorteile durch Nutzung zentraler Peripherie für alle Stacks. Im oberen Leistungsbereich relativiert sich der Vorteil, so dass im Prinzip nur ein Stack pro System eingebaut wird.

Die oben diskutierten Parameter wurden durch die Autoren dieser Studie aus Entwicklungstrends und Erfahrungswerten abgeleitet. Zum Teil weicht diese Abschätzung von Aussagen kommerzieller Elektrolysehersteller vor allem im PEMEL-Bereich etwas ab.

## 5.2 Ökonomische Betrachtungen

### 5.2.1 Investitionskosten

Abbildung 5-2 zeigt aktuelle Investitionskosten in [€/kW] für alkalische drucklose und Druckelektrolyseure im Vergleich. Alle gezeigten Preise stammen aus den Jahren 2002 - 2009, ermittelt aus Angeboten und Preisnachfragen. Sie gelten nur für das eigentliche Elektrolysesystem in Einzelanfertigung (keine Skaleneffekte), ohne mechanischen Kompressoren, oder Speichereinheiten. Über die enthaltende Marge für den Hersteller sind keine Angaben verfügbar.

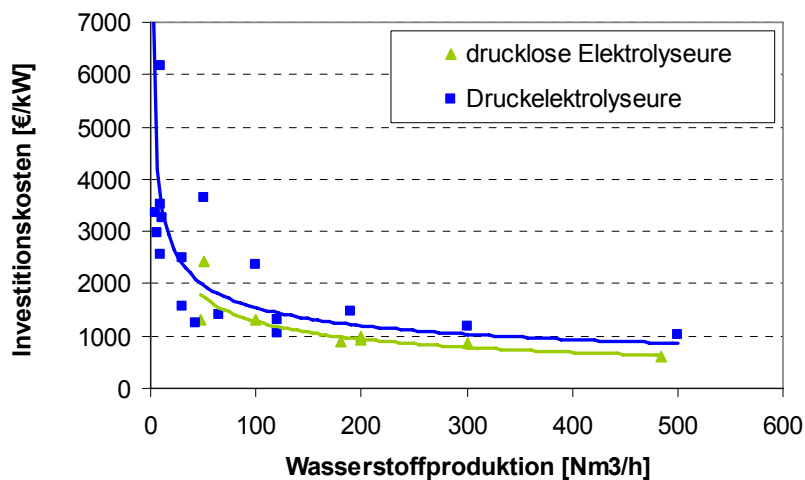


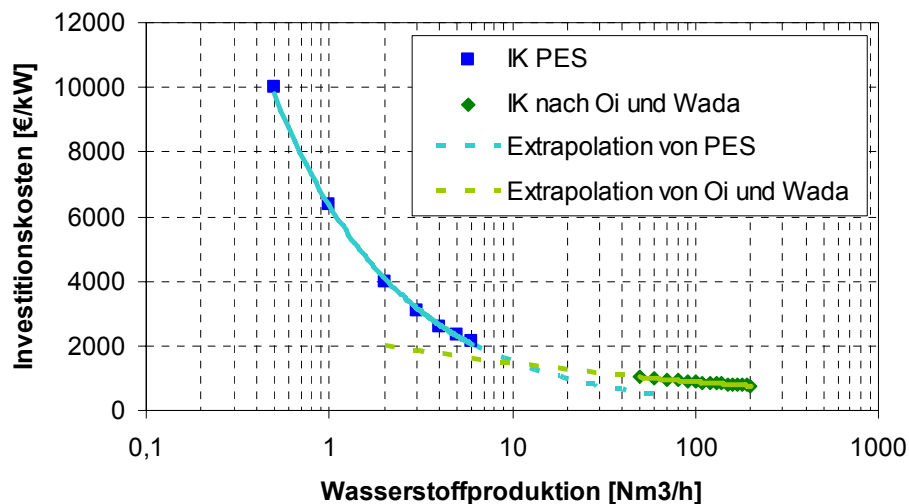
Abbildung 5-2: Investitionskosten für alkalische Elektrolyseure

Für PEM-Elektrolyseure  $> 1 \text{ Nm}^3/\text{h}$  existieren kaum Preisinformationen. In Abbildung 5-3 sind die Investitionskosten (auf Basis einer telefonische Anfrage) des wichtigsten Herstellers PES für PEM-Elektrolyseure von  $0,5 - 6 \text{ Nm}^3/\text{h}$  dargestellt und mit einer automatisch generierten Näherungskurve der Form  $IK_{PEMEL} = 6335,7 \cdot \dot{V}_{H_2} - 0,6287$  beschrieben. Werte  $> 6 \text{ Nm}^3/\text{h}$  wurden mit dieser Formel extrapoliert. Weiterhin wurden die Ergebnisse der theoretischen Berechnungen von Oi und Wada [oi04] für PEM-Elektrolyseure im Bereich von  $50 - 200 \text{ Nm}^3/\text{h}$  aufgenommen. Folgender Zusammenhang wird angegeben:

$$IK_{PEMEL} = 24.867,36 \cdot \dot{V}_{H_2}^{0,79} \cdot I^{0,32}$$

Gleichung 5-1

wobei  $IK_{PEMEL}$  die Investitionskosten in [€/kW],  $\dot{V}_{H_2}$  die Wasserstoffproduktionsrate in [Nm<sup>3</sup>/h] und  $I$  die Stromdichte in [kA/m<sup>2</sup>] sind. Diese Gleichung wurde auch genutzt, um in den Bereich < 50 Nm<sup>3</sup>/h zu extrapolieren, siehe Abbildung 5-3. Es handelt sich hierbei um theoretische Berechnungen, eine Validierung ist nicht möglich, da PEM-Elektrolyseure in dieser Größenordnung nicht existieren.



**Abbildung 5-3: Abschätzung der Investitionskosten für PEM-Elektrolyseure anhand vorhandener Preisinformationen und gemäß [oi04]**

Aus beiden Abbildungen ist ersichtlich, dass die Investitionskosten deutlich bis etwa 100 Nm<sup>3</sup>/h abnehmen und dann nur noch marginale Kostenreduktionen zu verzeichnen sind. Die starke Kostenabnahme in dem kleinen Leistungsbereich ist auf die in erster Näherung leistungsunabhängigen Peripheriekosten zurückzuführen. Es ist zu beachten, dass die Investitionskosten durch Skaleneffekte bei höherer Stückzahl unabhängig vom Leistungsbereich allgemein sinken.

