

# Kostenfragen bei der Markteinführung von stationären Brennstoffzellen

Prof. Dr. Georg Erdmann, TU Berlin

## Entstehungsgeschichte

Zwar ist das Prinzip der Brennstoffzelle seit 1839 bekannt und dokumentiert, doch erst in den 60er Jahren des 20. Jahrhunderts wurde ein erstes praktisches Anwendungsfeld für diese Technologie erschlossen, und zwar für das amerikanische Weltraumprogramm der NASA. Im Apollo-Programm kamen *Alkaline Fuel Cells (AFC)* zum Einsatz.<sup>1</sup> Kommerziell blieb dieser Brennstoffzellentyp – ebenso wie die Parallelentwicklungen von *PAFC (Phosphoric Acid Fuel Cell)* durch *United Technologies* und *PEMFC (Proton Exchange Membran Fuel Cell)* durch *Ballard* – auf Nischeneinsätze in der Militärtechnik (U-Boote) beschränkt.

Erst als das *California Air Resources Board (CARB)* im Jahr 1990 die (inzwischen abgeschwächte) Entscheidung fällte, daß ab 2003 insgesamt 10 Prozent aller in Kalifornien verkauften Personenkraftwagen sogenannte *Zero Emission Vehicles (ZEV)* sein müssen, erwachte das kommerzielle Interesse schlagartig. Neben batteriegetriebenen Elektrofahrzeugen sind einzig Brennstoffzellenfahrzeuge im Prinzip in der Lage, sich für den ZEV-Standard zu qualifizieren. Entsprechend löste der kalifornische Entscheid verstärkte Bemühungen der Fahrzeugindustrie aus, Brennstoffzellen als neuen Fahrzeugantrieb zu entwickeln, nachdem sich die Hoffnungen auf Fortschritte in der Batterieentwicklung zerschlagen hatten.

Zu Ende der 90er Jahre lag zunächst das Unternehmen DaimlerChrysler vorn, doch mittlerweile gibt es bei nahezu allen großen Automobilkonzernen entsprechende Programme, Versuchsfahrzeuge und Prototypen.

Es gibt eine Reihe weiterer Motive seitens der Fahrzeugindustrie, die Entwicklung der Brennstoffzellentechnik in Verbindung mit dem Elektroantrieb als Ersatz des Verbrennungsmotors voranzutreiben; sie sind teilweise auch für stationäre Anwendungen relevant. So hat General Motors, der weltgrößte Automobilhersteller, quasi als „Abfallprodukt“ eine erdgasbetriebene stationäre Brennstoffzelle gerade vorgestellt. Die wesentlichen Charakteristika der Brennstoffzelle sind:

- Stromerzeugung mit hohen Wirkungsgraden (bis 60 Prozent) selbst in Leistungsbereichen unter 200 kW<sub>el</sub>.
- gutes Teillastverhalten
- modulare Bauweise / Skalierbarkeit
- rationelle Herstellverfahren bei Massenfertigung
- kaum rotierende Komponenten, kein Schmiermittelbedarf
- geräusch- und erschütterungsfreier Betrieb
- praktisch keine gesetzlich limitierten Emissionen (*near equivalent zero emissions*)
- Schlüsseltechnologie für ein nachfossiles Energiezeitalter („solare Wasserstoffwirtschaft“)
- Unabhängigkeit von Erdöl als Energieträger für den Straßenverkehr.

Zur Unterstützung der Entwicklungsbemühungen wurde anfänglich auch die Erwartung geäußert, daß sich mit Brennstoffzellen die Kettenwirkungsgrade des Fahrzeugantriebs verbessern sowie Treibhausgas-Emissionen reduzieren ließen. Doch inzwischen spielen diese Argumente nur noch eine untergeordnete Rolle. Aus heutiger Sicht bieten Brennstoffzellen-Fahrzeuge kurz- und mittelfristig nur dann klimapolitische Vorteile, wenn die Kraftstoffe aus regenerativen Quellen – und nicht über die Erdgasreformierung bzw. -Synthese – bereitgestellt werden. Dies aber würde bei heutigem Stand der regenerativen Energiegewinnung Kosten verursachen, die sich selbst bei staatlicher Förderung nicht am Markt durchsetzen ließen.

---

<sup>1</sup> Ein Brennstoffzellen-Defekt war bemerkenswerterweise ursächlich für die gescheiterte Apollo-13-Mission.

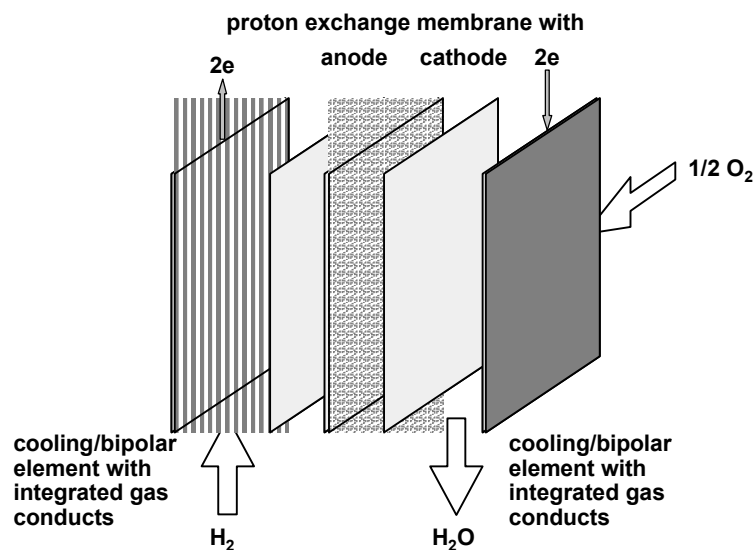
Die entscheidende Herausforderung für den mobilen Brennstoffzelleneinsatz ist die derzeit noch offene Frage, ob die Kosten des Antriebsstrangs - vom Tank bis zum Rad - auf Werte zwischen 50,- und 75,- EURO/kW<sub>el</sub> Leistung der Brennstoffzelle reduziert werden können. Aus heutiger Sicht ist noch nicht erkennbar, ob dieses Kostenziel mit den bestehenden Konzepten auch tatsächlich erreichbar sein wird. Die heutigen Systeme würden selbst bei einer industriellen Massenfertigung noch weit über 2000,- EURO/kW<sub>el</sub> kosten.

Weil aufgrund der höheren Betriebszeiten für den stationären Einsatz gegenüber dem Fahrzeugantrieb wesentlich höhere Kosten zulässig sind, konzentriert sich das industrielle Interesse derzeit vermehrt auf stationäre Anwendungen (zur dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung, zur Hausenergieversorgung, als Notstromaggregat, aber auch als *APU* (*auxiliary power unit*) in Fahrzeugen sowie als Batterieersatz für Handys, Laptops, Camcorder, etc.). Eine ganze Reihe von Industriekonzernen arbeiten derzeit an entsprechenden Projekten.

Einige der vorgenannten Hersteller mußten ihre Entwicklungsziele mehrfach revidieren, andere halten immer noch am Jahr 2004 als Startzeitpunkt für kommerziell verfügbare Produkte fest. Unabhängig von diesen Ankündigungen ist davon auszugehen, daß zunächst in einer ersten Phase Kleinserien angeboten werden und eine echte Massenproduktion erst einige Jahre später anlaufen wird.

### Technische Konzepte für den Brennstoffzellen-Stack

Die vorstehenden Erläuterungen lassen bereits erkennen, daß unter den Sammelbegriff „Brennstoffzelle“ (BZ) oder englisch „*Fuel Cell*“ (FC) verschiedene technische Konzepte gezählt werden. Dies sei nachfolgend näher erläutert.



*Aufbau einer Wasserstoff-Sauerstoff-Brennstoffzelle*

Brennstoffzellen sind elektrochemische Systeme, mit denen die chemische Energie von Brennstoffen in einer „kalten Oxidation“ direkt in elektrische Energie umgesetzt wird. Das Funktionsprinzip ist invers zur Elektrolyse: Während bei der Elektrolyse Wasser ( $H_2O$ ) durch Zufuhr von Elektrizität in seine chemischen Bestandteile *Wasserstoff* und *Sauerstoff* zerlegt wird, findet in einer Brennstoffzelle die Oxidation von Wasserstoff zu Wasserdampf unter Freisetzung von Elektrizität statt. Formal lauten die Reaktionen

- an der Anode:  $2 H_2 + 2 O^{2-} \rightarrow 2 H_2O + 4 e^-$
- an der Kathode:  $O_2 + 4 e^- \rightarrow 2 O^{2-}$

Eine Brennstoffzelle enthält also eine Anode, an der der Brennstoff zuströmt (im Idealfall Wasserstoff oder wasserstoffreiche Gase), sowie eine Kathode, an der das Oxidationsmittel zuströmt, meist Luft oder Sauerstoff.

