Dagmar Oertel
Torsten Fleischer

Dezember 2000

TA-Projekt
“Brennstoffzellen-Technologie”

Endbericht

TAB-Arbeitsbericht Nr. 67

TAB
Büro für Technikfolgen-Abschätz
beim Deutschen Bundestag

Inhalt

Zusammenfassung **5**

I. Einleitung **25**

II. Zur Technologie der Brennstoffzelle **29**

1. Begriff, Geschichte, Funktionsweise 29
2. Brennstoffzellen-Typen 34
   - 2.1 Niedrigtemperatur-Brennstoffzellen 36
   - 2.2 Mitteltemperatur-Brennstoffzellen 40
   - 2.3 Hochtemperatur-Brennstoffzellen 41
3. Brennstoffe und deren Aufbereitung 45
4. Besonderheiten ausgewählter Brennstoffe 53

III. Ökologische Bilanzierung - Methodik und Vorgehensweise **61**

1. Ansatz und Vorgehensweise im Projekt 62
2. Gemeinsames Analyseraster für Brennstoffketten - Synopse wichtiger Annahmen 72

IV. Brennstoffzellen für mobile Anwendungen **81**

1. Weltweite Entwicklungsanstrengungen 81
2. Antriebskonzepte für Straßenfahrzeuge 82
   - 2.1 Antriebstechniken 82
   - 2.2 Brennstoffzellen-Fahrzeuge 86
   - 2.3 Akteure und Aktivitäten 88
3. Ökologische Bewertung von Brennstoffzellen-Antrieben für Personen-Kraftwagen 94
   - 3.1 Vorgehensweise 94
   - 3.2 Brennstoffzellen und konkurrierende Antriebe im Vergleich - eine ökologische Bewertung 100

4. Neue Treibstoffe im Verkehr 116
4.1 Treibstoffe 117
4.2 Erfordernisse der Infrastruktur 120
5. Wirtschaftliche Aspekte 125
6. Fazit und Ausblick 127

V. Brennstoffzellen in der stationären Energieversorgung 135

1. Rahmenbedingungen der Energieversorgung in Deutschland 136
1.1 Aktuelle Emissionssituation 136
1.2 Liberalisierung der Energiemärkte 138
1.3 Kraft-Wärme-Kopplung 142
2. Brennstoffzellen in der Hausenergieversorgung und im Kleinverbrauch 145
2.1 Relevante Brennstoffzellen-Typen 147
2.2 Brennstoffe und Brennstoffaufbereitung 149
2.3 Konventionelle Systeme zur Energiebereitstellung und ihre Verteilung im Gebäudebestand 154
2.4 Nutzerspezifische Determinanten der Auslegung und Implementierung von Anlagen 161
2.5 Vergleich von Brennstoffzellen- mit konventionellen Beheizungs-Systemen - technische Aspekte 165
2.6 Ökonomische Aspekte 175
2.7 Ökologische Aspekte 184
2.8 Künftige Energieversorgung mit Brennstoffzellen-Anlagen 187
2.9 Fazit und Ausblick 201
3. Brennstoffzellen in Industrie und öffentlicher Stromversorgung 209
3.1 Relevante Brennstoffzellen-Typen 209
3.2 Brennstoffe und ihre Aufbereitung 216
3.3 Konventionelle Energieumwandlungstechniken 220
3.4 Erfüllung von Nutzeranforderungen 223
3.5 Technische Aspekte 228
3.6 Ökonomische Aspekte 233
3.7 Ökologische Aspekte 237
3.8 Fazit und Ausblick 249

VI. Mini-Brennstoffzellen für tragbare Anwendungen 257

1. Relevante Brennstoffzellen-Typen 257

2 Brennstoffe und ihre Aufbereitung 259

3. Konventionelle Systeme 262

3.1 Batterien und Akkumulatoren 262
3.2 Konventionelle Alternativen zu Akkumulatoren 264

4. Nutzeranforderungen 264

5. Technische Aspekte 266

6. Ökonomische Aspekte 268

7. Ökologische Aspekte 270

8. Marktperspektiven 272

9. Fazit und Ausblick 273

Literatur 277

1. In Auftrag gegebene Gutachten 277

2. Weitere Literatur 277

Anhang 287

1. Ergänzende Tabellen 287

1.1 Brennstoffzellen im Überblick 287
1.2 Charakteristika ausgewählter konventioneller und alternativer Kraftstoffe 288
1.3 Spezifikationen der Fahrzeuge für die ökologische Bewertung: Basisdaten und Energieverbräuche 289
1.4 Konzept-übergreifende Fahrzeug-Spezifikationen und Fahrergewicht 290
1.5 Anzahl der beheizten Wohneinheiten in Deutschland nach Baualtersklassen für 1995 und 2010 291
1.6 Referenzobjekte Kleinverbrauch 292
1.7 Zusammenstellung der Ergebnisse (Stromerzeugungs- und CO_2-Einsparpotenziale) für den Kleinverbrauch 293
1.8 Referenzdaten PAFC-BHKW 294

1.9 Referenzdaten MCFC-KWK-Anlage, Status 2010, Brennstoff Erdgas ... 295
1.10 Referenzdaten SOFC-KWK-Anlage, Status 2010, Brennstoff Erdgas und Braunkohle ... 296
1.11 Referenzdaten Kraftwerke, Status 1998 und Status 2010 ... 297
1.12 Referenzdaten Dampfturbinen-Heizkraftwerk (Kommunales Steinkohle-Dampfturbinen-Heizkraftwerk, Entnahme-Kondensation) ... 298
1.13 Referenzdaten Gasturbinen-HKW, Status 1998 und Status 2010 ... 299
1.14 Referenzdaten GuD-HKW mit Entnahme-Kondensationsturbine Status 1998 und Status 2010 ... 301
1.15 Referenzdaten Motor-HKW für Industrie und öffentliche Versorgung, Status 1998 und Status 2010 ... 302
1.16 Kenndaten der KWK-Vergleichssysteme und Abschätzung der zulässigen BZ-Investitionen (Status 2010) ... 303
1.17 Kenndaten von Gaskraftwerken (Status 2010) ... 304

2. Tabellenverzeichnis ... 305

3. Abbildungsverzeichnis ... 307

4. Abkürzungen ... 310

Glossar ... 311

Zusammenfassung

Die Brennstoffzellen-Technologie befindet sich in einer entscheidenden Phase. Wichtige Weichenstellungen im Prozess der Innovation sind zu erwarten. Weltweite Entwicklungsanstrengungen großer Unternehmen und umfangreiche staatliche Förderprogramme dokumentieren die Erwartung, dass mit ihrem Einsatz **erhebliche Marktpotenziale** erschlossen sowie **Problemlösungen im Verkehrssektor und in der Energiewirtschaft** gefunden werden könnten. Auch verbinden sich mit der Brennstoffzellen-Technik Perspektiven wesentlich umweltfreundlicherer Antriebe im Straßenverkehr und effizienterer sowie ökologisch vorteilhafterer Anlagen zur Wärme- und Stromerzeugung. Diese mittelfristige Perspektive wird ergänzt durch die plausible Vision eines Einsatzes von Brennstoffzellen als **Brücke in eine (zukünftige solare) Wasserstoffwirtschaft** und als deren zentrales Element.

In technischer Hinsicht sind solche Überlegungen einer sukzessiven Substitution von konventionellen Techniken nicht unbegründet und insbesondere in ökologischer Hinsicht gut fundiert. Brennstoffzellensysteme sind hocheffiziente Energieumwandlungssysteme, in den meisten Fällen mit **Pluspunkten bei Wirkungsgrad, Verbrauch** und in der **Bilanz der Treibhausgase**. Schließlich könnte die Brennstoffzellen-Technologie auch weitreichende Innovationsschübe mit sich bringen.

Die Realisierung dieser Potenziale der Brennstoffzellen-Technologie ist je nach Brennstoff, Verfahren und Anwendungsfeld unterschiedlich weit fortgeschritten. Zahlreiche **technische Hindernisse** sind in den meisten Fällen noch zu überwinden, und **konkurrenzfähige Kostenstrukturen** bei der Fertigung wären noch zu erreichen. Überhaupt gilt es zu bedenken, dass die Technologie der Brennstoffzelle sich gegen etablierte konventionelle und konkurrierende neue Technologien im Verkehrssektor und in der Energieerzeugung und -versorgung durchsetzen muss.

Ziel und Schwerpunkte des Berichtes

Der vorliegende Abschlussbericht versucht, ein realistisches, umfassendes und differenziertes Bild vom Stand der Entwicklung und von den Zukunftsperspektiven eines verbreiteten Einsatzes von Brennstoffzellen-Systemen und dessen möglichen Folgen zu zeichnen. Hierzu werden neben technischen Besonder-

heiten der Brennstoffzelle ihre unterschiedlichen Systeme beschrieben sowie ein Überblick über die im Wesentlichen nutzbaren Energieträger und Treibstoffe gegeben. Der Schwerpunkt des Berichts wird auf die differenzierte Aufbereitung des Standes und der Perspektiven der Brennstoffzellen-Technologien in den Anwendungsfeldern Verkehr, Energiewirtschaft und tragbare elektronische Kleingeräte gelegt. Für diese Bereiche werden jeweils die relevanten Systeme und ihr Entwicklungsstand benannt und die notwendige Bereitstellung von Energieträgern betrachtet. In einem szenarienhaften Ansatz und unter Anwendung der Methodik der Ökobilanz wird - differenziert nach Anwendungsfeldern - eine im Schwerpunkt **ökologische Bewertung** durchgeführt, ergänzt durch die **Erörterung relevanter technischer Aspekte und ökonomischer Dimensionen** - jeweils im **Vergleich mit konventionellen Systemen**. Der Zeitraum der Betrachtung erstreckt sich bis ins Jahr 2010, der räumliche Bezugspunkt ist Deutschland.

Mobile Anwendungen

Seitens der Automobilindustrie werden seit einiger Zeit deutlich verstärkte, z.T. erhebliche Anstrengungen unternommen, die Antriebstechniken im Straßenverkehr zu optimieren und dabei insbesondere den spezifischen Verbrauch zu reduzieren sowie die Emissionsbilanz zu verbessern. Neben konventionellen Optionen spielen dabei in wachsendem Umfang auch alternative Konzepte bei Antrieben und Energieträgern eine Rolle. Die Brennstoffzelle (unter Nutzung sowohl konventioneller als auch regenerativer Brennstoffe) ist hierbei zunehmend in den Vordergrund gerückt.

Brennstoffzellen für mobile Anwendungen werden derzeit hauptsächlich für den Antrieb von Straßenfahrzeugen (Pkw und Busse) diskutiert und entwickelt. Darüber hinaus sind auch weitere Ansätze - etwa Brennstoffzellen als leistungsfähige Energiequelle (Batterie-Ersatz) in Fahrzeugen mit herkömmlichem Verbrennungsmotor oder ihre Anwendung als Antriebssysteme bei elektrischen Bahnen oder bei Schiffen - vorgeschlagen und zum Teil auch weiter verfolgt worden. Im vorliegenden Bericht wird der Schwerpunkt auf den Pkw-Einsatz gelegt.

Attraktive Potenziale

Die Gründe für die zahlreichen Aktivitäten liegen in einem - allerdings in großen Teilen technisch und wirtschaftlich erst noch zu erschließenden - Potenzial der

Brennstoffzelle hinsichtlich **Effizienz**, **Reduktion von Kraftstoffverbrauch und Emissionen** sowie bei **Innovationen in der Fahrzeugtechnik** und der Möglichkeit der **Diversifizierung und regionalen Differenzierung der Energiebasis des Verkehrswesens**. Im Vergleich zu Verbrennungskraftmaschinen sind u.a. folgende Aspekte positiv hervorzuheben:

- Hohe Wirkungsgrade im Teillastbereich führen zu einem **höheren Gesamtwirkungsgrad** und einem Verbrauchsvorteil. Brennstoffzellen-Antriebe haben das Potenzial, im spezifischen Kraftstoffverbrauch das niedrige Verbrauchsniveau zukünftiger Pkw mit Dieselmotoren zu erreichen oder zu unterbieten.
- Beim Fahrzeugbetrieb werden bei der Nutzung von Wasserstoff als **Brennstoff** keine, bei der Nutzung von Methanol oder anderen Kohlenwasserstoffen - verglichen mit Verbrennungsmotoren - nur geringe Emissionen freigesetzt. Je nach eingesetztem Treibstoff und Brennstoffzellen-Konzept ergeben sich deutliche Vorteile in der **Bilanz der Treibhausgase** sowie bei weiteren ökologisch relevanten Parametern.
- Der weitgehende Wegfall bewegter Teile im Antrieb führt zu mechanischer Einfachheit, Vibrations- und Geräuscharmut und geringerem Wartungsaufwand, der je nach Systemkonzept jedoch u.U. gegen Mehraufwendungen für die Peripherie des Brennstoffzellensystems aufzuwiegen ist. Zudem ermöglicht die Technologie eine leistungsstarke Bordenergieversorgung sowie einen weitaus größeren Spielraum beim Fahrzeugentwurf.

Für den Fahrzeugbereich wird die Realisierung dieser Potenziale am ehesten von der Membran-Brennstoffzelle (PEMFC) erwartet.

Ökologische Aspekte

In nahezu allen Verkehrsprognosen wird angenommen, dass die Fahrleistungen bis zum Jahr 2010 weiter ansteigen. Eine **Reduktion der CO_2-Emissionen** ließe sich durch eine **Verringerung der spezifischen Verbräuche** von Fahrzeugen oder durch die **Nutzung neuer Treibstoffe** mit geringeren spezifischen CO_2-Emissionen erreichen. Einen schnell wirksamen Beitrag könnte hier die breite Einführung von verbrauchsarmen Fahrzeugen, wie sie in wachsender Vielfalt am Markt verfügbar werden, leisten. Ein weiterer schon heute kommerziell realisierter Ansatz ist die Nutzung von Erdgas in dann besonders emissionsarmen Motoren, wobei im Vergleich zu Benzin 20-30 % weniger CO_2-Emissionen entstehen.

Auch **Brennstoffzellen-Fahrzeuge können zur Emissionsreduktion beitragen** - wenn sie in genügend großer Zahl eingeführt sind. Dies gilt allerdings nicht für alle Systeme, da bei Nutzung von aus **fossilen Quellen** gewonnenen Kraftstoffen - im Vergleich mit konventionellen Verbrennungsmotoren - **energetischen und emissionsseitigen Vorteilen der Brennstoffzelle selbst energetische Verluste und Emissionen bei der Kraftstoffbereitstellung** und -aufbereitung gegenüberstehen. Für **regenerativ erzeugte Endenergieträger** gilt dies eingeschränkt auch für die Emissionen, nicht jedoch für die Wasserstoffherstellung auf der Basis von emissionsfrei regenerativ erzeugtem Strom. Bei einer Beurteilung der Brennstoffzellen-Technologie ist für jede Option mit einzubeziehen, ob und in welchem Umfang eine Verlagerung von energetischen Verlusten und Emissionen aus dem Fahrzeugbetrieb in die Kraftstoffgewinnung und -herstellung erfolgt. Dies ist von politischer Relevanz insbesondere vor dem Hintergrund, dass Treibhausgasreduktionsziele auch von einzelnen Branchen und Verbänden - nicht zuletzt im Rahmen von Selbstverpflichtungen - angestrebt werden.

Brennstoffzellen-Pkw mit Wasserstoff im Tank sind **Nullemissionsfahrzeuge**. Brennstoffzellen-Pkw **mit Methanol** und weitgehend auch solche mit Kohlenwasserstoffen als Kraftstoff werden den zukünftigen europäischen Emissionsstandard für Pkw EURO4 (ab 2005) und auch die strengen kalifornischen Emissionsstandards erfüllen und z.T. auch deutlich unterbieten.

Allerdings erlauben auch neue verbrauchsoptimierte Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor einen Betrieb mit lokalen Emissionen, die beinahe Null sind. Insofern kann als These formuliert werden, dass verkehrsbedingte Umweltbelastungen mit einer **Optimierung** des Verbrennungsmotors in ausreichendem Maße und vor allem mit geringerem **finanziellen Aufwand** reduziert werden können, so dass sich die Entwicklung alternativer Antriebstechnologien, wie die des Brennstoffzellen-Fahrzeuges, nicht aufdrängt. **Gegenüber einer solchen Perspektive wäre allerdings anzumerken, dass mittel- und längerfristig** und bei einer umfassenderen Betrachtung eine **weitergehende Reduktion** der direkten **Abgasemissionen bei Pkw** notwendig sein könnte - vor allem dann, wenn infolge der allgemeinen Verkehrszunahme die Schadstoffemissionen wieder ansteigen werden, weil das Optimierungspotenzial beim Verbrennungsmotor zunehmend ausgeschöpft sein wird. Zudem könnten dann, wenn Nullemissionsfahrzeuge eine wettbewerbsfähige Option darstellen, diese vom Verbraucher verstärkt nachgefragt - oder ihr Einsatz seitens der Politik oder von Umweltverbänden gefordert - werden. Bereits die **aktuellen technischen Entwicklungen** und die sich **abzeichnenden Verschärfungen bei den Emissionsstandards** bei

Fahrzeugen mit konventionellen Verbrennungsmotoren **legen die intensive Prüfung einer Einführung von Brennstoffzellen-Fahrzeugen nahe**.

Bei einem Einsatz von Brennstoffzellen in Fahrzeugen ist eine Einbeziehung des **Kraftstoffversorgungssystems** und der eingesetzten Energieträger wesentlich: **Wasserstoff als direkter Kraftstoff** für Brennstoffzellenantriebe stellt aus heutiger Sicht **eher eine langfristige Perspektive** dar, wenngleich seitens der Industrie derzeit die Machbarkeit einer Wasserstoff-Basisinfrastruktur in Deutschland ab etwa 2005 untersucht wird. Für den breiten Energiemarkt dürften dennoch in den nächsten 20 bis 30 Jahren noch andere - sowohl aus regenerativen und fossilen Energiequellen gewinnbare - Energieträger, v.a. flüssige Alkohole (Methanol) beziehungsweise Kohlenwasserstoffe (Benzin), Vorrang haben. In beiden Fällen muss der getankte Kraftstoff im Fahrzeug in Wasserstoff umgewandelt werden. Dabei sind mit Methanol einfachere und effektivere Ansätze bei den Antrieben realisierbar, allerdings ist derzeit keine ausreichende Methanol-Infrastruktur vorhanden. Benzin hingegen bedingt aufwendige Brennstoffzellensysteme, jedoch könnte auf einer eingeführten Kraftstoffproduktion und -verteilung - wenn auch mit bislang unzureichender Kraftstoffqualität für Brennstoffzellen - aufgebaut werden.

Die **ökobilanzielle Bewertung** ergibt **positive Merkmale** in **Abhängigkeit vom eingesetzten Brennstoff**:

- Brennstoffzellen-Fahrzeuge, die mit **Wasserstoff** betrieben werden, der mittels **regenerativ-erzeugter** Elektrizität gewonnen wurde, weisen gegenüber konventionellen Antrieben für alle Wirkungskategorien deutliche Vorteile auf.
- Bei den Wirkungskategorien **Versauerung, Eutrophierung und Photosmog** weisen Brennstoffzellen-Fahrzeuge, die mit fossilen Energieträgern betrieben werden, generell deutlich günstigere Werte auf, bei Biokraftstoffen auf der Basis von Energiepflanzen aber deutlich ungünstigere als konventionell betriebene Fahrzeuge.
- Bei der Wirkungskategorie **Kanzerogenität** liegen Brennstoffzellen-Antriebe einheitlich deutlich günstiger als konventionelle Antriebe.
- Die **Beiträge zum Treibhauseffekt** sind bei den mit Wasserstoff betriebenen Brennstoffzellen-Fahrzeugen (Ausnahme: aus fossilen Quellen gewonnener Flüssigwasserstoff) und für alle Bioenergieträger niedriger als beim Pkw mit Otto-Motor, die Beiträge bei Brennstoffzellen-Fahrzeugen mit Methanol, Dimethylether (DME) und Benzin als Kraftstoff sind denen für Otto-Pkw in etwa vergleichbar.

- Hinsichtlich des **Verbrauchs erschöpflicher Energieträger** sind alle Optionen mit regenerativen Kraftstoffen sowie das zentral aus fossilen Quellen erzeugten Druckwasserstoff nutzende Fahrzeug mit Vorteilen verbunden. Für Brennstoffzellen-Fahrzeuge mit Methanol, Dimethylether (DME) und Benzin als Kraftstoff liegen die Werte allerdings ungünstiger als bei konventionellen Antrieben.

Da die wichtigen potenziellen Brennstoffzellen-Kraftstoffe Wasserstoff und Methanol aus verschiedenen Primärenergieträgern herstellbar sind, wird für entsprechende Antriebe eine **regionale Differenzierung und Diversifizierung von Energieträgern für den Verkehr** realisierbar. Zudem könnte die technische Basis für die Nutzung regenerativer Energien im Verkehr geschaffen und ein **gleitender Übergang** von der erdölbasierten **in die regenerative Treibstoffversorgung** ermöglicht werden. Auch aus diesem Grund ist die Brennstoffzelle im Fahrzeug eine Option für die nahe Zukunft, die weiter verfolgt werden sollte.

Mittel- und langfristig sollten **Optionen für den Einsatz erneuerbarer Energieträger im Verkehr** (und in anderen Bereichen) eröffnet werden. Dies ist nicht nur aus Emissions- und Klimaschutzgründen, sondern auch wegen der beschränkten Verfügbarkeit fossiler Energiequellen notwendig. Die Reichweiten fossiler Energieträger sind begrenzt, und die Übertragung des Konzepts einer auf Erdöl basierenden mobilen Gesellschaft auf den heute noch wenig motorisierten Teil der Welt ist nicht verantwortbar.

Ökonomische Aspekte

Insgesamt ist die Entwicklung von Brennstoffzellen für mobile Anwendungen geprägt durch die Diskussion über den "richtigen" Kraftstoff, den Nachweis der Funktionstüchtigkeit der Technik in der Anwendung - insbesondere im Langzeitbetrieb -, die aus heutiger Sicht **erforderliche massive Kostensenkung** und die Frage nach der Markteinführung. Für eine Marktakzeptanz müssen einige technische und ökonomische Barrieren überwunden und nutzer- sowie kapitalseitige Vorteile deutlicher als bislang sichtbar werden. Gegenwärtig liegen keine verlässlichen Angaben über zu erwartende Kosten (und Preise) von Fahrzeugen mit Brennstoffzellen-Antrieben vor. Eine **grobe Abschätzung** zeigt, dass der **Mehrpreis** für Anschaffung und Betrieb **um 30-50 DM/kW in der Mittelklasse** (absolut zwischen 1.500 und 2.500 DM) bei erwarteten Benzinpreisen um 2,25 DM/l liegen dürfte. Nach Angaben von Fahrzeugherstellern soll der Preis für ein Brennstoffzellenfahrzeug "dem eines vergleichbaren Mo-

dells mit Dieselmotor und Automatik entsprechen". Dies wäre etwa mit einem **Aufpreis** von **2.000 DM gegenüber** einem **Diesel-Fahrzeug und 5.000 DM gegenüber** einem vergleichbaren **Benzin-Fahrzeug**. Zum Erreichen dieses - aus heutiger Perspektive äußerst ehrgeizigen - Zieles wäre eine Fertigung von einigen zehntausend Einheiten pro Jahr erforderlich.

Rahmenbedingungen

Eine breite Einführung neuer Energieträger im Verkehrssektor würde - weitgehend unabhängig von der Antriebstechnik - **seitens der Politik Koordination und Unterstützung** im Bereich der Zulassung dieser Stoffe als Kraftstoffe und bei der europaweiten Harmonisierung der Zulassungsvorschriften erfordern. Auch der Aufbau geeigneter Infrastrukturen scheint - solange sich Fahrzeug- und Mineralölindustrie nicht auf eine gemeinsame Strategie einigen - stärkeren Engagements von politischer Seite zu bedürfen. Beide Prozesse müssen einer Einführung solcher Energieträger und entsprechender neuer Antriebe zeitlich vorangehen (für Brennstoffzellen-Fahrzeuge mit Methanol ist derzeit das Jahr 2004 geplant), damit sich ein weitgehend selbst tragender Markt ausbilden kann.

Forschung und Entwicklung

Im Mittelpunkt der FuE-Tätigkeit dürfte in den nächsten Jahren der **Brennstoffzellen-Antrieb** selbst stehen. Schwerpunkte in diesem Bereich sind u.a.

- Entwicklung von effizienten und dynamischen Antriebssystemen,
- Entwicklung von kompakten Einheiten sowie Miniaturisierung von Bauteilen und des Gesamtsystems,
- Entwicklung von Speichersystemen,
- Erhöhung der Betriebssicherheit und Verbesserung der Praxistauglichkeit.

Daneben sind Arbeiten am **Gesamtsystem** Brennstoffzellen-Fahrzeuge erforderlich. Der Schwerpunkt dürfte dabei die Reduktion der Kosten sein. Ansätze dazu sind - neben entsprechenden Effekten durch hohe Stückzahlen in der Fertigung - vor allem im Fertigungsprozess selbst zu finden, etwa durch den Einsatz neuer Materialien oder die Verringerung des Edelmetall-Einsatzes.

Ergänzend müssen **die Fragen nach dem "richtigen" Energieträger und der Bereitstellung der notwendigen Infrastruktur** beantwortet werden. Forschungsschwerpunkte in diesem Bereich dürften u.a. zu erwartende Veränderungen von Kraftstoff-Herstellungsprozessen, Verfahren zur wirtschaftlichen und umwelt-

verträglichen Bereitstellung regenerativer Kraftstoffe, die Definition weltweit vergleichbarer Kraftstoffspezifikationen, der Umgang mit Kraftstoff-Gefahrenpotenzialen, Erfordernisse beim Aufbau von neuen Kraftstoffinfrastrukturen und die Definition praxisnaher Vergleichskriterien sein.

Stationäre Energieversorgung

Die stationäre Energieversorgung befindet sich in einer Umbruchphase. Durch die zunehmende Liberalisierung der Energiemärkte zeichnen sich rasche Veränderungen hinsichtlich eingesetzter Techniken und Brennstoffe ab. Ein wesentlicher Trend ist die Dezentralisierung der Strom- und Wärmebereitstellung, so dass sich neben klassischen Heizungsanlagen-Herstellern auch überregionale Elektrizitätsversorgungsunternehmen für alternative Techniken wie die Brennstoffzelle interessieren. Daneben besteht auch in der Strom- und Wärmeversorgung nach wie vor ein Bedarf an wirkungsgradverbesserten Energieumwandlungstechniken, die den hohen Anteil klimarelevanter Schadstoffemissionen von Kraft- und Fernheizkraftwerken sowie Kleinfeuerungsanlagen reduzieren.

Attraktive Potenziale

Aus einer anfänglich abwartenden Haltung Anfang bis Mitte der 90er Jahre ist mittlerweile eine positive Einstellung zur Brennstoffzellen-Technologie erwachsen. Dies ist anhand erheblich gewachsener Entwicklungsanstrengungen und zahlreicher strategischer Allianzen dokumentierbar. Gründe für diese Aktivitäten liegen in den erwarteten Potenzialen, die allerdings technisch wie wirtschaftlich noch erschlossen werden müssen:

- Hohe Wirkungsgrade auch im Teillastbereich führen zu **hohen Gesamtwirkungsgraden**, die z.B. bei Kopplung von Hochtemperatur-Brennstoffzellen mit einer Gasturbine in Bereiche vorstoßen, die mit konventionellen Techniken allein nicht erreicht werden können. Damit verbunden ist eine **Abnahme des spezifischen Bedarfs an Primärenergieträgern sowie von spezifischen Schadstoffemissionen**.
- Brennstoffseitig bietet sich bei fossilen Energieträgern die Nutzung von **Erdgas** an, welches sich durch eine **bereits verfügbare Infrastruktur** auszeichnet. Mittel- bis langfristig bietet sich analog zum Verkehrsbereich der Ausbau einer (regenerativ basierten) Wasserstoffinfrastruktur an.