## 5.2.2 Wasserstoffgestehungskosten

Die Wasserstoffgestehungskosten (WGK) werden im Wesentlichen durch die Investitionskosten, die Anlagenauslastung, den elektrischen Wirkungsgrad und die Energiekosten bestimmt. Dazu kommen noch Nebenkosten, wie Aufbau und Anlieferung, Wartung, Betrieb, Versicherung, Verzinsung etc.. Zur WGK-Berechnung wird hier ein vom Fraunhofer ISE nach [rog04] modifiziertes Modell verwendet. Nach dieser Berechnungsgrundlage lassen sich die WGK für verschiedene Typen von Elektrolyseuren gut miteinander vergleichen. In Tabelle 5-3 werden beispielhaft die Wasserstoffgestehungskosten für eine AEL- und eine PEMEL-Elektrolyseanlage auf Basis der heutigen und zukünftigen Technologie in verschiedenen Szenarien miteinander verglichen:

- **Szenario A** ist ein 30 Nm<sup>3</sup>/h Druckelektrolyseur (25 bar), als aktuell größter verfügbarer PEM-Elektrolyseur. Dieser wird für die Onsite-Erzeugung an einer kleinen Wasserstofftankstelle mit einer Auslastung von 75 % eingesetzt. Die Strombezugskosten aus dem Netz werden mit 0,09 €/kWh angenommen. Es ergeben sich WGK in Höhe von 9,06 €/kg. Der Fixkostenanteil ist aufgrund der relativ großen Investitionskosten für die kleine Anlage mit 39,0 % hoch.
- **Szenario B** entspricht einem großen alkalischen Druckelektrolyseur (30 bar) mit 500 Nm<sup>3</sup>/h, der nur zu Wartungszwecken abgestellt wird und damit eine Auslastung von 98 % erreicht. Er dient dem industriellen Einsatz in der Ammoniakproduktion. Die an mittelgroße Industriebetriebe angelehnten Stromkosten betragen

0,075 €/kWh, somit ergeben sich WGK in Höhe von 4,50 €/kg. Aufgrund der hohen Auslastung und der relativ geringen Investitionskosten für die große Anlage beträgt der Fixkostenanteil nur ca. 16,6 % der gesamten WGK.

- **Szenario C** entspricht dem mittelfristigen Einsatz eines großen PEM-Druckelektrolyseurs. Die Investitionskosten für den Elektrolyseur werden mit 1.200 €/kW, der Systemwirkungsgrad mit 87,3 % abgeschätzt. In Szenario C1 wird der Elektrolyseur mit Strom aus Windenergie betrieben. Die Stromkosten werden deshalb mit 0,03 €/kWh veranschlagt und die Auslastung beträgt nur 35 %. Dies entspricht etwas weniger als 3.100 Volllaststunden im Jahr. Die WGK betragen in Szenario C 3,85 €/kg, wobei der Anteil der fixen Kosten aufgrund der geringen Systemauslastung bei über 64,4 % liegt. In Szenario C2 wird der PEM-Elektrolyseur möglichst konstant mit maximaler Auslastung von 98 % bei Stromkosten von 0,05 €/kWh betrieben. Es ergeben sich geringere WGK von 3,17 €/kg mit 27,9 % Fixkosten und 82,1 % variable Kosten.
- **Szenario D** ist von den Randbedingungen identisch zu Szenario C. Es wird jedoch ein großer alkalischer Druckelektrolyseur mit einem etwas geringeren Wirkungsgrad angenommen. Bei geringer Auslastung von 35 % (Kopplung mit WKA) betragen die WGK in Szenario D1 3,17 €/kg, wobei der Anteil der fixen Kosten mit 54,7 % aufgrund der geringen Systemauslastung ebenfalls sehr hoch liegt. Wird der Einsatz in einer zentralen Anlage mit maximaler Auslastung betrieben, sinken die WGK in Szenario D2 auf 3,01 €/kg, wobei der Anteil der fixen Kosten mit 20,5 % deutlich geringer ausfällt.

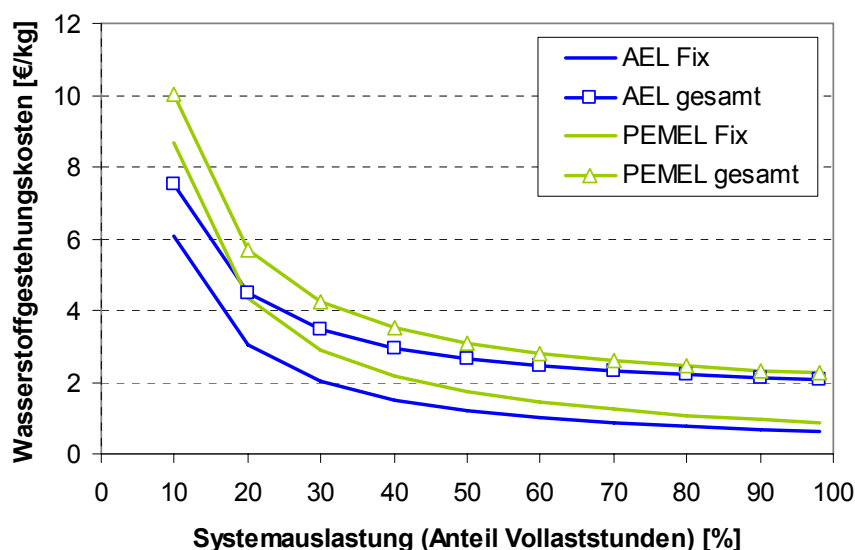
**Tabelle 5-3: Vergleich der Wasserstoffgestehungskosten für AEL und PEMEL auf Basis der heutigen und zukünftigen Technologie**

<b>Szenario</b>	<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C1</b>	<b>C2</b>	<b>D1</b>	<b>D2</b>
<b>Spezifikationen</b>	<b>PEMEL</b>	<b>AEL</b>	<b>PEMEL</b>	<b>PEMEL</b>	<b>AEL</b>	<b>AEL</b>
Anlagengröße [Nm <sup>3</sup> /h]	30	500	250	250	1500	1500
Systemwirkungsgrad [%]	64,4	78,7	86,3	86,3	82,3	82,3
Systemauslastung [%]	75	98	35	98	35	98
Investitionskosten [€/kW]	2.486	1.000	1.200	1200	800	800
Aufbau, Anlieferung [% der IK]	10	10	10	10	10	10
Wartung, Betrieb, Ver- sicherung [%/a der IK]	4	4	4	4	4	4
Abschreibungszeitraum [a]	10	20	25	25	25	25
Verzinsung [%]	5	5	7,5	7,5	7,5	7,5
Stromkosten [€/kWh]	0,090	0,075	0,030	0,050	0,030	0,050
<b>Wasserstoffgestehungskosten [€/kg]</b>	<b>9,03</b>	<b>4,50</b>	<b>3,85</b>	<b>3,17</b>	<b>3,17</b>	<b>3,01</b>
Fixkosten (%)	39,0	16,6	64,4	27,9	54,7	20,5
Variable Kosten (%)	61,0	83,4	35,6	72,1	45,3	79,5



Die Berechnungen basieren auf den Daten des Kapitels 5. Die Investitionskosten wurden aus Kapitel 5.2.1 abgeleitet. Die Szenarien A und B lassen sich aufgrund der unterschiedlichen Größe und ökonomischen Annahmen nicht direkt miteinander vergleichen, geben aber eine Vorstellung von der Spreizung der aktuellen WGK mit heute verfügbarer Technologie. Ein Vergleich der Szenarien C und D zeigt, wie wettbewerbsfähig mittelfristig die PEMEL im Verhältnis zur AEL sein wird. Die Differenzen entstehen im Wesentlichen durch die unterschiedlichen Investitionskosten und Anlagengröße bei ansonsten identischen ökonomischen und technischen Randbedingungen. Es sei ausdrücklich darauf hingewiesen, dass diese Szenarien nur zur Veranschaulichung des Modells dienen und deutlich machen, mit welchen zukünftigen WGK (Größenordnung) gerechnet werden kann.