Die beiden Elektroden sind durch einen elektrolytischen Ionenleiter voneinander getrennt. Bei einer klassischen Wasserstoff-Sauerstoff-Zelle läßt diese Membran nur Protonen, also positiv geladene Wasserstoff-Ionen ( $H^+$ ), passieren. Die Elektronen der Wasserstoff-Atome werden an der Katalysatorschicht abgelöst und bleiben zurück, während die Wasserstoff-Ionen mit dem Sauerstoff an der Kathodenseite reagieren. Als Reaktionsprodukt entsteht Wasserdampf, der kontinuierlich abgeführt werden muß. Aus dem Elektronenüberschuß auf der Anodenseite und dem Elektronenmangel auf der Kathodenseite des Elektrolyts resultiert ein Spannungsgefälle, das zur Gewinnung von elektrischer Energie (Gleichstrom) genutzt werden kann.

Tabelle 1 Technische Brennstoffzellen-Konzepte

	<b>nutzbares Temperatur- niveau [°C]</b>	<b>Brennstoff / Oxidant</b>		<b>Leistung</b>	<b>Einsatzfelder / Unternehmen</b>
Alkaline [AFC]	60 - 90	H <sub>2</sub> / O <sub>2</sub>	OH <sup>-</sup> ←	20 – 100 kW	Raumfahrt (ZeTek)
Phosphoric Acid [PAFC]	60 - 120	Erdgas / Luft	H <sup>+</sup> →	50 kW – 20 MW	technische Marktreife [ONS]
Molten Carbonate [MCFC]	ca. 400	Erdgas / Luft	CO <sub>2</sub> <sup>-</sup> ←	300 kW – 3 MW	Feldtests [MC Power, FCE, MTU]
Solid Oxid [SOFC]	300 - 600	Erdgas etc. / Luft	O <sup>-</sup> ←	2 kW – 300 MW	Feldtests [Siemens, Sulzer-Hexis]
Polymer Electrolyte Membrane [PEMFC]	< 75	H <sub>2</sub> / Luft	H <sup>+</sup> →	2 – 250 kW	Prototypen [Ballard, IFC, DeNora, H-Power, Plug Power..]
Direct Methanol [DMFC]	?	MeOH / Luft	H <sup>+</sup> →		Grundlagen- entwicklung

Ein Brennstoffzellen-Stapel (*Stack*) besteht aus mehreren hintereinander geschalteten Zellen, die jeweils durch eine sogenannte Bipolar-Platte voneinander getrennt sind. Durch die in diese Platte eingravierten Kanäle werden der Brennstoff bzw. das Oxidat verteilt. Außerdem dient die Bipolar-Platte zur Kühlung der Zelle.

Neben der reinen Wasserstoff-Sauerstoff-Brennstoffzelle gibt es wie bereits erwähnt weitere Zellentypen, die sich primär in Bezug auf den Elektrolyten unterscheiden. Die nachfolgende Tabelle gibt einen kurzen Überblick über die wesentlichen technischen Unterscheidungsmerkmale.

In der folgenden Übersicht fehlen aus gutem Grund Angaben über die elektrischen Wirkungsgrade. Derartige Zahlen wären nur irreführend: Auch wenn Brennstoffzellen schon heute höhere Nutzungsgrade als andere Energiewandler entsprechender Leistungsklassen erreichen können, konzentrieren sich die Entwicklungsbemühungen derzeit nicht auf die Optimierung energetischer oder ökologischer Merkmale, sondern auf die Ziele „Betriebszeitverlängerung“, „Betriebsicherheit“, „technische Genehmigungsfähigkeit“ und „Kostenreduktion“ – also Ziele, die für den Markteintritt auf Pilotmärkten entscheidender sind.

Prinzipiell ist zwischen Hochtemperatur- und Niedertemperatur-Brennstoffzellen zu unterscheiden. Vor allem wegen der vermutlich kürzeren Startup-Zeiten werden für den mobilen Einsatz Niedertemperatur-BZ bevorzugt (insbesondere PEMFC). Solche Systeme benötigen jedoch ein wasserstoffreiches Gas als Brennstoff. Wenn kein Wasserstoff etwa in einem Wasserstofftank zur

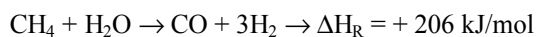
Verfügung steht, muß dieses Brenngas über einen vorgelagerten Prozess erzeugt werden. Die preiswertesten Verfahren sind die Erdgas- oder Methanolreformierung.

Hochtemperatur-Brennstoffzellen, namentlich die *SOFC*, können demgegenüber neben Wasserstoff auch Erdgas oder andere fossile Energieträger (beispielsweise Heizöl) direkt und ohne eine aufwendige Umwandlung des Brenngases in ein wasserstoffreiches Gas nutzen. Dank hoher Betriebstemperaturen findet die entsprechende chemische Reaktion direkt in der Zelle statt. Zu den Vorteilen gehört auch, daß die bereits bestehende Versorgungsinfrastruktur genutzt werden könnte.

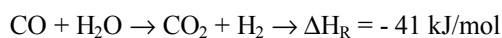
Für den Einsatz als Kraft-Wärme-Maschine ist auch das höhere Temperaturniveau solcher Brennstoffzellen vorteilhaft, da insgesamt höhere Energienutzungsgrade erreichbar sind. Eventuell kann eine Mikroturbine nachgeschaltet werden, wodurch noch höhere elektrische Gesamtwirkungsgrade erreichbar wären. Diesen Vorteilen steht als Nachteil unter anderem das träge *Start-up*- bzw. *Shut-down*-Verhalten von Hochtemperatur-Zellen gegenüber. Außerdem müssen die für die Zellen verwendeten Materialien mit den hohen Betriebstemperaturen kompatibel sein.

## Erdgas-Reformer

Wie gesagt benötigen Niedertemperatur-Brennstoffzellen ein wasserstoffreiches Brenngas, das eventuell vor Ort in einem mehrstufigen Verfahren aus einem fossilen Energieträger erzeugt werden muß.<sup>2</sup> Bei Erdgas ( $\text{CH}_4$ ) als Ausgangsenergie wird als erste Verfahrensstufe die Dampfreformierung eingesetzt, eine katalytische Spaltung von Erdgas unter Hinzugabe von Wasserdampf ( $\text{H}_2\text{O}$ ). Entsprechend folgender Reaktionsgleichung entsteht ein wasserstoffreiches Synthesegas:



Ein nachgeschalteter Konverter (sogenannte CO-Shift-Reaktion) wandelt das noch vorhandene Kohlenmonoxid (CO) in Kohlendioxid ( $\text{CO}_2$ ) und Wasserstoff ( $\text{H}_2$ ) um:



Da die verbleibenden CO-Verunreinigungen die Membran der *PEMFC* vergiften würden, ist ein weitergehendes Gasreinigungsverfahren erforderlich. Hierfür stehen verschiedene Konzepte zur Verfügung (Metallmembranverfahren, Gaswäsche, Druckwechseladsorption und selektive CO-Oxidation).

Nach prinzipiell ähnlichen, im Detail jedoch unterschiedlichen Verfahren funktionieren auch Methanol-, Benzin-, Diesel- bzw. Heizöl-Reformer, die allerdings aus verschiedenen Gründen weniger prädestiniert für den stationären Einsatz sind, sondern vor allem für den Fahrzeugeinsatz diskutiert werden. Die direkte Speicherung von Wasserstoff ist nämlich volumen- und gewichtsintensiv, ein Wasserstoff-Fahrzeug wäre also schwerer und böte weniger Platz für Passagiere und Ladung. Daher werden besonders im Pkw-Segment flüssige Energieträger bevorzugt. Bei einem Benzin- oder Dieselreformer könnte man außerdem auf die Anpassung der Tankstellen-Infrastruktur verzichten.

Wenn aber wegen des erforderlichen Kaltstart-Verhaltens nur Niedertemperatur-Brennstoffzellen für den Fahrzeugantrieb in Frage kommen, wären flüssige Treibstoffe erst bei Einbau eines Reformers für den Brennstoffzellen-Antrieb nutzbar.

Nach Auskunft verschiedener Industrievertreter hinkt die Reformerentwicklung um einige Jahre hinter der Entwicklung der Brennstoffzellen-Stacks her. Dies ist einer der Gründe dafür, daß Unternehmen wie DaimlerChrysler die Einführung von Brennstoffzellen-Fahrzeugen erst in 10 bis 12 Jahren erwarten. In dieser Zeit muß entweder eine effizientere Wasserstoff-Speicherung oder ein technischer Durchbruch bei den Reformern erreicht werden.