- Neu ist die mit Hilfe der Brennstoffzelle technisch attraktiv umsetzbare Perspektive des breiten Einsatzes der **gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung im Haushaltsbereich**. Daneben ergibt sich eine zusätzliche Möglichkeit zur Einspeisung von überschüssigem Strom in das örtliche Stromnetz.
- Durch den Wegfall mechanisch bewegter Teile **nimmt** der **Wartungsaufwand** deutlich **ab**.

Brennstoffzellen für stationäre Anwendungen werden derzeit für fast alle Einsatzfelder der stationären Energieversorgung diskutiert. Da die gesamte Bandbreite der Brennstoffzellen-Typen in Betracht gezogen wird, kommen auch gegenüber der Brenngaszusammensetzung robustere Brennstoffzellen-Typen in Betracht. Damit wäre ein **breiteres Segment an Brenngasen** (z.B. Klär- und Industriegase) für eine energetische Nutzung erschließbar.

Hausenergieversorgung, Kleinverbrauch

Die Entwicklungsbemühungen für die Haus- und Siedlungsenergieversorgung zeigen, dass zurzeit vor allem die PEMFC, mit Abstrichen auch die phosphorsaure Brennstoffzelle (PAFC) und die Festoxid-Brennstoffzelle (SOFC) in Betracht kommen. Im technischen Vergleich zu konventionellen Heizungsanlagen sind diese Brennstoffzellen-Systeme als **gleichwertig** anzusehen. Haupthandicap ist ihr (momentan noch) **zu hoher Preis**. Darüber hinaus steht generell eine technische und kostenseitige Optimierung der Brennstoffzellen-Systeme noch aus. Das anspruchsvollste Ziel dürfte die Erreichung einer Lebensdauer von etwa 40.000 Betriebsstunden sein.

Als **Brennstoffe** für Brennstoffzellen-Systeme in der Gebäudeenergieversorgung sind neben Wasserstoff vor allem Erdgas, aber auch Heizöl, Benzin und Methanol in der Erprobung. Konventionelle Brennstoffe, wie Erdgas oder Heizöl, bieten den Vorteil einer vorhandenen Infrastruktur und sind den Nutzern vertraut. Da die Energiebilanz am Reformer günstiger ausfällt, je reiner und wasserstoffhaltiger der Einsatzstoff ist, sind Kohlenwasserstoff-Gemische (Heizöl, Benzin etc.) verfahrenstechnisch gesehen ungeeigneter, hätten jedoch eine strategische Bedeutung für eine Übergangszeit bis zur Etablierung einer Wasserstoffinfrastruktur.

Ökologische Aspekte

Da die Brennstoffzelle selbst nur Wasserdampf an die Umgebung abgibt, führt eine direkte **Wasserstoffversorgung vor Ort** zu einer wenig komplexen Anlage ohne Schadstoffemissionen, womit **ein Beitrag zur lokalen Emissionsminderung** geleistet werden könnte.

Emissionen werden jedoch bei der **Bereitstellung von Wasserstoff auf fossilem Wege** freigesetzt. Insofern ist unter Umweltgesichtspunkten eine regenerative Bereitstellung des Wasserstoffs adäquater. Bei fossilen Energieträgern fällt eine Versorgung mit Erdgas günstiger aus als mit Heizöl. **Trotz** des **höheren Wirkungsgrades von Methanol im Vergleich zum Heizöl-Einsatz** in Brennstoffzellen-BHKW werden die höheren Emissionen bei der Herstellung von Methanol nicht kompensiert. Dies stellt sich bei Methanol regenerativen Ursprungs günstiger dar. Somit bietet sich **aus Gründen des Klimaschutzes** der Einsatz von fossil bereitgestelltem Methanol als Brennstoff nicht an, vielmehr wäre der **Einsatz von Erdgas sinnvoller**. Ein damit verbundener **Mehrverbrauch an Erdgas** - verstärkt durch Zuwächse in anderen Bereichen (z.B. Fahrzeuge, Kraftwerke) - ist allerdings aus strategischen Gründen (z.B. Importabhängigkeit, Verknappung fossiler Ressourcen) **nicht unproblematisch**.

Ökonomische Aspekte

Eine Analyse der ökonomischen Aspekte von Brennstoffzellen-Systemen in der Hausenergieversorgung zeigt u.a., dass sie von der Schwelle zur Wirtschaftlichkeit noch entfernt sind, dass diese aber im Vergleich zur mobilen Anwendung leichter erreichbar sein dürfte. Dies liegt u.a. daran, dass die spezifischen Investitionen im stationären Bereich bei konventionellen Anlagen im Vergleich zum mobilen deutlich höher sind. **Anlegbare Investitionen** für ein **Brennstoffzellen-BHKW** im **Leistungsbereich von 1-10 kW (el)** liegen damit etwa bei **2.000 bis 4.000 DM/kW (el)** für das Brennstoffzellen-System bestehend aus Brenngasaufbereitung, Zellstapel und Wechselrichter, was in etwa in der Größenordnung herstellerseitiger Angaben liegt. Für größere z.B. siedlungszentral aufgestellte Anlagen sollten aufgrund von Skalierungseffekten tendenziell etwa 2.000 DM/kW (el) erreichbar sein.

Aufgrund der momentan noch vergleichsweise hohen Anschaffungskosten bieten sich zur Finanzierung von Brennstoffzellen-Systemen **neue Finanzierungsmodelle** an. Dies sind zum einen Leasingmodelle und zum anderen die Nutzung von Energiedienstleistungs-Paketen.

Perspektiven eines verbreiteten Einsatzes

Aufgrund ihrer Modularität weisen Brennstoffzellen ein **breites Einsatzpotenzial** auf. Interessant erscheinen momentan die Varianten der Einzelhausversorgung (Brennstoffzelle und Reformer im Keller) und die Siedlungsversorgung mit Wärmeverteilung via Nahwärmenetz (Reformer und Brennstoffzelle siedlungszentral aufgestellt). Die zentrale Bereitstellung von Wasserstoff in größerem Umfang ist erst mittel- bis langfristig realisierbar (Infrastrukturaufbau).

Im Hinblick auf eine **breite Implementierung von Brennstoffzellen** in Haushalten sowie im Kleinverbrauch wurden verschiedene **Substitutionsvarianten** und deren Effekte im Jahr 2010 analysiert (Bezug: Trendskizze von Prognos). Bei einer angenommenen 10%igen Substitution von Brennstoffzellen- (PEMFC-Referenzsystem mit Spitzenlastkessel) gegen konventionelle Heizungsanlagen in Haushalten wären die Folgen **eine veränderte Struktur der Energieträger** (und der Nachfrage nach Strom, Fernwärme, Erdgas und Heizöl) und damit **eine Reduktion der Emission klimarelevanter** Gase. Grob zusammengefasst, ergäbe sich eine Verschiebung hin zum Erdgas (bis zu 18 % Verbrauchszuwachs), Heizöl, Fernwärme und Strom nähmen entsprechend ab.

Für die Emission klimarelevanter Gase hieße dies in Bezug auf CO_2, dass bereits bei einer 10%igen Substitution konventionelle Heizsysteme bis zu 2,3 % der CO_2-Emissionen aus Haushalten aus den genannten vier Energieträgern eingespart werden könnten. Gesondert zu erwähnen sind die positiven Auswirkungen auf die lokale Emissionssituation, wo sich zeigt, dass das erdgasbetriebene Brennstoffzellen-BHKW die geringsten Emissionen aufweist.

Forschung und Entwicklung

Forschungs- und Entwicklungsbedarf besteht bei der **Optimierung der Brennstoffzellen-Systeme** in Bezug auf eine **verbesserte Langzeitstabilität** zur Erreichung der Lebensdauer von 40.000 Betriebsstunden bei deutlicher **Senkung der Kosten**. Hierbei könnten insbesondere bei der PEMFC Synergieeffekte zum mobilen Bereich genutzt werden. Des Weiteren hat sich die **Anpassung der klassischen Brenngasaufbereitung** an die Größenordnung der Gebäudeenergieversorgung als erheblich schwieriger erwiesen als ursprünglich angenommen. Daher besteht Forschungsbedarf im Hinblick auf die **Miniaturisierung heute üblicher Reformerverfahren** für den Einsatz fossiler Brennstoffe (Erdgas, Heizöl etc.).

Die kommerzielle Verfügbarkeit von **Speichermedien für Wasserstoff** mit erwarteten Speicherdichten (vergleichbar etwa denen von Kohlenwasserstoff-Nanofasern) könnte die dezentrale Energieversorgung auch von dünn besiedelten Regionen mit Wasserstoff rentabler machen und zum anderen die Markteinführung technisch erheblich vereinfachen. Da die verfügbaren Optionen zur Wasserstoffspeicherung **momentan** jedoch **keine praktikable Alternative** darstellen, besteht hier Forschungsbedarf.

Industrielle Energieversorgung, öffentliche Stromversorgung

Für Anwendungen in der industriellen Kraft-Wärme-Kopplung und der öffentlichen Stromversorgung **eignen sich Hochtemperatur-Brennstoffzellen** (SOFC, Schmelzkarbonat-Brennstoffzellen [MCFC]) **am besten**. Beide Systeme befinden sich noch in einem frühen Entwicklungsstadium, ermöglichen jedoch den Einsatz eines breiten Spektrums an Brennstoffen.

Solche Brennstoffzellen-Systeme **konkurrieren** im unteren Leistungsbereich mit **Gasturbinen** und **Motor-BHKW**, im oberen Leistungsbereich mit **GuD-Kraftwerken**. Konventionelle Anlagen weisen gegenüber Brennstoffzellen-Anlagen einen deutlichen Praxisvorsprung und vergleichsweise niedrige Kosten auf. Zudem weisen auch konventionelle Anlagen noch diverse Entwicklungspotenziale auf. Brennstoffzellen können neben der Abdeckung eines breiten Anforderungsspektrums mit folgenden Vorteilen aufwarten:

- **Höhere Stromkennzahlen** von Hochtemperatur-Brennstoffzellen im KWK-Betrieb kommen dem Trend des steigenden Stromverbrauchs in der Industrie entgegen. Sie sind deshalb optimal bei industriellen Verbrauchern mit hoher Stromintensität einsetzbar.
- **Hohe Teillastwirkungsgrade** kommen bei expliziten Teillastanforderungen, wie etwa in Regelkraftwerken oder beim gezielten An- und Abfahren von Wärme- oder Stromlasten bei KWK-Anlagen, zum Tragen. Zusammen mit ihrem **schnellen Lastwechselverhalten** könnte dies ein Pluspunkt für Hochtemperatur-Brennstoffzellen im liberalisierten Energiemarkt sein, da aus Kostengründen die Bedeutung von dezentral errichteten Regelkraftwerken eher zunehmen könnte.
- Die gesamte **Abwärme** wird flexibel **auf einem hohen Temperaturniveau** zur Verfügung gestellt. Damit können sowohl Fernwärmenetze als auch GuD-Kraftwerke bedient werden.

Langfristig ist aufgrund des noch ausbaufähigen elektrischen Wirkungsgrades die **Kombination von Brennstoffzellen mit GuD-Technik** für hocheffiziente Gas- und Kohlekraftwerke interessant. Insbesondere könnte durch diese Kombination der CO_2-Nachteil des Brennstoffs Kohle weiter verringert werden, da vergleichbare Wirkungsgradsteigerungen mit konventionellen Kohlekraftwerken nicht zu erwarten sind.

Ökologische Aspekte

Insgesamt sind Brennstoffzellen konventionellen Systemen in Bezug auf ihre Umweltwirkungen in fast allen Bereichen überlegen. Sie können insbesondere einen **deutlichen Beitrag zur Minderung von Treibhausgasemissionen** liefern. Bei einer Einordnung dieser positiven Beiträge ist aber zu berücksichtigen, dass auch konventionelle Energieumwandlungstechniken unter Emissionsgesichtspunkten noch deutliche Reduktionspotenziale aufweisen. Zwar weisen Brennstoffzellen lokal betrachtet den Vorzug von **"Null-Emissionen"** an Schadstoffen auf, vorgelagerte Brennstoffketten wirken sich jedoch auf die Gesamtbilanz aus. Hohe Emissionsanteile einiger Brennstoffketten bleiben den Brennstoffzellen als **"ökologischer Rucksack"** erhalten. **Minderungspotenziale** ergeben sich im Primärenergieverbrauch, bei den Treibhausgasen, der Versauerung sowie bei den Stickoxidemissionen. Aus Sicht der **Primärenergieersparnis** und der **Reduzierung von Treibhausgasemissionen** sind **Brennstoffzellen** somit sowohl **für die reine Stromerzeugung** als auch **gekoppelt in KWK sinnvoll einsetzbar**. Im Einzelnen ist Folgendes festzustellen:

- **Brennstoffzellen** sind - bei Brennstoffgleichheit - **in Bezug auf** die betrachteten **Umwelteinwirkungen** (mit Ausnahme von NMVOC-Emissionen) den untersuchten konventionellen Systemen **in der industriellen Kraft-Wärme-Kopplung überlegen.**
- Die Minderungseffekte bei Treibhausgasen und beim Verbrauch erschöpflicher fossiler Ressourcen sind beim Übergang von einem fossilen auf einen regenerativen Brennstoff besonders ausgeprägt. In Bezug auf den Treibhauseffekt und den Verbrauch erschöpflicher fossiler Ressourcen ist **der Brennstoff ausschlaggebender als die Energieumwandlungstechnik**.
- Die Vorteile **biogener Brennstoffe** in Bezug auf Treibhauseffekt und Ressourcenverbrauch lassen sich unter Umweltgesichtspunkten effizient mit denen von Brennstoffzellen verknüpfen. Insgesamt gesehen können Brennstoffzellen bei weiterer Erschließung des Potenzials regenerativer Energie-

träger - auch unter Berücksichtigung der vorgelagerten Kette - einen deutlichen Beitrag zum Klimaschutz liefern.

- Bei **Integration** von Hochtemperatur-Brennstoffzellen in **Braunkohlekraftwerke** kann durch Wirkungsgradsteigerung gegenüber zukünftigen Dampfkraftwerken von einer **Primärenergieeinsparung** ausgegangen werden.
- Der ökologisch verträgliche Einsatz vergaster oder vergärter **(Rest)Biomasse** (fast neutrale CO_2-Bilanz, kein Verbrauch erschöpflicher Ressourcen) kann in Brennstoffzellen ohne deutliche Verschlechterungen in anderen Umweltwirkungskategorien erfolgen.

Ökonomische Aspekte

Für den Einsatz in der **industriellen Kraft-Wärme-Kopplung** liegen die **"zulässigen" (anlegbaren) Investitionen** eines **Hybrid-Systems** (Hochtemperatur-Brennstoffzelle kombiniert mit Gasturbine) etwa **15-20 % über denen eines vergleichbaren Gasturbinen-Systems**, in der **zentralen Stromerzeugung** um **bis zu 30 %** gegenüber einem GuD-System.

Der vergleichsweise **hohe elektrische Wirkungsgrad** von Brennstoffzellen in allen Leistungsbereichen **wirkt sich tendenziell positiv auf die Brennstoffkosten** aus. Jedoch ist hierbei zwischen dem Einsatz von konventionellen Brennstoffen und deren Alternativen (z.B. Wasserstoff), für die noch keine Infrastruktur existiert, zu differenzieren. Die **Lebensdauer** der Brennstoffzellen-Stacks liegt derzeit noch weit unterhalb üblicher Standzeiten konventioneller Technologien. Der dadurch notwendige **Stack-Wechsel** nach ca. fünf Betriebsjahren **wirkt sich negativ auf die Stromgestehungskosten aus**. Unter den zurzeit geltenden Rahmenbedingungen und bei gleich bleibenden gesetzlichen Emissionsanforderungen für (konventionelle) Energieumwandlungsanlagen ist für potenzielle Betreiber eines Brennstoffzellen-Systems kein ökonomischer Vorteil erkennbar. Dies könnte sich bei einer Verschärfung von Emissionsstandards ändern.

Einsatzpotenzial von Hochtemperatur-Brennstoffzellen

Der Einsatz von Hochtemperatur-Brennstoffzellen in der stationären Energieversorgung wird wahrscheinlich kurz- bis mittelfristig **zuerst in dezentralen Anlagen mit kleiner Leistung** erfolgen. Mit einem Einsatz von Hochtemperatur-Brennstoffzellen in Kraftwerken ist eher langfristig zu rechnen. Eine Markteinführung wird erst nach erfolgreicher Demonstration ihrer technischen Reife erfolgen. Augenblicklich sind noch Vorleistungen zu erbringen, die die

momentane Differenz zwischen Marktpreis und den bisher hohen Fertigungskosten abdecken.

Die Kopplung von **Hochtemperatur-Brennstoffzellen mit Gasturbinen** eröffnet ein **attraktives Marktsegment**, da hiermit eine weitere Verbesserung des Gesamtwirkungsgrades und damit eine Verringerung der Emissionen einhergehen. Dies trifft auch auf eine Integration in Kohlegas-GuD-Kraftwerke zu, deren Markteinführung mittelfristig zu erwarten ist. Mit Hilfe der Kohlevergasung könnte eine effizientere Nutzung heimischer Rohstoffe erfolgen, was u.U. **Exportchancen** (China, Indien) eröffnet.

Der "klassische" dezentrale KWK-Markt wird voraussichtlich infolge der **Liberalisierung** schrumpfen, was u.a. auch **Marktchancen von Brennstoffzellen** negativ beeinflusst. Andererseits wird seitens der EU ein Ausbau des Anteils von KWK-Anlagen angestrebt, was zu einem Aufbau entsprechender Märkte in Europa führen könnte. Sinkende Strompreise und zunehmende Planungsunsicherheit spiegeln sich in angestrebten kurzen Amortisationszeiten neuer Anlagen zur Begrenzung des Investitionsrisikos wider. Dadurch werden Neuanlagen mit geringen Anfangsinvestitionen begünstigt. Effiziente Energieumwandlungskonzepte wie **Brennstoffzellen**, die vergleichsweise hohe Anfangsinvestitionen erfordern und sich erst langfristig über die Brennstoffeinsparung rentieren, **haben deshalb Nachteile**.

Weiter wird davon ausgegangen, dass an Stelle von großen Anlagen voraussichtlich mehrere räumlich verteilte, kleinere Anlagen zugebaut werden, was u.a. das Investitionsrisiko verringert. Für den Betrieb solcher Anlagen eignen sich neben der Brennstoffzelle u.a. auch Motoren oder Gasturbinen. Damit hängt die Marktintegration der Brennstoffzelle davon ab, ob sie den neuen Anforderungen flexibel und zu konkurrenzfähigen Preisen genügen kann. Durch energie- und umweltpolitische Maßnahmen ließe sich dieser Prozess ggf. unterstützen.

Forschung und Entwicklung

Brennstoffzellen für größere Anlagen befinden sich noch weitgehend im Entwicklungsstadium. Bevor größere Pilotanlagen gebaut werden können, besteht noch ein **enormer Entwicklungsbedarf** u.a. **im materialtechnischen Bereich**. Insbesondere sind Materialien notwendig, welche hohen Temperaturen korrosionsfrei standhalten, gut verarbeitbar sind und kostengünstig zur Verfügung stehen. Einen wesentlichen Beitrag hierfür, aber auch zur Verringerung von Dichtungsproblemen (Isolationsaufwand) und von vergleichsweise langen Kaltstartzeiten, versprechen Bemühungen zur **Absenkung der Betriebstemperaturen**

von Hochtemperatur-Brennstoffzellen, die jedoch weiter intensiviert werden müssten. Daneben steht auch hier eine **Optimierung der Gesamtsysteme** in Bezug auf Langzeitstabilität an.

Rahmenbedingungen

Eine breite Einführung von Brennstoffzellen in der stationären Energieversorgung ist derzeit weniger (wie im mobilen Bereich) an die Einführung neuer Brennstoffe gebunden. Primär wird für eine erwartete Markteinführung seitens der Industrie auf Erdgas gesetzt. Momentan wird davon ausgegangen, dass Brennstoffzellen-Systeme noch keine "Selbstläufer" am Markt darstellen, da deren ökonomische Attraktivität durch die derzeit noch vergleichsweise hohen Investitionen begrenzt wird. Da jedoch auch ökologische Vorteile bei einem breiten Einsatz von Brennstoffzellen im stationären Bereich erkennbar sind, **könnte der Prozess der Einführung und Etablierung am Markt seitens der Politik** (z.B. durch geeignete Markteinführungsprogramme) **unterstützt werden**.

Auf längere Sicht ist auch im stationären Bereich der Einsatz neuer Energieträger (z.B. Wasserstoff) sinnvoll. Der Aufbau entsprechender Infrastrukturen sollte dabei abgestimmt mit der Infrastrukturentwicklung im mobilen Bereich erfolgen.

Brennstoffzellen in tragbaren Kleingeräten

In einem weiter stark expandierenden Markt von Kleingeräten haben Brennstoffzellen gute Chancen, **erhebliche Marktanteile** zu gewinnen. Für tragbare elektrische Kleingeräte sind besonders Niedertemperatur-Brennstoffzellen wie die **PEMFC** und die **DMFC** geeignet. Für sog. CCC-Anwendungen (Computer, Cellular Phones, Camcoder) werden voraussichtlich Membran-Brennstoffzellen (PEMFC) am ehesten die Marktreife erreichen. Direkt-Methanol-Brennstoffzellen (DMFC) haben ebenfalls gute Chancen, befinden sich jedoch zurzeit noch im Laborstadium.

Attraktive Potenziale

Der Energieverbrauch neuer Kleingeräte nimmt schneller zu als die Energiedichte neuer Batterien - mit der Folge kürzerer Betriebszeiten. Hier wird der Einsatz der Brennstoffzellen attraktiv, auch weil erwartet wird, dass der **Markt**

für Kleingeräte weiter **expandiert**. Dieser Bedarf **könnte durch Mini-Brennstoffzellen-Systeme** (z.B. mit Metallhydridspeicher) **gedeckt werden**.

Die Vorteile von Brennstoffzellen gegenüber Batterien und Akkumulatoren liegen in deutlich erhöhten netzunabhängigen Betriebszeiten bei effektiver Nutzung eines begrenzten Platzangebotes, günstigem Gewicht, flexibler Lastdynamik und relativ niedrigen Betriebstemperaturen. Da hier Brennstoffzellen in Laborgröße in Frage kommen, ist keine weitere Skalierung notwendig.

Aufgrund der vergleichsweise kurzen Lebensdauer von Batterien und Akkumulatoren und einer daraus resultierenden relativ schnellen Austauschmöglichkeit gegen Brennstoffzellen dürften tragbare Kleingeräte als Marktsegment am schnellsten erschließbar sein.

Ökologische Aspekte

Als Brennstoff für tragbare elektrische Kleingeräte, die mit einer PEMFC ausgestattet sind, ist **der Einsatz von reinem Wasserstoff** aufgrund der Handlichkeit solcher Systeme **vorzuziehen**. Aus Gründen der Brennstofflogistik kommen auch haushaltstypische, kohlenstoffstämmige Brennstoffe in Betracht. Hierzu sind Mini-Reformer notwendig, an denen bereits gearbeitet wird. Der **Direkteinsatz von Methanol** in DMFC-Systemen ist energetisch gesehen günstiger als eine Reformierung zu Wasserstoff.

Vor Ort entstehen bei der PEMFC nur Wasser, bei der DMFC neben Wasser noch CO_2 in geringen Mengen. Wasserstoff kann über einen Mini-Elektrolyseur erzeugt werden, dessen Strom auch regenerativ bereitgestellt werden kann. Der Emissionsbeitrag von Mini-Brennstoffzellen wird nicht wesentlich durch den Brennstoffpfad bestimmt, sondern - eher positiv - durch die **lange Lebensdauer** des Brennstoffzellen-Systems. Deshalb und wegen der teilweisen Recyclingfähigkeit könnten Brennstoffzellen bei einer Substitution von signifikanten Mengen an Akkumulatoren einen wichtigen **Beitrag zur Müllvermeidung** leisten.

Ökonomische Aspekte

Die **Konkurrenztechnologie** sind herkömmliche **Batterien und Akkumulatoren** (Primär- und Sekundärzellen). Die "Messlatte" ist der Lithium-Ionen-Akkumulator, der nach heutigem Stand der Technik die höchste Energiedichte - allerdings auch den höchsten Preis aller Akkumulatoren - aufweist.

Die Vorteile von Batterien und Akkumulatoren liegen in ihrer heutigen Verfügbarkeit zu Marktpreisen. Nachteilig sind die geringe Anzahl der Ladezyklen und die sich daraus ergebenden Entsorgungsprobleme von Batterien. Weitere Probleme treten hinsichtlich der Zyklenstabilität, der Selbstentladung und des Memoryeffektes auf. Prinzipiell neue Akku-Systeme sind nicht "in Sicht".

Brennstoffzellen haben den kostenseitig relevanten Vorteil einer **deutlich höheren Lebensdauer**. Aufgrund der räumlichen Trennung von Zelle und Brennstoffspeicher kann **keine Selbstentladung** auftreten. Darüber hinaus sind die einsetzbaren Metallhydridspeicher **bis zu eintausendmal wiederbeladbar**.

Eine grobe Vergleichsrechnung (Anschaffungs- und Energiekosten) zeigt, dass gegenüber einer Batterie das Brennstoffzellen-System höhere Anschaffungskosten durch seine lange Lebensdauer relativiert. Eine Kostenabschätzung für die einzelnen Komponenten eines Mini-Brennstoffzellen-Systems ergab, dass **das Kostenniveau von Li-Ion-Akkumulatoren erreichbar erscheint**.

Forschung und Entwicklung

Neben der **Erhöhung der Leistungsdichte** der Brennstoffzellen steht insgesamt die **Verbesserung der Zuverlässigkeit** des gesamten Brennstoffzellen-Systems im Mittelpunkt der FuE-Bemühungen. In Bezug auf einen Einsatz von Wasserstoff in Beruf und Haushalt ist die Peripherie der Brennstoffzelle aus Sicherheitsgründen zu optimieren. Neben der **Entwicklung von Konzepten zum Wassermanagement** innerhalb der Brennstoffzelle spielt auch die Entwicklung von **Mini-Reformern** eine Rolle.

Von den bekannten Speichervarianten für Wasserstoff kommen momentan im Wesentlichen **Metall-Hydridspeicher** zum Einsatz. Beim Einsatz von Druckwasserstoffspeichern sind **Sicherheitsfragen**, etwa beim Transport der Kleingeräte in Flugzeugen, noch ungeklärt. **Nanospeicher** wären optimal, sind jedoch noch nicht verfügbar. Ein wesentlicher Nachteil für Mini-Brennstoffzellen liegt im Falle des Einsatzes von PEMFC - neben fehlenden technischen Normen - im Fehlen einer "flächendeckenden" Wasserstoffbereitstellung.

Ausblick

Übergreifend lässt sich festhalten, dass nach heutigem Stand **Energieumwandlungssysteme** mit **Brennstoffzellen zukünftig konkurrenzfähig sein können**, auch wenn das Erreichen entsprechender Kostenziele - vor allem für

die Brennstoffzellen-Systeme selbst, aber auch für neue Energieträger - ein überaus ehrgeiziges Entwicklungsziel ist. Hierfür bietet sich bei Brennstoffzellen-Typen, die sowohl zur mobilen als auch zur stationären Energieversorgung einsetzbar sind, die Nutzung von **Synergieeffekte**n an, auch wenn bei der Entwicklung **Unterschiede** zu berücksichtigen sind. Ein Einsatz im **Fahrzeug** zeichnet sich primär durch eine **kurze Lebensdauer bei vergleichsweise geringen Kosten-** und Gewichtszielen, in **stationären Anlagen** hingegen durch **eine deutlich längere Lebensdauer bei vergleichsweise moderaten Kosten-** und Gewichtszielen aus.

Die Entwicklung von Brennstoffzellen-Systemen lässt **Innovationssprünge** erwarten - sowohl für die Brennstoffzellen selbst im Bereich der Materialtechnik und der Herstellungsverfahren als auch für die unterschiedlichen Peripherie-Einheiten. Eine effizient in alle Anwendungen (Fahrzeuge, dezentrale Energieversorgung, tragbare Kleingeräte) integrierbare **Wasserstoffspeicherung** kristallisiert sich zunehmend **als Schlüsselfaktor** heraus.