Aus Tabelle 5-3 wird ersichtlich, dass die Fixkosten bei hoher Systemauslastung für größere Anlagen eine untergeordnete Rolle spielen, siehe Szenario B, C2 und D2. Dies gilt unabhängig von der betrachteten Technologie. Tabelle 5-3 macht jedoch auch deutlich, dass heute wie zukünftig die Kosten entscheidend durch die Systemauslastung bestimmt sind. Mit einer geringen Auslastung, wie in den Szenarien C1 und D1 angenommen, wirken sich die Fixkosten relativ stark auf die WGK aus. Ein Gefühl dafür, wie sich die Wasserstoffgestehungskosten mit steigender Anlagenauslastung entwickeln, zeigt Abbildung 5-4. In Anhängigkeit von der Anzahl der Volllaststunden pro Jahr (relativer Anteil) sind für AEL- bzw. PEMEL-Systeme die Wasserstoffgestehungskosten in [€/kg] der Szenarien C und D aufgetragen. Die Berechnungen basieren auf einer langfristigen Technologiefortschreibung. Bei nahezu vollständiger Systemauslastung (technisch sind bis zu 98 % möglich) sinken die WGK auf Werte bis zu ca. 2 €/kg H<sub>2</sub>. Bei dieser hohen Auslastung tragen die Fixkosten nur ca. 20 - 30 % zu den gesamten WKG bei. Bei geringerer Auslastung steigt jedoch der relative Anteil der Fixkosten beträchtlich. Ab einer Systemauslastung von weniger als 50 % dominieren sie die WGK. Daraus lässt sich für die zukünftige Elektrolysetechnologie ableiten, dass eine hohe Systemauslastung entscheidend für akzeptable Wasserstoffgestehungskosten ist. Auch in Starkwindgebieten wie die norddeutsche Küste erreichen Windkraftanlagen nicht diesen Volllaststundenanteil. Für einen wirtschaftlichen Betrieb müssen deshalb tragfähige Geschäftsmodelle entwickelt werden (Stromimport, Kopplung mit mehreren Erzeugern, richtige Dimensionierung etc.).



**Abbildung 5-4: Abhängigkeit der Wasserstoffgestehungskosten v. d. jährlichen Volllaststundenzahl (Systemauslastung). Grundlage sind die Parameter der Szenarien C und D.**

## 6 Handlungsempfehlungen

Im Folgenden sollen die Erkenntnisse der bisherigen Kapitel aufgegriffen und daraus der konkrete F&E-Bedarf abgeleitet werden. Außerdem werden neben dieser technologischen Betrachtung auch Handlungsempfehlungen formuliert, die Mittel und Wege aufzeigen, wie das Bedarfsszenario gemäß GermanHy erfüllt werden kann.

### 6.1 Zusammenfassung Forschungs- und Entwicklungsbedarf

Kurz- und mittelfristig wird der steigende Bedarf an Elektrolyse-Wasserstoff mit der bereits kommerziell verfügbaren alkalischen Elektrolyse erfolgen, insbesondere für die von GermanHy vorgegebene zentrale Erzeugung (20.000 Nm<sup>3</sup>/h, bestehend aus parallel geschalteten Elektrolysemodule) aber auch die dezentrale Erzeugung an Tankstellen (220 und 890 Nm<sup>3</sup>/h). Langfristig wird die PEM-Elektrolyse den Bereich der Nischenanwendungen verlassen und durch ihre Vorteile auch für größere Leistungsbereiche interessant werden, so dass sie eine ernsthafte Alternative für die dezentrale Erzeugung (220 und 890 Nm<sup>3</sup>/h) darstellen wird. Die Hochtemperatur-Elektrolyse kann aufgrund des geringeren Energiebedarfs langfristig einen wertvollen Beitrag in der Wasserstoffversorgungsstruktur leisten, muss dafür aber noch erhebliche materialtechnische Hürden nehmen. Die verschiedenen Ausgangssituationen der unterschiedlichen Technologien erfordern eine getrennte Formulierung des F&E-Bedarfs.

#### 6.1.1 Alkalische Technologie

Bei alkalischen Elektrolyseuren besteht vor allem Entwicklungs- und Optimierungsbedarf hinsichtlich der Stromdichte, der Dynamik des Gesamtsystems, des Teillastbereiches und der Druckfestigkeit. Eine Senkung der spezifischen Anlagenkosten wird vor allem durch Skaleneffekte erwartet, weniger durch Substitution von Materialien.

##### 6.1.1.1 *Materialseitige Forschungsarbeiten*

Im Zentrum der notwendigen Arbeiten steht primär die Erhöhung der Stromdichte bei gegebener Zellspannung und sekundär eine Reduzierung der Elektrolysespannung zur Erhöhung des Elektrolysewirkungsgrads. Die erfolgreiche Substitution asbesthaltiger Diaphragmen mit Materialien gleicher Lebensdauer muss nachgewiesen werden. Folgende Forschungsarbeiten sind notwendig:

- Entwicklung neuer und/oder verbesserter Katalysatoren mit geringeren Überspannungen und Kosten, sowie hoher Korrosionsstabilität der Elektrodensubstrate;
- Entwicklung neuer und/oder verbesserter Membranen mit geringen elektrischen Widerständen und Kosten, sowie hoher mechanischer Stabilität für Druckbetrieb und langer Lebensdauer;
- Nachweis der Langlebigkeit von effizienten Elektroden und Membranen mit niedrigem Widerstand im intermittierenden Betrieb.

### **6.1.1.2 Verfahrenstechnische Entwicklungsarbeiten**

Die notwendigen Arbeiten konzentrieren sich auf das Up-Scaling bestehender Zell- und Stackkonstruktionen unter Berücksichtigung der neuen Materialien und steigender Stromdichten. Ebenso ist der Druckbereich bis ca. 60 bar zu steigern und der untere Teillastbereich bis auf 10 % zu senken, um eine bessere Kompatibilität mit erneuerbaren Energien zu erhalten. Die folgenden Entwicklungsarbeiten sind notwendig:

- Entwicklung und Erprobung von Up-Scalingkonzepten für Einzelstacks > 1000 Nm<sup>3</sup>/h unter Nutzung der modifizierten Elektroden und Diaphragmen;
- Entwicklung und Erprobung neuer Dichtungskonzepte für den erhöhten Druckbetrieb mit Stacks der geforderten Produktionskapazität (mehrere hundert Zellen pro Stack);
- Nachweis der Langzeitdichtigkeit dieser Zell- und Stackkonzepte auch unter verstärkter thermischer Zyklierung bzw. schneller Leistungswechsel;
- Erhöhung der Gasqualität in Teillast und damit Ausdehnung des Teillastbereiches durch Umsetzung verfahrenstechnischer Konzepte, bspw. durch getrennte Lauferkreisläufe oder drehzahleregelter Zirkulationspumpen.

### **6.1.1.3 Systemtechnische Entwicklungsarbeiten**

Im Mittelpunkt der Entwicklungen stehen Arbeiten zur Erhöhung des Gesamtwirkungsgrades bzw. Reduzierung des spezifischen Energieverbrauchs durch Senkung des Verbrauchs von Nebenaggregaten. Ferner muss die Systemtechnik an die Erfordernisse einer energietechnischen Nutzung angepasst werden. Wichtige Entwicklungsarbeiten hierbei sind:

- Reduzierung des Eigenenergiebedarfs über Anpassung bzw. Weiterentwicklung von Nebenaggregaten mit Schwerpunkt auf der Leistungselektronik (Trafo, AC/DC-Wandler etc.) und der Gasaufbereitung (effiziente Trocknung ohne H<sub>2</sub>-Verlust);
- Optimierung von Stoff- und Energieströmen (z.B. Konzepte zur Sauerstoffnutzung, Wärmeein- und -auskopplung, Vermeidung von Hilfsmedien wie N<sub>2</sub>-Purge), ggf. Kopplung mit anderen regenerativen Energien;
- Entwicklung und Erprobung der system- und regelungstechnischen Einbindung in Energiespeichersysteme (Netz - Elektrolysesystem - Speicher - ggf. Rückverstromung);
- Optimierung der Betriebsführung zur schnellen Bereitstellung von Regelenergie und zum Umgang mit fluktuierendem (Überschuss-) Stromangebot (z.B. dynamisches Abfahren realer Wind- und PV-Profile, intermittierender Betrieb, Umsetzen rascher Leistungssprünge);
- Weiterentwicklung und Anpassung der Sicherheitskonzepte.