Vielleicht könnte sich in dieser Zeit aber auch ein völlig geändertes Design von Brennstoffzellen-Fahrzeugen entwickeln. Es ist derzeit nur schwer voraussehbar, welche Impulse beispielsweise von der

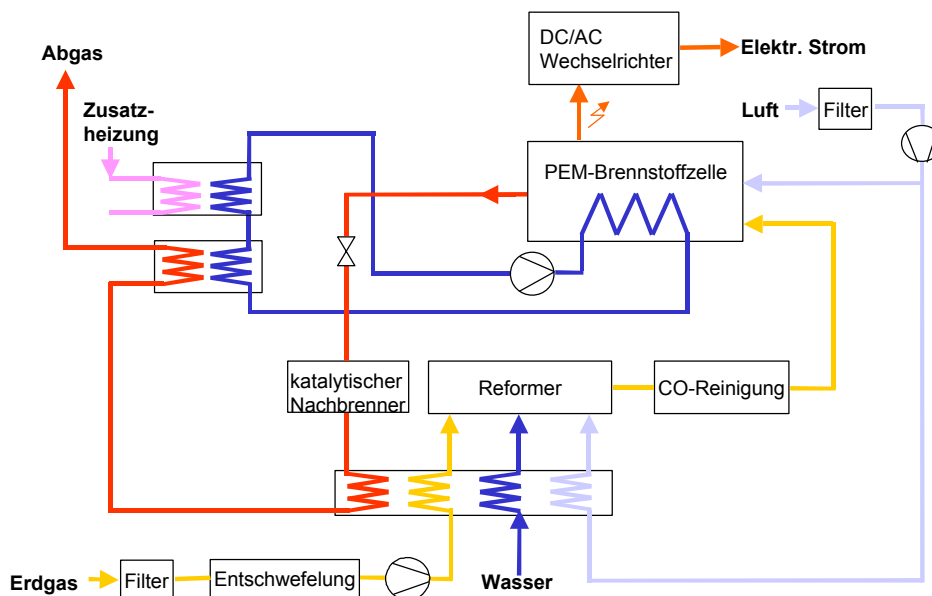
---

<sup>2</sup> Die elektrolytische Herstellung von Wasserstoff macht energetisch nur dann Sinn, wenn der Strom regenerativ erzeugt würde. Damit aber wären Kosten verbunden, die am Markt derzeit nicht durchsetzbar sind.

Entwicklung von Hybrid-Fahrzeugen (Parallel-Hybrid) auf die Konzeption des Brennstoffzellen-Einsatzes ausgehen. Dabei ist auch eine Hinwendung zu Hochtemperatur-Brennstoffzellen denkbar, um auf den zusätzlichen Einbau eines Reformers verzichten zu können. Ein erster Schritt auf diesem Weg könnte der Einbau von kleinen Hochtemperatur-Brennstoffzellen als Hilfsaggregat (*Auxiliary Power Unit*) sein.

## Brennstoffzellen-Heizsysteme

Sowohl die Niedertemperatur-Brennstoffzelle des *PEMFC*-Typs als auch *SOFC*-Hochtemperatur-Brennstoffzellen können das Kernstück einer Gebäudeheizung bilden, mit dem neben Raumwärme und Warmwasser auch Elektrizität gewonnen wird. Die von der Brennstoffzelle erzeugte Elektrizität würde als Wechselstrom in das Elektrizitätsnetz des Gebäudes eingespeist oder an den vorgelagerten Stromlieferanten abgegeben.



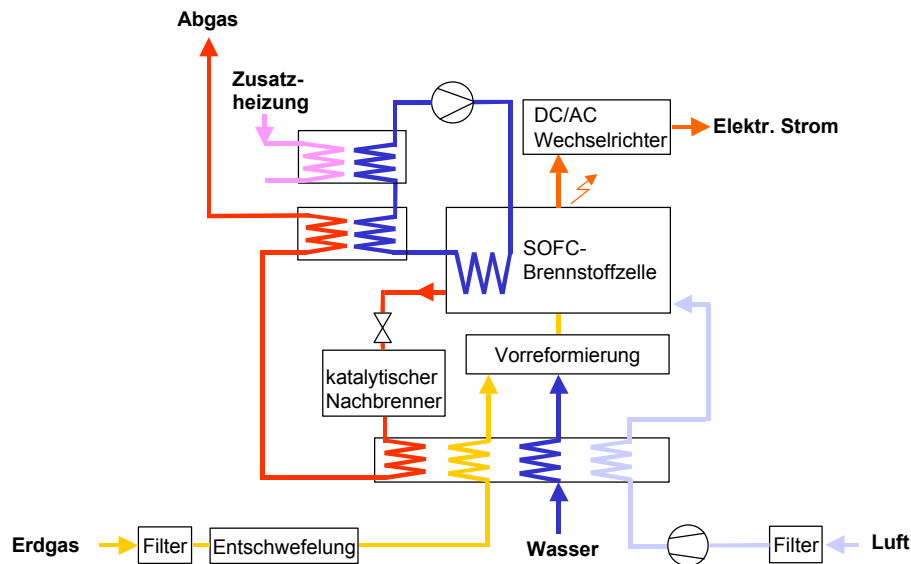
*Denkbares Schaltungssystem eines PEMFC-Heizsystems mit Erdgasreformer*

Über die genannten Komponenten (Brennstoffzellen-Stacks und Reformer) hinaus enthalten stationäre Systeme je nach Design mehrere der folgenden Komponenten

- eine Erdgasentschwefelung
- einen Erdgaskompressor (beim *PEMFC*-System)
- einen Luftfilter
- einen Wärmetauscher zur Erwärmung der Input-Gase
- einen katalytischen Nachbrenner für das nicht umgewandelte Brenngas
- einen Kühlwasserkreislauf
- einen Wärmetauscher für die Brennstoffzellen-Abluft
- einen Wechselrichter
- Anschlüsse für Erdgas, Wasser und Elektrizität
- Regelungstechnik.

Da die Brennstoffzellen im Regelfall nicht auf die volle Wärmeleistung des Versorgungsobjekts ausgelegt werden, ist außerdem eine Zusatzheizung erforderlich, mit der die Wärmeversorgung beispielsweise an kalten Tagen sichergestellt wird. Diese Zusatzheizung kann als Backup-System bei Ausfall der Brennstoffzelle verwendet werden und sollte deshalb auf den maximalen Gebäudewärmebedarf ausgelegt werden.

Zu den wesentlichen technischen Parametern solcher Brennstoffzellen-Heizsysteme gehören die elektrische und thermische Wirkungsgradkennlinie. Die nachfolgende Figur beruht auf Herstellerbefragungen (*Sulzer-Hexis* und *Vaillant*) und repräsentiert die Erwartungen der Nettowirkungsgrade von kommerziell erhältlichen, erdgasbetriebenen Brennstoffzellen-Geräten im Jahre 2005. Der elektrische Wirkungsgrad der *SOFC* entspricht demjenigen der *PEMFC* (bei gleichzeitig 4,5fach größerer elektrischer Leistung), während der Gesamtwirkungsgrad der *SOFC* denjenigen der *PEMFC* deutlich übersteigt (jeweils Nettowirkungsgrade bezogen auf die Brennstoffzelle ohne Zusatzheizgerät und auf den unteren Heizwert des eingesetzten Erdgases). Bei der *SOFC* ist eine 5%ige Degradation berücksichtigt, für die *PEMFC* sind uns keine Angaben bekannt.



Denkbares Schaltungsdiagramm eines SOFC-Heizsystems

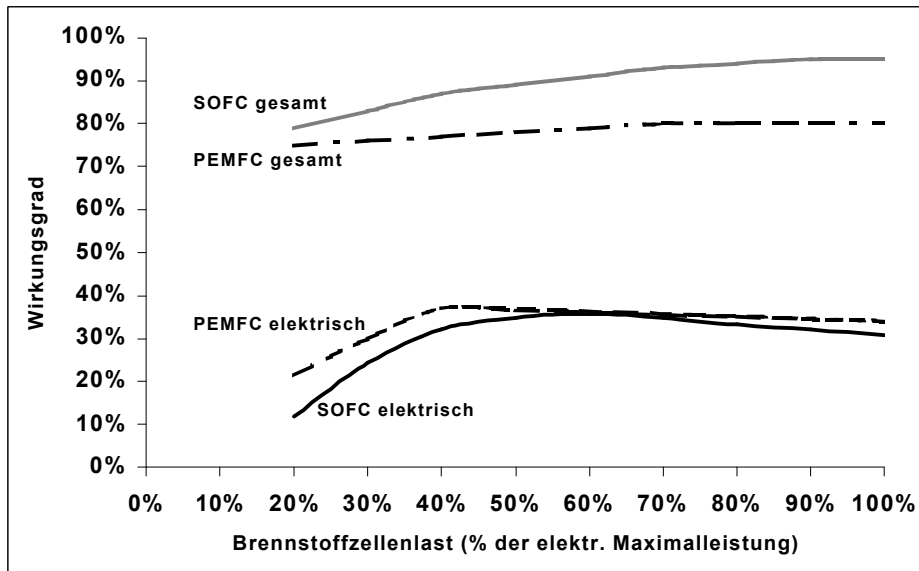
Der nachfolgenden Figur entsprechend steigt der elektrische Wirkungsgrad bei Teillastbetrieb und kann bei Erdgasbetrieb 40 Prozent übertreffen. Wegen des guten Teillastverhaltens werden Brennstoffzellensysteme – im Unterschied zu Blockheizkraftwerken – bei ihrer mathematischen Modellierung über eine Wirkungsgradkennlinie abgebildet.

Die in der Figur gezeigten Werte lassen sich heute noch nicht erreichen. Dies liegt insbesondere an dem noch hohen Eigenverbrauch der Hilfsaggregate (Wechselrichter, Pumpen, Meß- und Regeltechnik) sowie im noch nicht optimierten Gesamtdesign der derzeitigen Prototypen (Strömungsquerschnitte, Wärmetauscherflächen, etc.). Ebenfalls aus dieser Figur geht hervor, daß es technische Mindestleistungen für einen dauerhaften Brennstoffzellenbetrieb gibt, die bei etwa 20 Prozent der maximalen Leistung liegen. Ursache dafür ist der Energiebedarf für die Zusatz- und Hilfsaggregate, die bei sinkender Brennstoffzellenlast einen zunehmenden Anteil der erzeugten Elektrizität beanspruchen.