Bei der **Beurteilung von Potenzialen der Brennstoffzellen-Technologie** und beim Vergleich mit konventionellen Systemen ist der **verwendete Energieträger mit einzubeziehen**. Dabei zeigt sich u.a. in ökologischer Hinsicht, dass zumindest bei fossil basierten Energieträgern in der vorgelagerten Energiekette ein energetischer Mehraufwand vorliegt. In strategischer Hinsicht ist zu bedenken, dass **kurz- und mittelfristig**, bei einem weit verbreiteten Einsatz von Brennstoffzellen, die ohnehin schon bestehende **Tendenz zu einer zunehmenden Nutzung von Erdgas** deutlich **verstärkt** würde. Auch bei anderen für Brennstoffzellensysteme nutzbaren Energieträgern, etwa bei regenerativer Elektrizität und daraus erzeugtem Wasserstoff, sind **Nutzungskonkurrenzen** zu erwarten, deren Umfang und Kostenrelevanz derzeit schwer abzuschätzen sind.

Entscheidend für die weitere Diffusion der Brennstoffzellen-Technologie werden die energie-, umwelt- und verkehrswirtschaftlichen Rahmenbedingungen sein. Der Innovationsprozess hat zwar mittlerweile eine erhebliche Dynamik gewonnen, gleichwohl werden viele Potenziale der Brennstoffzelle erst **im Rahmen einer Neuausrichtung des Verkehrssystems sowie der Energiewirtschaft** - hin zu einer auf regenerativen Energieträgern basierten Energieversorgung - in vollem Umfang wirksam werden können. Hier ergäben sich potenzielle **Handlungsmöglichkeiten für die Politik**, um durch die Gestaltung geeigneter Rahmenbedingungen und den Einsatz spezifischer Instrumente die marktliche Dynamik der Brennstoffzellen-Technologie zu verstärken und Impulse so zu setzen, dass insbesondere ihre ökologischen Vorzüge früher und in größerem Umfang zur Geltung kommen.

I. Einleitung

In die Brennstoffzellen-Technologie werden hohe Erwartungen unter anderem hinsichtlich der Effizienz der Energieumwandlung, der Reduktion von Treibhausgasen und der Ressourcenschonung gelegt. Da letztendlich noch keine der bekannten Brennstoffzellen einen technischen Reifegrad erreicht hat, der hierzu belastbare Aussagen zulässt, ist das Spektrum der diskutierten Einsatzmöglichkeiten entsprechend breit gefächert.

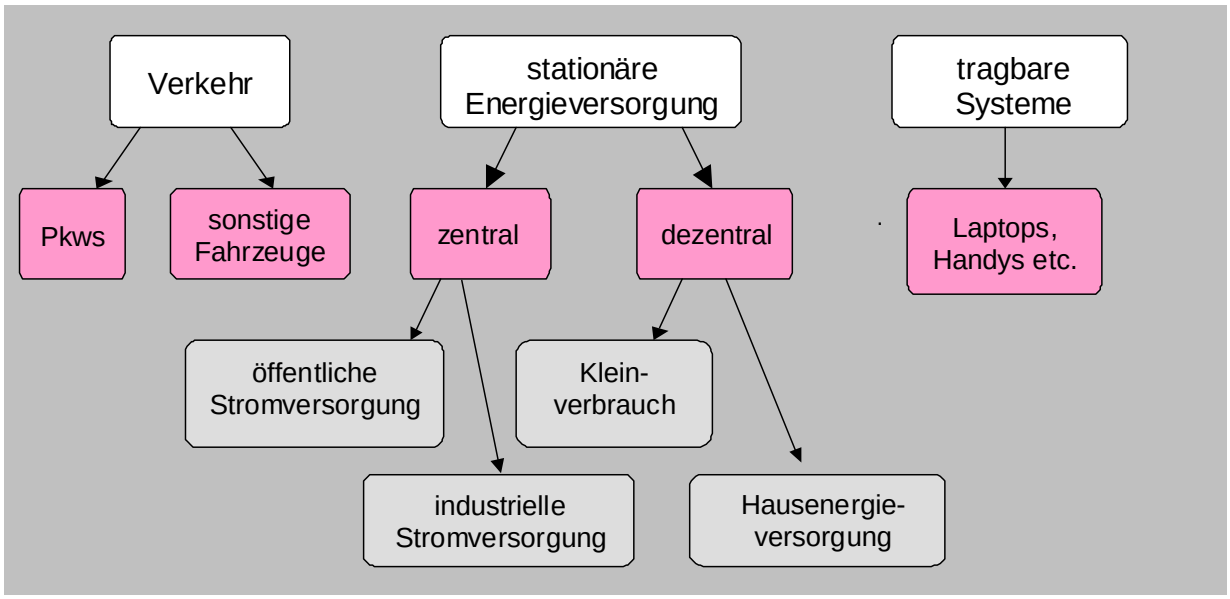
Der vorliegende Bericht versucht, mittels einer differenzierten Analyse der Frage nachzugehen, welche **Rolle Brennstoffzellen** in zukünftigen Energieversorgungs- und Verkehrssystemen spielen können. Dabei wird auf den TAB-Arbeitsbericht Nr. 51 "Zum Entwicklungsstand der Brennstoffzellen-Technologie" aufgebaut. Dieser kam zu dem noch heute zutreffenden Ergebnis, dass trotz veränderter energie- und umweltpolitischer Rahmenbedingungen **bisher keine Umsetzung der Brennstoffzellen-Technik in ein wettbewerbsfähiges Serienprodukt** und damit auch **kein großflächiger Einsatz** von Brennstoffzellen erfolgt ist. Hier knüpfte das TA-Projekt "Brennstoffzellentechnologie" an. Sein **Ziel** bestand darin, eine **vergleichende Analyse eines weit verbreiteten Einsatzes der Brennstoffzellen-Technik in ihrem potenziellen Umfeld** durchzuführen. Der dabei anvisierte Untersuchungsrahmen beinhaltet alle wesentlichen derzeit diskutierten Brennstoffzellen-Typen und Einsatzfelder in einem Zeitrahmen bis zum Jahre 2010 in Deutschland.

Zur Bearbeitung des breit angelegten Untersuchungsrahmens wurde aus Praktikabilitätsgründen auf ausgewählte, **repräsentative Referenzanlagen** - für die Brennstoffzellen wie die konventionellen Vergleichstechniken - Bezug genommen. Ausgehend von **praxisorientierten Nutzerkriterien** wurden **technische, ökologische und ökonomische Eigenschaften** von Brennstoffzellen-Systemen im **Vergleich zu konventionellen, weiterentwickelten Techniken** analysiert. Soweit möglich, wurde versucht, die gewonnenen Resultate in übergeordnete Zusammenhänge einzuordnen (Ressourcen- und Umweltschutz, infrastrukturelle Erfordernisse etc.). Zweck dieser Vorgehensweise war es, einen **Bewertungsrahmen aufzuspannen**, der für alle betrachteten Einsatzmöglichkeiten eine **gleiche Bearbeitungstiefe** bei vergleichbaren Randbedingungen ermöglicht.

Der **Aufbau des Berichtes** gestaltet sich wie folgt: In einem ersten Schritt werden die allgemeinen technologischen Grundlagen der Brennstoffzelle und

ihrer unterschiedlichen Systeme beschrieben (Kap. II.1), und es wird ein Überblick über die im Wesentlichen nutzbaren Treibstoffe gegeben (Kap. II.2). Mit einigen Anmerkungen zur methodischen Orientierung der Studien, zur Datenbasis und zu den Einzelschritten bei Analysen und Bewertung (Kap. III) wird der **Schwerpunkt des Berichts** vorbereitet: die differenzierte Aufbereitung des Standes und der Perspektiven der Brennstoffzellen-Technologien in den Anwendungsfeldern Verkehr (Kap. IV), Energiewirtschaft (Kap. V) und im Sektor tragbarer elektronischer Kleingeräte (Kap. VI). Für diese Bereiche (Abb. 1) werden jeweils die relevanten Systeme und ihr Entwicklungsstand benannt und die notwendige Bereitstellung von Energieträgern betrachtet. In einem szenarienhaften Ansatz und unter Anwendung der Methodik der Ökobilanz wird - differenziert nach Anwendungsfeld - eine im Schwerpunkt **ökologische Bewertung** durchgeführt, ergänzt durch die **Erörterung relevanter technischer Aspekte und ökonomischer Dimensionen** - jeweils im **Vergleich mit konventionellen Systemen**. Der Zeitraum der Betrachtung erstreckt sich bis ins Jahr 2010, der räumliche Bezugspunkt ist Deutschland.

Abb. 1: Behandelte Einsatzbereiche



Im **Verkehrsbereich** wird der **Schwerpunkt** auf den Einsatz von Brennstoffzellen im Antrieb von **Pkws** gelegt, wobei weitere Einsatzmöglichkeiten u.a. in Bussen als Exkurs behandelt werden. Im **stationären Bereich** werden **vier Pfade** untersucht. Dies sind im **zentralen** Segment die öffentliche sowie die industrielle Eigenversorgung mit Strom und im **dezentralen** Segment die Ener-

gieversorgung im Haus- und gewerblichen Bereich. Um eine datentechnisch vergleichbare energetische und ökologische Einbeziehung **vorgelagerter Energieketten** in die Betrachtung zu gewährleisten, wurde mit allen am Projekt beteiligten Gutachtern ein **gemeinsames Analyseraster** entwickelt.

Der Bericht verbindet eine **aktuelle Bestandsaufnahme des breiten Spektrums von Brennstoffzellen-Technologien**, der hierbei einsetzbaren Brennstoffe und der potenziellen Einsatzfelder **mit einer prospektiven Analyse eines weiter verbreiteten Einsatzes** im Verkehrsbereich, der stationären Energieversorgung und bei tragbaren Kleingeräten. Damit soll eine aktuelle, differenzierte und umfassende Grundlage für die gesellschaftliche und politische Diskussion bereitgestellt werden.

Abschließend sei den am Projekt beteiligten Gutachtern gedankt: dem Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (Institut für Technische Thermodynamik, Stuttgart), insbesondere Herrn H. Dienhart, Herrn M. Pehnt und Herrn Dr. J. Nitsch; dem Forschungszentrum Jülich GmbH (Institut für Werkstoffe und Verfahren der Energietechnik und der Programmgruppe Systemforschung und technologische Entwicklung), insbesondere Herrn Dr. P. Biedermann, Herrn K.U. Birnbaum, Herrn Th. Grube, Herrn Prof. Dr. B. Höhlein, Herrn R. Menzer und Herrn Dr. M. Walbeck; dem Fraunhofer-Institut Solare Energiesysteme (Freiburg), insbesondere Frau Dr. A. Heinzel, Herrn U. Paschke und Herrn Dr. Ch. Hebling; dem Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH, insbesondere Herrn Dr. A. Patyk und Herrn Dr. U. Höpfner und der L-B-Systemtechnik GmbH (Ottobrunn), insbesondere Herrn O. Berthold, Herrn Dr. U. Bünger, Herrn Dr. P. Niebauer, Herrn J. Schindler, Herrn V. Schurig und Herrn W. Weindorf. Die Beauftragung der L-B-Systemtechnik GmbH erfolgte zusammen mit zwei Firmen; unser Dank gilt hier der Bewag (Berlin), insbesondere Herrn M. Pokojski und Herrn H. Straßberger, sowie der GASAG (Berlin), insbesondere Herrn S. Klapputh und Frau B. Achilles. Die intensive Zusammenarbeit aller genannten Institutionen und Firmen hat den vorliegenden Bericht in seiner Struktur und Komplexität erst ermöglicht. Für Ergänzungen und Präzisierungen danken wir auch dem Institut für Maschinen, Antriebe und elektronische Gerätetechnik gGmbH (Nordhausen), insbesondere Herrn S. Gebhardt und Herrn J. Jahn. Darüber hinaus sei auch denjenigen gedankt, die bei der Bearbeitung des TA-Vorhabens, sei es durch ausführliche Gespräche oder durch die Kommentierung einzelner Kapitel der Entwurfsversion, konstruktiv zur Erstellung des vorliegenden Berichtes beigetragen haben. Unser besonderer Dank geht abschließend an Frau Gaby Rastätter für die Erstellung des Drucklayouts mit zahlreichen Abbildungen und Tabellen.

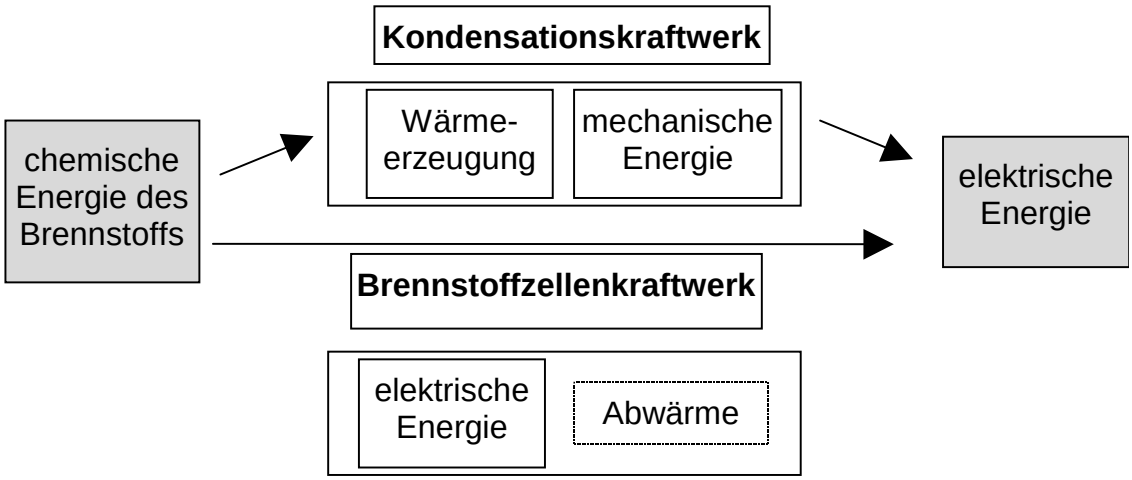
II. Zur Technologie der Brennstoffzelle

1. Begriff, Geschichte, Funktionsweise

Begriff

Brennstoffzellen sind hocheffiziente elektrochemische Wandler, in denen die chemische Energie eines Energieträgers direkt in Strom und Wärme umgewandelt wird. Bei kontinuierlicher Zuführung der Reaktionskomponenten **kann eine Brennstoffzelle kontinuierlich elektrische Energie erzeugen**. Die Bezeichnung "Brennstoffzelle" ist darauf zurückzuführen, dass diese Systeme prinzipiell geeignet sind, den Verbrennungsprozess traditioneller Brennstoffe, wie Kohle, Erdöl oder Erdgas, unter Zufuhr von Luftsauerstoff zur **unmittelbaren Erzeugung von elektrischer Energie** zu nutzen (Jakubke 1987). Abbildung 2 vergleicht die Arbeitsweise einer Brennstoffzelle mit konventioneller Stromerzeugung:

Abb. 2: Arbeitsweise einer Brennstoffzelle im Vergleich zur konventionellen Stromerzeugung



Quelle: nach Ledjeff 1995a, S. 25

Ein zentraler Vorteil von Brennstoffzellen ist, dass in ihnen die chemische Energie des Brennstoffs direkt in elektrische Energie umgewandelt wird (sog. "kalte Verbrennung"). Darum können - im Unterschied zur konventionellen Stromerzeugung in Kondensationskraftwerken, bei denen der Wirkungsgrad aus physi-

kalischen Gründen begrenzt ist - elektrische Wirkungsgrade von bis zu 70 % erreicht werden. Derzeit liegen in der Praxis erreichte Wirkungsgrade zumeist noch deutlich darunter. Zum Vergleich: Wirkungsgrade heutiger Kondensationskraftwerke liegen bei max. 45 % (el); mit konventioneller Kohleverstromungstechnologie ist dieser ausbaubar bis ca. 50 %. Bei gekoppelten Gas- und Dampfturbinen (GuD-Anlagen) lassen sich Wirkungsgrade bis über 60 % erzielen (Hoffmann 1997).

Ein entscheidender Vorteil der Brennstoffzellen ist in der Möglichkeit der Abwärmenutzung - insbesondere im dezentralen Einsatz - zu sehen. Im Vergleich zu Kondensationskraftwerken und GuD-Anlagen kann der Stromanteil bei Brennstoffzellen auch höher liegen.

Entwicklungsgeschichte

Obgleich das **Prinzip der Brennstoffzelle bereits seit über 150 Jahren bekannt** ist - bereits 1839 demonstrierte W.R. Grove eine Wasserstoff-/Sauerstoff-Brennstoffzelle mit Schwefelsäure und Platin-Elektroden -, konnte es doch über einen langen Zeitraum nicht zu einem technisch ausgereiften Verfahren entwickelt werden. Gründe hierfür waren neben unzureichenden Kenntnissen der ablaufenden elektrochemischen Vorgänge hauptsächlich Materialprobleme. Da um die Jahrhundertwende zudem der elektrodynamische Generator (Siemens 1866), Verbrennungsmotoren (Otto 1863, Diesel 1892) und die Gasturbine (Stolze 1900) erfolgreich am Markt eingeführt wurden, war das Interesse der Wirtschaft an der Entwicklung eines elektrochemischen Stromgenerators - trotz der schon früh erkannten potenziellen Vorteile - gering.

Erst um 1950 wurde in England und dann in Deutschland und den USA damit begonnen, die Grundlagen der Wasserstoff-Sauerstoff-Brennstoffzelle intensiver zu erarbeiten. Diese Forschungsergebnisse waren Basis eines umfänglichen Entwicklungsprogramms der NASA, welches mit der Ausrüstung der Apollo-Mondmission 1968 seinen Höhepunkt fand. Das eingesetzte Brennstoffzellen-System mit einem alkalischen Elektrolyten wurde mit reinem Wasser- und Sauerstoff betrieben. Weiterentwickelt wurde diese Art von Wasserstoff-Sauerstoff-Brennstoffzellen auch für terrestrische Anwendungen. Zu nennen sind hier brennstoffzellenangetriebene Elektrofahrzeuge, von denen Anfang der 70er Jahre verschiedene Prototypen verfügbar waren.

Mitte der 70er Jahre kam es dann zu einem bemerkenswerten Wechsel in der Schwerpunktsetzung der Brennstoffzellen-Entwicklung. **Alkalische Systeme**, die in Raumfahrtprogrammen einen hohen Entwicklungsstand erreicht hatten,

wurden im internationalen Maßstab **durch phosphorsaure Systeme abgelöst**. Diese Systeme schienen für stationäre Kraftwerksanwendungen besser geeignet zu sein. Parallel wurde die Entwicklung von Reformern zum Einsatz von Kohlenwasserstoffen vorangetrieben. Ein Trend hin zur Entwicklung von Kraftwerkseinheiten von 100 kW bis zu 1 MW war insbesondere in Japan zu verzeichnen.

Aufgrund ihrer höheren Wirkungsgrade sowie der Möglichkeit, Abwärme zu nutzen, wurde in der Folge die **Entwicklung von Hochtemperatur-Brennstoffzellen** forciert. Dazu gehörte in den 80er Jahren die Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle sowie in den 90er Jahren die oxidkeramische Brennstoffzelle.

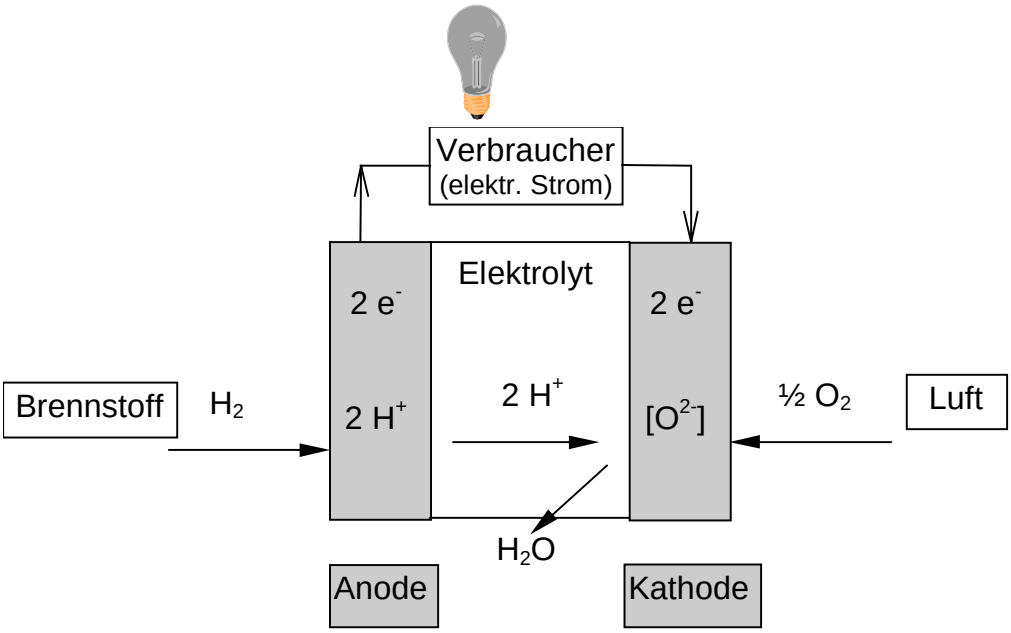
Die **Membran-Brennstoffzelle** existierte bereits in den 60er Jahren; die damals erreichte Zuverlässigkeit blieb jedoch hinter der der alkalischen Brennstoffzelle zurück und war somit für Raumfahrtzwecke uninteressant. Impulse für das in den 90er Jahren neu erwachende Interesse an der Membran-Brennstoffzelle ergaben sich aufgrund neu entwickelter Membrantypen sowie durch Impulse aus der Katalysatorforschung. Neben den Stromdichten ließen sich auch Standzeiten signifikant erhöhen.

Funktionsweise

In Brennstoffzellen **werden aus Wasserstoff und Sauerstoff elektrischer Strom und Wasser** erzeugt. Für eine direkte Umwandlung der chemischen Energie in Elektrizität dürfen die Reaktionspartner jedoch nicht direkt zusammentreffen, dann käme es allenfalls zu einer normalen Verbrennung oder einer Knallgasreaktion. Werden sie hingegen - wie in einer Brennstoffzelle - räumlich (durch einen Elektrolyten) voneinander getrennt umgesetzt, läuft diese Reaktion kontrolliert ab, so dass Strom und frei werdende Wärme genutzt werden können.

Das Bauprinzip aller Brennstoffzellen ist grundsätzlich identisch: Zwei Elektroden werden durch einen Elektrolyten getrennt. An die eine Elektrode, die sogenannte **Anode**, wird Wasserstoff oder ein wasserstoffreiches Gas herangeführt, dort bilden sich positiv geladene Wasserstoff-Ionen. An der anderen Elektrode, der **Kathode**, entstehen aus Sauerstoff oder einem sauerstoffreichen Gas negative Sauerstoff-Ionen. Daraus resultiert eine elektrische Spannung zwischen den Elektroden. Diese lässt sich praktisch nutzen, wenn man die Elektroden über einen Stromkreis miteinander verbindet. Schematisch kann der Aufbau einer Brennstoffzelle wie in Abbildung 3 dargestellt werden.

Abb. 3: Funktionaler Aufbau einer Brennstoffzelle mit saurem Elektrolyten

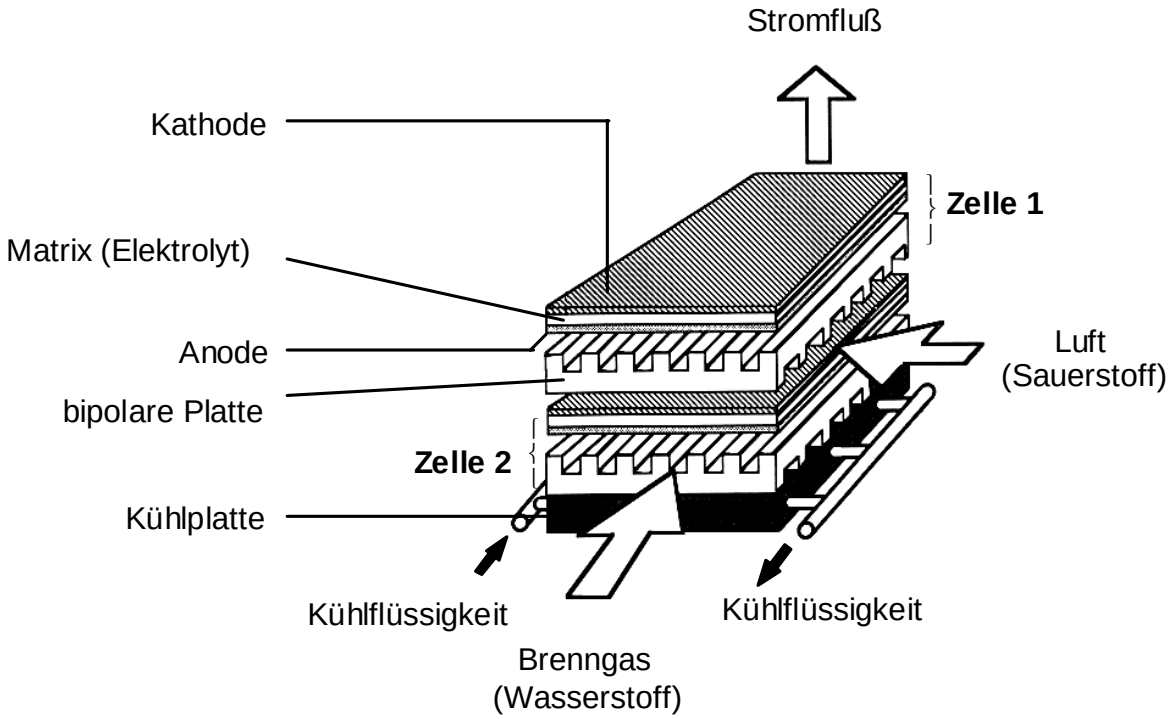


Eine Brennstoffzelle trennt die Gesamtreaktion von Wasserstoff mit Sauerstoff zu Wasser in zwei katalysierte Einzelreaktionen auf. Die Elektronen fließen über einen äußeren Stromkreis und können dort Arbeit leisten, während der Ladungstransport in der Zelle durch die Bewegung von Ionen im Elektrolyten erfolgt. Für die Bruttoreaktion zu Wasser errechnet sich theoretisch unter Standardbedingungen eine Zellspannung von 1,23 V. Da in technischen Zellen Verluste zu berücksichtigen sind, ergeben sich praktisch Zellspannungen im Bereich von 0,6 - 0,9 V (Ledjeff 1995a).

Brennstoffzellen erzeugen - wie alle galvanischen Elemente - **Gleichstrom**. Wenn man der Zelle Elektrizität entnimmt, also ein Strom fließt, sinkt diese "Leerlaufspannung" ab. Als ein guter Kompromiss zwischen steigender Stromstärke und absinkender Spannung hat sich ein Betrieb der Zelle bei Spannungen um etwa 0,7 Volt erwiesen.

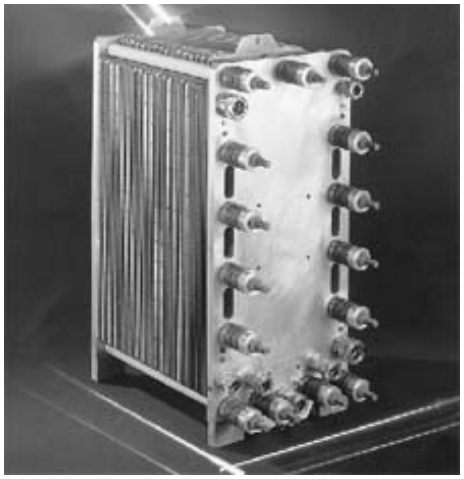
Um höhere Spannungen - und Leistungen - erzielen zu können, schaltet man mehrere Zellen in Reihe oder parallel zusammen. Wegen ihrer Stapelform (Abb. 4) wird diese Reihen-Schaltung nach ihrem englischen Begriff **"Stack"** benannt. In diesen sind die einzelnen Brennstoffzellen über bipolare Platten elektrisch verbunden. Gasleitschichten über der Oberfläche der bipolaren Platten sichern die Versorgung mit Brennstoff und führen das entstehende Reaktionsprodukt Wasser nach außen ab.