## **6.1.2 PEM-Elektrolyse**

Wie in den vorherigen Kapiteln dargestellt, wird sich mittelfristig der Einsatzbereich der PEM-Elektrolyse erheblich ausweiten und sich langfristig auch im großen Leistungsbereich etablieren. Um als ernsthafte Alternative zur AEL im größeren Leistungsbereich bestehen zu können, müssen die bereits erreichten Leistungs- und Lebensdauerwerte aus militärischen und Nischenanwendungen kostengünstig in den energiewirtschaftlichen Sektor übertragen werden.

### **6.1.2.1 Materialeitige Forschungsarbeiten**

Auf Zellebene steht vor allem die Erhöhung der Lebensdauer bei Beibehaltung der Leistungswerte und Senkung der Kosten im Vordergrund:

- Entwicklung von stabilen und langlebigen Elektroden mit verringerter Katalysatorbelastung und Substitution von Edelmetallen;
- Weiterentwicklung aktueller Membrane mit höherer mechanischer Festigkeit und chemischer Beständigkeit bei gleichzeitiger Senkung des Innenwiderstandes (Membrandicke), u.a. für Differenzdruckbetrieb;
- Umsetzung von Scale-Up-Konzepten zur Erhöhung der Elektrodenfläche (> 1.000 cm<sup>2</sup>) sowie Steigerung der H<sub>2</sub>-Produktionskapazität pro Stack;
- Einsatz kostengünstiger und korrosionsfester Stromverteiler und Bipolarplatten.

### **6.1.2.2 Verfahrenstechnische Entwicklungsarbeiten**

Notwendige verfahrenstechnische Entwicklungsarbeiten konzentrieren sich auf die Entwicklung von Stacks größerer Leistungsklasse und Anpassung der Verfahrenstechnik an diese größeren Leistungen. Zusätzlich notwendig sind:

- Umsetzung und Entwicklung von kostengünstigen Stackkonzepten für Drücke bis 100 bar bzw. für den Differenzdruckbetrieb;
- Entwicklung von notwendigen peripheren Komponenten für den Druckbetrieb.

### **6.1.2.3 Systemtechnische Entwicklungsarbeiten**

Auf Systemebene muss ebenfalls das Up-Scaling umgesetzt werden. Darüber hinaus muss ähnlich zur AEL die Systemtechnik an die Erfordernisse einer energietechnischen Nutzung angepasst werden:

- Scale-Up und Umsetzung einer hocheffizienten Systemperipherie mit minimalem Energiebedarf;
- Entwicklung und Erprobung der system- und regelungstechnischen Einbindung in Energiespeichersysteme (Netz - Elektrolysesystem - Speicher - ggf. Rückverstromung);
- Senkung der Investitionskosten für die Peripherie.

### 6.1.3 Hochtemperaturelektrolyse

Die Entwicklung der HT-Elektrolyse vollzieht sich aktuell noch im Labormaßstab und konzentriert sich in Europa auf Materialentwicklung und Zell- sowie Stackentwicklung im Watt bzw. kleinen kW-Bereich. Daher sind die F&E Schwerpunkte vorerst auf materialseitige Forschungsarbeiten und deren Umsetzung in kleinen Zellen/Stacks konzentriert. Vorrangiges Ziel ist der Nachweis der technischen Machbarkeit im Labormaßstab unter Berücksichtigung der geforderten Langzeitstabilität und thermischen Zyklfestigkeit. Der nächste Schritt ist die Aufskalierung in den gewünschten Größenbereich auf Zell- und Stackebene, sowie die Umsetzung druckgeladener Zellstapel. Kurz- und mittelfristig werden daher notwendige Forschungsarbeiten vor allem auf der Materialebene gesehen:

- Erhöhung der Elektrodenstandzeiten insbesondere bei hohen Stromdichten (2 - 4 A/cm<sup>2</sup>);
- Senkung der Arbeitstemperaturen zur Erhöhung der Langzeitstabilität (Senkung bis 600 °C);
- Entwicklung spezieller HT-Elektrolysezellen (bisher wurden im Wesentlichen SOFC-Zellen/Stacks genutzt);
- Entwicklung von Druckelektrolyseuren (geeignete Dichtungskonzepte auf Zellebene)

Die deutsche F&E-Landschaft (z.B. FZJ, KIT, EIFER, DLR) sowie teilweise auch die Industrie (z.B. ElringKlinger) verfügen über eine breite Expertise im Bereich der Festoxid-Technologie, die jedoch vorwiegend auf die SOFC ausgerichtet sind. Im EU-Bereich gibt es bereits eine breitere SOEL-Erfahrungen in Frankreich (CEA), Dänemark (Riso, Topsoe), England (Imperial College) und den Niederlanden (ECN). Es wird daher empfohlen, in einem ersten Schritt hauptsächlich das europäische Know-how über europäische Kooperationen zu akkumulieren und dann in einem zweiten Schritt stärker in nationale Projekte zu gehen.

## 6.2 Handlungsempfehlungen

Wie in der Einführung und Motivation (siehe Kapitel 1) dargestellt, bildet GermanHy die Ausgangsbasis für die eingehende Betrachtung der Elektrolysetechnologie, seinen Akteuren und den Forschungsschwerpunkten in dieser Arbeit. Zum Abschluss der Betrachtungen sollen Handlungsempfehlungen formuliert werden, die für eine Umsetzung der aus GermanHy abgeleiteten Bedarfsprognose notwendig sind. Die Handlungsempfehlungen konzentrieren sich auf kurz- und mittelfristige Maßnahmen (GermanHy-Ziele für 2030), um den Aufbau von notwendiger Technologie und Know-how zu starten. Die auf lange Sicht notwendigen Maßnahmen (GermanHy-Ziele für 2050) werden ebenfalls genannt, aber nicht konkreter ausformuliert. Hier empfiehlt sich ein regelmäßiges Review-Verfahren.

Die Empfehlungen sind in Themenbereiche gegliedert. Adressaten der Empfehlungen sind die NOW GmbH als direkter Auftraggeber, zuständige Ministerien, die Industrie, weitere Verbände (z.B. DWV oder VDMA), sowie Akteure in der Forschung und Entwicklung.

## Thema I: Forcierung der Technologieentwicklung

---

**Befund** Der Wasserstoffbereitstellung über den Technologiepfad Wind - Elektrolyse kommt in den nächsten Jahren eine tragende Rolle zu. Die nationale als auch internationale Technologieentwicklung erzielte in den letzten Jahren jedoch nur kleine Fortschritte. Um der bedarfsorientierten Sicht für den Zeithorizont 2030 bis 2050 gerecht zu werden, müssen in den nächsten 10 Jahren die wichtigsten technologischen Entwicklungen umgesetzt werden. Dies wird nicht ohne staatliche Unterstützung erreicht werden können, die aber in den letzten Jahren im Wesentlichen auf den BZ-Bereich ausgerichtet war. Die Förderung der Wasserstofftechnologie wurde hingegen ab Mitte der 90er Jahre des letzten Jahrhunderts drastisch gekürzt, vergleiche mit [\[men07\]](#).