Generell sind die Energienutzungsgrade von kleinen Hochtemperatur-Brennstoffzellen höher als diejenigen von Niedertemperatur-Brennstoffzellen, weil eine größere nutzbare Wärmemenge anfällt. Dies ist speziell von Vorteil, wenn diese Wärme in dem zu versorgenden Objekt tatsächlich sinnvoll genutzt werden kann. Hochtemperatur-Systeme drängen sich aber noch aus anderen Gründen für den stationären Einsatz in kleineren Gebäuden auf:

- Es wird kein Erdgas- bzw. Heizöl-Reformer benötigt.
- Es kann auf einen Gaskompressor verzichtet werden, da der Betriebsdruck des Erdgasnetzes für *SOFC*-Systeme ausreicht.
- In Wohngebäuden bis zu 10 Wohneinheiten reichen normalerweise Brennstoffzellensysteme mit elektrischen Leistungen zwischen 1 kW<sub>el</sub> und 5 kW<sub>el</sub> aus. In diesen Leistungsklassen würden die Kosten für Reformer und Kompressor überproportional ins Gewicht fallen.

- Schließlich darf man wohl davon ausgehen, daß insbesondere die ersten Serienprodukte um so zuverlässiger sein werden, je weniger Komponenten sie enthalten.
- Bei entsprechend kleinen Leistungen würden diese Komponenten überproportionale Kosten verursachen.



*Kennlinien für SOFC-Zellen mit 1 kW<sub>el</sub> und eine PEMFC-Zelle mit 4,5 kW<sub>el</sub> Leistung bei Erdgasbetrieb (Quelle: Bokemper 2001)<sup>3</sup>*

All dies spricht dafür, zumindest bei stationären Systemen mit Leistungen unterhalb von 20 kW<sub>el</sub> auf den SOFC-Typ zurückzugreifen. Ob dies auch für höhere Leistungsklassen gilt, ist gegenwärtig umstritten. Die Antwort hängt wesentlich von der Brennstoffzellenentwicklung in der Fahrzeugindustrie ab. Wenn die gesamte (elektrische) Antriebsleistung durch die Brennstoffzelle bereitgestellt werden soll, sind selbst bei kleinen Pkw Brennstoffzellen-Leistungen über 50 kW<sub>el</sub> erforderlich.

Sollten entsprechende Niedertemperatur-Systeme den Marktdurchbruch schaffen, gäbe es zweifellos Synergie-Effekte mit stationären Anwendungen – obwohl die Betriebszeiten von stationären Systemen ein Vielfaches derjenigen von Fahrzeugantrieben erreichen müssen. Eine denkbare Lösung läge beispielsweise darin, durch ein entsprechendes Systemdesign schnelle und kostengünstige Stackwechsel zu ermöglichen.

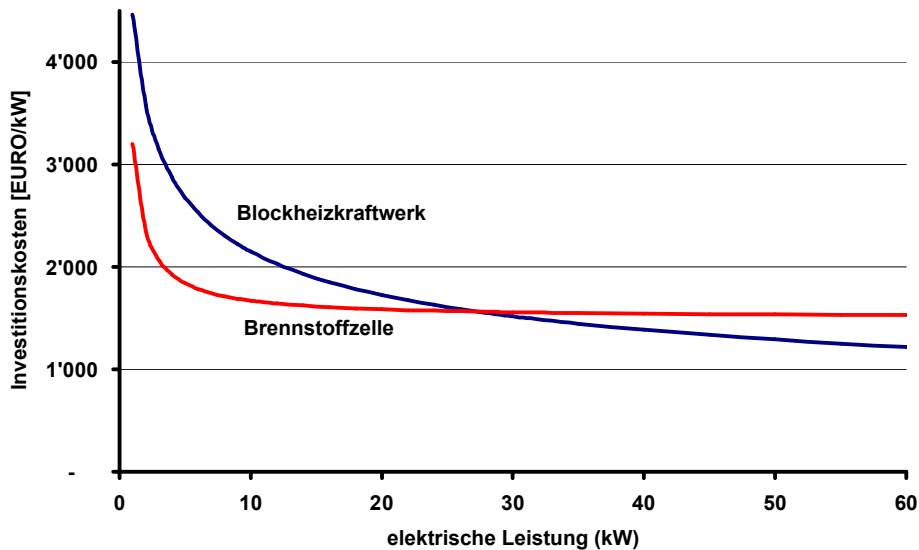
Sieht man einmal von solchen schwer vorhersehbaren Synergieeffekten ab, ist festzustellen, daß die elektrische Leistung eines Brennstoffzellensystems mit der Fläche der Zellen –und damit deren Anzahl – zunimmt. Im Unterschied dazu nimmt die Leistung von Reformern, Kompressoren, Verbrennungsmotoren etc. mit dem Arbeitsvolumen zu. Dies hat zur Folge, daß die spezifischen Kosten bei Verkleinerung der Leistung im Fall des Verbrennungsmotors stärker als im Fall des Brennstoffzellen-Stacks zunehmen.

Eine Markteinführung der stationären Brennstoffzelle wird zwangsläufig dazu führen, daß zunächst untere Leistungsbereiche für die KWK-Technologie erschlossen werden, die bislang aus wirtschaftlichen Gründen nicht zugänglich waren. Die vorstehende Figur präsentiert eine Grobskizze dieses Zusammenhangs.

Zu den damit verbundenen Primärenergie- und Treibhausgas-Verbesserungen treten als weitere ökologisch relevante Vorteile

<sup>3</sup> Sowohl PEMFC als auch SOFC können wesentlich höhere Werte erreichen, hierbei muß jedoch zwischen wirtschaftlichem Nutzen einerseits und zusätzlichen Kosten andererseits abgewogen werden. Zusätzliche Kosten können z.B. durch eine verminderte Lebensdauer der Zelle aufgrund erhöhter Degradation oder aufgrund aufwendiger Regelungstechnik entstehen.

- geringe Geräusche, keine Erschütterungen
- absolute Schadstoff-Freiheit.



Spezifische Investitionskosten von Brennstoffzellen-Systemen und Blockheizkraftwerken<sup>4</sup>

In Marktsegmenten, in denen derzeit Blockheizkraftwerke und vielleicht später auch Mikrogasturbinen ein Marktpotential besitzen, können sich eines Tages ebenfalls Brennstoffzellensysteme durchsetzen, doch Voraussetzung dafür wird eine relative Kostensenkung gegenüber den konkurrierenden Systemen sein.

## Zielkosten

Die heute erhältlichen Brennstoffzellen werden in forschungsnahen Labors und nicht auf Anlagen für die Massenfertigung hergestellt. Dadurch liegen die derzeitigen Herstellkosten von Brennstoffzellen-Systemen bei 10.000,- bis 20.000,- USD pro kW und damit um ein Vielfaches über den Preisen, zu denen ein künftiges Produkt Eingang in die Märkte finden könnte – man spricht in der Literatur auch von Zielkosten für Brennstoffzellengeräte. Die Entwickler von Brennstoffzellen-Systemen rechnen jedoch damit, die Herstellkosten in den nächsten Jahren je nach Zellentyp und elektrischer Leistung auf ein Preisniveau zwischen 1.200,- und 2.000,- EURO/kW<sub>el</sub> senken zu können.<sup>5</sup> Dabei handelt es sich um die Zusatzkosten gegenüber dem Erdgas-Brennwertkessel, der aus heutiger Sicht als Referenzsystem für ein stationäres Brennstoffzellen-Heizgerät zu gelten hat. Die im Rahmen der vorliegenden Studie unterstellten Anschaffungskosten sind in Tabelle 2 aufgeführt.

Es ist davon auszugehen, daß ein Teil der Anschaffungs- bzw. Investitionskosten leistungsunabhängig ist. Die fixe Kostenkomponente deckt dabei die Aufwendungen für die Geräteinstallation, die Zählersetzung, die Distribution und das Marketing. In diesem Zusammenhang sollte angestrebt werden, daß die Installation von Brennstoffzellen-Geräten ohne zusätzliche Einzelprüfungen durch Schornsteinfeger oder andere Parteien erfolgen kann und keine Abnahme vor Ort durch den Gasversorger oder das Gewerbeaufsichtsamt erforderlich ist.

<sup>4</sup> Für die Brennstoffzelle wurden Fixkosten von 1700,- EURO sowie leistungsabhängige Kosten von 1500,- EURO/kW unterstellt.

<sup>5</sup> Diese Werte beruhen auf einer Auswertung der einschlägigen Fachliteratur sowie persönlicher Mitteilungen seitens Entwicklern wie *Sulzer-Hexis* und *Vaillant*. Die Angaben liegen unterhalb der in 0 aufgeführten Investitionskosten für Brennstoffzellen-Systeme.



Auch wenn einige Entwickler das Gegenteil behaupten, dürften Brennstoffzellen, die mit Heizöl anstelle von Erdgas betrieben werden, zusätzliche Investitionskosten für die Brennstoffaufbereitung entstehen, die wir nach Rücksprache mit Experten pauschal mit 500,- EURO pro Einheit beziffern.