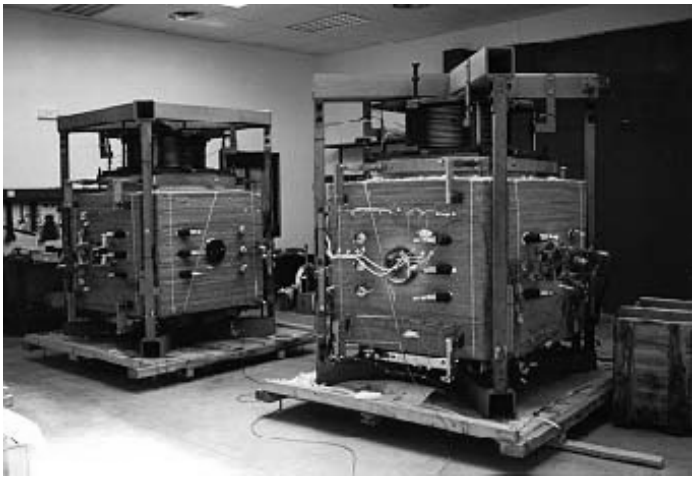
Abb. 4: Prinzipieller Aufbau eines Stacks (Beispiel mit phosphorsauren Brennstoffzellen)



Quelle: Drenckhahn/Hassmann 1993, S. 385; Wagner/König 1997

Abb. 5: Beispiele für technisch realisierte Brennstoffzellen-Stacks, hier von DeNora (links) und Ansaldo (rechts)





Quelle: Hersteller DeNora, Ansaldo

Wenn hier von der "Brennstoffzelle" die Rede ist, sind in der Regel ein oder mehrere Stapel von Zellen gleicher Bauart, die zu größeren Einheiten zusammengefügt sind, gemeint (Abb. 5).

Die Brennstoffzellen-Stacks sind sowohl für mobile als auch für stationäre Anwendungen in eine entsprechende **Peripherie** eingebunden, die sich in drei Gruppen bzw. technische Module einteilen lässt (DLR-ITT 1996):

- Brenngasmodul (Dort erfolgen Erzeugung und Aufbereitung der Brenngase (Reformierung, Gasreinigung etc.)
- elektrisches Modul (Soll eine Netzeinspeisung des erzeugten Stromes oder eine Versorgung von Wechselstromgeräten erfolgen, so muss das System durch einen Wechselrichter mit Leistungselektronik, Regelung und Steuerung ergänzt werden.)
- Wärmemodul (im Kraft-Wärme-Kopplungs-Betrieb: Wärmetauscher zur Auskopplung von Wärme; in Fahrzeugen: Ventilatoren und Kühler)

Der Ablauf elektrochemischer Reaktionen in einer Brennstoffzelle ist **geräuschlos**. Ein Geräuschpegel kann sich jedoch aufgrund von peripheren Bauteilen einstellen.

Brennstoffzellen sind hinsichtlich des Arbeitsprinzips der Stromerzeugung durchaus vergleichbar mit **Batterien**, wobei die chemische Energie der Brennstoffe direkt in der Batterie selbst gespeichert wird. Brennstoffzellen hingegen sind lediglich Energiewandler; die Brennstoffe werden außerhalb der Zelle gespeichert. Im Unterschied zu Primärbatterien und Akkumulatoren, welche nur einmal entladbare Stromproduzenten oder wiederaufladbare Energiespeicher begrenzter Kapazität darstellen, ist bei den Brennstoffzellen der Speicher der chemischen Energie nicht im elektrochemischen Energiewandler integriert. Im Unterschied zur Batterie kann somit die Brennstoffzelle auch bei kleiner Leistung kontinuierlich Strom erzeugen, sofern kontinuierlich Brenngase zugeführt werden.

2. Brennstoffzellen-Typen

Eine Reihe von Brennstoffzellen-Typen ist auf der Basis verschiedenster elektrochemischer Reaktionen und ihrer Randbedingungen aus funktionstechnischer Sicht denkbar und partiell auch im Labormaßstab untersucht worden. Von der möglichen Palette sind jedoch nur **fünf Brennstoffzellen-Typen** unter kommerziellen Gesichtspunkten weiterentwickelt worden (Tab. 1). Eine Unter-

scheidung der verschiedenen Brennstoffzellen-Typen kann nach Betriebstemperatur, dem Betriebsdruck, den eingesetzten Brennstoffen oder auch den verwendeten Elektrolyten erfolgen. International durchgesetzt hat sich eine **Bezeichnung nach dem eingesetzten Elektrolyten**, wobei die aus den englischsprachigen Bezeichnungen abgeleiteten Akronyme auch im vorliegenden Text verwendet werden.

Tab. 1: Gängige Brennstoffzellen-Typen und ihre Bezeichnung

deutsche Bezeichnung	*englische Bezeichnung*	*Abkürzung*
Alkalische Brennstoffzelle	**A**lkaline **F**uel **C**ell	AFC
(Polymerelektrolyt)-Membran-Brennstoffzelle	**P**roton **E**xchange **M**embrane **F**uel **C**ell	PEMFC[1, 2]
Phosphorsaure Brennstoffzelle	**P**hosphoric **A**cid **F**uel **C**ell	PAFC
Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle	**M**olten **C**arbonate **F**uel **C**ell	MCFC
Oxidkeramische Brennstoffzelle	**S**olid **O**xide **F**uel **C**ell	SOFC

1) In der Literatur oft auch als PEFC oder PEM zitiert; teilweise ist auch die Bezeichnung SPFC (Solid Polymer Fuel Cell) zu finden. 2) Zur Kategorie der PEMFC gehört noch ein Brennstoffzellen-Typ, der unter der Bezeichnung Direktmethanol-Brennstoffzelle (**D**irect **M**ethanol **F**uel **C**ell, DMFC) bekannt ist. Er wird im Folgenden immer im Zusammenhang mit der PEMFC behandelt.

Technische Besonderheiten von Brennstoffzellen, wie das Material des Elektrolyten und der dadurch bestimmte Bereich der Betriebstemperatur, sind für deren Einsatzspektrum ausschlaggebend (Tab. 2). Um den Zusammenhang zwischen technischen Gegebenheiten und Anwendungsspektrum nachvollziehbar zu machen, werden vorgenannte Brennstoffzellen-Typen im Folgenden näher charakterisiert.

Eine **Kurzcharakterisierung** erfolgt hinsichtlich des verwendeten **Elektrolyten**, nutzbarer **Brennstoffe**, eingesetzter **Materialien**, erreichbarer **Wirkungsgrade**, potenzieller **Anwendungen** sowie der **Systemkomponenten** (Übersicht s. Anhang 1.1).

Tab. 2: Brennstoffzellen-Einteilung nach Temperatur und Elektrolyt

Typ	*Temperatur [°C]* *typ. Wert*	*Bereich*	*Elektrolyt*	*Aggregatzustand*
Niedrigtemperatur-Brennstoffzellen				
AFC	80	60 - 120	Kalilauge	flüssig
PEMFC	80	50 - 120	polymere Membran	fest
Mitteltemperatur-Brennstoffzelle				
PAFC	200	160 - 220	Phosphorsäure	flüssig
Hochtemperatur-Brennstoffzellen				
MCFC	650	620 - 660	Karbonatschmelze	flüssig
SOFC	950	800 - 1.000	oxidkeramischer Elektrolyt	fest

Quelle: Zusammenstellung des TAB

2.1 Niedrigtemperatur-Brennstoffzellen

Niedrigtemperatur-Brennstoffzellen arbeiten bei Betriebstemperaturen unter 100°C. Dabei sind Katalysatoren notwendig, um eine ausreichende Reaktionsgeschwindigkeit der elektrochemischen Reaktionen sicherzustellen. Verwendete Katalysatoren sowie Elektrolyte erfordern eine vergleichsweise hohe Brenngasreinheit.

Alkalische Brennstoffzelle (AFC)

Alkalische Brennstoffzellen werden mit wässriger Kalilauge, die durch die Zelle gepumpt wird, als **Elektrolyt** (30-45 Gew.-% KOH) betrieben. Ein entscheidender Nachteil dieses Elektrolyten ist seine Unverträglichkeit gegenüber Kohlendioxid (CO_2), welches bei Kalilauge zur Zersetzung (durch Reaktion zu unlöslichem Karbonat) führt. Selbst geringe Spuren von > 10 ppm führen zur Karbonatbildung im Elektrolyten und verhindern damit den ununterbrochenen Betrieb der Zelle über längere Zeiträume. Auch gegenüber Kohlenmonoxid (CO) ist die AFC empfindlich, da auch dieses die Karbonatbildung fördert und darüber hinaus ein Inhibitor für die H_2-Katalyse ist. Somit erfordert die AFC den Einsatz hochreiner **Brennstoffe**, zumeist reinsten Wasserstoff und Sauerstoff. Luft kann wegen der o.g. CO_2-Unverträglickeit - der CO_2-Gehalt der Luft

beträgt 360 ppm - nicht genutzt werden. (Alternativ wäre der Einsatz teuerer und den Gesamtwirkungsgrad mindernder physikalischer Gasreinigungsverfahren möglich.) Aufgrund der niedrigen Betriebstemperaturen und der vergleichsweise geringen Korrosivität der Kalilauge bestehen keine signifikanten **Material**probleme.

Bei der AFC können als **Katalysator** sämtliche die Wasserstoffdissoziation beschleunigende Materialien eingesetzt werden. Dies sind vor allem die Edelmetalle Platin (Pt), Palladium (Pd), Ruthenium (Ru) und ihre Legierungen sowie Nickel (Ni), an der Kathode auch Silber (Ag). Als **Elektrodenmaterialien** werden heute üblicherweise Raney-Nickel für die Wasserstoffseite bzw. Raney-Silber für die Reduktion des Sauerstoffs oder auch mit Edelmetallen aktivierter Kohlenstoff eingesetzt. Für die Stromableitung wird reines Nickel verwendet, während die Zellenrahmen aus Kunststoff bestehen.

Die Alkalische Brennstoffzelle ist der technisch ausgereifteste Brennstoffzellen-Typ. Sie zeichnet sich durch **hohe Wirkungsgrade** aus, wodurch sie seit den 60er Jahren u.a. für die Raumfahrt und Militärtechnik interessant ist. Hierfür wurde sie auch entwickelt, wobei die Kostenseite dabei eher vernachlässigt wurde. Für terrestrische zivile **Anwendungen**, etwa im Verkehrsbereich oder der stationären Energieversorgung, ist u.a. eine Kostenreduktion notwendig und die Zelle müsste mit Luft betrieben werden können (s.o. CO_2-Unverträglichkeit). Realisierte Leistungen für AFC liegen im kW-Bereich (1-120 kW). Wesentliche **Systemkomponenten** sind die Brennstoffzelle, die Reaktionswasserausschleusung und der Inverter zur Ankopplung an ein elektrisches System.

Die meisten Firmen und Institute haben inzwischen die Entwicklung der AFC für kommerzielle Zwecke eingestellt.[1]

Membran-Brennstoffzelle (PEMFC)

Bei der Membran-Brennstoffzelle wird als **Elektrolyt** eine dünne, gasdichte, protonenleitende Kunststoffmembran eingesetzt. Der für die Ionenleitung notwendige Wassergehalt heute verfügbarer - als Standardmembran eingesetzter - perfluorierter Polymermembranen[2] begrenzt die mögliche Betriebstemperatur der PEMFC auf max. 100°C. Höhere Betriebstemperaturen sind nur bei Druck-

1 Das britische Unternehmen ZeTek kündigte im März 2000 an, die erste voll automatisierte Brennstoffzellen-Fertigung in Europa in Köln errichten zu wollen. ZeTek hat sich bislang auf die Weiterentwicklung und Herstellung von AFC konzentriert (ZeTek 2000).

2 Handelsnamen für Polymermembranen sind u.a. Nafion (Fa. DuPont, D) und Dow-XOS (Fa. Dow Chemical, USA).

betrieb möglich. Das **Brennstoffspektrum ist auf Wasserstoff und Sauerstoff beschränkt**, wobei im Unterschied zur AFC auch ein Luftbetrieb möglich ist, was die Einsatzmöglichkeiten der PEMFC deutlich erweitert. Kohlenmonoxid (CO) wird jedoch nur in sehr geringen Mengen toleriert, da es ein Katalysatorgift ist. Die PEMFC stellt daher hohe Anforderungen an die Reinheit des zugeführten Wasserstoffes. Bei der Reformierung zusammen mit dem Produktwasserstoff produziertes Kohlenmonoxid muss bis auf einen Gehalt von ca. 10 ppm reduziert werden. Beim Einsatz von Erdgas oder flüssigen Kohlenwasserstoffen ist deshalb ein **großer technischer Aufwand für die Reformierung der Brennstoffe** erforderlich.

Bedingt durch die niedrige Betriebstemperatur der PEMFC ist eine effektive Katalyse der Reaktion sehr wichtig. Der stark saure Charakter der Membran (vergleichbar mit Schwefelsäure) erfordert **den Einsatz von Edelmetallkatalysatoren**. Anwendung finden Platin oder Platin-Ruthenium-Legierungen, mit denen die Membranen beschichtet werden, wobei der polymere Elektrolyt teilweise in die porösen Elektrodenstrukturen hineinreicht. Der elektrische Kontakt von den Elektroden zu den bipolaren Platten erfolgt über metallische oder Kohlenstoff enthaltende Stromableiter. Diese Stromableiter müssen gas- und flüssigkeitsdurchlässig sein, um den Antransport der Reaktionsgase und den Abtransport des Reaktionswassers zu ermöglichen.

Der **Wirkungsgrad** der PEMFC ist **vergleichbar** mit **dem der AFC**, die PEMFC weist jedoch höhere Stromdichten als die AFC auf. Wie diese wurde die PEMFC bereits in den 60er Jahren untersucht, aufgrund ihrer damals vergleichsweise geringen Zuverlässigkeit und Langzeitstabilität aber nur versuchsweise für Raumfahrtzwecke eingesetzt. Zwischenzeitliche Fortschritte in der Membrantechnik etc. führten in den 90er Jahren zu einem Entwicklungsschub. Die PEMFC wird insbesondere für mobile **terrestrische Anwendungen** intensiv untersucht. Daneben ist sie auch für die dezentrale Energieversorgung (u.a. Hausenergieversorgung) einsetzbar. Die Leistung derzeit verfügbarer PEMFC-Anlagen liegt im kW-Bereich (bis ca. 250 kW). Für einen breiten Einsatz der PEMFC sind u.a. kostengünstige Herstellungsverfahren für Elektroden und Elektroden-Membran-Verbundstrukturen sowie eine geringere Dotierung mit Edelmetallkatalysator notwendig. Die PEMFC-Systeme haben die technologische Reife der AFC mittlerweile erreicht, wenn nicht übertroffen. Wesentliche **Systemkomponenten** sind die Brennstoffzelle, die Reaktionswasserausschleusung, die Kühlung der Zelleinheit sowie der Inverter zur elektrischen Anpassung.

Direktmethanol-Brennstoffzelle (DMFC)

Als eine Weiterentwicklung der PEMFC ist die Direktmethanol-Brennstoffzelle[3] (DMFC) anzusehen; entsprechend ist der **Elektrolyt** eine Kunststoffmembran. Die Besonderheit der DMFC besteht im verwendeten **Brennstoff;** sie kann an der Anode direkt mit flüssigem Methanol (80-90°C) oder mit Methanoldampf (120-130°C) und an der Kathode mit Luft beaufschlagt werden. Die DMFC stellt deshalb vor allem für den Antrieb von Fahrzeugen eine sehr interessante Alternative, etwa zum Batteriebetrieb bzw. zur Wasserstofffahrweise einer PEMFC, dar, da bei ihr Methanol nicht erst durch einen Reformer in Wasserstoff umgewandelt werden muss. Als Katalysator**material** wird zumeist eine Mischung aus Platin und Ruthenium eingesetzt, die sich besonders zur Oxidation von Methanol sowie entstehender Intermediate eignet. Forschungsbedarf besteht noch zur Stabilität der Edelmetallkatalysatoren (Vergiftung durch CO und anderer Zwischenprodukte) sowie zur Zuverlässigkeit derzeit verfügbarer Membranen (Verhinderung der Querdiffusion von Methanol zur Sauerstoffelektrode).[4]

Die DMFC befindet sich immer noch im Stadium der Grundlagenforschung und Laborentwicklung (z.B. Material- und Komponentenentwicklung). Der **Wirkungsgrad** der DMFC liegt **derzeit noch unter dem der PEMFC**. Messungen zeigen auch, dass die Leistungsdichte der DMFC noch weit hinter der anderer Brennstoffzellen zurückbleibt. Dahinter verbergen sich zwei für die DMFC spezifische Probleme:

- Diffusion des Methanols von der Anode zur Kathode und damit Mischpotenzialbildung an der Kathode
- blockierte Oberfläche des Anodenkatalysators durch entstehende Zwischenprodukte

3 Ein Zwischenschritt bei der Entwicklung der DMFC ist auch unter der Bezeichnung Indirekt-Methanol-Brennstoffzelle (IMFC) bekannt (s. Fn. 10). Die IMFC stellt eine Membran-Brennstoffzelle dar, welche mit Methanol betrieben wird, das vorreformiert wird. Die IMFC kann somit mit "CO-reicherem" Reformergas (etwa ≤ 100 ppm) ohne Zwischenreinigungsstufe betrieben werden, ohne dass eine Katalysatorvergiftung zu verzeichnen ist.

4 Dieser Effekt wird auch als "cross-over" bezeichnet; er bewirkt eine Verringerung des Wirkungsgrades der DMFC.

An diesen und anderen Problemen wird intensiv gearbeitet, u.a. in einem DMFC-Leitprojekt des BMBF.[5] Ob und wann die DMFC zu einem marktfähigen Produkt entwickelt werden kann, ist heute noch nicht mit Sicherheit vorauszusagen.

2.2 Mitteltemperatur-Brennstoffzellen

Die einzige hier betrachtete Mitteltemperatur-Brennstoffzelle, die phosphorsaure Brennstoffzelle (PAFC), arbeitet bei einer Betriebstemperatur von ca. 200°C mit einem sauren Elektrolyten. Sie ist bezüglich eingesetzter Brennstoffe deutlich flexibler als Niedrigtemperatur-Brennstoffzellen.

Phosphorsaure Brennstoffzelle (PAFC)

Die phosphorsaure Brennstoffzelle wird mit konzentrierter, nahezu wasserfreier Phosphorsäure (als **Elektrolyt**) in Gelform betrieben. Die Verwendung einer Säure als Elektrolyt erlaubt auf der **Brennstoff**seite den **Einsatz von CO_2-haltigen Gasen**, da CO_2 nicht mit der Säure reagiert. Dadurch eignet sich die PAFC auch zur Stromerzeugung aus Kohlenwasserstoffen, da das bei der Reformierung anfallende CO_2 nicht extra abgetrennt werden muss. Auch ist aufgrund der Betriebstemperatur von 200°C die Toleranz gegenüber CO höher.[6] Die PAFC wird zumeist mit Wasserstoff aus reformiertem Erdgas als Brennstoff und Luftsauerstoff als Oxidationsmittel betrieben. Auch der Einsatz von flüssigen Kohlenwasserstoffen wie etwa Naphtha ist möglich. Die **Elektroden bestehen aus kunststoffgebundenen Kohlematerialien**, die mit katalytisch aktiven Edelmetallpartikeln belegt sind. Edelmetallkatalysatoren, wie Platin oder Gold, müssen aufgrund der starken Säure eingesetzt werden. Die Phosphorsäure wird nicht wie bei der AFC als Flüssigkeit durch die Brennstoffzelle gepumpt, sondern sie wird in einem porösen Kunststoffvlies aufgesaugt und so zwischen die Elektroden gebracht. Die übrigen Bauelemente bestehen entweder aus Graphit oder Kunststoffmaterialien.

---

5 Diese Entwicklungen werden in Deutschland u.a. in einem gemeinsamen Projekt zwischen Industrie, VFI und einigen Forschungsinstituten durchgeführt (VFI 1999). Ziel der ersten Phase (bis September 2000) ist es, die materialtechnische Seite der DMFC so weit zu verbessern, dass in der zweiten Phase ein prototypisches DMFC-System aufgebaut werden kann.

6 Die CO-Verträglichkeit der PAFC beträgt bis zu 2 Vol.-%. Eine solche Gasqualität kann technisch relativ einfach durch Reformierung und nachfolgende Shift-Reaktionen erzielt werden (Ledjeff 1995a, S. 34).

Der **Wirkungsgrad** der PAFC ist im Vergleich zu anderen Brennstoffzellen eher niedrig. Zu dessen Verbesserung ist neben dem atmosphärischen ein druckaufgeladener Betrieb möglich. Atmosphärische PAFC sind aus technischer wie auch kommerzieller Sicht für stationäre **Anwendungen** zur Strom- und Wärmeerzeugung der am weitesten entwickelte Brennstoffzellen-Typ. Ihre Entwicklung begann bereits in den 70er Jahren; heute sind PAFC-Anlagen kommerziell verfügbar. Es werden Anlagen im kW- (zumeist 200 kW) sowie im MW-Bereich (bis zu 11 MW) angeboten. Auch wenn die PAFC einen vergleichsweise hohen Entwicklungsstand erreicht hat, muss an ihrer Wirtschaftlichkeit weiter gearbeitet werden. Wesentliche **Systemkomponenten** für einen Betrieb etwa mit Erdgas sind eine Entschwefelung, ein Reformer, die Wasserstoffaufbereitung, die Brennstoffzelle selbst, ein Wärmeaustauscherverbund sowie ein Inverter zur Umwandlung des erzeugten Gleichstroms in Wechselstrom.

PAFC-Anlagen (200 kW) werden als einziger Brennstoffzellen-Typ derzeit in nennenswerten Stückzahlen produziert und installiert, so dass erste Praxiserfahrungen vorliegen. So wiesen PAFC-Anlagen der Fa. ONSI, von denen weltweit mehr als 200 Stück installiert sind, Ende Oktober 1999 eine kumulierte Betriebsdauer von 3 Millionen Stunden auf. Für die **Verfügbarkeit** dieser weltweit installierten PAFC-Anlagen wird vom Hersteller ein Wert von 95 % genannt. Als ein Praxiswert ist exemplarisch die Verfügbarkeit der "Hessischen Brennstoffzelle" mit 87 % - im Zeitraum von Juni 1993 bis Februar 1997 mit ca. 30.000 Laststunden bei einer Gesamtauslegung der Anlage auf ca. 40.000 Laststunden - zu nennen, welcher sämtliche Stillstandszeiten, etwa aufgrund von Umbauten, Ersatzteillieferungen und Instandhaltung, berücksichtigt (Brammer et al. 1997). Die Verfügbarkeit liegt unterhalb der Herstellerangabe, wobei als eine mögliche Ursache hierfür u.a. differierende Definitionen des Begriffs Verfügbarkeit nicht auszuschließen sind.

2.3 Hochtemperatur-Brennstoffzellen

Zu den Hochtemperatur-Brennstoffzellen gehören die MCFC und die SOFC. Die MCFC arbeitet in einem noch eher moderaten Temperaturbereich bei ca. 650°C, die SOFC mit ca. 1.000°C bei deutlich höheren Temperaturen. Die einsetzbare Brennstoffbandbreite erweitert sich dabei nochmals deutlich gegenüber der Mitteltemperatur-Brennstoffzelle.

Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle (MCFC)

In der Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle wird ein **Elektrolyt in Form geschmolzener Karbonate**, zumeist in einer hochporösen, keramischen Matrix fixierte Alkalikarbonate wie Lithiumkarbonat (Li_2CO_3) und Kaliumkarbonat (K_2CO_3), verwendet. Die Ionenleitung erfolgt über Karbonationen. Sie erlaubt die elektrochemische Umsetzung von H_2/CO-Gemischen. Der Sauerstofftransport von der Kathode zur Brenngasanode erfolgt durch Wanderung von Karbonationen im Elektrolyten. Die Kathode muss daher mit einem Gemisch aus Luft und CO_2 versorgt werden. Somit muss das Anodenabgas dem Luftstrom beigemischt werden, um einen Kreislauf an Karbonationen zu erhalten. Dieses sog. Heiß- oder Anoden(ab)gas ist die eigentliche Besonderheit des MCFC-Konzepts. Da Kohlendioxid (CO_2) in die Zellreaktionen der **MCFC** integriert wird, ist diese **sehr gut zur Verstromung kohlenstoffhaltiger Brenngase** geeignet, welche unter Ausnutzung der Abwärme des Brennstoffzellen-Stacks zu Wasserstoff und CO_2 reformiert werden (sog. interne Reformierung)[7]. Die MCFC ist dadurch prinzipiell in der Lage, unterschiedliche Brenngase (z.B. Erdgas, Kohlegas, Biogas) direkt zu verarbeiten. Jedoch ist aufgrund dieses CO_2-Kreislaufes die gesamte verfahrenstechnische Auslegung von MCFC-Anlagen etwas komplizierter. Die MCFC ist aus relativ preiswerten **Materialien** wie Nickel, Nickeloxid, Keramik und Stahl aufgebaut. Aufgrund der hohen Betriebstemperaturen sind keine Platinkatalysatoren notwendig; Nickel und Nickeloxid sind ausreichend aktive Elektrodenmaterialien. Aufgrund der hochkorrosiven Karbonatschmelzen, die viele Materialien angreifen, liegt ein Hauptproblem in der Werkstoffauswahl. Hierdurch wird die Lebensdauer der MCFC entscheidend beeinflusst.

Der relativ **hohe Wirkungsgrad** der MCFC (mit interner Reformierung) im Vergleich zur PAFC ergibt sich aus dem höheren Temperaturniveau. Bisher erreichte Systemwirkungsgrade liegen in einer Größenordnung, die der der SOFC vergleichbar ist. Die MCFC ermöglicht aufgrund der niedrigeren Betriebstemperaturen eine einfachere Gestaltung der Peripherie. **Hauptanwendungen** der MCFC liegen im Kraftwerksbereich **bei Blockheiz-** und **später evtl. auch in Großkraftwerken**, die mit Erd- und/oder Kohlegas betrieben werden. Die Leistung derzeit verfügbarer MCFC-Demonstrationsanlagen liegt

7 Die Betriebstemperatur der MCFC entspricht gerade dem Temperaturniveau der Reformierung von Erdgas. Jedoch ist bei dieser Temperatur auch die Gefahr einer Kohlenstoff-Abscheidung relativ hoch.

im kW- bis MW-Bereich (bis ca. 2 MW). Hauptproblem sind die immer noch zu geringen Standzeiten. Wesentliche **Systemkomponenten** sind ein Reformer (eventuell in die Brennstoffzelle integriert), die Brennstoffzelle selbst, ein Wärmetauscher (zur Auskopplung von Prozesswärme) sowie ein Inverter (zur Anpassung an vorhandene elektrische Versorgungssysteme). Bei größeren MCFC-Anlagen sind Kombinationen mit nachgeschalteten Turbinen, ähnlich der SOFC, prinzipiell möglich (zur Wärme- und Restenthalpienutzung).

Der Aufheizvorgang der MCFC dauert mehrere Stunden und ihre Zyklenfestigkeit (Zyklus = Aufheizen/Betrieb/Abkühlen) ist eher gering. Deshalb sollte die MCFC ständig auf Betriebstemperatur gehalten werden. Aus diesem Grund wird ihr Einsatz am besten durch die Begriffe stationärer Einsatz, kohlenstoffhaltige Brennstoffe sowie Kraft-Wärme-Kopplung und Grundlast charakterisiert.