---

**Handlungsempfehlung**

**I-1 Förderung von Forschungsvorhaben:** Unter Berücksichtigung und Einbeziehung des F&E-Bedarfs (Kapitel 6.1) soll die Entwicklung der Elektrolysetechnologie auf nationaler Ebene durch Förderprogramme der Ministerien gestärkt bzw. reaktiviert werden.

**I-2 Reaktivierung der deutschen Forschungslandschaft:** Durch Möglichkeit von neuen Verbundprojekten sollen Forschungsgruppen reaktiviert bzw. neu aufgebaut werden. Dies muss schnell erfolgen, um den nötigen Vorlauf für technologische Entwicklungen zu schaffen. Weitere Maßnahmen wären Stiftungsprofessuren, Kompetenzzentren, Abgleich der Lehrinhalte bestehender Veranstaltungen, Etablierung von Kursen in Weiterbildungseinrichtungen.

**I-3 Internationale Abstimmung der F&E-Aktivitäten:** Es empfiehlt sich eine verstärkte internationale Zusammenarbeit im Elektrolysebereich mit Förderprogrammen zu differenzierten Schwerpunkten. Ein Abgleich der Förderschwerpunkte mit europäischen und internationalen Forschungsprogrammen ist notwendig.

**I-4 Regelmäßige Fortschrittsberichte:** Die Technologiefortschreibung in Kapitel 5.1 prognostiziert die internationale Entwicklung der Elektrolysetechnik bis ca. 2030. In einem Review-Verfahren soll durch regelmäßige Fortschrittsberichte die Technologiefortschreibung den erzielten Entwicklungen und aktuellen Bedürfnissen angepasst werden.

---

## Thema II: Ausbau der nationalen Wertschöpfungskette

---

**Befund** Die aktuell in Deutschland aktiven Akteure beschränken sich auf wenige KMUs und Forschungsgruppen. Die Herstellung von Elektrolyseuren erfolgt in Einzelanfertigung; aufgrund geringer Produktionsmengen gibt es keine ausgereifte und angepasste Produktionstechnologie. Vorgelagerte Industrien mit spezialisierten Kenntnissen sind kaum existent. Im internationalen Vergleich verfügt Deutschland aber über eine nahezu komplette Zulieferindustrie. Die Zulieferer verfügen über das prinzipiell nötige Know-how, auf die Elektrolyse optimierte Komponenten werden jedoch aus wirtschaftlichen Gründen kaum angeboten.

---

**Handlungsempfehlung**

**II-1 Einbinden aller Akteure der Wertschöpfungskette:** In öffentlich geförderten Verbundvorhaben sollten möglichst geschlossene Wertschöpfungsketten (inkl. Produktionstechnologie) implementiert werden. Dazu zählt auch die Einbindung vor- und nachgelagerter Industrien.

**II-2 Aufbau wettbewerblicher Strukturen:** Die Förderung wettbewerblicher Strukturen stärkt die Innovationsdynamik der Akteure und schafft eine breitere Kompetenzbasis. Politische Unterstützung für mehr als einen Fertigungsverbund in Deutschland wird empfohlen.

**II-3 Innovationen aus dem Mittelstand:** Eine Vielzahl kleinerer F&E-orientierter Projekte sind in der Lage, wirtschaftsstrukturelle Wirkungen im Mittelstand zu entfalten. Es wird empfohlen, eine entsprechende mittelstandsorientierte Förderaktivität zu entwickeln.

**II-4 Wissenschaftliche Studie zu Betreibermodellen:** Die zukünftige Rollenverteilung der Akteure und Möglichkeiten der Wertschöpfung sollen in wissenschaftliche Untersuchung(en) zu wirtschaftlichen Betreibermodellen von Wind/Solar-Wasserstoff-Systemen und deren Integration in die Energiewirtschaft untersucht werden.

**II-5 Marktunterstützung durch klare Rahmenbedingungen:** Für ein nachhaltiges Engagement von Firmen sind transparente und stabile Rahmenbedingungen gefordert. Dazu zählen vor allem klare und fördernde gesetzlichen Grundlagen (bspw. Regelung im EEG, Klärung der Untertagespeicherung, Einstieg in die Elektromobilität).

**II-6 Möglichkeiten zur Fort- und Weiterbildung:** Eine Verankerung des fachspezifischen Wissens in relevanten Lehrinhalten von Studiengängen, Weiterbildungsseminaren und Ausbildungsplänen sichert mittelfristig den Bedarf an qualifiziertem Personal.

---

### Thema III: Vernetzung, Demonstration und Öffentlichkeitsarbeit

---

**Befund** Deutschland konnte in den Achtzigern und Neunzigern des letzten Jahrhunderts auch auf internationaler Ebene deutliche Akzente in der Wasserstofferzeugung durch Elektrolyse setzen. Die F&E-Anstrengungen kamen in den letzten Jahren jedoch nahezu zum Erliegen, während im Ausland neue Schwerpunkte gesetzt wurden. In der Technologieführerschaft konnten ausländische Akteure ihre Position ausbauen. Akteure in Deutschland handeln derzeit ohne eine verbindende nationale Strategie und sind nur teilweise vernetzt. Es existiert kein Elektrolysecluster in Deutschland.

---

**Handlungsempfehlung** **III-1 Verabschiedung einer Elektrolyse-Roadmap:** Basierend auf dieser Studie sollten die Ergebnisse und Erkenntnisse unter Einbeziehung aller Akteure mit dem Ziel der Verabschiedung einer Elektrolyse-Roadmap bis 2030 in Workshops und in einer Arbeitsgruppe diskutiert werden.

**III-2 Anspruch durch Leuchtturmprojekt:** Zur Demonstration der Machbarkeit im energietechnisch relevanten Maßstab, zur Unterstreichung des Anspruches eines Leitmarktes und zur Erzielung einer breiten Wahrnehmung in der Öffentlichkeit fehlt aktuell die Umsetzung eines gewichtigen nationalen Vorzeigeprojektes. Es soll ein nach GermanHy vorhergesagtes Wind-Wasserstoffsystem demonstriert werden.

**III-3 Breite Öffentlichkeitsarbeit:** Verstärkung des Informationsflusses und -austausches auf dem Gebiet der Elektrolyse durch Fachverbände und zusätzliche projektübergreifende Öffentlichkeitsveranstaltungen ermöglichen eine übergreifende Öffentlichkeitsarbeit zur Information weiterer nationaler Akteure und zur Erhöhung der Akzeptanz.

**III-4 Koordination von Verbänden und Ministerien:** Der unterschiedliche Entwicklungsstand der Elektrolysetechnologien erfordert die Einbindung mehrerer Bundesministerien wie BMVBS, BMWi, BMBF und BMU. Auf Referateebene wird unter Einbeziehung von Experten eine Koordinierung der Themen vorgenommen.

---



## 7 Zusammenfassung

Anlass für die vorliegenden Betrachtungen ist die im Jahre 2008 veröffentlichte Studie GermanHy, welche in drei Szenarien die zukünftige Wasserstoffherzeugung durch verschiedene Technologiepfade abschätzt und eine Bedarfsprognose an Wasserstoff für die Jahre 2030 und 2050 vorgibt. Vor allem die Nutzung von regenerativ erzeugtem Überschussstrom zur Wasserstoffherzeugung durch Elektrolyse nimmt in den Szenarien von GermanHy eine Schlüsselfunktion ein.