Wesentlich für die Kostenseite sind die Entwicklungsziele für die zusätzlichen Wartungskosten der Brennstoffzelle gegenüber dem Referenz-Brennwertkessel. Wir gehen davon aus, daß durch die Wartung keine zusätzlichen Anfahrkosten anfallen, weil diese Arbeit in Verbindung mit der jährlich stattfindenden Wartung des konventionellen Brenners erfolgen kann. Allerdings müssen dazu in Zukunft noch erhebliche Anstrengungen bezüglich der Qualifizierung des entsprechenden Fachpersonals erfolgen.

Wir vermuten, daß das Sanitär- und Installationshandwerk am ehesten zu einer kostengünstigen Wartung befähigt sein wird, und rechnen deshalb nicht damit, daß hier ein eigenständiges Geschäftsfeld für einen regionalen Energieversorger entwickelt werden könnte.

*Tabelle 2 Für die vorliegende Untersuchung angelegte  
Kosten von Brennstoffzellen-Systemen*

Investitionskosten fix	EURO	900
Zusatzkosten bei Heizöl	EURO	500
Investitionskosten variabel	EURO/kW	1.000
Wartungskosten fix	EURO/a	100
Wartungskosten variabel	EURO/kW/a	100
Contracting-Kosten	EURO/a	250

Unter diesen Voraussetzungen sollte der künftige Wartungsaufwand nach unserer Auswertung von Herstellerangaben 200,- EURO/Jahr für ein 1 kW<sub>e</sub> SOFC-Gerät und 550,- EURO/Jahr für ein 4,5 kW<sub>e</sub> PEMFC-Gerät betragen. Diese Wartungskosten beinhalten unter anderem die anteiligen Kosten eines Stackwechsels alle 5 Jahre. Erneut erscheint es plausibel, zwischen leistungsabhängigen und leistungsunabhängigen Wartungskosten zu unterscheiden, wie dies in der vorstehenden Übersicht dargestellt ist.

Im Contracting-Fall dürfte für das Handling von Kundenumzügen, Reklamationen, Reststromeinkauf, allgemeine Verwaltung etc. zusätzlicher Verwaltungsaufwand anfallen, der zusammen mit dem Gewinnanspruch des Contractors selbst mit pauschal 250,- EURO pro Jahr angesetzt werden kann. Für die Unterverteilung des Stroms inkl. Zählermanagement sowie die direkte Abrechnung mit den Mietern bzw. Eigentümern (inkl. Zahlungsausfallrisiko) werden gegenüber dem Referenzsystem keine zusätzlichen Zählergebühren anfallen.

### **Berechnung der Brennstoffzellen-Marktdurchdringung**

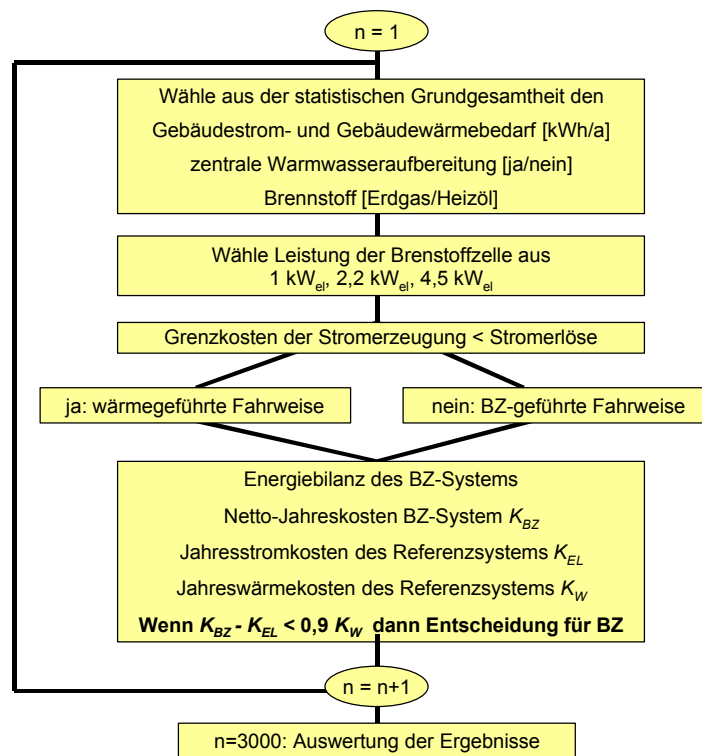
Wenn die künftige Marktdurchdringung von Brennstoffzellen zunächst nur unter dem Aspekt der Wirtschaftlichkeit betrachtet wird und die anderen Aspekte vorerst ausgeblendet bleiben, läßt sich die Frage der Brennstoffzellen-Marktpenetration mit Hilfe eines rein wirtschaftlichen Simulationsmodells behandeln.

Gegenstand eines solchen Modells ist der individuelle Wirtschaftlichkeitsvergleich von Brennstoffzellen-Systemen gegenüber der konventionellen Energieversorgung mit Brennwertkesseln. Als Wirtschaftlichkeitskriterium könnte man

- die gebäudebezogenen Stromkosten bei gleichbleibenden Wärmekosten
- die gebäudebezogenen Wärmekosten bei gleichbleibenden Stromkosten

heranziehen. Letzteres dürfte eher auf das Interesse von Hauseigentümern stoßen, weshalb dieses Vergleichskriterium nachfolgend zugrunde gelegt wird: Wir unterstellen, daß sich der Hauseigentümer zugunsten eines Brennstoffzellen-Systems entscheidet, wenn dadurch z.B. mindestens 10 Prozent der erwarteten Heizkosten des Referenzsystems eingespart werden können.

Die Frage, ob dieses Entscheidungskriterium erfüllt ist oder nicht, hängt im Einzelfall vom individuellen Jahresstrombedarf, Jahreswärmebedarf, von den Strom- und Wärmelastgängen,<sup>6</sup> vom verwendeten Brennstoff, von der Gebäudegröße, der Zahl der Bewohner, Zahl der Hausanschlüsse, Nutzung des Gebäudes für Gewerbe, vom Gebäudealter, der Ausstattung des Gebäudes mit einer zentralen Warmwasserbereitung, den Strom- und Erdgasstarifen sowie zahllosen weiteren Faktoren ab. Anders als dies häufig in der Fachliteratur geschieht genügt es nicht, einzelne Referenzgebäude durchzurechnen, da es nicht ohne weiteres möglich ist, von diesen auf den Gesamtmarkt zu schließen. Vielmehr muß man von der „Gesamtpopulation des Gebäudebestands“ ausgehen, die allerdings nur statistisch beschrieben werden kann. Grundlage dafür ist ein sehr umfangreiches Meßprogramm für mehrere Tausend Einzelgebäude.



Flowchart des Monte-Carlo-Modells

Ausgehend von der Aufbereitung entsprechender Meßwerte zu statistischen Häufigkeitsverteilungen folgt die Berechnung der Marktpenetration mit Hilfe eines sogenannten *Monte-Carlo*-Modells. Der für die vorliegende Untersuchung verwendete Modellaufbau ist in der vorstehenden Skizze dargestellt. Gezeigt ist eine Iterationsschleife, die beispielsweise 3000 mal durchlaufen wird. Bei jedem Durchlauf wird zunächst aus der statistischen Grundgesamtheit der Gebäude ein Gebäude „zufällig“ herausgegriffen. Danach wird aus drei Brennstoffzellen-Leistungsklassen diejenige ausgewählt, die im vorliegenden Fall wahrscheinlich die wirtschaftlich günstigsten Ergebnisse erreichen würde. Dies ist primär eine Frage der im Gebäude erwarteten elektrischen Jahresarbeit.

Im Verlauf zahlloser Variationsrechnungen des Modells hat sich herausgestellt, daß der gesamte Raumwärmemarkt mit drei verschiedenen Brennstoffzellen-Leistungsklassen abgedeckt werden kann. Aus Marktbeobachtungen und Gesprächen mit Entwicklern und Herstellern wurden drei Systeme vor-

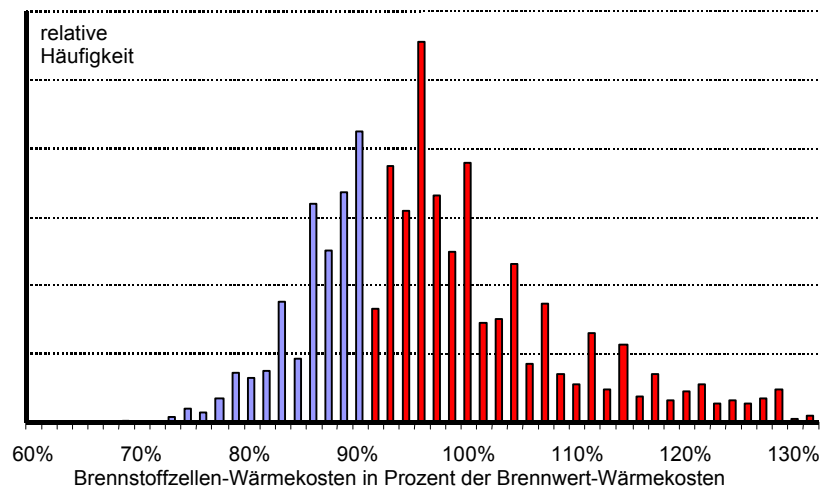
<sup>6</sup> Hier müssen die individuellen Lastgänge, nicht die aggregierten Strom- und Wärmelastprofile herangezogen werden.

ausgewählt. Mit dieser Herangehensweise ist gleichzeitig dem Gedanken der Standardisierung von Brennstoffzellensystemen Rechnung getragen:

- 1,0 kW<sub>el</sub>-Zellen für Versorgungsfälle bis 8.000 kWh Jahresstromverbrauch
- 2,2 kW<sub>el</sub>-Zellen für Versorgungsfälle zwischen 8.000 und 25.000 kWh Jahresstromverbrauch
- 4,5 kW<sub>el</sub>-Zellen für Versorgungsfälle über 25.000 kWh Jahresstromverbrauch

Die hier genannten Grenzwerte wurden durch Iteration über den Jahresstrombedarf des Gebäudes bestimmt.