Oxidkeramische Brennstoffzelle (SOFC)

In oxidkeramischen Brennstoffzellen wird ein **gasdichter keramischer Festelektrolyt**, etwa yttriumstabilisiertes Zirkondioxid (ZrO_2/Y_2O_3), verwendet. Betriebstemperaturen von bis zu 1.000°C sind für eine ausreichend hohe Leitfähigkeit des Elektrolyten notwendig. Es gibt verschiedene Zellkonzepte, wobei insbesondere zwischen einem Röhrenkonzept[8] und planaren Anordnungen[9] (Flachzellenkonzept) unterschieden wird. Aufgrund der sehr hohen Betriebstemperaturen können auch CO-haltige Gasgemische aus der internen Reformierung unmittelbar umgesetzt werden. Durch interne Reformierung können prin-

8 Beim Röhrenkonzept, oft auch nach der entwickelnden Firma als Westinghouse-Konzept bezeichnet, werden auf eine tragende Struktur von ca. 0,5 bis 1,5 m langen und ca. 22 mm dicken Rohren aus poröser Keramik Schichten (Anode, Elektrolyt, Kathode) aufgebracht. Die Rohre, zu Bündeln zusammengeschaltet, werden von innen mit Luft und von außen mit Brennstoff beströmt (Jaerschky/Weinzierl 1997; Singhal 1997). Nachteilig ist, dass nur eine kleine ringförmige Fläche zur Weiterleitung des elektrischen Stroms zur Verfügung steht, wodurch die elektrischen Verluste höher sind. Außerdem gestaltet sich die Herstellung von beschichteten Röhren trotz neuer Herstellungsverfahren schwierig.

9 Das planare Konzept lehnt sich an den Stack-Aufbau der anderen Brennstoffzellen-Typen an. Es wurde in Deutschland von SIEMENS verfolgt, nach dem Zusammengehen mit Westinghouse dort aber zugunsten des Röhrenkonzeptes aufgegeben. Nachteilig war hier die schwierige gasdichte und elektrisch isolierende Abdichtung. Eine Modifikation des planaren Konzeptes mit einem in den Brennstoffzellen-Stack integrierten Wärmetauscherkonzept (Diethelm et al. 1997), bei dem die freigesetzte Reaktionswärme für die interne Reformierung in die Brennstoffzelle eingespeist wird, die zumeist nach der anbietenden Firma Sulzer-Hexis (Schweiz) benannt wird.

zipiell verschiedene **Brenngase** (z.B. Erdgas, Kohlegas, Biogas) eingesetzt werden. Als Elektroden**materialien** werden Nickel und leitende Oxide eingesetzt. Auf den keramischen Festelektrolyten - eine gasdichte, sauerstoffionenleitende oxidkeramische Folie - werden poröse Gasdiffusionselektroden aufgebracht. Die Verarbeitungseigenschaften der keramischen Materialien erfordern spezifische Technologien. Im Hinblick auf Kostenreduzierungen auf materialtechnischer Seite wird an einer Verringerung der Betriebstemperatur der SOFC (auf ca. 800°C, teilweise auch bis 600°C) gearbeitet, wobei bei diesen Temperaturen der Festelektrolyt schlechtere Leitfähigkeiten aufweist.

Die **Nachteile** der SOFC sind durch die hohe Betriebstemperatur bedingt: Es sind keine großen Elektrodenflächen bzw. Rohrdurchmesser realisierbar, infolge der hohen Betriebstemperatur existieren Material- (unterschiedliche thermische Ausdehnungskoeffizienten, mechanische Stabilität dünner Keramikschichten) und Korrosionsprobleme. Zudem dauert - ähnlich wie bei der MCFC - der Aufheizvorgang mehrere Stunden und auch die Zyklenfestigkeit ist sehr schlecht.

SOFC-Anlagen haben ein **hohes Wirkungsgradpotenzial**, insbesondere bei Kombination mit Gas- und Dampfturbinen. Zur weiteren Wirkungsgraderhöhung ist neben dem atmosphärischen ein druckaufgeladener Betrieb möglich, was verfahrenstechnisch gesehen komplizierter ist. Momentan ist die SOFC von allen vorgestellten Brennstoffzellen-Typen am wenigsten weit entwickelt. Haupt**anwendung**en für SOFC sind in der **Energieerzeugung in Kraftwerken sowie** in der **Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)** zu sehen. Die Leistung von derzeitig verfügbaren SOFC-Demonstrationsanlagen liegt im kW-Bereich (1 - ca. 100 kW). Die **Systemkomponenten** entsprechen denen des MCFC-Systems.

Seit Dezember 1997 wurde von Westinghouse in Gemeinschaft mit Energieversorgungsunternehmen ein Modul mit 106 kW (el) und 80 kW (th) getestet. Im Jahre 1998 wurde das Westinghouse-Röhrenkonzept von Siemens übernommen und die eigene Planartechnologie dafür aufgegeben. Bereits ab 2000 sollen bei zwei großen deutschen EVU Prototypen für die Kraft-Wärme-Kopplung unter realen Einsatzbedingungen getestet werden. Eine Feldtestanlage von Sulzer-Hexis mit 1 kW (el) wurde 1997 u.a. bei der Dortmunder Energie- und Wasserversorgung GmbH (DEW) installiert.

3. Brennstoffe und deren Aufbereitung

Grundsätzlich kommen für Brennstoffzellen sämtliche wasserstoffhaltigen Energieträger in Frage. Bei Hochtemperaturbrennstoffzellen kann zusätzlich durch Oxidation des Kohlenmonoxids auch dieses zu der elektrochemischen Reaktion beitragen.

Die Auswahl des Energieträgers für ein Brennstoffzellensystem ist von zahlreichen Randbedingungen abhängig. Entscheidungen für einen Energieträger sind letztlich das Ergebnis von Optimierungen, die unter anderem durch

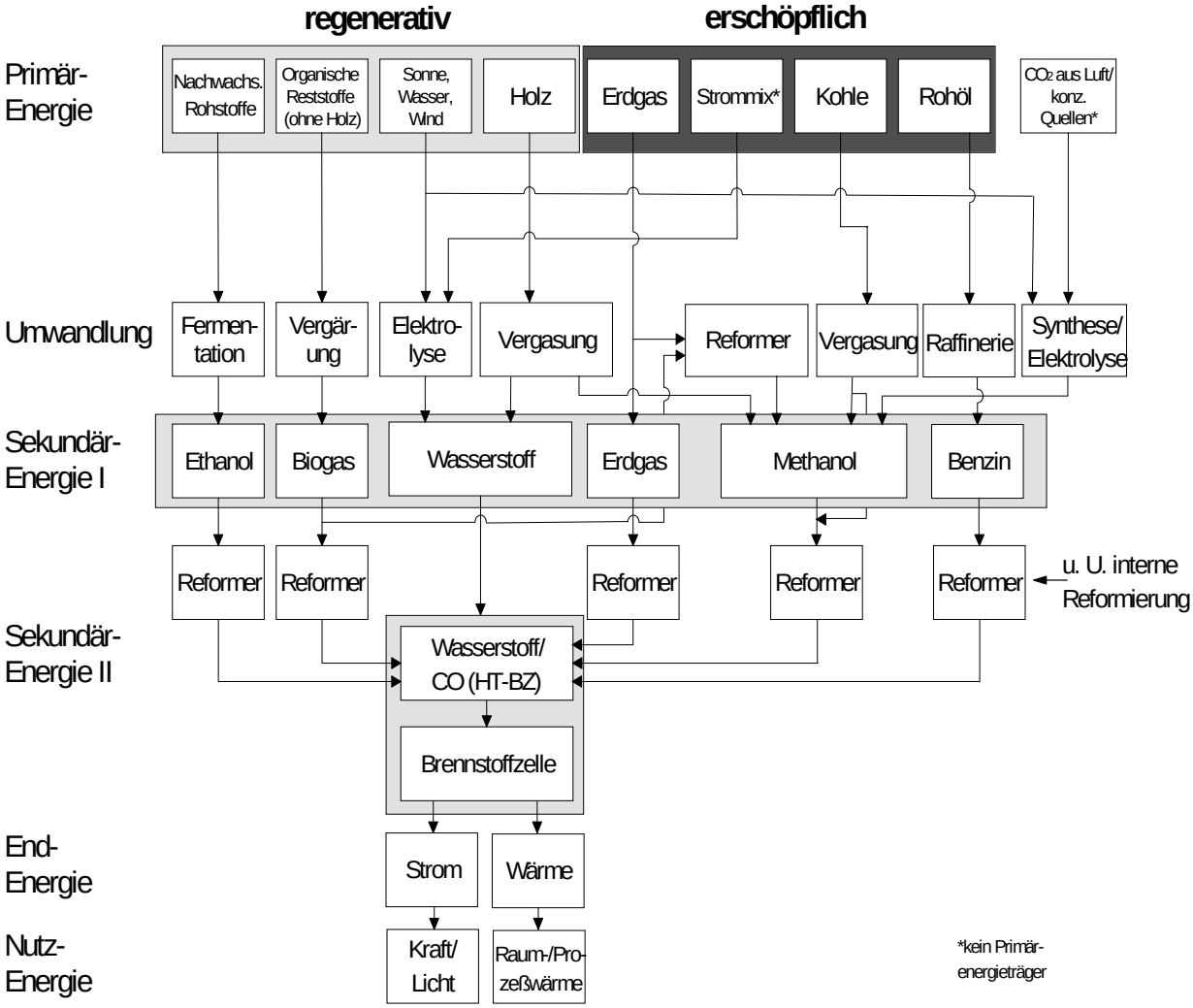
- den Brennstoffzellentyp,
- die vorgesehene Anwendung (stationär, mobil, tragbar) und daraus resultierende Anforderungen, v.a. im Hinblick auf Speicherbarkeit und Sicherheit,
- Wirtschaftlichkeit und
- Anforderungen in Bezug auf Energieeffizienz und Umweltwirkungen

beeinflusst werden.
Dabei lassen sich folgende grundsätzliche Zusammenhänge festhalten:

- Hochtemperatur-Brennstoffzellen (MCFC, SOFC) stellen geringere Anforderungen an die Reinheit der Brennstoffe als Niedertemperatur-Brennstoffzellen (AFC, PEMFC).
- Für mobile und portable Anwendungen von Brennstoffzellen kommen - vor allem aus Sicherheits- und Effizienzgründen - derzeit vor allem Niedertemperaturbrennstoffzellen in Frage.
- Für mobile und portable Anwendungen sind die Masse und das Volumen des Brennstoffzellensystems - und damit die Speicherbarkeit des Energieträgers - von zentraler Bedeutung. Für stationäre Anwendungen spielen diese Kriterien nur eine untergeordnete Rolle.
- Chemisch gebundener Wasserstoff (Erdgas, Biogas, Kohlegas oder Methanol) ist einfacher und preiswerter verfügbar als reiner Wasserstoff. Für die Nutzung in Niedertemperatur-Brennstoffzellen muss dieser durch Reformierungsreaktionen in molekularen Wasserstoff überführt werden, was mit einem entsprechenden verfahrenstechnischen und energetischen Aufwand verbunden ist.

Einige dieser Sachverhalte sollen im Folgenden vertiefend erläutert werden.

Abb. 6: Brennstoffpfade für Brennstoffzellensysteme



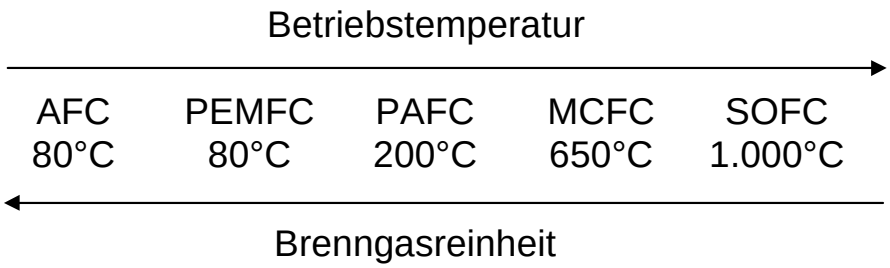
Quelle: DLR 1999, S. 127

Mit Brennstoffzellen werden die höchsten Wirkungsgrade beim Einsatz von reinem Wasserstoff und reinem Sauerstoff erzielt. **Wasserstoff** kann als der eigentliche Brennstoff für die elektrochemische Umsetzung in Brennstoffzellen angesehen werden. Beim Einsatz von Wasserstoff in Reinstform entstehen **keine Neben- oder Zwischenprodukte**, die etwa zu einer Vergiftung der Anode führen könnten. Da **Wasserstoff** kein primärer Energieträger ist, muss er entsprechend für die jeweilige Anwendung zur Verfügung gestellt und z.T. gespeichert werden. Wasserstoff kann aus Wasser oder kohlenwasserstoffhaltigen Brennstoffen, wie Erdöl, Erdgas oder Kohle, hergestellt werden bzw. fällt als wasserstoffreiches Synthesegas großtechnisch in der chemischen Industrie an.

Darüber hinaus ist in Brennstoffzellen prinzipiell auch **chemisch gebundener Wasserstoff**, etwa in Form von Erdgas (Hauptbestandteil: Methan), Biogas, Kohlegas oder Methanol, umsetzbar. Chemisch gebundener Wasserstoff ist durch **Reformierungsreaktionen** in molekularen Wasserstoff überführbar, was brennstoffzellenintern oder -extern erfolgen kann. Die Reformierung von Primärenergieträgern, wie Erdgas, oder von bereits veredelten Kohlenwasserstoffen, wie Methanol, ist außerdem mit Schadstoffemissionen verbunden. Auch sind Anforderungen an den Reinheitsgrad der Brennstoffe zu beachten, um Wirkungsgradverluste durch unerwünschte Nebenreaktionen so gering wie möglich zu halten.

Die erforderliche **Reinheit der Brennstoffe** ist je nach Brennstoffzellen-Typ sehr unterschiedlich. Reinheitsanforderungen an die eingesetzten Brennstoffe sind u.a. eine Funktion der verwendeten Elektrodenmaterialien. Diese wiederum sind in Abhängigkeit der Betriebstemperatur des Brennstoffzellen-Systems mit chemisch sensiblen Katalysatoren ausgestattet. Höchste Reinheitsanforderungen stellen somit Brennstoffzellen, die Elektrodenbeschichtungen aus Edelmetallkatalysatoren aufweisen. Daraus ergibt sich eine Staffelung der geforderten Brennstoffreinheit in Abhängigkeit von der Betriebstemperatur derart, dass **mit zunehmender Betriebstemperatur die geforderte Brenngasreinheit** abnimmt (Abb. 7).

Abb. 7: Zusammenhang zwischen Betriebstemperatur der Brennstoffzelle und geforderter Brennstoffreinheit



Die Niedrigtemperatur-Brennstoffzellen AFC und PEMFC stellen die höchsten Anforderungen an den Reinheitsgrad der eingesetzten Brenngase. Insbesondere die **AFC** ist nur mit reinstem (99,99%igem) Wasser- und Sauerstoff betreibbar, da bereits geringste Verunreinigungen an CO_2 zu einer Zersetzung des Elek-

trolyten führen; CO fungiert als Katalysatorgift (bei Platin). Die **PEMFC**[10] ist brennstoffseitig mit reinem Wasserstoff bzw. mit einem wasserstoffreichen Gas (bei Reformer-Betrieb) zu beaufschlagen, wobei im Unterschied zur AFC kathodenseitig auch ein Luftbetrieb möglich ist; dies erweitert das Einsatzspektrum der PEMFC erheblich. Jedoch wird auch hier CO nur in sehr geringen Mengen toleriert (Katalysatorgift).

Die Mitteltemperatur-Brennstoffzelle **PAFC** erlaubt aufgrund ihres sauren Elektrolyten brennstoffseitig den Einsatz CO_2-haltiger Gase (höhere Toleranz als PEMFC) und eignet sich somit für den Einsatz von Kohlenwasserstoffen, da das bei der Reformierung anfallende CO_2 nicht extra abgetrennt werden muss. Daneben ist aufgrund der Betriebstemperatur die Toleranz gegenüber CO höher als bei der PEMFC. Die PAFC wird zumeist mit Wasserstoff aus reformiertem Erdgas als Brennstoff und Luftsauerstoff als Oxidationsmittel betrieben. Auch der Einsatz von flüssigen Kohlenwasserstoffen wie etwa Naphtha ist möglich.

Bei den beiden Hochtemperatur-Brennstoffzellen, der MCFC und der SOFC, erweitert sich das Brennstoffspektrum nochmals. Bei der **MCFC** wird CO in die Zellreaktionen integriert (interne Reformierung). Auch bei der **SOFC** können aufgrund der hohen Betriebstemperaturen CO-haltige Gasgemische unmittelbar umgesetzt werden (interne Reformierung). Dadurch sind verschiedene Brenngase, wie Erd-, Kohle- oder Biogas, einsetzbar. Insgesamt toleriert die SOFC größere Mengen an Verunreinigungen als die MCFC. Schwefelverbindungen müssen bei allen Brennstoffzellen-Typen aus dem Brennstoff weitestgehend entfernt werden; eine Zusammenstellung von Anforderungen an die Brenngaszusammensetzung findet sich in Tabelle 3. Aufgeführt sind Anforderungen an die Gasreinheit sowie von Brennstoffzellen weitgehend tolerierte inerte sowie intern reformierbare Verbindungen.

Der Einsatz von kohlenwasserstoffreichen Brenngasen bzw. flüssigen oder festen Brennstoffen auf **Primärenergiebasis** setzt bei den meisten Brennstoffzellen eine - zumindest aus energetischer Sicht relativ aufwendige - Aufbereitung voraus. Dies wird am Beispiel der Erzeugung von für PEMFC geeignetem "brennstoffzellentauglichem" Wasserstoff aus Erdgas oder Methanol im nachfolgenden Exkurs illustriert. Aus verfahrenstechnischer Sicht sind die Aufbereitungsschritte relativ problemlos realisierbar. Die zusätzlichen technischen

10 Die DMFC, als Sonderform der PEMFC, kann direkt mit Methanol beaufschlagt werden. Da hier noch wesentliche technische Probleme ungelöst sind, wird die DMFC nur im Zusammenhang mit Reformierungsmöglichkeiten (vgl. Exkurs: Erzeugungsmöglichkeiten von Wasserstoff und Kap. I.4) betrachtet.

Einrichtungen, zur Peripherie gehörend, benötigen jedoch Platz, verursachen zusätzliche Investitionen und Betriebskosten und verändern den Systemwirkungsgrad negativ. Da alle Brennstoffzellen schwefelempfindlich sind (negativer Einfluss auf die Elektrodenalterung etc.), müssen vorhandene Schwefelkomponenten entfernt werden.

Tab. 3: Anforderungen verschiedener Brennstoffzellen-Typen an die Brenngaszusammensetzung

Brennstoffzelle	*Anforderungen an die Gasreinheit*[1]	*tolerierte inerte Verbindungen*	*intern reformierbare Verbindungen*
AFC	kein CO_2, H_2S	-	-
PEMFC	CO < 10 - 100 ppm	N_2, CO_2, CH_4	-
PAFC	CO < 1 - 2 Vol.-% S < 50 ppm	N_2, CO_2, CH_4	-
MCFC	S < 1 ppm Cl < 1 ppm	N_2, CO_2	CH_4, höhere HC
SOFC	S < 1 ppm Cl < 1 ppm	N_2, CO_2	CH_4, höhere HC

1) Zusammenstellung aus Heek 1995; Ledjeff 1995a; Rensfelt/Hallgren 1997; Wagner/König 1997

Quelle: nach TAB 1997, S. 54

Exkurs: Erzeugungsmöglichkeiten von Wasserstoff aus flüssigen und gasförmigen Kohlenwasserstoffen für den Einsatz in PEM-Brennstoffzellen

In PEM-Brennstoffzellen wird ein wasserstoffreiches Gas als Brenngas genutzt. Sollen andere Energieträger eingesetzt werden, müssen diese zunächst in ein geeignetes Gas umgewandelt (reformiert) und dieses ggf. anschließend gereinigt werden. Methanol und Erdgas, die gegenwärtig dafür favorisierten Energieträger, lassen sich mittels Dampfreformierung, nachgeschalteter CO-Shift-Reaktion und CO-Feinreinigung in ein H_2/CO_2-Gemisch umwandeln, das sich für den Einsatz in PEM-Brennstoffzellen eignet (so genanntes Reformat). Heizöl bzw. Benzin können durch partielle Oxidation bzw. autotherme Reformierung in wasserstoffreiches Synthesegas umgewandelt werden, aus dem in weiteren verfahrenstechnischen Zwischenschritten Wasserstoff hergestellt wird. Vor dem Eintritt von Erdgas in einen Reformer, muss dieses entschwefelt werden, um eine Schädigung des Katalysators zu vermeiden. Nur bei Einsatz der katalysatorfreien partiellen Oxidation kann die Entschwefelung auch nachgeschaltet werden.

Erzeugung eines wasserstoffreichen Gases

Für die großtechnische Erzeugung von Wasserstoff aus Erdgas ist die **Dampfreformierung** am weitesten verbreitet. Durch Zufuhr von Wasserdampf und Anwesenheit von Katalysatoren entsteht dabei wasserstoffreiches Synthesegas. Die Dampfreformierungsreaktion ist endotherm. Das Reaktionsgleichgewicht wird deshalb bei höheren Temperaturen in Richtung der Produkte verschoben. Zur Aufrechterhaltung der Reaktion muss durch Heizen Energie zugeführt werden. Bei Verwendung von Erdgas wird der Reformer bei ca. 700-800°C betrieben. Das Anodenrestgas der Brennstoffzelle kann zur Beheizung des Reformers verwendet werden.

Die besonderen Vorteile der Dampfreformierung im Erdgasbetrieb liegen im hohen Wirkungsgrad, vergleichsweise niedrigen Betriebstemperaturen (600-800°C) und in der wegen der endothermen Prozessführung besseren Steuerbarkeit (Vermeidung von Durchbrennen des Katalysators bzw. von Rußbildung). Die Wirkungsgrade realisierter Anlagen liegen für Erdgas bei 70-85 % (theoretisch maximal 94 %). Unter diesen Randbedingungen wäre auch der Einsatz von Dampfreformern für stationäre Anwendungen eine interessante Option.

Allerdings weist die Dampfreformierung ein ungünstiges Kaltstartverhalten auf. Die Anfahrzeit wird bei kleinen, für den Einsatz in dezentralen PEM-Brennstoffzellen-BHKW geeigneten Erdgas-Dampfreformern mit 15-30 min angegeben. Allerdings werden von Entwicklern für künftige Systeme Anfahrzeiten von unter einer Minute genannt. Maßnahmen zur Erreichung dieses Ziels können konstruktiver Art (gute thermische Isolierung des Reformergehäuses) als auch betrieblicher Art (nur vorübergehende Stillstandszeiten und möglichst kontinuierlicher Anlagenbetrieb) sein. Kleinste kommerziell angebotene Erdgasreformer werden bereits ab einer H_2-Erzeugungsrate von 100 Nm^3/h angeboten, was einer Leistung von 300 kWh/h entspricht. Bei einem Einsatz mit Brennstoffzellen mit elektrischem Wirkungsgrad von 50 % ist dann eine Leistung von 150 kW (el) zu erzielen.

Für die Dampfreformierung von Methanol genügen signifikant niedrigere Betriebstemperaturen. Deshalb benötigt dieser Prozess weniger Energie zur Aufrechterhaltung der Reformierungsreaktionen. Dies führt wiederum zu höheren Prozesswirkungsgraden von $\eta(th) \approx 84\,\%$.

Die Verfahren der **partiellen Oxidation** setzen Kohlenwasserstoffe unter Sauerstoffmangel bei Temperaturen von über 1.300°C und Drücken bis zu 90 bar um. Da die partielle Oxidation exotherm abläuft und somit keine externe Wärmequelle erforderlich ist, sind Start- und Lastwechselzeiten prinzipiell

kürzer als bei der Dampfreformierung. Zudem stellt sie - im Gegensatz zur Dampfreformierung - keine besonderen Anforderungen an die Qualität der Edukte. Ein Katalysator ist generell nicht erforderlich. Die Wasserstoffausbeute ist im Vergleich zur Dampfreformierung jedoch geringer, die Wirkungsgrade sind insgesamt niedriger und die Prozessrandbedingungen (Gefahr der Verkokung) schwieriger.

Die **autotherme Reformierung** stellt eine Kombination von Dampfreformierung und partieller Oxidation dar. Der Vorteil der autothermen Reformierung liegt ebenfalls im Wegfall der externen Wärmequelle, was, ähnlich wie bei der partiellen Oxidation, zu einem günstigeren Start- und Lastwechselverhalten führt.

Der Wasserstoffgehalt des entstehenden Produktgases (und somit der Wirkungsgrad) ist höher als bei der partiellen Oxidation, jedoch niedriger als bei der Dampfreformierung. Die Reaktionen laufen katalytisch bei Betriebstemperaturen von 850-1.000°C und Drücken < 50 bar ab.

Prozessgas-Aufbereitung

Sowohl bei der Dampfreformierung als auch bei der partiellen Oxidation von Erdgas (und auch - ohne hier vertieft darauf einzugehen - bei der Nutzung von Produkten aus der Vergasung von Kohle oder Biomasse) entstehen neben H_2 noch erhebliche Mengen CO (ca. 25-33 %). Darum wird eine **CO-Konvertierung** durchgeführt, bei der CO mit H_2O unter Erzeugung von H_2 in CO_2 umgesetzt wird. Dazu wird dem Reformer ein **CO-Shift-Reaktor** nachgeschaltet. Die Konvertierungsreaktion bzw. Shift-Reaktion ist exotherm, die Betriebstemperaturen von Dampfreformern nachgeschalteten CO-Konvertern liegen bei Hochtemperatur-Shift-Reaktoren bei 350-400°C und bei Niedertemperatur-Shift-Reaktoren bei 190-260°C. Einer Erdgasreformierung wird typischerweise eine zweistufige CO-Konvertierung mit einer Hoch- und einer Niedertemperaturstufe nachgeschaltet. Dadurch können die CO-Konzentrationen auf 0,5-1,0 % abgesenkt werden.

Bei der Methanol-Dampfreformierung entstehen bei idealer Prozessführung ausschließlich H_2 und CO_2, so dass theoretisch kein separater CO-Shift-Reaktor erforderlich ist. In realen Anlagen dagegen muss der Reformierung dennoch eine einfache CO-Konvertierung als Reinigungsschritt nachgeschaltet werden, in der durch unvollständige Reaktionen entstandenes CO (ca. 2 %) in CO_2 und H_2 umgesetzt wird. Die durch Shift-Reaktionen erreichbaren CO-

Konzentrationen sind nicht ausreichend, um das Gas in PEM-Brennstoffzellen nutzen zu können. Dazu sind **weitere Reinigungsstufen** erforderlich.

Das am häufigsten eingesetzte industrielle Verfahren zur Wasserstoff-Feinreinigung ist die **Druckwechseladsorption (DWA)**. Für die Gewährleistung eines kontinuierlichen Betriebs ist bei der DWA die Verwendung mehrerer Adsorber erforderlich. Dadurch können die vier Arbeitszyklen Spülen mit Wasserstoff, Druckaufbau, Adsorption und Entspannung zeitlich versetzt ablaufen.

Zu den bekanntesten physikalischen Adsorbentien gehören Silica-Gel, Alu-Gel, zeolithische Molekularsiebe und Aktivkohle. Für die Abtrennung von CO aus H_2-haltigen Gasen können Aktivkohle oder zeolithische Molekularsiebe eingesetzt werden. Typische Betriebsdrücke industrieller DWA liegen bei ca. 20 bar, selten bei 10 bar. Wichtig ist deshalb die Gewährleistung eines wirksamen Explosionsschutzes. Auch ein Teillastbetrieb unter 30 % der Anlagenkapazität und Anlaufzeiten von 10-60 Minuten erschweren den Einsatz in kleinen Brennstoffzellenanlagen. Der Einsatz in zentralen Reformern, die mehrere PEMFC über ein lokales Gasnetz mit H_2 versorgen, ist jedoch zu erwägen.

Ein weiteres Verfahren ist die **selektive CO-Methanisierung**. Als Katalysatoren eignen sich vor allem Ru, Ni, Co, Fe und Mo. Da störende Nebenreaktionen auftreten können, ist eine möglichst hohe Selektivität des Katalysators für die CO-Methanisierung wünschenswert. Eine für den Betrieb von PEMFC erforderliche CO-Reingaskonzentration von unter 100 ppm kann nur dann erreicht werden, wenn vorher der CO_2-Gehalt auf Werte von unter 0,5 % reduziert wird. Der daraus resultierende apparative Aufwand für die CO_2-Entfernung lässt deshalb den Einsatz der selektiven CO-Methanisierung in kleinen PEMFC (dezentrale stationäre oder mobile Anwendungen) als wenig sinnvoll erscheinen.