Im Zentrum der Studie steht die Wasserstoffherzeugung durch die drei möglichen Verfahren der Wasserelektrolyse, die sich auf unterschiedlichen Entwicklungsstufen befinden.

Die alkalische Elektrolyse stellt eine erprobte Technologie dar, die seit mehr als 100 Jahren im industriellen und großmaßstäblichen Einsatz in speziellen Einsatzfeldern wie der Fetthydrierung und Generatorkühlung genutzt wird. Mit weniger als 1 % an der weltweiten Gesamtwasserstoffherzeugung konnte sich die (alkalische) Elektrolyse aus ökonomischen Gründen gegenüber nicht-elektrochemischen Technologien zur Wasserstoffherzeugung bisher nicht durchsetzen. Daher wurde wenig in Forschung und Entwicklung der Elektrolysetechnologie investiert und die Systeme entsprechen häufig dem Entwicklungsstand von Mitte des letzten Jahrhunderts. Obwohl die Technik als sehr robust und langlebig gilt, ist sie nicht für den Einsatz in energiewirtschaftlichen Anwendungen optimiert und arbeitet mit sehr geringen Leistungsdichten.

Die PEM-Elektrolyse wurde in den letzten Jahrzehnten verstärkt entwickelt, konnte sich aber aufgrund der hohen Materialkosten nur in Nischenanwendungen mit geringen Leistungen etablieren. Sie weist prinzipielle Vorteile (Leistungsdichte, Dynamik, Teil- und Überlastverhalten, einfacheres System) gegenüber der alkalischen Elektrolyse auf, weshalb ihr Einsatz in Verbindung mit erneuerbaren Energien als vorteilhaft gesehen wird. Anlagen im für GermanHy relevanten Leistungsbereich wurden bisher jedoch nicht gebaut.

Die Hochtemperaturelektrolyse befindet sich noch in der Phase der Materialentwicklung. Bisher gibt es keine speziell für den Elektrolysebetrieb entwickelten HT-Zellen. Werden SOEL-Anlagen unter autothermen Bedingungen betrieben, weisen diese Anlagen den geringsten Energiebedarf auf. Damit sind sie für eine effiziente Wasserstoffherzeugung sehr interessant. Der HT-Betrieb bringt jedoch erhebliche Hürden für eine dynamische Fahrweise und häufiges An- und Abschalten mit sich.

Die aktuellen und zukünftigen Entwicklungstrends müssen für jedes Verfahren getrennt betrachtet werden.

Bei den Forschungsschwerpunkten der alkalischen Elektrolyse wird vor allem eine Erhöhung der Leistungsdichte des Stacks, der Druckfestigkeit und der Dynamik des Gesamtsystems im Vordergrund stehen und zudem der Teillastbereich erweitert werden.

Im Bereich der PEM-Elektrolyse müssen die bereits erreichten Leistungs- und Lebensdauerwerte aus dem kleinen Leistungsbereich bzw. militärischen Anwendungen kostengünstig auf Anlagen großer Leistung übertragen werden. Durch Modifikation bzw. Substitution von teuren Materialien wird zusätzlich eine Kostensenkung auf Stackebene angestrebt. Für beide Technologien wird zudem eine deutliche Senkung der spezifischen Anlagenkosten durch Skaleneffekte erwartet.

Die Entwicklung der HT-Elektrolyse befindet sich noch in der Grundlagenforschung und Materialentwicklung. Vorrangiges Ziel ist der Nachweis der technischen Machbarkeit im

Labormaßstab unter Berücksichtigung der geforderten Langzeitstabilität und Zyklusfestigkeit. Erst danach ist eine Aufskalierung in den gewünschten Größenbereich auf Zell- und Stackebene sinnvoll.

Durch die Intention, Wasserelektrolyseure in energietechnischen Systemen mit erneuerbaren Energien zu koppeln, ergeben sich besondere Anforderungen an die Anlagen. Dies gilt vor allem für die Dynamik, das Teillastverhalten, das An- und Abschalten und den Stand-by-Betrieb der Elektrolyseure. Allerdings kann in den in GermanHy diskutierten Szenarien davon ausgegangen werden, dass die Elektrolyseure im Wesentlichen über eine durch das Netz stabilisierte Stromversorgung verfügen. Damit agieren die Elektrolyseure wie andere DC-Verbraucher auf verschiedenen Spannungsebenen im Netz. Über ein Demand Side Management lassen sich die Anlagen durch gezieltes An- und Abschalten bzw. durch zeitweisen Teillastbetrieb zur Netzstabilisierung einsetzen. Ein reiner Inselbetrieb mit direkter Kopplung von Elektrolyseur an einen EE-Stromerzeuger ist in Mitteleuropa mit seinem weitverzweigten Verbundnetz weitgehend unwahrscheinlich. Ein besonders großer Teillastbereich und eine hohe Dynamik bei kleiner Teillast sind damit nicht von entscheidender Bedeutung für die Einbindung.

Im Bereich der Wasserelektrolyse verfügen nur wenige Firmen über die notwendige Expertise zum Bau der Elektrolyseanlagen. Der jährliche Umsatz wird auf unter 100 Mio. € und die Zahl der weltweit tätigen Mitarbeiter auf deutlich unter 1.000 Angestellte geschätzt. Hauptanwendungen derzeit sind die on-site Erzeugung von Wasserstoff zur Generatorkühlung in Kraftwerken und die Wasserstoffherzeugung in kleinen Tischgeräten zur Nutzung im Laborbetrieb. Daneben werden einzelne Anlagen für zahlreiche weitere industrielle aber punktuelle Anwendungen gebaut, sowie in kleiner Stückzahl für militärische Anwendungen hergestellt.

Produktionstechnische Erfahrungen jenseits der Kleinserie existieren aktuell nicht. Die Herstellung und Montage erfolgt im Manufakturbetrieb. Diese Zustandsbeschreibung erfährt derzeit durch die u.a. in GermanHy gezeigten Perspektiven, die Ankündigung der Markteinführung von BZ-Fahrzeugen ab 2015 und den verstärkten Speicherungsbedarf erneuerbarer Energien eine völlig andere Dimension im energietechnischen Sektor. Auch auf internationaler Ebene gewinnt der Bereich zunehmend an Dynamik und ist aktuell durch Demonstrationsprojekte geprägt.

Deutschland verfügt über das Know-how zur Herstellung großer alkalischer Elektrolyseure bewährter Bauart. Allerdings wurden Elektrolyseanlagen in den letzten 30 Jahren kaum nachgefragt, so dass keine nennenswerten Herstellungskapazitäten existieren und die Technik nicht weiterentwickelt wurde. Im Bereich der PEM-Elektrolyse gibt es bis dato kaum Entwicklungsaktivitäten in Deutschland (Ausnahme: h-tec und Siemens), allerdings stößt die Technik aktuell auf verstärktes Interesse aus der Industrie.