Im nächsten Schritt der Iterationsschleife wird geprüft, welche Fahrweise für diese Brennstoffzelle optimal wäre (siehe unten). Der nächste Schritt ist die Berechnung der Energiebilanz sowie der Jahresgesamtkosten des Brennstoffzellen-Systems  $K_{BZ}$  unter Berücksichtigung technischer und wirtschaftlicher Parameter zu den Heizungsanlagen, der kapitalgebundenen Kosten, der Wartungskosten, der Strom-, Erdgas- und Heizölpreise und der Einspeisevergütungen. Die Gutschriften aus der Mineralölsteuer sowie eventueller Zusatzvergütungen für Strom einspeisungen in das öffentliche Netz sind dabei ebenfalls berücksichtigt.<sup>7</sup> Von diesen Jahresgesamtkosten sind die Jahreskosten für den konventionellen Strombezug aus dem Netz in Abzug zu bringen, womit die Netto-Wärmekosten des vor-ausgewählten Brennstoffzellen-Systems resultieren.



Häufigkeitsverteilung der Wärmekosten von erdgasbetriebenen SOFC-Brennstoffzellen in Prozent der Wärmekosten von Brennwertkesseln

Diese Kosten werden mit den Jahreswärmekosten des Referenz-Heizsystems (Brennwertkessel)  $K_W$  verglichen. Können mit dem Brennstoffzellen-System mehr als 10 Prozent der Wärmekosten eingespart werden, besteht ein wirtschaftliches Motiv für den Einsatz der Brennstoffzelle.

Durch wiederholte Iteration erhält man eine Häufigkeitsverteilung der Wärmekosten der vor-ausgewählten Brennstoffzellen-Systeme gegenüber dem Referenzsystem, wie dies in 0 gezeigt ist. Hier sind die Wärmekosten von Brennstoffzellensystemen in manchen Fällen günstiger als diejenigen des Referenzsystems (blaue Säulen), in anderen Fällen (rote bzw. helle Säulen) ist es umgekehrt. Die Häufigkeitsverteilung in 0 ist dahingehend zu interpretieren, daß bei etwa einem Drittel aller erdgasbeheizten Wohngebäude Brennstoffzellensysteme die Referenzheizkosten um mehr als 10 Prozent senken würden, sofern die dem Modell zugrundegelegten Annahmen zutreffen. In allen anderen Fällen hätten die Referenz-Heizsysteme keine signifikanten Kostennachteile.<sup>8</sup>

<sup>7</sup> Sofern die zu erwartende Jahresvergütung für den in das öffentliche Netz abgegebenen Strom inkl. Zusatzvergütung kleiner als 50,- EURO ist, wird diese auf Null gesetzt, weil sich in diesem Fall der Einbau und die Abrechnung eines zusätzlichen Stromzählers nicht lohnt.

<sup>8</sup> Im Prinzip erlaubt die Methodik der *Monte-Carlo*-Simulation sowohl die Berücksichtigung der Vielfalt im Gebäudebestand und im Energieverhaltensverhalten als auch die explizite Darstellung vorhandener Unsicherheiten über künftige Energiepreise, zur staatlichen Förderung von Brennstoffzellen-Systemen etc. In der vorliegenden Untersuchung werden die letztgenannten Aspekte in Form von Sensitivitätsbetrachtungen analysiert. Die Häufigkeitsverteilung der Kosten ist daher Ausdruck der Heterogenität im Gebäudebestand und seiner Bewohner bzw. Gebäudenutzer.

Zum Verständnis sei ergänzt, daß die präsentierten Zahlenwerte wie immer in solchen Fällen im Sinne von Trendaussagen interpretiert werden müssen. Außerdem geben sie keine Auskunft über den zeitlichen Ablauf und die Dynamik der Brennstoffzellen-Markteinführung.

## Brennstoffzellen-Betriebskonzepte

Während bei den klassischen Motor-BHKWs im allgemeinen die wärmegeführte Fahrweise zu wirtschaftlich besseren Ergebnissen als die stromgeführte Fahrweise führt, liegen die Verhältnisse bei Brennstoffzellen-Systemen anders. Dies liegt wesentlich am ausgezeichneten Teillastverhalten der Brennstoffzelle, demzufolge die Lastschwankungen der Stromnachfrage durch das Brennstoffzellen-System direkt nachgeführt werden können.

In erster Approximation sollte die Brennstoffzelle also stromgeführt gefahren werden. Dabei ist die Anpassung der BZ-Leistung durch die maximale Lastfolgegeschwindigkeit begrenzt.<sup>9</sup> Dies bedeutet, daß eine Brennstoffzelle den Gebäudestrombedarf immer nur unvollständig decken kann. Wegen der begrenzten Lastfolgegeschwindigkeit wird es laufend zu Ein- und Ausspeisungen in das und aus dem öffentlichen Stromnetz kommen. Sinkt der Strombedarf des Objekts, wird die Brennstoffzelle bis auf 20 Prozent der Zellenleistung heruntergefahren, aber nicht abgeschaltet, da dies die Lebensdauer des *Stacks* unnötig verkürzen würde. Der überschüssige Strom wird ebenfalls in das vorgelagerte Stromnetz abgegeben.

Als Nebenbedingung dieser Fahrweise gilt, daß die von der Zelle abgegebene Wärme im Heizkreislauf oder in den Warmwasserspeicher abgenommen werden kann. Ist dies nicht möglich – beispielsweise weil alle Bewohner in den Ferien sind –, wird die Anlage ganz abgeschaltet, bis der Ladezustand des Warmwasserspeichers unter einen vorgegebenen Grenzwert gefallen ist. Die stromgeführte Fahrweise ist also wärmebegrenzt.<sup>10</sup>

Die Größe des Wasserspeichers hat Auswirkungen auf die Anzahl der jährlichen Abschaltungen der Brennstoffzelle. Es ergeben sich gewisse Vorteile bei großen Wasserspeichern. Ein verbessertes Speichermanagement verbunden mit einer Lastprognosefunktion sowie eine jahreszeitliche Differenzierung der Regelstrategie versprechen ein weiteres Verbesserungspotential (unter anderem durch verringerte Stillstandszeiten).

Wenn für die Einspeisung in das öffentliche Stromnetz attraktive Erlöse erzielt werden können, ist es für den Betreiber des Brennstoffzellen-Systems wirtschaftlich attraktiv, das Gerät mit höheren Leistungen zu fahren, selbst wenn nur die Wärme, nicht aber der Strom im Gebäude genutzt werden kann. Ist keine zentrale Warmwasseraufbereitung im Gebäude vorhanden, beschränkt sich dies auf die Heizperiode. Angesichts der geringen Wärmeleistung der Brennstoffzelle können hier 5000 Volllaststunden im Jahr unterstellt werden. Bei Vorhandensein einer zentralen Warmwasseraufbereitung können sogar 6.500 Jahresvolllaststunden erreicht werden.

Die Attraktivität dieser wärmegeführten Fahrweise hängt vom Grenzerlös aus der Stromeinspeisung ab, also von der Summe aus

- dem regulären Stromeinspeisetarif  $p_{\text{einsp}}$  (wir haben hier in Anlehnung an erwartete mittlere Preise an der Strombörse bzw. die Strombeschaffungskosten des Vorlieferanten 0,025 EURO/kWh angenommen)
- der Zusatzvergütung  $p_{\text{zusatz}}$  analog dem geplanten KWK-Modernisierungsgesetz (voraussichtlich 0,0511 EURO/kWh).

Diesen Grenzerlösen müssen die Grenzkosten der Stromerzeugung durch das Brennstoffzellen-System gegenübergestellt werden. Beim Brennstoff Erdgas sind die Stromgrenzkosten brutto gleich

---

<sup>9</sup> Für das Lastfolgeverhalten der Brennstoffzelle (maximale Laständerungsgeschwindigkeit pro Minute) werden 5% der maximalen elektrischen Nennleistung angesetzt.