Ziel der **Membranverfahren** ist eine Entfernung von Verunreinigungen aus einem Gasstrom, um z.B. im Fall der Reinigung H_2-haltiger Gasgemische möglichst reinen Wasserstoff zu gewinnen. Hierzu eignen sich nichtporöse Metallmembranen auf der Basis von Pd/Ag-Legierungen. Vor allem Wasserdampf reduziert den H_2-Volumenstrom durch die Membran erheblich. Auch existieren in gewissem Maße Durchlässigkeiten für CO und CO_2. Durch die erforderlichen Schichtdicken und wegen der hohen spezifischen Kosten von Pd ergeben sich hohe Investitionen.

Bei der **selektiven CO-Oxidation** wird an einem edelmetallhaltigen Katalysator CO durch Zugabe von O_2 oder Luft zu CO_2 oxidiert. Dabei darf nur soviel O_2 zugeführt werden, dass es für die Umsetzung des CO ausreicht. Ansonsten

würde auch ein Teil des H_2 rückoxidiert werden. Daher muss auch der verwendete Katalysator eine möglichst hohe CO-Selektivität aufweisen.

Von Vorteil sind die niedrigeren Betriebsdrücke der selektiven CO-Oxidation (< 5 bar) im Vergleich zur Druckwechseladsorptionsanlagen (20 bar) und zu Membranverfahren mit Pd/Ag-Membranen (10 bar). Niedrigere Drücke verringern die Wahrscheinlichkeit von Leckagen und begünstigen einen sicheren Betrieb insbesondere von gebäudeintegrierten Brennstoffzellen.

4. Besonderheiten ausgewählter Brennstoffe

Nachfolgend werden einige Aspekte der Bereitstellung von Brennstoffen diskutiert. Neben solchen, die für Brennstoffzellen - direkt oder nach Reformierung - nutzbar sind, werden auch diejenigen angeführt, die ausschließlich für mit Brennstoffzellen in den jeweiligen Anwendungen im Wettbewerb stehende Techniken eingesetzt werden. Eine Übersicht gibt Tabelle 4.

Tab. 4: Brennstoffe für Brennstoffzellen und technische Alternativen

Brennstoff	*in Brennstoffzellen nutzbar*		*für technische Wettbewerber direkt nutzbar*	
	direkt	*nach Reformierung*	*stationäre Anwendungen*	*mobile Anwendungen*
Erdgas	X[1]	X[2]	X	X
Biogase	X[1,3]	X[2,3]	X	-
Spalt-, Synthese- und Kohlegase	X[1,3]	X[2,3]	X	-
Benzin	-	O	X	X
Dieselkraftstoff	-	O	X	X
Wasserstoff	X	entfällt	X	X
Methanol	X[5]	X	O	O
Ethanol	-	X	O	X
Rapsölmethylester	-	-	-	X
Dimethylether	-	X	-	O
Kohle	-	-	X	-[4]

x = nutzbar bzw. genutzt; o = theoretisch nutzbar, Realisierung jedoch technisch nicht beherrscht bzw. sehr aufwendig; - = nicht nutzbar
1) in Hochtemperatur-Brennstoffzellen; 2) in PAFC und PEMFC (nicht in Straßenfahrzeugen);
3) weitergehende Gasreinigung erforderlich; 4) in Straßenfahrzeugen; 5) in DMFC

Quelle: Zusammenstellung des TAB

Erdgas

Erdgas als Primärenergieträger kann in Hochtemperatur-Brennstoffzellen direkt und in PEMFC nach Reformierung als Brennstoff genutzt werden. Zudem ist es ein möglicher Ausgangsstoff für die Gewinnung von für die Verwendung in Brennstoffzellen geeigneten Sekundärenergieträgern wie Methanol und Wasserstoff. Somit ist Erdgas von besonderer Bedeutung sowohl für stationäre wie auch mobile Einsatzfelder der Brennstoffzelle. Im Bereich der stationären Anwendung ist es aufgrund der ausgebauten Infrastruktur und der technisch einfachen Reformierung zu Wasserstoff **aus heutiger Sicht** der am besten geeignete Brennstoff. Bei Substitution existierender Anlagen zur Wärmeerzeugung ist in aller Regel ein Erdgasanschluss vorhanden. Im Vergleich zu Rohöl ist die statische Reichweite von Erdgas länger sowie das C/H-Verhältnis günstiger (und damit der spezifische CO_2-Ausstoß geringer).

Die energetische Nutzung von Erdgas hat in den letzten Jahren an Bedeutung gewonnen, der Erdgasverbrauch ist erheblich angestiegen. Nahezu alle vorliegenden Energieprognosen gehen davon aus, dass sich dieser Trend auch in Zukunft fortsetzen wird. Verantwortlich dafür sind u.a. der Substitutionswettbewerb gegen Heizöl im Wärmemarkt sowie der wachsende Einsatz von Erdgas im Kraftwerkssektor (infolge der Liberalisierung der Energiemärkte sowie aus Umweltschutzgründen). Die massive Umstellung auf Erdgas im stationären Bereich - die durch Brennstoffzellen noch verstärkt werden könnte - könnte u.a. Konsequenzen für die Reichweite von Erdgas haben. Unterstellt man einen zusätzlichen Erdgasverbrauch bei einem flächendeckenden Einsatz von konventionellen Erdgas-Fahrzeugen, dürften Versorgungsengpässe nicht auszuschließen sein.

Der überwiegende Teil des in Deutschland verbrauchten Erdgases wird importiert, wobei bei wachsendem Verbrauch der Anteil des Erdgases aus inländischer Gewinnung abnehmen wird.

Die **Ökobilanz** von Erdgas **wird dominiert durch den Ferntransport**, der durch die notwendigen Kompressoren zu CO_2 und NO_X-Emissionen und durch Leckage entlang der Leitung zu CH_4-Emissionen führt. Die Versauerung wird gleichermaßen durch das NO_X wie das SO_2, das bei der Aufbereitung des sauren Erdgas-Anteils entsteht, bestimmt. Ein wichtiger Aspekt in den Ökobilanzen - da von besonderer Klimarelevanz - sind die **Methan-Emissionen durch Erdgas-Leckagen** entlang der gesamten Förder- und Transportkette. Sie sind für fast 50% des Treibhauspotenzials verantwortlich. Besonders die Angaben für

Methanemissionen aus den GUS sind mit großen Unsicherheiten behaftet, diesbezügliche Angaben liegen zwischen 1 und 4,5 %.

Spalt- und Synthesegase

In der chemischen Industrie fallen Synthesegase und Restwasserstoff in unterschiedlicher Reinheit und Zusammensetzung an. Je nach Herstellungsverfahren werden **Synthesegasgemische** gebildet, die als einen Hauptbestandteil Wasserstoff enthalten, daneben jedoch auch eine Reihe anderer Verbindungen (Kohlenmonoxid, Kohlendioxid, Stickstoff, Methan etc.). Beim heutigen Entwicklungsstand müssten wasserstoffreiche Synthesegase für die Verwendung in Mittel- und Niedertemperatur-Brennstoffzellen sorgfältig gereinigt werden (s.o.), so dass ein Einsatz von Synthesegas verfahrenstechnisch und energetisch sehr aufwendig ist.

Biogas

Biogase sind das Ergebnis bakterieller Zersetzung zellulosereicher organischer Substanzen in einem Gärprozess (z.B. Klärschlamm) bzw. bilden sich bei Vergasungsprozessen von Biomasse (Holz, Abfall etc.). Der Begriff Biogas umfasst hier neben Faul- oder Klärgas auch Deponiegas sowie bei der Vergasung von Biomasse anfallende Abgase. Entsprechend heterogen ist ihre Zusammensetzung: Hauptbestandteile der Biogase aus Gärprozessen sind Methan (50-75 %) sowie Kohlendioxid (25-50 %), bis zu 1 % sind Wasserstoff und Schwefelwasserstoff enthalten (Jakubke/Jeschke 1987); Hauptbestandteil der Biogase aus der Vergasung, etwa von Holz, sind in Abhängigkeit von technischen Vergasungsbedingungen Kohlenmonoxid, Wasserstoff, Methan und höhere Kohlenwasserstoffe sowie Stickstoff und Kohlendioxid.[11]

Die chemische Zusammensetzung von Biogas variiert in Abhängigkeit von Ausgangsstoffen und Reaktionsbedingungen erheblich, so dass für den Einsatz von Biogas in Brennstoffzellen eine Gasaufbereitung erforderlich ist, die auch auf deutliche Schwankungen in der Rohgaszusammensetzung ausgelegt sein sollte. Verunreinigungen, insbesondere Schwefelverbindungen wie H_2S, können sowohl die katalytische Reformierung des Hauptbestandteils Methan zu Wasserstoff als auch die Umsetzung des verunreinigten Wasserstoffs durch Katalysator-

11 Eine Darstellung verschiedener Vergasungsprozesse für feste Biomasse findet sich bei Steinbrecher 1996 und TAB 1997.

vergiftung stark beeinträchtigen. Obwohl die meisten Biomassearten deutlich geringere Schwefelgehalte (0,05-0,4%) als die meisten Kohlearten (bis zu 6%) aufweisen, kann eine Entschwefelung der Rohgase erforderlich sein. Auch der im Gegensatz zur Kohle deutlich höhere Kalium- und Natriumgehalt von Agrobrennstoffen kann einen zusätzlichen Reinigungsaufwand erforderlich machen.

Verschiedene **Biomasseketten** mit einem jährlichen Gesamtpotenzial von 730 PJ (entsprechend ca. 5% des deutschen Primärenergiebedarfs) eignen sich für den Einsatz in Brennstoffzellen. Dabei sind zwei grundsätzlich verschiedene Routen interessant: thermochemische Verfahren, die mittels Vergasung zu einem nutzbaren Synthesegas führen, sowie die Vergärung, die zu einem methanreichen Biogas führt.

Kohle

Die Bereitstellung eines wasserstoffhaltigen Synthesegases aus Kohle ist technisch problematischer als bei Erdgas. Die Kohle muss zunächst vergast werden, ein Verfahren, das derzeit auch für konventionelle Kraftwerke erst in der Entwicklung ist. Dennoch wurde - da Kohle eine hohe Reichweite aufweist und ein im Inland gewinnbarer Energieträger ist- in der Bundesrepublik auch die Kopplung von Kohlevergasung mit Brennstoffzellen-Kraftwerken untersucht (Moll 1995 u. 1996). Versuche zur Verstromung von **Kohlegas** aus Braunkohle sind in MCFC- und SOFC-Anlagen durchgeführt worden. Grundsätzlich eignet sich aber auch Steinkohle zur Verstromung in Brennstoffzellen.

Methanol

Methanol wird **vor allem als Brennstoff für Brennstoffzellen-Fahrzeuge** diskutiert. Für seine Nutzung spricht zum einen, dass es in ähnlicher Weise wie Erdgas mit Wasserdampf zu Wasserstoff und Kohlendioxid umgesetzt werden kann. Die Reaktion verläuft mit geeigneten Katalysatoren schon bei vergleichsweise niedrigen Temperaturen (200-300°C) ab, was die Auslegung von dynamischen Kompaktreformern für Kraftfahrzeug-Anwendungen vereinfacht. Zum anderen eignet sich Methanol aufgrund seiner physikalisch-chemischen Eigenschaften prinzipiell gut als Kraftstoff für den Verkehrsbereich. Zwar hat es einen geringeren spezifischen Energieinhalt als Otto- oder Dieselkraftstoffe, es ist aber wie diese unter Normalbedingungen flüssig und kann nahezu gleichermaßen gehandhabt sowie über die bestehenden nur geringfügig zu modifizierenden

Tankstellen bezogen werden. Zudem sind die Substanzen lange bekannt, sie können mit etablierten Techniken hergestellt werden.

Methanol wird zur Zeit großtechnisch ausschließlich aus Rohstoffen hergestellt, die der Kohlevergasung entstammen oder aus Erdgas und schweren Rückstandsölen gewonnen werden. Realisierbar ist auch eine Methanolerzeugung aus Biomasse oder Reststoffen. Die derzeitige weltweite Produktion von Methanol beträgt etwa 25-28 Mio. t pro Jahr. Die Fertigungskapazitäten wachsen derzeit schneller als die Nachfrage, sie sollen Ende 2000 etwa 39 Mio. t pro Jahr betragen. Hauptursache für den starken Ausbau der Produktionskapazitäten sind weniger unmittelbare kommerzielle oder wirtschaftliche Überlegungen, er ist vielmehr dem - ökologisch motivierten - Druck auf Produzenten von Erdöl und Erdgas geschuldet, Methan und andere Restgase nicht einfach abzufackeln, sondern diese zu nutzen und als zusätzliche Einnahmequellen zu erschließen. Die energetische Nutzung von biogenen Abgasen hätte ökologische Vorteile z.B. zur Reduzierung von Treibhausgas-Emissionen.

In Deutschland wird Methanol derzeit aus Off-Gas und Rückstandsölen hergestellt. Die Anlagen sind zu ca. 85 % ausgelastet. Außerdem wird Methanol zur Deckung der deutschen Nachfrage importiert. **Ein zukünftiger Bedarf** an Methanol als Kraftstoff **ist daher nicht mit den vorhandenen Methanolkapazitäten zu decken**.

Benzin- und Dieselkraftstoffe

Benzin- und Dieselkraftstoffe prägen die Verkehrswirtschaft nach wie vor entscheidend. Ihre Ökobilanz ist wichtig als Vergleichsmaßstab für Innovationen sowohl bei Kraftstoffen als auch bei Antrieben im Verkehrsbereich. Offen ist, ob rohölbasierte flüssige Kraftstoffe auch für Brennstoffzellen-Antriebe - alternativ zu Methanol - in Betracht kommen werden. Da man auf einer bestehenden etablierten weltweit verbreiteten Infrastruktur und entwickelten Herstellungsverfahren aufbauen könnte, werden Entwicklungsanstrengungen für Benzin-Reformer unternommen. Nachteilig ist u.a. jedoch, dass die Reformierung von Benzin (als komplexes Kohlenwasserstoffgemisch) im Vergleich zu Methanol (als relativ reine Flüssigkeit) mit höheren Arbeitstemperaturen, geringerer Effizienz des Reformers (derzeit im Labormaßstab) und einem vermutlich höheren Schadstoffausstoß verbunden ist.

Zukünftige Entwicklungen bei den rohölbasierten Kraftstoffen sind vor allem getrieben durch erhöhte Anforderungen an die Kraftstoffqualität (z.B. niedrigere Schwefelgehalte). In den jüngsten Verbrauchsprognosen von Mineralölunter-

nehmen wird - trotz wachsender Fahrleistungen - eine Abnahme des Kraftstoffverbrauchs erwartet, zugleich wird der Anteil von Ottokraftstoff am Absatz zugunsten von Dieselkraftstoff zurückgehen.

Dimethylether

Dimethylether (DME) lässt sich - weitgehend analog zu Methanol - aus Synthesegas gewinnen, das seinerseits aus Erdgas, Kohle, Öl, Müll oder Biomasse hergestellt werden kann. Gegenwärtig fällt DME - in derzeit ausreichenden Mengen - hauptsächlich als Nebenprodukt der Methanolherstellung an. Ebenso ist es denkbar, bei der Förderung von Rohöl anfallendes Erdgas an der Quelle zu DME umzusetzen. DME ist unter Normalbedingungen gasförmig (Siedetemperatur: -24,8°C). Die **Speicherung erfolgt flüssig** unter Druck. Die Handhabung entspricht aufgrund ähnlicher physikalischer Eigenschaften der von LPG.

DME kann in praktisch unveränderten Dieselmotoren eingesetzt werden. Vor allem die sauberere Verbrennung (deutlich geringere NO_X- und Partikelemissionen) werden als Argumente für seinen Einsatz genannt. Dies bewirkte in den letzten Jahren ein gewisses Interesse an seiner Nutzung als alternativer Kraftstoff, das in Forschungsprojekte - unter anderem der IEA - mündete. Auch sein Einsatz als Treibstoff für Brennstoffzellen ist denkbar.

Flüssige Bioenergieträger (RME, Bioethanol, Biomethanol)

Rapsölmethylester (RME) kann anstelle von herkömmlichem Dieselkraftstoff in Diesel-Kfz eingesetzt werden, die mit konventionellen Fahrzeugen weitestgehend identisch sind. Lediglich im Bereich des kraftstoffführenden Systems können Modifikationen notwendig sein.

Bio-Ethanol wird hier als möglicher Energieträger für Brennstoffzellen betrachtet. Es kann aus verschiedenen stark zucker- bzw. stärkehaltigen Kulturen, insbesondere Zuckerrübe bzw. Kartoffel und Getreide, hergestellt werden.

Bio-Methanol ist in seinen Eigenschaften dem aus fossilen Quellen gewonnenen Methanol vergleichbar und wird hier ebenfalls als Kraftstoff für Brennstoffzellen betrachtet.

Wasserstoff

Als Brennstoff in Brennstoffzellen am geeignetsten ist aus chemischer Sicht Wasserstoff. Zu dessen Erzeugung bestehen verschiedene Möglichkeiten, wo-

bei - außer beim elektrolytisch gewonnenen Wasserstoff - als Ausgangsstoffe fossile Energieträger, biogene Stoffe oder industrielle Ab- oder Beiprodukte genutzt werden.

Das im technischen Maßstab wichtigste Verfahren zur direkten Wasserstoffgewinnung ist die **Dampfreformierung von Erdgasen oder von** bei Crackprozessen anfallenden **Spaltprodukten**. Daneben entsteht auch bei der Sauerstoff-Druckvergasung (partielle Oxidation) wasserstoffhaltiges Synthesegas. Technisch bedeutsam ist auch die Wasserstoffgewinnung durch Einwirkung von Wasserdampf auf Kohle (Produkt ist sog. Wassergas). Ungefähr die Hälfte des in der Bundesrepublik erzeugten Wasserstoffes wird direkt erzeugt.

Wasserstoff lässt sich des Weiteren durch **elektrolytische Wasserspaltung** herstellen. Ökologisch und ökonomisch sinnvoll ist diese Möglichkeit insbesondere dann, wenn preiswert erzeugte elektrische Energie zur Verfügung steht oder ein hoher Reinheitsgrad des Wasserstoffs benötigt wird. Bei regenerativer Erzeugung der für die Elektrolyse notwendigen elektrischen Energie ist eine CO_2-freie Wasserstofferzeugung möglich.

Als Nebenprodukt (Reststoff) fällt Wasserstoff in Raffinerien, in der Chlorchemie oder in sonstigen chemischen Anlagen an. Weltweit wird das jährliche Aufkommen von Wasserstoff als Nebenprodukt auf 190 Mrd. Nm^3 geschätzt.

Wasserstoff ist unter Umgebungsbedingungen gasförmig. Für stationäre Anwendungen kann seine Verteilung über **Rohrleitungsnetze** erfolgen. Bei der Umwidmung von bestehenden Erdgasleitungen auf Wasserstoff-Betrieb sind - soweit keine Kunststoffrohre verwendet wurden - bis auf den etwaigen Austausch von Dichtungen in Ventilen und Armaturen keine technischen Umrüstmaßnahmen zu treffen. Für neuverlegte Niederdruck-Gasnetze können die heute eingesetzten geschweißten Stahlrohre verwendet werden, die Kosten sind denen von Erdgas-Leitungen vergleichbar.

Für mobile sowie nicht an ein Wasserstoff-Netz anschließbare stationäre Anwendungen sind **Speichertechniken** erforderlich. Jede Speicheroption zeichnet sich durch technisch-infrastrukturelle Eigenschaften aus, die über ihre Einsatzfähigkeit für die individuelle Anwendung entscheidet:

- **Flüssigwasserstoffspeicherung (LH_2)** ist die massenbezogen beste Speichermethode. Die Infrastrukturanforderungen sind hoch, da es sich um eine Tiefsttemperaturspeicherung bei -253°C (20 K) handelt. Die Speichersysteme, Transferleitungen und Tankkupplungen müssen superisoliert sein, um ein schnelles vorzeitiges Verdampfen des flüssigen Wasserstoffs zu vermeiden bzw. hinauszuzögern. Vorteil der kryogenen Wasserstoffspeiche-

rung ist die Erzielbarkeit schneller Betankungszeiten (LH_2-PKWs lassen sich bereits heute mit 125 l LH_2 in weniger als 3 Minuten betanken).

- **Druckgaswasserstoffspeicherung (CGH_2)** ist die verbreitetste Form der Speicherung. Üblicherweise liegen die Speicherdrücke bei 20-30 MPa, Prototypspeicher erreichen 70 MPa Druckniveau. Heutige Speichertanks werden aus Gründen der Gewichtsreduktion zumeist in Faserverbundbauweise gefertigt. Gegenwärtig werden die meisten neuen Tanks sowohl für Erdgas als auch für Wasserstoff zugelassen. Aktuelle Entwicklungen in den USA und Deutschland haben die Kommerzialisierung geometrisch adaptierter Behälter zum Ziel.
- Bei der **Metallhydridspeicherung** erfolgt die Anlagerung von gasförmigem Wasserstoff an metallischen Legierungen bei einem Druck von 0-6 MPa. Das Speicherverfahren erlaubt eine weitgehend verlustfreie Speicherung über die Zeit. Vorteil des Metallhydridspeichers ist seine relative hohe volumenspezifische Speicherdichte, Nachteile sind seine niedrige massenspezifische Speicherdichte sowie die Tatsache, dass zur Wasserstofffreisetzung je nach Legierung teilweise hohe Temperaturen benötigt werden.
- Noch im Forschungsstadium befindet sich die **Grafitnanofaserspeicherung**. Dabei lagert sich Wasserstoff auf Grafitfasern mit Querschnitten von 5-100 Nanometern und Längen von 5-100 Mikrometern an. Der Anlagerungsmechanismus ist noch nicht geklärt. In Grafitnanofaserspeichern sollen 7,5-75 % des Carbongewichts in Form von Wasserstoff gespeichert werden können. Erste positive Berichte aus Laboruntersuchungen, die eine Speicherfähigkeit im Bereich zwischen 10 und 20 %-Gewicht gezeigt haben wollten, konnten jedoch bislang nicht unabhängig verifiziert werden bzw. erwiesen sich als Messfehler.

III. Ökologische Bilanzierung - Methodik und Vorgehensweise

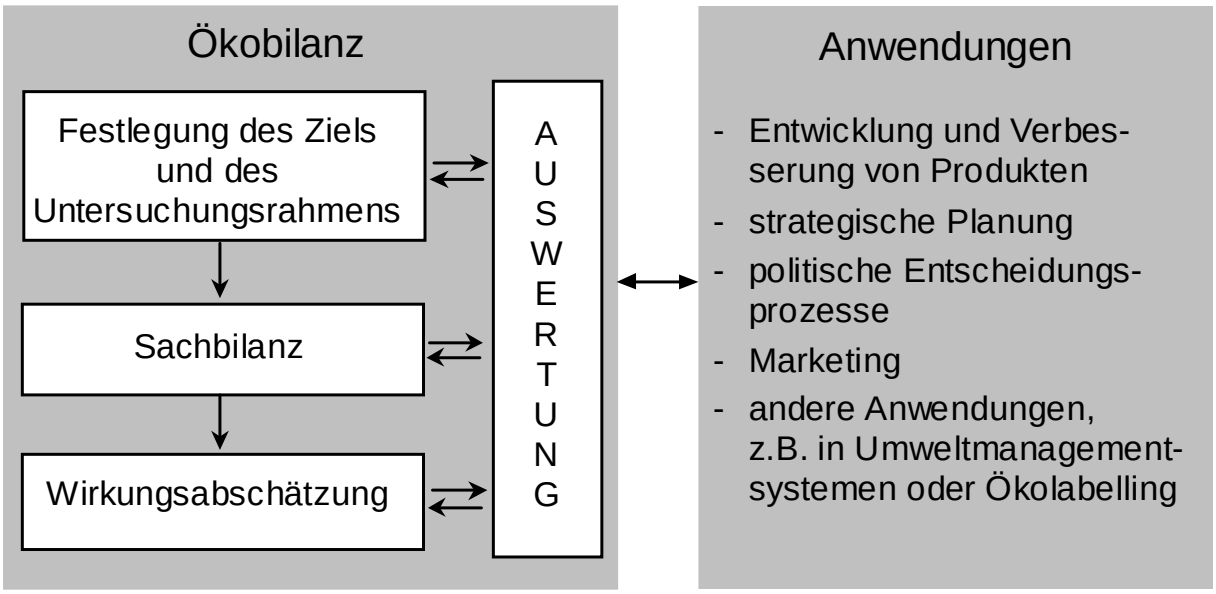
Eine konsistente Bilanz erfordert eine einheitliche Vorgehensweise bezüglich der Systemgrenzen und Bilanzierungstiefe. Die Bestimmung der Umwelteinwirkungen des Einsatzes von Brennstoffzellen in verschiedenen Anwendungsfeldern erfolgte in enger Anlehnung an das Instrument der Ökobilanz. Ökobilanzen untersuchen potenzielle Umwelteinwirkungen von Produkten, Systemen, Unternehmen oder Dienstleistungen entlang ihres Lebensweges, sie führen somit zu einer tendenziell ganzheitlichen Betrachtung. Die **zeitliche Ganzheitlichkeit** wird durch die Berücksichtigung des gesamten Lebensweges erreicht. In der Regel umfasst der Lebensweg die Bereitstellung der Rohmaterialien, die Verarbeitung zu Halbzeugen und Produkten, die Nutzung des Untersuchungsobjektes sowie dessen Entsorgung. **Ganzheitlichkeit** bezüglich der Umwelt wird durch die Untersuchung unterschiedlicher potenzieller Umwelteinwirkungen erreicht. Diese können von Standardluftemissionen über Wasseremissionen bis hin zu Flächenverbrauch und Lärmemissionen reichen.

Die Umwelteinwirkungen sind potenziell, da Ökobilanzen die **Emissionen** eines Lebenszyklus untersuchen. Der eigentliche Umweltschaden wird jedoch durch **Immissionen** hervorgerufen. Dazwischen liegt die Transmission der Schad- oder Belastungsstoffe, die derzeit nicht in Ökobilanzen modelliert wird. Durch eine Vernachlässigung des Immissionsortes wird weiterhin nicht berücksichtigt, ob bzw. in welchem Maße ein Objekt geschädigt wird. Eine Ökobilanz ist gemäß (ISO 1997) in vier Schritte aufgeteilt (Abb. 8).

Die **Zieldefinition** führt die Gründe für die Durchführung der Bilanzierung und die damit gesetzten Systemgrenzen auf. Damit die Bilanzen verschiedener Systeme vergleichbar werden, definiert man in diesem Zusammenhang eine **funktionale Einheit,** auf die alle In- und Outputs des Systems bezogen werden. Oft bietet es sich an, die funktionale Einheit auf eine nutzerorientierte Größe zu beziehen (z.B. ein Personenkilometer), wenn der Nutzen des Untersuchungsgegenstandes auf verschiedene Art bereitgestellt werden kann.

Die **Sachbilanz** (oder das Inventar) liefert eine möglichst unbewertete Erfassung der Energie- und Stoffflüsse innerhalb des Analysegebietes bezogen auf die funktionale Einheit sowie die Berechnungsprozeduren der relevanten In- und Outputs.

Abb. 8: Vorgehensweise bei einer Produktökobilanz



Quelle: ifeu 1999

Die Bewertung der Relevanz von potenziellen Umwelteinwirkungen mit den Ergebnissen des Inventares erfolgt in der **Wirkungsbilanz**. Diese umfasst die Kategorisierung der Inventardaten zu Umwelt-Wirkungskategorien (beispielsweise Treibhauseffekt, Ozonzerstörung), die Modellierung der Inventardaten innerhalb der Kategorien sowie die Aggregation der Resultate zu wenigen Kenngrößen (Bewertung).