Durch den massiven Ausbau erneuerbarer Energien und die Notwendigkeit der Speicherung dieser Energien nehmen in Deutschland Aktivitäten vor allem im Demonstrationsbereich wieder zu, nicht jedoch relevante F&E-Aktivitäten. Ferner existieren durch das NIP und die NOW günstige nationale Rahmenbedingungen. Es besteht die realistische Chance, dass durch eine konzentrierte Vernetzung und Förderung der Aktivitäten Deutschland wieder zu den technologieführenden Nationen aufschließen kann. Die notwendigen Maßnahmen müssen allerdings innerhalb der nächsten Jahre initiiert werden, da ansonsten das Risiko besteht, dass die relevanten Technologiefelder durch andere Akteure besetzt werden.

Auf Basis dieser Analysen in den verschiedenen Bereichen werden Handlungsempfehlungen für Akteure aus der Industrie, Politik Verbände und Forschung abgeleitet.

Im Bereich der Technologieentwicklung ist vor allem die Wiederaufnahme von Forschung und Entwicklung gefordert. Dies soll in öffentlich geförderten Verbundprojekten als auch über die Industrie initiiert werden. Damit wird auch eine Reaktivierung der deutschen Forschungslandschaft erfolgen. Die Aktivitäten müssen mit internationalen F&E-Programmen (z.B. JTI) abgeglichen werden und die F&E-Schwerpunkte in regelmäßigen Abständen den aktuellen Bedürfnissen angepasst werden.

Zum Ausbau einer nationalen Wertschöpfungskette müssen alle Akteure auch der vor- und nachgelagerten Industrien eingebunden werden und auf klare und zuverlässige Rahmenbedingungen aufbauen können. Dabei sollten wettbewerbliche Strukturen gefördert werden, um somit die Innovationskraft zu stärken und eine breite Kompetenzbasis zu schaffen. Eine besondere Rolle in der Wertschöpfung und Technologieentwicklung wird dem Mittelstand zugeschrieben, dies sollte sich in entsprechenden mittelstandsorientierten Förderinstrumenten niederschlagen. Ferner müssen ausreichend Möglichkeiten zur Fort- und Weiterbildung sowohl für qualifizierte Arbeitskräfte als auch für Fachpersonal bestehen.

Der dritte Komplex an Handlungsempfehlungen betrifft die Vernetzung, Demonstration und Öffentlichkeitsarbeit. Hier geht es um die nach innen und nach außen gerichtete Kommunikation und Vernetzung der Akteure. Damit sollen Informationsflüsse gerichtet und eine Diskussionsplattform geschaffen werden. Eine Elektrolyse-Roadmap zur Entwicklung der Technologie bis 2030 sollte erarbeitet werden. Die Durchführung eines Leuchtturmprojektes zur Stärkung der Thematik im Außenraum wird empfohlen.

# Literaturquellen

- 
- [and10] Anderson, E.B., Friedland, R.J., Schiller, M.S., Dreier, K.W. (2010) Large-Scale PEM Electrolysis for Hydrogen Fueling. Präsentation 18<sup>th</sup> WHEC, Essen, 16.-21. Mai 2010.
- 
- [bar98] Barthels, H., Brocke, W., Bonhoff, K., Groehn, H., Heuts, G., Lennartz, M., Mai, H., Mergel, J., Schmid, L., Ritzenhoff, P. (1998) Phoebus-Jülich: An Autonomous Energy Supply System Comprising Photovoltaics, Electrolytic Hydrogen, Fuel Cell. International Journal of Hydrogen Energy, 23 (4), 295-301.
- 
- [bmu09] Pehnt, M., Höpfner, U. (2009) Wasserstoff- und Stromspeicher in einem Energiesystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien: Analyse der kurz- und mittelfristigen Perspektive. Auftragsstudie des BMU, <[www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ifeu\\_kurzstudie\\_elektromobilitaet\\_wasserstoff.pdf](http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ifeu_kurzstudie_elektromobilitaet_wasserstoff.pdf)>, letzter Zugriff 20. Juli 2010.
- 
- [bmw09] Smolinka, T., Nicolai, Steffen, Krüger, S. (2009) Stand und Entwicklungspotenzial der Speichertechniken für Elektroenergie – Ableitung von Anforderungen an und Auswirkungen auf die Investitionsgüterindustrie. Auftragsstudie des BMWi, <[www.bmw.de/BMWi/Navigation/Service/publikationen,did=320676.html?view=renderPrint](http://www.bmw.de/BMWi/Navigation/Service/publikationen,did=320676.html?view=renderPrint)>, letzter Zugriff 10. April 2010.
- 
- [bon09] Bonhoff, K., Ehret O. (2009) Strategiepapier Wasserstoff-Produktion, NOW GmbH, 15. September 2009.
- 
- [bri01] Brinner, A., Steeb, H. (2001) Das Deutsch-Saudiarabische Technologie-Entwicklungsprogramm HYSOLAR. Würzburger Geographische Manuskripte – Sonderheft, Schriftenreihe zu Deutsch-Arabischen Beziehungen, Heft 3 (deutsche und arabische Ausgabe).
- 
- [bün08] Bünger, U. (2009) GermanHy – Zusammenfassung der Ergebnisse. Präsentation Abschlussveranstaltung GermanHy, Berlin, 26. Juni 2008.
- 
- [bün10] Persönliche Mitteilung Ulrich Bünger, 19. April 2010.
- 
- [cep10] Clean Energy Partnership (2010) <[www.cleanenergypartnership.de](http://www.cleanenergypartnership.de)>, letzter Zugriff 31. Mai 2010.
- 
- [cro10] Crotagino, F., Donadei, S., Bünger, U., Landinger, H. (2010) Large-Scale Hydrogen Underground Storage for Securing Future Energy Supplies. Proceedings 18th WHEC, Essen, 16.-21. Mai 2010.
- 
- [den09] Deutsche Energie-Agentur GmbH (2009) GermanHy – Woher kommt der Wasserstoff in Deutschland bis 2050? <[www.germanhy.de/page/fileadmin/germanhy/media/090826\\_germanHy\\_Abschlussbericht.pdf](http://www.germanhy.de/page/fileadmin/germanhy/media/090826_germanHy_Abschlussbericht.pdf)>, letzter Zugriff 18. März 2010.
- 
- [doe80] Dönitz, W., Schmideberger, R., Steinheil, E., Streicher R. (1980) Hydrogen Production by High Temperature Electrolysis of Water Vapour. International Journal of Hydrogen Energy, 5 (1), 55-63.
- 
- [doe04] Department of Energy, Office of Nuclear Energy (2004) Science and Technology Nuclear Hydrogen R&D Plan, <[www.hydrogen.energy.gov/pdfs/nuclear\\_energy\\_h2\\_plan.pdf](http://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/nuclear_energy_h2_plan.pdf)>, letzter Zugriff 2. Mai 2010.
- 
- [doe10] Persönliche Mitteilung von W. Dönitz, 16. Juni 2010.
- 
- [ehr10] Ehret, O., Bonhoff, K. (2010) Wasserstoff als Kraftstoff und Energiespeicher: Strategie und Umsetzung im NIP. Proceedings 17. Symposium Nutzung regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik, Stralsund, 4.-6. November 2010.
- 
- [ene09] Enertrag (2009) Kurzbeschreibung des Hybridkraftwerks Prenzlau, Infomaterial, <[https://www.enertrag.com/download/prospekt/hybridkraftwerk\\_kurzinfo\\_090417.pdf](https://www.enertrag.com/download/prospekt/hybridkraftwerk_kurzinfo_090417.pdf)>, letzter Zugriff 17. September 2010.
- 
- [fch08] Fuel Cells & Hydrogen Joint Undertaking – FCH JU (2008) Multi Annual Implementation Plan 2008-2013, <[ec.europa.eu/research/fch/pdf/fch\\_ju\\_multi\\_annual\\_implementation\\_plan.pdf](http://ec.europa.eu/research/fch/pdf/fch_ju_multi_annual_implementation_plan.pdf)>, letzter Zugriff 08. Juni 2010.
- 
- [hyw08] Ludwig-Bölkow-Systemtechnik LBST (2008) HyWays – The European Hydrogen Roadmap, <[www.hyways.de/docs/Brochures\\_and\\_Flyers/HyWays\\_Roadmap\\_FINAL\\_22FEB2008.pdf](http://www.hyways.de/docs/Brochures_and_Flyers/HyWays_Roadmap_FINAL_22FEB2008.pdf)>, letzter Zugriff 27. April 2010.
- 
- [ise81] Isenberg, A.O. (1981) Energy Conversion via Solid Oxide Electrolyte Electrochemical-Cells at High-Temperatures. Solid State Ionics, 3-4, 431-437.
- 
- [ise96] FhG-ISE (1996) Konzeption und Bau eines energieautarken Solarhauses – Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesministeriums für Bildung, Forschung und Technologie. Schlussbericht, Teil 1-3, BMBF 0338973A.
- 
- [ish09] Ishihara, T., Kannou, T., Hiura, S., Yamamoto, N., Yamada, T. (2009) Steam Electrolysis Cell Stack Using LaGaO<sub>3</sub>-Based Electrolyte. Präsentation Int. Workshop on High Temperature Electrolysis, Karlsruhe, 9.-10. Juni 2009.
-