<sup>10</sup> Sofern die Brennstoffzelle als Notstromaggregat eingesetzt werden soll, ist diese Restriktion natürlich aufzuheben.

$$c_{strom,brutto} = \frac{p_{erdgas} - Min\ddot{O}St_{erdgas}}{H_u / H_o \cdot h_{el}}$$

$p_{erdgas}$	Arbeitspreis des Erdgas
$Min\ddot{O}St_{erdgas}$	Mineralölsteuersatz für Erdgas
$H_u/H_o$	Umrechnung unterer zu oberer Heizwert
$h_{el}$	elektrischer Wirkungsgrad des Brennstoffzellen-Systems

Sind die variablen Wärmekosten des Brennstoffzellen-Systems

$$c_{w\ddot{a}rme} = \frac{p_{erdgas} - Min\ddot{O}St_{erdgas}}{H_u / H_o \cdot h_{gesamt}}$$

$h_{gesamt}$	Gesamtnutzungsgrad des Brennstoffzellen-Systems (je nach elektrischer Leistung 0,9 bis 0,92)
--------------	---

größer als die um die Stromkennzahl bereinigte Differenz zwischen Einspeiserlös und Stromgrenzkosten brutto

$$\frac{(p_{einsp} - p_{zusatz}) - c_{strom,brutto}}{SKZ}$$

$p_{einsp}$	regulärer Stromeinspeisetarif
$p_{zusatz}$	Zusatzvergütung
$SKZ$	Stromkennzahl des Brennstoffzellen-Systems (eine vorsichtige Annahme ist $SKZ=0,7$ )

so ist die wärmegeführte Fahrweise wirtschaftlich vorteilhaft.

Faktisch ist diese Situation bei einer angenommenen Einspeisevergütung von 0,025 EURO/kWh nicht gegeben, sofern nicht zusätzlich eine flächendeckende Zusatzvergütung für Strom aus Brennstoffzellen eingeführt wird. Ohne eine solche Brennstoffzellen-Förderung ist daher die oben erläuterte stromgeführte und wärmebegrenzte Betriebsweise gegenüber einer reinen Wärmeführung ökonomisch überlegen. In diesem Fall werden nur geringe Strommengen in das Netz eingespeist. Daher sind auch keine signifikanten Netzbelastungen durch eine Vielzahl von Kleinsteinspeisern zu erwarten.

Den Transaktionskosten (Zählerkosten, Ablesung etc.) ist dahingehend Rechnung getragen, daß im Modell eine Vergütung des eingespeisten Stroms erst bei einem Betrag von mehr als 50,- EURO pro Jahr (inkl. einer allfälligen Bonuszahlung) erfolgt. Dieser Fall betrifft vor allem die stromgeführte Fahrweise im Einfamilienhaus. Hier könnte es zweckmäßig sein, das Brennstoffzellen-System so zu konstruieren, daß keine Einspeisung in das Netz vorkommen kann. Damit wäre keine zusätzliche Zählersetzung notwendig. Die überschüssigen Strommengen von wenigen hundert kWh jährlich könnten über eine Widerstandsheizung im Wasserspeicher in Wärme umgewandelt und damit neutralisiert werden.

## Energieeinsparverordnung (EnEV)

Nach § 9 der Anfang 2002 in Kraft tretenden Energieeinsparverordnung (EnEV) müssen in Deutschland alle vor dem 1. Oktober 1978 eingebauten oder aufgestellten Heizungen bis Ende 2005 außer Betrieb genommen werden. Heizkessel, deren Brenner nach dem 1. November 1996 erneuert wurden, erhalten eine Frist bis zum 31. Dezember 2008.

Experten schätzen, daß durch diese Verordnung in den kommenden Jahren bis zu 7 Mio bestehende Heizkessel erneuert werden müssen, und zwar zu einem Zeitpunkt, zu dem serienreife Brennstoffzellen-Heizgeräte allenfalls in kleiner Zahl auf dem Markt sein werden. Insofern könnte sich die EnEV als eine Bremse der zügigen Marktdurchdringung der Brennstoffzellentechnologie erweisen.

Aus einer anderen Perspektive betrachtet wird die Umsetzung der EnEV vermutlich bis 2008 ein kurzfristiges Strohfeuer im Installationsgewerbe auslösen, was zwangsläufig anschließende Überkapazitäten in dieser Branche zur Folge haben wird. Es wird zweifellos nicht zu erwarten sein, daß die in den nächsten Jahren installierten Neuanlagen nach schon kurzer Zeit erneuert werden. Deshalb könnten – jedenfalls in Deutschland – in einer ersten Markteinführungsphase Beistellgeräte als Ergänzung zu den konventionellen Heizkesseln eine größere Chance haben, denn Komplettkonzepte sind nur im Zusammenhang mit einer fälligen Heizungserneuerung sinnvoll. Dieses Marktsegment würde jedoch nach 2008 zunächst eine längere Durststrecke durchlaufen.

Für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit von Brennstoffzellensystemen ändert sich dadurch grundsätzlich nichts wesentliches, denn auch Brennstoffzellen-Komplettlösungen werden zumindest in der Anfangsphase als Backup-System einen konventionellen Heizkessel enthalten müssen.

Für die Entwicklung von Brennstoffzellen-Heizgeräten bedeutet dies allerdings die Forderung nach modularer Bauweise: Der Kunde muß die Möglichkeit haben, anstelle eines Komplettsystems eventuell nur den Brennstoffzellenteil anzuschaffen und an den bestehenden Kessel bzw. Wärmespeicher anzuschließen.<sup>11</sup>

### **Strategische Ausrichtung von Unternehmen**

Unternehmen können sich auf den verschiedenen Stufen der Wertschöpfungskette des sich entwickelnden Brennstoffzellen-Geschäft positionieren. Für die stationäre Anwendung sind insbesondere zu nennen:

- Zulieferer für Stack-Hersteller (vor allem Unternehmen aus dem Segment der Spezialitätenchemie)
- Stack-Hersteller im eigentlichen Sinn (zum großen Teil klassische Venture-Unternehmen, teilweise Batterieentwickler)
- System-Integratoren (Heizgeräte-Hersteller, Elektronik-Unternehmen)
- Installations- und Wartungsfirmen
- Energieversorger (einschließlich Kontraktoren)
- Finanzierer (Banken, Fonds, Pensionskassen)

Angesichts der hohen Dynamik in diesen Marktsegmenten ist es notwendig, die verfügbaren Informationen regelmäßig zu aktualisieren. Viele öffentlich zugängliche Informationen sind bereits nach kurzer Zeit überholt. Dennoch zeichnen sich bereits einige Namen ab, die aus heutiger Sicht die Pioniere im Brennstoffzellengeschäft sein werden.

Die ersten kommerziellen Systeme für die Hausenergieversorgung waren die von *International Fuel Cells* bzw. dem Tochterunternehmen *ONSI* angebotenen phosphorsauren Brennstoffzellen (*PAFC*). Es wurden bereits 200 Systeme verkauft. Es hat jedoch den Anschein, daß diese Technologielinie im stationären Einsatz keine Zukunft haben wird. Somit teilt sich die Gruppe der Brennstoffzellen-Hersteller zunehmend in Unternehmen, die auf die Niedertemperatur-*PEMFC*-Technik setzen, sowie Unternehmen mit Fokus auf die Hochtemperatur-*SOFC*-Technik.

Die folgende Tabelle enthält die für Deutschland wichtigsten Unternehmen mit stationären Brennstoffzellen-Aktivitäten auf der Basis der *PEM*-Technik.

Vor kurzem stellte außerdem die *General Motors Inc.* ein stationäres Brennstoffzellen-System mit einer elektrischen Leistung von 5,3 kW<sub>el</sub> vor. Das erdgasbetriebene *PEMFC*-Aggregat beruht auf der für Fahrzeuge entwickelten Technologie. Es soll als Notstromsystem und zur dezentralen Energieerzeugung in Wohnhäusern, Krankenhäusern, etc. eingesetzt werden, wobei der amerikanische Markt im Vordergrund steht. Ab 2005 könnte das System marktreif sein. Das wäre 3 Jahre früher als der erwartete Markteintritt serienproduzierter Brennstoffzellen-Fahrzeuge. Analysten beobachten

---

<sup>11</sup> Damit könnte jedoch das Problem auftreten, daß entsprechend nur für einen Teil des gesamten Brennstoffeinsatzes die Befreiung von der Mineralölsteuer (MinÖSt) durchgesetzt werden kann, was die Wirtschaftlichkeit solcher Lösungen beeinträchtigen würde.

dieses Engagement im stationären Bereich sehr aufmerksam, denn wenn ein 180 Milliarden USD Unternehmen in den Markt für stationäre Brennstoffzellen einsteigt, verleiht dies der Technologie insgesamt einen ganz neuen Stellenwert.

Hinsichtlich der Hochtemperatur-SOFC-Technik sind insbesondere die Firmen *Siemens Westinghouse Power Corporation* und *Sulzer Hexis AG* zu nennen. Die *Siemens AG* entwickelt sowohl PEM- als auch SOFC-Brennstoffzellen. Zentrum der SOFC-Entwicklung ist das Technologiezentrum von *Siemens Westinghouse Power Corporation* in Pittsburgh, USA. Anders als andere Hersteller sind die Brennstoffzellen nicht in konventioneller Weise als ebene Platten, sondern in Form einseitig geschlossener keramischer Hohlrohren mit 1,5 m Länge und 2,2 cm Durchmesser konzipiert. Im Betrieb bringt eine derartige Zelle etwa 1 Volt Spannung und eine elektrische Leistung von 210 W. Wenn die Luft mit mehrfachem Atmosphärendruck in die Röhren gepresst wird, erhöht sich die Leistung auf 280 W. Das Röhren-Design wird zwar bei der Serienfertigung mit höheren Kosten verbunden sein, doch sollen nach *Siemens-Westinghouse* thermodynamische Vorteile für das Röhrenkonzept sprechen.