1. Ansatz und Vorgehensweise im Projekt

Die den Analysen zugrunde liegenden Bilanzen wurden von mehreren beauftragten Gutachtern in enger Kooperation erarbeitet. Dabei wurden im Projektrahmen sowohl die verwendete Methodik als auch die Datenbasis diskutiert und weitestgehend abgestimmt. Die Ergebnisse aus den verschiedenen Teilstudien zu unterschiedlichen Aspekten der Brennstoffzellen basieren somit auf einem **gemeinsamen Analyseraster** (Kap. III.2)**.**

Als **geographischer Bereich** wurde der Standort **Deutschland** als Bezugspunkt für die Bilanz ausgewählt. Hierauf sind die Transportdistanzen, aber auch Annahmen über den zukünftigen Bezugsmix der Primär- und Sekundärenergieträger sowie, wo notwendig, ortsspezifische Annahmen über technologische Parameter bezogen. Sämtliche Bilanzen mit Schnittstelle Nutzer haben

die **Bereitstellung eines Megajoules** des entsprechenden Energieträgers **als funktionale Einheit**. **Bezugsjahr** der Bilanz **ist das Jahr 2010**. Die auch in Vorleistungen eingehenden Bilanzen, beispielsweise für den Strommix oder für Diesel zum Transport flüssiger Kraftstoffe, wurden in Abstimmung mit allen beauftragten Gutachtern mit einer zukünftigen Bezugsstruktur (u.a. der Herkunft der Rohstoffe) angesetzt. Bilanzrelevante technische Entwicklungen, etwa bei Kraft- und Energiebereitstellungsanlagen, wurden berücksichtigt.

Infrastrukturelle Aufwendungen (Baumaßnahmen, Herstellung der Energiesysteme, Verkehrsinfrastruktur etc.) werden - soweit berücksichtigt - gesondert ausgewiesen. Aufgrund der Datenlage wird auf Angaben zur Infrastruktur (auf der Ebene der vorgelagerten Brennstoffketten) im mobilen Bereich verzichtet. Bei Energiesystemen mit einem hohen Anteil an direkten Emissionen ist der Beitrag der Infrastruktur überdies so gering, dass er vernachlässigt werden kann. Jedoch können bei zukünftigen Energiesystemen mit geringen direkten Emissionen wesentliche Anteile ihrer Umwelteinwirkungen auf infrastrukturelle Aspekte zurückgeführt werden, was bei einem **Quervergleich fossil - regenerativ** zu berücksichtigen ist. Dies trifft auch auf die Bereitstellung "alternativer" Brennstoffe zu, bei denen noch keine Anbindung etwa an ein Kraftwerk oder einen potenziellen Verbraucher gegeben ist. Die Infrastruktur wird im stationären Bereich auf der Ebene der vorgelagerten Brennstoffketten berücksichtigt (getrennt ausgewiesen).

Untersuchte Umwelteinwirkungen und Wirkungskategorien

Für den vorliegenden Bericht wurden die in Tabelle 5 aufgeführten Umweltparameter zur Untersuchung festgelegt. Die Auswahl orientiert sich dabei an **ökologisch signifikanten Luftschadstoffen**, die für wesentliche **Umweltbelastungen** verantwortlich sind, aber auch an der Verfügbarkeit der Daten und der Datenqualität. Eine Untersuchung relevanter Wasserschadstoffe wurde - vor allem aufgrund der wesentlich geringeren Datenqualität - nicht durchgeführt.

Die Bilanzflüsse sind untergliedert in **Wirkungskategorien**, d.h. unterschiedliche Formen von Umweltbelastungen. Innerhalb dieser Kategorien können die Flüsse u.U. mit Hilfe international diskutierter Umweltpotenziale auf eine vergleichbare Bezugsgröße umgerechnet werden. Für dieses Projekt dienen die vorläufigen Listen des Umweltbundesamtes (UBA 1996) und des DIN/NAGUS als Orientierung. Folgende Wirkungskategorien wurden explizit erfasst:

- **Verbrauch erschöpflicher Energieressourcen**
  Stellvertretend für die Umwelteinwirkungskategorie Ressourcenerschöpfung wird der Verbrauch erschöpflicher energetischer Ressourcen berücksichtigt. Von dieser Wirkungskategorie wird der Verbrauch fossiler Energieträger sowie Uranerz erfasst. Die Gewichtung der Ressourcen erfolgt über deren Energieinhalt (bei fossilen Energieträgern über deren unteren Heizwert).

- **Treibhauseffekt**
  Die Emission klimarelevanter Gase greift in das Gleichgewicht aus eingestrahlter Sonnenenergie und Absorption bzw. Reflektion von der Erdoberfläche ein. Diese Gase, zu denen neben Kohlendioxid insbesondere Methan, Ozon, Lachgas und FCKWs zählen, absorbieren die von der Erde emittierte Infrarotstrahlung und tragen so zu einer Erwärmung der Erdatmosphäre bei. Den anthropogenen Treibhausgasen ordnet man ein relatives Treibhauspotenzial (GWP) zu, das die Klimawirksamkeit in Beziehung zu der von Kohlendioxid setzt. Bei der Bestimmung ist die obere zeitliche Integrationsgrenze wichtig für die Höhe des GWP. Für die Berechnung werden hier, in Übereinstimmung mit Empfehlungen des Umweltbundesamtes, GWP-Werte für den Zeithorizont 100 Jahre herangezogen. Substanzen mit einem indirekten Beitrag zum Treibhauseffekt und FCKW werden in den Analysen nicht berücksichtigt.

- **Versauerung**
  Verschiedene Spurengase, insbesondere Stickoxide, Schwefeldioxid und Ammoniak, tragen durch einen zusätzlichen Protoneneintrag zu einem verringerten pH-Wert des Bodens und der Gewässer bei. Die Quantifizierung geschieht mittels des Versauerungspotenzials, das die S-, N- und Halogenatome in Beziehung zu der Molekülmasse setzt (Eyerer 1996).

- **Ozonabbau**
  Der Abbau des stratosphärischen Ozons führt zu einer Erhöhung der Strahlung im ultravioletten Spektrum. Dies bewirkt neben Wachstumsschädigungen eine Zunahme der Tumorkrankheiten sowie eine Störung der photosynthetischen Aktivitäten der Pflanzen. Eine Kopplung zum Treibhauseffekt besteht durch den Abbau des Phytoplanktons, einer wichtigen CO_2-Senke. Wesentliche Substanzen, die zum Abbau des Ozons beitragen, sind N_2O und FCKW. Da Letztere zu den Bilanzen nicht nennenswert beitragen, wird auf ihre Bilanzierung verzichtet.

- **Eutrophierung**
  Stickstoff- und Phosphorverbindungen tragen zu der Überdüngung des Bodens und der Gewässer und damit zu einer Störung des natürlichen Gleichgewichtes bei. Ein Nährstoffüberangebot fördert auch die Algenbildung und den daraus resultierenden Sauerstoffmangel. Das Eutrophierungspotenzial setzt die P- und N-Atome eines Moleküls zu dessen Gewicht in Beziehung. In dieser Studie wird Eutrophierung über den NO_X-Beitrag erfasst, da dieser Wert gleichzeitig für die Wirkungskategorien Toxizität und Sommersmog dargestellt wird.
- **Human- und Ökotoxizität**
  Eine Vielzahl verschiedener Stoffe und Stoffklassen bewirkt eine toxische Gefährdung bei Menschen und Organismen. Die Aggregation dieser Stoffe erweist sich jedoch derzeit aus verschiedenen Gründen als problematisch. Daher werden in dieser Studie lediglich zwei Effekte toxischer Art berücksichtigt: die NO_X-Emissionen sowie der Beitrag zur Kanzerogenität durch Benzol, Benzo(a)pyren und Dieselpartikel als Repräsentant der PAH und Partikel.
- **Sommersmog**
  Bei austauscharmer Wetterlage und bei hoher Sonneneinstrahlung und Umgebungstemperatur bilden sich photochemische Oxidantien. Voraussetzung ist das Vorhandensein von Primärschadstoffen, insbesondere von Stickoxiden und Kohlenwasserstoffen, die sich mit einem Stoßpartner bzw. über eine Kette von Reaktionen in Ozon umwandeln, das in der Troposphäre einen toxischen Einfluss hat. In einem zweiten Schritt reagiert das Ozon mit Vorläuferschadstoffen. Es bilden sich schädliche Aerosole und organische Radikale. In der vorliegenden Studie wird davon abgesehen, ein Sommersmog-Potenzial zu definieren, insbesondere da die tatsächliche Schadstoffbildung sehr stark von lokalen Gegebenheiten abhängt. Die Integration von NO_X erweist sich ebenfalls als schwierig. Der Vorschlag stickoxidkorrigierter Photooxidantienbildung (NPOCP) ist mit einigen Problemen behaftet. Zudem kann nicht der aggregierte Wert NMHC für die Bestimmung der Potenziale herangezogen werden, sondern nur einige Einzelkomponenten. Aus diesen Gründen - und weil Sommersmog bei Anlagen der Stromerzeugung nicht in gleichem Maße wie im Verkehrsbereich kritisch ist -, werden NMHC sowie NO_X als Leitemissionen auf Sachbilanzebene nachgewiesen.

Einige weitere Wirkungskategorien, die ebenfalls diskutiert werden bzw. in den o.g. Listen enthalten sind, werden in dieser Studie nicht explizit untersucht,

wie die **Naturraumbeanspruchung** oder die **Radioaktivität**. Als stark ortsabhängiges Phänomen ist die **Lärmbelastung** schwierig in Ökobilanzen zu integrieren; hierzu wird nur eine kurze qualitative Betrachtung durchgeführt.

Aggregation der Sachbilanzparameter - Wirkungsäquivalente

In einem nächsten Schritt werden die Sachbilanzparameter einer oder mehreren Wirkungskategorien zugeordnet. In der Regel werden Wirkungskategorien durch mehrere Sachbilanzparameter beschrieben. Für eine quantitative Beschreibung werden die Beiträge der einzelnen Parameter über aggregierte Werte - sogenannte **Wirkungsäquivalente** bzw. Wirkungsäquivalentfaktoren - bestimmt. Dabei wird die Wirkung eines Stoffes in äquivalenten Mengen eines Referenzstoffes ausgedrückt, z.B. die Treibhauswirkung des Methans in Wirkungsäquivalenten des Kohlendioxids. Tabelle 5 fasst die in dieser Studie vorgenommenen Zuordnungen und Aggregierungen zusammen.

Tab. 5: Berücksichtigte Wirkungskategorien und zugeordnete Parameter

Wirkungskategorie	*Bilanzparameter*	*aggregierte Wirkungsparameter*
Treibhauseffekt	CO_2, CH_4, N_2O	CO_2-Äquivalente
stratosphärischer Ozonabbau	N_2O	
Kanzerogenität	Dieselpartikel, Benzol, Benzo(a)pyren	Unit-Risk-Faktoren
Versauerung	SO_2, NO_X, NH_3, HCl	SO_2-Äquivalente
Eutrophierung	NO_X, NH_3	PO_4^{3-}-Äquivalente
Ressourcenverbrauch	energetische Ressourcen	kumulierter Energieaufwand
Sommersmog (Photosmog)	NO_X, NMHC	NCPOCP
Lärmbelastung	qualitative Betrachtung	qualitative Betrachtung

Räumliche Differenzierung (Emissions-Ortsklassen)

Die ökologischen Wirkungen fallen in bestimmten geographischen Räumen an, die sich grob nach dem Kriterium der Bevölkerungsdichte zu drei Ortsklassen zusammenfassen lassen. Die Ortsklassen 1 bis 3 sind wie folgt abgegrenzt:

- **OK 1:** Gebiete hoher Bevölkerungsdichte - Innenstädte
- **OK 2:** Gebiete mittlerer Bevölkerungsdichte - ländliche Gebiete, Industriegebiete
- **OK 3:** Gebiete geringer Bevölkerungsdichte - Gebirgsregionen, Wüsten, offene See

Diese Einteilung wurde sowohl für Emissionen, die in diesen Gebieten freigesetzt werden, als auch für Immissionen, die in den entsprechenden Gebieten einwirken, angewendet. Schließlich wurde bei der **Emissionsbilanzierung** eine **räumliche Differenzierung** durchgeführt, wobei die für dieses Projekt relevanten Prozesse in folgender Weise den **Ortsklassen zugeordnet wurden**:

- **OK 1:** Distribution und Nutzung von Konsumgütern, PKW- und öffentlicher Personennahverkehr
- **OK 2:** Distribution von Konsumgütern, Einsatz von Landmaschinen, Industrieproduktion, Energieumwandlung in Kraftwerken und Raffinerien, Rohstoffförderung, PKW- und öffentlicher Personennahverkehr
- **OK 3:** Seetransport von Konsumgütern, Erzen und Energieträgern, Rohstoffförderung

Die bei den einzelnen Prozessen anfallenden Emissionen wurden getrennt nach diesen Ortsklassen erfasst. Einige Prozesse können in mehreren Ortsklassen auftreten; die Zuordnung erfolgt im Einzelfall.

Bei **Treibhauseffekt** und **stratosphärischem Ozonabbau** sind die Wirkungen unabhängig vom Emissionsort, und die betreffenden Stoffe haben **globale Reichweite**. Daher können hier alle Emissionen aus allen Ortsklassen aufsummiert werden. Die **übrigen hier betrachteten Kategorien** sind in ihren Wirkungen **regional begrenzt**. Bei Photosmog, Versauerung und Eutrophierung lassen sich die Wirkungen den Ortsklassen OK 1 und OK 2 zuordnen. Emissionen von Stoffen regionaler Reichweite in OK 3 sind so weit zu berücksichtigen, wie sie in OK 1 und OK 2 verfrachtet werden; hier wird bei Stoffen mit regionaler Reichweite ein Eintrag von 25 % aus OK 3 angenommen. Für Stoffe kurzer atmosphärischer Verweildauer und entsprechend kurzer Reichweite wird kein Eintrag aus OK 3 in OK 2 angerechnet. Für eine Wirkungsbewertung in diesen

Kategorien Human- und Ökotoxizität ist eine Unterscheidung nach Ballungsraum (OK 1) und ländlichem Gebiet (OK 2) sinnvoll. In OK 1 werden nur die Mengen angerechnet, die auch in dieser Ortsklasse emittiert werden, da sie die Bilanz dominieren dürften. Aufgrund der großen Flächenunterschiede wird eine Verfrachtung von Emissionen aus OK 2 in der Regel vernachlässigbar sein. Die Lebensdauer der Stoffe spielt für die Immission in OK 1 keine Rolle. Tabelle 6 fasst die Aufteilung nach (Immissions-)Ortsklassen für die verschiedenen Wirkungskategorien und Stoffe zusammen.

Tab. 6: Zuordnung der Emissionen zu Immissions-Ortsklassen, differenziert nach Wirkungskategorien, für regional begrenzte Wirkungen

Wirkungskategorie	*Wirkungsbereich*	
	Ortsklasse 1	Ortsklasse 1+2
Photosmog	EOK 1	EOK 1 + EOK 2 + 25 % EOK 3
Eutrophierung	EOK 1	EOK 1 + EOK 2 + 25 % EOK 3
Versauerung	EOK 1	EOK 1 + EOK 2 + 25 % EOK 3
Human- und Ökotoxizität		
SO_2	EOK 1	EOK 1 + EOK 2 + 25 % EOK 3
NO_X	EOK 1	EOK 1 + EOK 2 + 25 % EOK 3
NMHC	EOK 1	EOK 1 + EOK 2 + 25 % EOK 3
Dieselpartikel	EOK 1	EOK 1 + EOK 2
HCl	EOK 1	EOK 1 + EOK 2 + 25 % EOK 3
NH_3	EOK 1	EOK 1 + EOK 2 + 25 % EOK 3
Benzol	EOK 1	EOK 1 + EOK 2 + 25 % EOK 3
Benzo(a)pyren	EOK 1	EOK 1 + EOK 2

EOK: Emission in dieser Ortsklasse

Mit diesem Vorgehen werden die Daten einer Sachbilanz für eine spätere Wirkungsabschätzung besser aufbereitet als ohne jede wirkungsspezifische Betrachtung. Nichtsdestotrotz handelt es sich lediglich um Emissionsdaten, die räumlich differenziert erfasst und ausgewiesen sind. Eine Analyse der Wirkungen ist damit nicht vorgenommen. Einen gewissen Mangel des Ortsklassen-Konzeptes bilden derzeit sicher die geringe Anzahl von Ortsklassen und die geringe Differenzierungstiefe nach Stoff-Lebenszeiten. Dennoch stellt diese Vorgehensweise einen erheblichen Fortschritt gegenüber der bisher üblichen undifferenzierten Addition der Emissionen über alle Orte dar.

Normierung und Rangbildung - am Beispiel des Pkw-Verkehrs

Tab. 7: Grundlagen zur Ermittlung der spezifischen Beiträge (Energieverbrauch und Emissionen in Deutschland im Jahr 2010: Pkw-Verkehr und übrige Sektoren inkl. übriger Straßenverkehr) und spezifische Wirkungsbeiträge

		Einheit	*Pkw-Verkehr*	*übrige Sektoren* [1]	*Gesamt-Wert*	*Pkw-Verkehr/ Gesamtwert*	
						quantitativ	*qualitativ*[2]
Primärenergie		PJ	1.971	12.259	14.230	13,9 %	sehr groß
Emissionen							
CO_2		Mt	125	729	854	14,6 %	sehr groß
CH_4		kt	7,56	2.663	2.670	0,3 %	sehr klein
N_2O		kt	8,57	148	157	5,5 %	groß
SO_2		kt	3,52	550	553	0,6 %	sehr klein
NO_X		kt	131	1.084	1.215	10,8 %	sehr groß
NMHC		kt	61,97	1.092	1.154	5,4 %	groß
Dieselpartikel		kt	3,98	6,23	10,21	39,0 %	sehr groß
NH_3		kt	6,86	622	628	1,1 %	klein
Benzol		kt	2,76	3,81	6,58	42,0 %	sehr groß
BaP		t	0,024	8,27	8,30	0,3 %	sehr klein
Wirkungen							
Kanzerogenität			k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.
Versauerung	SO_2-Äq.	kt	108	2.477	2.585	4,2 %	mittel
Eutrophierung	PO_4^{3-}-Äq.	kt	19,3	344	363	5,3 %	groß
Photosmog	NCPOCP	kt	63,8	769	837	7,6 %	groß
Stratos. Ozonab.	N_2O	kt	8,57	148	157	5,5 %	groß
Treibhauseffekt	CO_2-Äq.	Mt	128	831	958	13,3 %	sehr groß
Ressourcen	KEA	PJ	1.971	12.259	14.230	13,9 %	sehr groß

1) übrige Sektoren: alle mobilen und stationären Verbraucher bzw. Emittenten inkl. Nicht-Pkw-Straßenverkehr; 2) Vorschlag des ifeu

Quelle: ifeu 1999; Prognos 1998; UBA 1999b; eigene Abschätzungen des TAB

Statt wie vielfach üblich Einwohnerdurchschnittswerte als Bezugsgröße zu verwenden, wurden bei der ökologischen Bewertung von Brennstoffzellen-Pkw Gesamtenergieverbrauch und -emissionen in Deutschland im Jahr 2010 bzw.

die daraus berechneten Wirkungsdaten den Werten des Pkw-Verkehrs gegenübergestellt. Der Informationsgehalt ist identisch, die Darstellung unseres Erachtens jedoch transparenter. Für die weitere Verwendung werden die Werte der spezifischen Wirkungsbeiträge des Pkw-Verkehrs fünf Klassen - sehr klein bis sehr groß - zugeordnet. Vom dargestellten Verfahren ausgenommen ist die Wirkungskategorie Kanzerogenität. Die in der Tabelle 7 verwendeten prognostizierten Sachbilanzdaten sind Abschätzungen des UBA bzw. Ergebnisse von Arbeiten des ifeu.

Rangbildung bei den Wirkungskategorien

Für einen alle Wirkungskategorien integrierenden Systemvergleich, wie er in dieser Studie angestrebt wurde, ist es notwendig, die Ergebnisse aller Wirkungskategorien zueinander in Beziehung zu setzen. Dies gilt insbesondere dann, wenn gegenläufige Ergebnisse bei den einzelnen Kategorien gegeneinander abzuwägen sind.

Im Rahmen dieser Studie erfolgt die Rangbildung anhand eines von insgesamt drei Kriterien, die dazu vom UBA vorgeschlagen werden, der Ökologischen Gefährdung. Die beiden übrigen UBA-Kriterien, der Abstand zum Schutzziel (distance to target) und ein - modifizierter - spezifischer Beitrag werden hier nicht berücksichtigt. Für den Zielabstand, die Differenz der realen Umweltqualität zu politisch vorgegebenen Umweltqualitätszielen, ist die Datenbasis bereits für die Gegenwart unvollständig und inhomogen. Der Verwendung dieses konzeptionell sehr sinnvollen Kriteriums in dieser Studie stehen jedoch methodische Probleme im Zusammenhang mit der Bestimmung des Spezifischen Beitrags in zukünftigen Bezugsjahren entgegen.

Tabelle 8 fasst die hier durchgeführte Rangbildung zusammen. Es handelt sich dabei um eine Einschätzung des ifeu, die ähnlich in anderen aktuellen Ökobilanzen angewendet wird und unter anderem auf der Rangfolge nach (UBA 1995a u. b) basiert. Dabei kommen drei Attribute - sehr groß, groß, mittel - zur Anwendung.

Tab. 8: Kriterien und Vorschläge zur Rangbildung der betrachteten Wirkungskategorien nach dem Kriterium der ökologischen Gefährdung

Auswirkungen	*Reversibilität*	*räumliche Ausdehnung*	*Prognose-Belastbarkeit*	*ökolog. Gefährd.*
Treibhauseffekt				
katastrophale Auswirkungen auf Ökosysteme auf allen Hierarchieebenen und auf die menschliche Gesundheit	fast ausschließlich irreversibel	global	sehr komplexe Ursache-Wirkungs-Zusammenhänge => sehr große Unsicherheiten	sehr groß
stratosphärischer Ozonabbau				
schwerwiegende Auswirkungen auf Ökosysteme auf niedrigeren Hierarchieebenen und auf die menschliche Gesundheit	teilweise reversibel, wenn auch mit erheblichen zeitlichen Verzögerungen, teilweise irreversibel	global	sehr komplexe Ursache-Wirkungs-Zusammenhänge => sehr große Unsicherheiten	sehr groß
Kanzerogenität				
schwerwiegende Auswirkungen auf die menschliche Gesundheit	nur begrenzt heilbar, d.h. nur zum Teil reversibel	lokal bis regional	sehr komplexe Ursache-Wirkungs-Zusammenhänge => sehr große Unsicherheiten	sehr groß
Versauerung				
schwerwiegende Auswirkungen auf aquatische und terrestrische Ökosysteme auf mittleren Hierarchieebenen; Beeinträchtigungen der menschlichen Gesundheit durch die Sekundärwirkungen möglich	zu einem großen Teil irreversibel	global, jedoch regional sehr unterschiedlich	sehr komplexe, aber vergleichsweise gut bekannte Ursache-Wirkungs-Zusammenhänge => begrenzte Unsicherheiten	groß

Tab. 8: Fortsetzung

Auswirkungen	*Reversibilität*	*räumliche Ausdehnung*	*Prognose-Belastbarkeit*	*ökolog. Gefährd.*
terrestrische Eutrophierung				
erhebliche Auswirkungen auf terrestrische Ökosysteme und auf deren Biodiversität auf allen Hierarchieebenen	zum Teil langfristig reversibel; Auswirkungen auf die Biodiversität größtenteils irreversibel	europaweit, jedoch regional qualitativ unterschiedlich	sehr komplexe Ursache-Wirkungs-Zusammenhänge => sehr große Unsicherheiten	groß
Ressourcenbeanspruchung (erschöpfliche energetische)				
Auswirkungen beschränkt auf das Schutzgut "Ressourcen"	irreversibel	global	keine Verzögerung der Schadwirkung => keine Unsicherheiten	mittel
photochemische Oxidantienbildung/Sommersmog				
Auswirkungen auf Ökosysteme auf unteren Hierarchieebenen und auf die menschliche Gesundheit	größtenteils reversibel; nur die jeweils unmittelbar exponierte Generation betreffend; saisonal begrenzt	regional bis überregional	vergleichsweise gut bekannte Ursache-Wirkungs-Zusammenhänge => relativ geringe Unsicherheiten	mittel

Quelle: ifeu 1999

2. Gemeinsames Analyseraster für Brennstoffketten - Synopse wichtiger Annahmen

Da eine konsistente Bilanz der ökologischen Wirkungen der Nutzung von Brennstoffzellen ein einheitliches Vorgehen bezüglich Systemgrenzen und Bilanzierungstiefe erfordert, wurde im Rahmen dieser Studie ein **gemeinsames Analyseraster für die vorgelagerten Brennstoffketten** entwickelt. Dabei wurden im Projektrahmen sowohl die verwendete Methodik als auch die Datenbasis diskutiert und abgestimmt. Nachfolgend werden die wichtigsten Annahmen für die Bilanzketten bei den betrachteten Energieträgern zusammengefasst.

Erdgas

Der überwiegende Teil des in Deutschland verbrauchten Erdgases wird importiert, wobei bei wachsendem Verbrauch der Anteil des Erdgases aus inländischer Gewinnung abnehmen wird. Für diese Studie wird für das Jahr 2010 davon ausgegangen, dass der Verbrauch zu 13 % aus inländischen Quellen und zu 55 % durch Import aus Westeuropa gedeckt wird. Der Produktionsrückgang in der Bundesrepublik und die Abnahme der Importe aus den Niederlanden werden im Wesentlichen durch einen Anstieg des Bezuges von Erdgas aus norwegischer Produktion ausgeglichen. Die Importe aus Rußland/GUS (Anteil 32 %) werden sich bis dahin relativ kaum verändern.

Die Ökobilanz von Erdgas wird **dominiert durch den Ferntransport**, der durch die notwendigen Kompressoren zu CO_2 und NO_X-Emissionen und durch Leckage entlang der Leitung zu CH_4-Emissionen führt. Die Versauerung wird gleichermaßen durch das NO_X wie das SO_2, das bei der Aufbereitung des sauren Erdgas-Anteils entsteht, bestimmt.

Die **Erdgasverluste** der Fernverteilung - die Methan-Emissionen durch Erdgas-Leckagen sind von besonderer Klimarelevanz - werden gemäß einer Untersuchung, die aufgrund einer Auswertung von Statistiken, Analysen und Expertenbefragungen zu einer Obergrenze von 1,8 % Verlusten inklusive Förderung, Aufbereitung und Fernverteilung kommt (Zittel 1997), mit eben diesem Wert angesetzt. Dies ist auch dadurch gerechtfertigt, dass sowohl experimentelle Messungen als auch extrapolierte Verlustwerte zu vergleichbaren Verlustraten geführt haben. Für die Verluste der Lokalverteilung für Hausanschlüsse wird davon ausgegangen, dass im Zuge der Modernisierung der Ortsnetze in den neuen Bundesländern die dort noch deutlich höher als in den alten Bundesländern liegenden Verlustraten reduziert werden und sich ein bundesdeutsches Mittel von ca. 0,4 % einstellt.

Spalt- und Synthesegase

Analysiert wird in dieser Studie nur die energetische Verwertung von **Restgas**, das **als Nebenprodukt aus anderen Prozessen** anfällt. Grundsätzlich müsste gemäß der Methodik der Ökobilanz ein Teil der Umwelteinwirkungen, die für den Gesamtprozess aufgewendet werden, auf das Synthesegas allokiert werden. Aufgrund der Vielzahl der möglichen zugrundeliegenden Prozesse wird dieses Verfahren hier jedoch nicht durchgeführt. Zudem kann davon ausgegangen werden, dass für viele Prozesse der Erlös des Synthesegases im Verhältnis zu

dem Erlös des Hauptproduktes zu vernachlässigen ist, so dass der Allokationsfaktor bei einer Allokation nach Erlösen gegen Null geht.

Biogas

Aus der Vielzahl möglicher Biomasseketten wurde aufgrund des hohen Potenzials und der Kopplungsmöglichkeiten zu Brennstoffzellen die **Erzeugung von Synthesegas aus Restholz mittels allothermer Vergasung** herausgegriffen. Die Anwendungen der Holzbereitstellung sind der wichtigste Faktor in der Bilanz. Detailliert untersucht wurde die Nutzung von **Waldrestholz**. Möglich ist auch die Verwendung von Industrierestholz, die Ergebnisse der Bilanz wären aufgrund der Dominanz der Hackschnitzelbereitstellung (s.u.) denen der Waldrestholznutzung sehr ähnlich.