[jan04]	Janssen, H., Bringmann, J.C., Emonts, B., Schroeder, V. (2004) Safety-Related Studies on Hydrogen Production in High-Pressure Electrolysers. <i>International Journal of Hydrogen Energy</i> , 29 (7), 759-770.
[jen04]	Jensen, S. H. , Mogensen, M., (2004) Perspectives of High Temperature Electrolysis Using SOEC. <i>Proceedings 19<sup>th</sup> World Energy Congress 2004, Sydney (Australien), 5.-9. September 2004.</i>
[jen07]	Jensen, S. H., Larsen, P.H., Mogensen, M. (2007) Hydrogen and Synthetic Fuel Production from Renewable Energy Sources, <i>International Journal of Hydrogen Energy</i> , 32 (6), 3253-3257.
[jer10]	Jermer, B. (2010) Enabling the Hydrogen Infrastructure – Waste Hydrogen Utilization in North Rhine Westphalia. <i>Proceedings 18<sup>th</sup> WHEC, Essen, 16.-21. Mai 2010.</i>
[koc02]	Kocha, S., Plasse, P., Onishi, L., Wheeler, D., Bett, J., (2002) In Situ Electrochemical Measurement of Hydrogen Crossover Currents in PEMFC. <i>Proceedings Fuel Cell Technology: Opportunities and Challenges, AIChE Spring National Meeting, New Orleans, LA, 2002, 307-312.</i>
[men07]	Menzen, G. (2007) Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff und Brennstoffzelle. Präsentation FVS-Workshop: Wasserstoff aus Erneuerbaren Energien, Ulm, 21. / 22. Mai 2007.
[mog09]	Mogensen, M. (2009) SOEC – Status, Problems and Perspectives. Präsentation Workshop on High Temperature Electrolysis Limiting Factors. Karlsruhe, 9.-10. Juni 2009.
[nit03]	Nitsch, J. (2003) Potenziale der Wasserstoffwirtschaft, in WBGU-Hauptgutachten 2003: Welt im Wandel: Energiewende zur Nachhaltigkeit. Berlin/ Heidelberg: Springer-Verlag, ISBN 3-540-40160-1.
[oi04]	Oi, T., Sakaki, Y. (2004) Optimum Hydrogen Generation Capacity and Current Density of PEM-type Water Electrolyzer Operated Only During the Off-peak Period of Electricity Demand. <i>Journal of Power Sources</i> , 129 (2), 229-237.
[rey10]	Rey Porto, M., Aguado, M., Garde, R., Carretero, T. (2010) H <sub>2</sub> Production in Sotavento Windfarm. <i>Proceedings 18<sup>th</sup> WHEC, Essen, 16.-21. Mai 2010.</i>
[rog04]	Rogge, S.(2004) Geothermische Stromerzeugung in Deutschland – Ökonomie, Ökologie und Potenziale. Technische Universität Berlin. Dissertation.
[rom09]	Romero, L. (2009) Green Hydrogen from Wind and Solar: Design, Construction and One Year Operation of the IThER Project. Konferenz: Building the Hydrogen and Fuel Cells Future, Birmingham (GB), 25. März 2009.
[sak86]	Sakai, T., Takenaka, H., Torikai, E., (1986) Gas Diffusion in Dried and Hydrated Nafions. <i>Journal of The Electrochemical Society</i> , 133 (1), 88-92.
[sch98a]	Schug, C.A. (1998) Operational Characteristics of High-Pressure, High-Efficiency Water-Hydrogen-Electrolysis. <i>International Journal of Hydrogen Energy</i> , 23 (12), 1113-1120.
[sch04]	Schnurnberger, W., Janssen, H., Wittstadt, U. (2004) Wasserstoffspaltung mit Strom und Wärme. <i>FVS Themen 2004</i> , 50-59.
[sch08]	Schiller, G. (2008) Hochtemperatur-Wasserelektrolyse – Ergebnisse aus dem EU-Projekt Hi2H2. NOW-Workshop: Regenerativer Wasserstoff aus der Elektrolyse, Ulm, 7. Juli 2008.
[sri07]	SRI Consulting (2007) CEH Marketing Research Report Hydrogen, Abstract, < <a href="http://www.sriconsulting.com/CEH/Public/Reports/743.5000/Abstract.html?noframe">http://www.sriconsulting.com/CEH/Public/Reports/743.5000/Abstract.html?noframe</a> >, letzter Zugriff 2. April 2010.
[sta97]	Stahl, W., Goetzberger, A., Voss, K. (1997) Das energieautarke Solarhaus. Heidelberg: C.F.Müller Verlag, ISBN: 3-7880-7513-9.
[sto10a]	Stolzenburg, K., Kentzler, M. (2010) Lessons Learned from Hydrogen Infrastructure Operation in the HyFLEET:CUTE Project. <i>Proceedings 18<sup>th</sup> WHEC, Essen, 16.-21. Mai 2010.</i>
[szy98]	Szyska, A. (1998) Ten Years of Solar Hydrogen Demonstration Project at Neunburg vorm Wald. <i>International Journal of Hydrogen Energy</i> , 23 (10), 849-860.
[tom08]	Tomforde, H. (2008) Hydrogen Infrastructure – Linde. Präsentation 7. Brennstoffzellenforum, Hanau, 30. Oktober 2008.
[vde07]	Energetische Gesellschaft (ETG) im VDE (2007): VDE-Studie: Dezentrale Energiespeicherung 2020 – Gesamttext, < <a href="http://www.vde.com/de/fg/ETG/Arbeitsgebiete/V2/Aktuelles/Oeffenlich/Seiten/VDE-StudieDezentraleEnergieversorgung2020.aspx">http://www.vde.com/de/fg/ETG/Arbeitsgebiete/V2/Aktuelles/Oeffenlich/Seiten/VDE-StudieDezentraleEnergieversorgung2020.aspx</a> >, letzter Zugriff 17. September 2010.