Tabelle 3 Unternehmen mit stationären PEMFC-Aktivitäten

Brennstoffzellen-Hersteller	Leistungsklassen	kommerzieller Marktauftritt
American Power	3,5 kW <sub>el</sub> / 4,5 kW <sub>th</sub>	2003
Avista Labs	0.72 kW <sub>el</sub>	Prototypen 1999
Ballard Power DeNora	20 kW <sub>el</sub> bis 250kW <sub>el</sub> 15-20 kW <sub>el</sub> / 50 kW <sub>el</sub>	2001; Massenfertigung 2003/4 nach 2000
Energy Partners	1 bis 10 kW <sub>el</sub>	2001
H Power	2.5 kW <sub>el</sub> / 10kW <sub>el</sub>	10 Prototypen1999 Kommerzialisierung nach 2000
Northwest Power Systems	3kW <sub>el</sub>	2002
Plug Power / GE Fuel Cell Systems	4 kW <sub>el</sub> / 35 kW <sub>el</sub>	2001
Proton Motor GmbH Siemens	5 kW <sub>el</sub> / 9 kW <sub>th</sub>	nach 2000 Prototypen 1999
Vaillant Plug Power	5 kW <sub>el</sub> / 7 kW <sub>th</sub>	2005

*Sulzer-Hexis AG* (Winterthur/Schweiz) entwickelt ein SOFC-Brennstoffzellen-System mit 1kW<sub>el</sub> und 3 kW<sub>th</sub> Leistung (mit Zusatzbrenner bis 25 kW<sub>th</sub>). Der elektrische Wirkungsgrad liegt zunächst zwischen 25 und 30 Prozent, der Gesamtnutzungsgrad bei rund 85 Prozent. In den Jahren 2001/3 sollen in Deutschland, Österreich und der Schweiz mehrere hundert *Sulzer-Hexis*-Systeme an Energieversorgungsunternehmen verkauft werden. Dazu wird derzeit in Winterthur eine erste Pilotproduktion aufgebaut, die einen wesentlichen Schritt bei der Systemintegration hin zur späteren Massenproduktion von Brennstoffzellen-Systemen bedeutet. Voraussichtlich ab 2005 sollen auch die USA beliefert werden.

Wenn man von den Herstellern zu den Energieversorgern übergeht, trifft man auch hier auf eine ganze Reihe von Unternehmen, speziell in Deutschland, die ein Engagement in der Brennstoffzellentechnik angekündigt bzw. bereits realisiert haben. Eine Pilotrolle spielt die *HGC Hamburg Gas Consult GmbH*. Sie entwickelt seit mehreren Jahren kleine Brennstoffzellen-Systeme auf Basis eines PEMFC-Prototyps der Firma *American Power Corp*. Die Leistungsdaten von 3 kW<sub>el</sub> und 8 kW<sub>th</sub> sind auf die Bedürfnisse eines Einfamilienhauses zugeschnitten.

Ein ebenso bekanntes Projekt ist die 250 kW<sub>el</sub>-PEM-Brennstoffzellen-Anlage der Firma *Alstom-Ballard*, realisiert durch ein von der *BEWAG AG* angeführtes internationales Konsortium. Diese



Brennstoffzellen-Anlage ist für die Nahwärmeversorgung konzipiert und kann unabhängig vom Wärme- bzw. Strombedarf eines Einzelhauses betrieben werden.

Im laufenden Jahr haben weitere deutsche Energieversorger konkrete Schritte in Richtung auf die Brennstoffzelle unternommen. Am 22. Mai 2001 gaben die *RWE Plus AG*, Essen, und die *Nuvera Fuel Cells Inc.*, Cambridge, USA, ein *Joint Venture* zur Entwicklung, Herstellung und zum Vertrieb von PEM-Brennstoffzellen-Anlagen für Haushalt- und Gewerbe in Europa bekannt. Die Anlagen sollen mit Erdgas oder Propangas betrieben werden und eine elektrische Leistung von bis zu 50 kW<sub>el</sub> aufweisen. Schon am 7. Februar war in Essen Richtfest für eine der Demonstrationsanlagen, mit denen die *RWE Plus AG* in die Brennstoffzellen-Ära starten will.

Feldversuche sollen 2002 beginnen und von 2004/5 an ist der kommerzielle Vertrieb geplant. Die *RWE Plus AG* will dann marktreife Brennstoffzellen-Produkte zur dezentralen Strom- und Wärmeversorgung für Ein- oder Mehrfamilienhäuser sowie Gebäude- und Industriekomplexe auf den Markt bringen. Parallel dazu soll ein Vertriebssystem aufgebaut sein. Nach jüngsten Pressemeldungen aus „DIE WELT“ soll das Brennstoffzellen-Geschäft im kommenden Jahr in eine eigene Gesellschaft ausgliedert werden. Der Name der 100-prozentigen Tochter von *RWE Plus AG* ist noch offen. Bis 2005 will die neue Gesellschaft einen EURO-Betrag in dreistelliger Millionenhöhe in die Technologie investieren. Im Jahr 2007/08 soll die Gewinnschwelle erreicht werden. Es sind *Joint Ventures* mit der *DaimlerChrysler*-Tochter *MTU* (größere Anlagen) und dem italienischen Brennstoffzellen-Hersteller *Nuvera* (kleine Brennstoffzellen-Systeme) geplant. Für den Aufbau eines Vertriebsnetzes für Brennstoffzellen-Produkte strebt die *RWE Plus AG* zudem Kooperationen mit regionalen Stromversorgern, Heizungsbauern und Installateuren an. Das langfristige Ziel ist ein Marktanteil von bundesweit zehn Prozent für die dezentrale Brennstoffzellen-Technologie bis 2015 erreichen zu können. Das Kostenziel für Brennstoffzellen-Systeme liegt laut *RWE* bei 2500,- bis 3000,- DM pro kW<sub>el</sub>.

Die *EnBW Energie Baden-Württemberg AG* haben am 14. Februar 2001 mit der *Sulzer-Hexis AG* eine Absichtserklärung unterzeichnet, wonach demnächst 55 Brennstoffzellen-Systeme des 1 kW<sub>el</sub>-SOFC-Typs von der *EnBW AG* und ausgewählten Installateuren installiert werden sollen. Standorte sind zunächst Partner-Stadtwerke der *EnBW AG*. Später sollen diese Systeme auf der Grundlage der bis dahin gewonnenen Erfahrungen in den Markt eingeführt werden. Beide Seiten können die Zahl der Systeme von 55 auf bis zu 220 zu erhöhen. Da die Stückkosten während der Startphase noch sehr hoch sind, sollen die Brennstoffzellen zunächst nur über Contracting-Lösungen angeboten werden. Erst mit steigenden Stückzahlen und damit sinkenden Preisen wird auch ein Verkauf wirtschaftlich sein.

Am 27. März 2001 unterzeichneten auch die Oldenburger *EWE AG* mit der *Sulzer Hexis AG* eine ähnliche Vertriebsvereinbarung für 1 kW<sub>el</sub>-SOFC-Systeme. Demnach wird der regionale Energieversorger im Zeitraum 2001 bis 2003 mindestens 155 Systeme übernehmen. Die Vertriebspartner aus dem Energieversorgungsbereich sind während der Einführungsphase gleichzeitig Besitzer und Betreiber der Brennstoffzellen-Systeme. Die Endkunden tragen damit keine Investitions- und Funktionsrisiken.

Auch die *EWR AG* arbeitet mit der *Sulzer Hexis AG* bei der Vermarktung von Brennstoffzellen zur Hausenergieversorgung von Einfamilienhäusern zusammen. Bis Ende 2003 sollen zunächst 60 Anlagen an die *EWR AG* ausgeliefert, die dann ebenfalls im Contracting-Modell aufgestellt werden. Für den Einbau und die Betreuung der Anlagen setzt *EWR AG* auf Partnerschaft mit dem örtlichen Handwerk. Die *EWR AG* verfolgt damit den Weg zum integrierten Energiedienstleister. Zusätzliche Synergien erwartet man aus der intensiven Kooperation mit den *Stadtwerken Worms*, die ebenfalls über umfassende Kompetenzen auf dem Wärmemarkt verfügen.

## Zusammenfassung

Zusammenfassend läßt sich festhalten, daß stationäre Brennstoffzellen ein flexibel einsetzbares Konzept versprechen, das mit hohen Wirkungsgraden Strom und Wärme produzieren, dank des guten Teillastverhaltens auch unterhalb des maximalen Betriebspunkts operieren und bei der Hausenergieversorgung hohe Gesamtdeckungsraten erreichen kann. Die ersten stationären Anwendungsfelder sind im Bereich niedriger elektrischer Leistungen zu erwarten. Voraussetzung dafür

ist allerdings das Erreichen von Kostenzielen, die angesichts der aktuellen Kosten von Pilotanlagen als ehrgeizig einzustufen sind.