Die Prozessschritte der Restholzgewinnung beginnen bei der Vorbereitung des Derbholzes und dem mechanischen Rücken des Holzes an die Waldstraße. Das Holz wird zerkleinert und im Wald gelagert, um den Feuchtegehalt zu reduzieren. Die Hackschnitzel werden erst in Arbeitscontainern gelagert und anschließend in Großcontainer umgeladen und durch Lkw zum Vergaser transportiert. Es wird von einer mittleren Transportdistanz von 20 Kilometern ausgegangen.

Die Vergasung von Biomasse führt zu einem **wasserstoffreichen Synthesegas**. Die höchsten Wasserstoffkonzentrationen weist die allotherme Wasserdampfvergasung auf, bei der die Wärme von außen zur Verfügung gestellt wird. Die Wasserstoffgehalte erreichen bis zu 30 %, der Kaltgaswirkungsgrad liegt bei ca. 75 %. Das Synthesegas kann entweder direkt in einem Gasmotor bzw. einer Brennstoffzelle (nach Entschwefelung) genutzt oder mit einer Druckwechseladsorptionsanlage zu reinem Wasserstoff gereinigt werden. Für die Wasserstofferzeugung ist es zur Erhöhung der Wasserstoffausbeute erforderlich, nach dem Zyklon einen Methan-Cracker sowie eine Shift-Reaktion zwischenzuschalten. Der Dampf wird zur Vortrocknung des Holzes in einem NT-Wärmetauscher eingesetzt.

Für die Ökobilanz wurden Herstellerangaben bezüglich Wirkungsgraden und Ausbeuten sowie Erfahrungswerte ähnlicher Anlagen verwendet. Berücksichtigt wurden neben der Vergasung die Emissionen bei der Trocknung, eine Aufbereitung des Abwassers sowie geschätzte Aufwendungen für die Infrastruktur. Im Vergleich zu etablierten Verfahren ist die Datenqualität schlechter - insbesondere für die Abwasseraufbereitung und die aus Pilotanlagen entnommenen

Transferkoeffizienten -, jedoch für Bewertungsaussagen und Schwachstellenanalysen noch ausreichend.

Die **anteilig ausschlaggebende Emissionsquelle** ist die **Holzbereitstellung**. Diese ist für je 85 % des Treibhauspotenzials und der Versauerung, im Wesentlichen durch die Hackschnitzelerzeugung, verantwortlich. Die Dominanz dieses Prozessschrittes ist vor allem auf die geringen absoluten Umwelteinwirkungen zurückzuführen.

Kohle

Da bislang nur Daten für Braunkohle-Brennstoffzellen-Kraftwerke verfügbar sind, wurde für diese Studie lediglich die Bereitstellung von Braunkohle ökobilanziell analysiert. Grundsätzlich eignet sich aber auch Steinkohle zur Verstromung in Brennstoffzellen. Die Prozessschritte der Braunkohlegewinnung umfassen die Förderung und Aufbereitung der Kohlen, die Veredelung und den nachfolgenden Transport. Aufgrund des geringen Heizwertes wird Braunkohle in der Regel in der Nähe des Abbaugebietes energetisch genutzt.

Methanol

Die Produktion von Methanol aus Kohle ist - wegen des günstigen Erdgaspreises - derzeit nahezu doppelt so teuer wie die Produktion von Methanol aus Erdgas. Daher wurde für die Ökobilanz von Methanol von einer **Methanolsynthese aus Erdgas** ausgegangen. Analysiert wurde eine moderne Anlage basierend auf kombinierter Reformierung. Diese vereint die Umsetzung des Methans mit Dampf in Synthesegas (Dampfreformierung) mit einem autothermen Reformierungsschritt, bei dem ein Teil des Methans mit Sauerstoff oxidiert wird. Sie weist gegenüber der herkömmlichen Dampfreformierung unter anderem einen höheren energetischen Wirkungsgrad und niedrigere Gesamtinvestitionskosten auf.

Für die Methanolsynthese werden 30,85 GJ Erdgas pro Tonne Methanol eingesetzt. Dies entspricht einem Wirkungsgrad von 65 %. Das Erdgas wird zu 86 % als Einsatzstoff zu 10 % für die Beheizung des Reformers und zu 4 % für den Hilfsbrenner eingesetzt.

Zwei in der Nähe von Erdgas-Quellen gelegene Standorte wurden bilanziert. Der russische Standort bezieht sein Erdgas über eine Pipeline von einem 600 Kilometer entfernten Fördergebiet. Als zweiter Standort wird eine Anlage an der Westküste Norwegens betrachtet, die über eine 250 Kilometer lange Pipeline

mit offshore gefördertem Erdgas versorgt wird. Neben veränderten Pipelinelängen und Transportentfernungen ist bei der Analyse auch eine veränderte Erdgaszusammensetzung berücksichtigt.

Die CO_2-Emissionen der Methanolbereitstellung sind höher als die der Benzin- oder Dieselproduktion, insbesondere da der Primärenergiebedarf für die Bereitstellung von 1 TJ Methanol höher liegt als für 1 TJ Benzin. Der wesentliche Verlustanteil stammt dabei aus der Methanolanlage selbst. Der energetische Wirkungsgrad der Gesamtkette beläuft sich auf 58 % bzw. 60 %. Eine Nutzungsgradsteigerung der Anlage von 65 % auf 70 % ist technisch nur unter Einsatz von hohen zusätzlichen Investitionen möglich. Es ist zu beachten, dass dieser Wert einen Mittelwert über den Betrieb darstellt, nicht der Betrieb im Bestpunkt.

Die entstehenden Methanemissionen stammen zum überwiegenden Anteil aus der vorgelagerten Erdgaskette, was die Bedeutung kurzer Transport-Distanzen des Erdgases deutlich macht.

Zum jetzigen Zeitpunkt ist eine Definition eines **Importmixes** für Methanol, wie dies im Zusammenhang mit Rohölbilanzen durchgeführt werden kann, noch nicht möglich, da sich ein flächendeckender Methanolmarkt erst mit der weiten Einführung von Methanol-betriebenen Fahrzeugen etablieren wird. Es wird erwartet, dass besonders der Mittlere Osten, Süd-Amerika, Chile, Mexiko und Neuseeland zukünftige Exportländer sind (mpe 1998). Da Anlagen in der hier untersuchten Konfiguration in verschiedenen Kontinenten realisiert werden, kann für die Umwelteinwirkungen der Anlage von einer hohen Repräsentativität ausgegangen werden. Variabel sind lediglich der Standort der Anlage und dadurch die Erdgaszusammensetzung sowie die Logistik (Transportmittel und -entfernungen). Eine aus Norwegen- und GUS-Methanol gemittelte Transport-Logistik stellvertretend für einen Mix aus europäischem Methanol mit z.T. kürzeren **Transportentfernungen** (Niederlande) und außereuropäischem Methanol scheint für den derzeitigen Stand des Wissens daher eine gut vertretbare Annahme. Für die Berechnungen im Rahmen dieser Studie wird daher von einem fiktiven 50 % GUS-/50 % Norwegen-Mix ausgegangen.

Benzin- und Dieselkraftstoffe

Für die Ökobilanz wurde für die Rohölbereitstellung in Deutschland 2010 eine Herkunftsstruktur angenommen, die durch eine leichte Abnahme des Anteils von Nordseeöl zugunsten des OPEC-Anteils gekennzeichnet ist. Dieser zufolge werden 2010 34,1 % des verbrauchten Erdöls aus Westeuropa, 39,0 % aus OPEC-

Ländern und 24,4 % aus der GUS importiert. Aus inländischen Quellen werden 2,5 % gedeckt.

Der größte Teil des Energieaufwandes zur Bereitstellung von Erdölprodukten fällt in den Raffinerien an. Für die zukünftige Entwicklung des Energieverbrauches im Raffineriebereich sind folgende Aspekte zu berücksichtigen:

- Erhöhte Anforderungen an die Kraftstoffqualität (z.B. niedrigere Schwefelgehalte) und ein absehbar weiter sinkender Anteil von schweren Produkten lassen ein Steigen des Energieverbrauchs erwarten.
- Die zur Erreichung der Kraftstoffqualität erforderlichen Maßnahmen können durch den Bau neuer Anlagenkomponenten für im Prinzip "alte Zwecke" auch mit Effizienzsteigerungen verbunden sein.
- Der von mehreren Institutionen prognostizierte sinkende Absatz von Ottokraftstoff (zugunsten von Dieselkraftstoff) kann durch Kapazitätssenkungen bei älteren Anlagen bzw. durch veränderte Stoffströme in den Raffinerien ebenfalls zu leicht steigender Effizienz führen (Annahme: konstanter Anteil der inländischen Produktion am Absatz).
- Änderungen der Rohölqualität können den spezifischen Energieverbrauch positiv oder negativ beeinflussen.

Vor diesem Hintergrund wird ein gegenüber der letzten Bilanz auf der Basis von Realdaten (Bezugsjahr: 1997) unveränderter spezifischer Eigenverbrauch der Raffinerien im Jahr 2010 angesetzt. Damit wird unterstellt, dass sich die dargestellten Trends insgesamt kompensieren.

Die Distribution von Mineralölprodukten hat nur einen geringen Einfluss auf die Gesamtbilanz. Daher wird vereinfachend unterstellt, dass sie für alle Produkte gleich jeweils über 50 km per Bahn, LKW und Binnenschiff erfolgt.

Dimethylether

In der hier zugrunde liegenden Öko-Bilanz wird von einem von Haldor Topsøe entwickelten Verfahren zur Herstellung von DME ausgegangen. Dabei wird Erdgas nach der Entschwefelung in einem autothermen Reformer in ein Synthesegas umgewandelt. Mit Hilfe eines Verfahrens zur kombinierten Methanol- und DME-Synthese werden dann Methanol und DME in einem Reaktor hergestellt. Dabei ist das Verhältnis der Produktkomponenten zueinander beinahe beliebig einstellbar. Der Wirkungsgrad einer solchen Anlage, die bisher jedoch nur als Demonstrationsanlage besteht, wird mit knapp 71 % angegeben. Einzig relevante Emissionen sind CO_2 und NO_X.

Das Treibhauspotenzial der Umwandlungskette wird hauptsächlich durch die CO_2-Emissionen der DME-Herstellung bestimmt, die eng an den Wirkungsgrad der Anlage gekoppelt sind. Einen weiteren wichtigen Beitrag zum Treibhauspotenzial leisten die in der Erdgasbereitstellung auftretenden CH_4-Emissionen durch Leckageverluste. Die Emissionen CO, NO_X, NMHC und SO_2 stammen weitgehend von der Erdgasbereitstellung bis Deutschland. Im Falle einer großtechnischen Produktion von DME für den Energiemarkt könnte dieses an der Erdgasquelle hergestellt werden, womit sich dann eine andere Bereitstellungsstruktur ergäbe.

Flüssige Bioenergieträger (RME, Bioethanol, Biomethanol)

Für die Bilanzierung von **Rapsölmethylester (RME)** wird von Rapssaat ausgegangen, aus der zunächst Rapsöl gewonnen wird. Dieses wird anschließend raffininiert und danach durch Zusatz von Methanol und eines alkalischen Katalysators umgeestert. Die mit der Raffination verbundenen Verluste werden auf 4 % der nutzbaren Masse geschätzt. Die Umesterung erfolgt durch Zusatz von Methanol und eines alkalischen Katalysators (hier: Natronlauge), die Ausbeute liegt bei optimierter Prozessführung (Eduktrückführung) bei bis zu 98 %. Die Aufwendungen für das als Kuppelprodukt entstehende Glycerin, das erst durch Aufarbeitung in ein substitutionsfähiges Produkt überführt werden kann, werden dem RME "schlechtgeschrieben".

Bio-Ethanol als Brennstoff wird hier in einer Bilanz basierend auf der Zuckerrübe als pflanzlichem Ausgangsmaterial betrachtet. Nach der Ernte und dem Transport des Ernteguts zur Konversionsanlage (Annahme: 40 km Entfernung) werden die Rüben gewaschen, zerkleinert und der Zucker extrahiert. Die Rübenschnitzel werden getrocknet und in der Anlage thermisch verwertet (Substitution von Erdgas). Die zuckerhaltige Lösung wird pasteurisiert und vergoren. Durch Molekularsiebdestillation wird daraus absoluter Alkohol gewonnen. Die bei der Destillation anfallende Schlempe wird wieder in die Extraktion zurückgeführt, d.h. zu 100 % anlagenintern rezykliert.

Für die Bilanz der Herstellung von **Bio-Methanol** wird von einem Verfahren ausgegangen, bei dem Restholz zunächst in einem autothermen Vergaser mit zirkulierender Wirbelschicht in ein Synthesegas umgewandelt und anschließend in einem Reaktor zu Methanol synthetisiert und destilliert wird. Die Daten für die Holzbereitstellung sind identisch mit den bei der Bilanzierung von Biogas verwendeten, für das Verfahren selbst wurde von Herstellerangaben ausge-

gangen. Zu beachten ist, dass die Referenzanlage für kleine Durchsätze konzipiert und nicht auf den maximalen Methanol-Output hin optimiert wurde.

Die Distribution - Umschlag, Transport und Betankung - erfolgt bei allen drei Energieträgern analog den Kraftstoffen auf Erdölbasis.

Wasserstoff

Für die Bereitstellung von Wasserstoff stehen grundsätzlich zahlreiche Prozessvarianten zur Verfügung, die sich vor allem in bezüglich der eingesetzten Ausgangsstoffe und Energieträger, der Umwandlungsverfahren und der Distributions- und Speichertechniken unterscheiden. Dabei stehen einige dort eingesetzte Techniken schon kommerziell zur Verfügung, andere existieren erst in Kleinserien oder als Prototypen.

Für die stationäre Nutzung von Brennstoffzellen wurde als einziger Pfad die Herstellung von Wasserstoff mit Hilfe der Erdgas-Dampfreformierung in größeren Anlagen betrachtet. Für mobile Anwendungen - bei denen zum einen der Wasserstoffdistribution und -speicherung eine wichtigere Rolle zukommt, zum anderen die direkte Nutzung regenerativer Energieträger derzeit nicht technisch realisiert werden kann und darum regenerativ erzeugter Wasserstoff als Energieträger für Fahrzeuge intensiv diskutiert wird - wurden **vier Wasserstoffpfade** bilanziert:

- Druck-Wasserstoff, der in einem zentralen Großreformer aus Erdgas erzeugt wird (Erdgasdampfreformierung in zentraler Großanlage (100.000 Nm^3/h), Pipelineverteilung von Wasserstoff im Hochdruck-Netz (> 15 bar), Verdichtung auf 350 bar an Tankstelle). Dies kann auch als Referenzpfad für die Wasserstoffversorgung verstanden werden, da es sich bei allen Komponenten um heute verfügbare, erprobte und kommerziell eingesetzte Technologien handelt.
- Druck-Wasserstoff, der in einem dezentralen, aus dem Erdgasnetz versorgten Kleinreformer (ca. 500 Nm^3/h) an der Tankstelle erzeugt und dort auch auf 350 bar verdichtet wird. Durch Rückgriff auf die bestehende Erdgas-Infrastruktur und Verzicht auf den Wasserstofftransport ließe sich eine solche Variante schneller und kostengünstiger realisieren, was vor allem für die Einführungsphase von Wasserstoff als Kraftstoff relevant ist. Nach einer Untersuchung für ein amerikanisches Automobilunternehmen sind Wasserstoffgestehungskosten von nur 0,06 DM/kWh möglich (unversteuertes Benzin: 0,05 - 0,06 DM/kWh).

- Flüssig-Wasserstoff, der in einem zentralen Großreformer aus Erdgas erzeugt wird (Erdgasdampfreformierung in zentraler Großanlage (100.000 Nm^3/h), Verflüssigung mit Strom in Anlagen der Dimension 40 t/d, Lkw-Verteilung).
- Flüssig-Wasserstoff, der durch Elektrolyse unter Nutzung regenerativer Energie erzeugt wird (Elektrolyse von Wasser, Strom aus Wind- und Sonnenenergie, Lkw-Verteilung).

Elektrische Energie

Als Vergleichsbasis für die stationären Anlagen zur Stromerzeugung, als Ausgangsgröße für die Bilanzierung von batteriebetriebenen Elektrofahrzeugen sowie für in anderen Pfaden anfallende elektrische Energie benötigende Hilfsprozesse wurde ein Strommix 2010 definiert. Zu Grunde gelegt wurden dabei folgende Annahmen:

- Braunkohle (Anteil an der Bruttostromerzeugung 28 %) stammt ausschließlich aus heimischer Förderung.
- Der Anteil der Steinkohle an der Bruttostromerzeugung wird mit 22,4 % angenommen. Die Herkunftsstruktur wird sich durch die auslaufenden Subventionen deutlich ändern. Für 2010 wird von einem Anteil heimischer Steinkohle von 20 % ausgegangen. Die Anteile der Importländer wurden aus Entwicklungen der vergangenen Jahre abgeschätzt.
- Erdgas wird seinen Anteil auf 10,3 % steigern. Für die Herkunft wurden die oben ausgeführten Annahmen übernommen.
- Ein "Ausstieg aus der Kernkraft" wurde nicht berücksichtigt, es wurde ein Kernenergieanteil in der Stromerzeugung von 30,6 % unterstellt.
- Der Anteil der regenerativen Energieträger, vor allem von Wind- und Wasserkraft, wird auf 6,4 % ansteigen.

Für die Umspann- und Leitungsverluste werden für das Hoch- bzw. Niederspannungsniveau Verluste von 2,5 bzw. 6,1 % angenommen.

IV. Brennstoffzellen für mobile Anwendungen

1. Weltweite Entwicklungsanstrengungen

Weltweit werden heute seitens der Automobilindustrie durch Entwicklungsarbeiten, Teststand- und Prototypentests sowie Verfahrens- und Systemanalysen Anstrengungen unternommen, um Energiewandlungssysteme für Antriebe des Straßenverkehrs zu verbessern. Dies geschieht nicht nur für Verbrennungsmotoren mit den "klassischen" Treibstoffen Benzin und Dieselkraftstoff, sondern auch für neue Antriebstechniken sowie unter Einbeziehung anderer Kraftstoffe. Die Ursachen dafür sind vielfältig:

- Die Automobilindustrie sorgt sich zunehmend um die **absatzhemmenden ökologischen Folgen des Straßenverkehrs**, wie sie vor allem in einigen Metropolen (nicht nur in den Industrieländern, sondern vor allem auch in Asien und Südamerika) schon deutlich zu beobachten sind.
- Seitens der Politik ist die **Reduktion von limitierten Emissionen und die von CO_2-Emissionen** (bzw. Kraftstoffverbräuchen) zu einem wichtigen Ziel erklärt worden. Hier sind einerseits Maßnahmen des Gesetzgebers zu nennen: In Kalifornien müssen infolge des im November 1998 angepassten Zero Emission Vehicle Mandate ab 2003 vier Prozent aller neu verkauften Personenwagen schadstofffrei sein. Zusätzlich werden sechs Prozent schadstofffreie Fahrzeuge vorgeschrieben, die jedoch auch über sogenannte Credits ausgewiesen werden können.[12] Auch die EU-Richtlinien EURO3 und EURO4 verlangen eine weitere Verringerung bestimmter Schadstoffemissionen. Des Weiteren kommen zunehmend Selbstverpflichtungen zum Tragen. So haben die Mitglieder des Dachverbands der europäischen Automobilhersteller (ACEA) zugesagt, den Treibstoffverbrauch von Neufahrzeugen bis 2008 so

12 Credits erhalten Super Low Emission Vehicles (SULEV) mit sehr niedrigen Schadstoffemissionen. Dazu zählen neben den SULEV-Standard einhaltenden benzinbetriebenen Fahrzeugen auch Hybridfahrzeuge, Fahrzeuge mit Erdgasantrieb oder Fahrzeuge mit Brennstoffzellenantrieb, wobei der Umfang der Credits je nach Treibstoff und Antriebsart unterschiedlich festgelegt ist. Bei einem - für Benzin-SULEV geltenden - Faktor 0,2 würde der Verkauf von fünf SULEV-Fahrzeugen wie der Verkauf von einem Null-Emissions-Fahrzeug (ZEV) gewertet.

weit zu senken, dass ein auf die Flotte bezogener mittlerer CO_2-Ausstoß von 140 g/km[13] nicht überschritten wird.

- **Einer weltweit stark anwachsenden Nachfrage nach Mobilität steht die Entwicklung gegenüber, dass immer weniger Rohölvorkommen erschlossen werden.** Durch die Begrenztheit der Ölvorkommen werden alternative Energieträger in einigen Jahrzehnten auch im Verkehrsbereich interessant und notwendig werden. Neue technische Optionen zur effizienten Nutzung alternativer Kraftstoffe könnten zu einer Reduktion der Abhängigkeit von der "verkehrswirtschaftlichen Monokultur Rohöl" beitragen.

Große **Anstrengungen zur Wirkungsgrad- und Emissionsverbesserung** von Fahrzeugen konzentrieren sich auf die konventionellen Fahrzeugantriebe mit Verbrennungskraftmaschinen und auf Benzin- oder Dieselkraftstoff als konventionelle Energieträger oder Biokraftstoffe als alternative Energieträger. Daneben entwickeln viele Automobilhersteller Fahrzeuge mit Elektromotoren und Batterien als Energiespeicher sowie Hybridantriebe mit Verbrennungs- und Elektromotor, aber auch Hybridantriebe mit Elektromotor, Brennstoffzelle und Batterie. Als neuartige Antriebe sind schließlich auch Elektromotoren mit Brennstoffzellen in den Blickpunkt der heutigen Entwicklung gerückt.

Brennstoffzellen für mobile Anwendungen werden derzeit hauptsächlich für den Antrieb von Straßenfahrzeugen (Pkw und Busse) diskutiert und entwickelt. Darüber hinaus sind weitere Ansätze - etwa Brennstoffzellen als leistungsfähige Energiequelle (Batterie-Ersatz) in Fahrzeugen mit herkömmlichem Verbrennungsmotor oder ihre Anwendung als Antriebssysteme bei elektrischen Bahnen oder bei Schiffen - vorgeschlagen und zum Teil auch weiter verfolgt worden.

2. Antriebskonzepte für Straßenfahrzeuge

2.1 Antriebstechniken

Dominierender Antrieb für Straßenfahrzeuge ist der **Hubkolbenmotor (Otto- und Dieselmotor)**. Jahrzehntelange Entwicklungsaktivitäten haben bereits zu weitgehenden Optimierungen des Konzeptes geführt, die in zahlreiche Innovationen (etwa Kraftstoff-Direkteinspritzung, Aufladung, abschaltbare Zylinder,

13 Dies entspricht etwa einem Verbrauch von 6 l/100 km bei Benzin und von 5,3 l/100 km bei Diesel-Pkw.

Magermotoren) und Motor-Varianten mündeten. Weitere Entwicklungen in diesem Bereich sind - neben der Verbesserung fahrdynamikrelevanter Eigenschaften wie Leistung, Drehmoment, Elastizität - wesentlich bestimmt durch neue Anforderungen bezüglich Emissionsminderung und Verbrauchsreduktion. Die weitere Reduktion der limitierten Emissionen ist durch europäische Richtlinien und weitere Vorschläge weitgehend vorgezeichnet.

Das Erreichen von Selbstverpflichtungszielen bei den Flottenverbräuchen sowie - damit verbunden - von Verbrauchszielen für Pkw der unteren Mittelklasse von 3 l/100 km (bei Diesel-Antrieb; für den Otto-Pkw werden etwa 4 l/100 km als erreichbar angenommen, womit die zurzeit bestehende Wirkungsgraddifferenz zwischen Diesel- und Ottomotoren fortgeschrieben wird) macht den Einsatz neuer Techniken erforderlich. Neben konsequentem Leichtbau kommen vor allem neue Antriebstechniken in Frage. Hierzu zählen neue Getriebe-, Einspritz- und Aufladetechniken sowie Motormanagementsysteme. Im Falle des Otto-Pkw kann als zumindest sehr wahrscheinlich gelten, dass der hier definierte Verbrauch nur mit direkteinspritzenden Motoren realisierbar ist. Mit diesem Motorkonzept sind spezielle Anforderungen an die Abgasreinigungstechnik und Kraftstoffqualität verbunden, die jedoch in einer Dekade lösbar sein sollten.

Auch andere Kraftstoffe als Benzin- und Dieselkraftstoff lassen sich in Hubkolbenmotoren nutzen:

Erdgas (unter Druck oder tiefkalt flüssig gespeichert) wird in Otto-Motoren eingesetzt. Die Fahrzeuge weisen geringere spezifische Schadstoffemissionen auf als Benzin- oder Dieselfahrzeuge, womit insbesondere im innerstädtischen Verkehr zu einer Verringerung der lokalen, verkehrsbedingten Emissionsbelastung beigetragen werden könnte. Die vergleichsweise aufwendige Speicherung des Kraftstoffs im Fahrzeug ist mit Mehrkosten für das Fahrzeug selbst verbunden, je nach Nutzung können diese Aufwendungen jedoch durch die geringeren Treibstoffkosten reduziert und ggf. mehr als aufgewogen werden. Ebenfalls nachteilig ist die gegenwärtig nur sehr grobmaschige Tankstellen-Infrastruktur. Insgesamt ist in Deutschland eine breite Marktakzeptanz von Erdgasfahrzeugen bislang nicht festzustellen.

Rapsölmethylester und **Dimethylether** können in geringfügig modifizierten Dieselmotoren eingesetzt werden. Bei RME-Nutzung müssen wegen dessen hoher Lösefähigkeit die verwendeten Dichtungen und Schläuche den gestellten Anforderungen gerecht werden (viele Hersteller haben dies bereits in die Serienfahrzeuge integriert). Vergleichbares gilt für DME, das zudem unter einem Überdruck von 5 bis 8 bar gehalten werden muss, damit es flüssig bleibt.

Auch **Wasserstoff** ist als Kraftstoff im Hubkolbenmotor einsetzbar. Anfangs erwies sich die Einhaltung der Grenzwerte für NO_X-Emissionen als schwierig, zudem war die für Wasserstoff typische Neigung zu unkontrollierten Gemischbildungen nur mit hohem technischen Aufwand zu beherrschen. Motor-Entwicklungen aus jüngerer Zeit vermeiden diese Probleme durch neue technische Lösungen (IMG 2000). BMW, die im Frühjahr 2000 den Beginn der Serienfertigung von Fahrzeugen mit Wasserstoff-Verbrennungsmotor bekannt gaben, bezeichnen ihr Antriebskonzept als "auch ohne Abgasnachbehandlung praktisch emissionsfrei". Die Speicherung von Wasserstoff im Fahrzeug ist - da sie unter Druck oder tiefkalt flüssig erfolgen muss - zwar technisch beherrscht, aber vergleichsweise aufwendig. Betankungseinrichungen sind entwickelt, allerdings existiert bislang faktisch keine Distributionsinfrastruktur.

Als Alternative zum Hubkolbenmotor werden seit geraumer Zeit **Elektro-Fahrzeuge** entwickelt. Bei diesen wird ein Elektromotor für den Fahrzeugantrieb genutzt, die elektrische Energie wird in Batterien gespeichert. Die Antriebstechnik ist technisch beherrscht, für heutige Nutzeranforderungen nicht ausreichend sind die Energiespeicher. Batterien sind in ihrer Leistungs- und Energiedichte beschränkt, zudem sind sie zu schwer und zu teuer. Erforderliche Gewichts- und Kosten-Beschränkungen gehen in der Regel zu Lasten der Reichweite. Neue Elektrizitätsspeicher (z.B. Ultracaps) könnten das Problem mildern, allerdings befinden sie sich noch in der Entwicklung.

Das Elektrofahrzeug arbeitet lokal emissionsfrei, kann also insbesondere in hoch belasteten Gebieten zu einer Verringerung der Emissionsbelastung beitragen. Bei einer Gesamtbilanz, die die Strombereitstellung einschließt, ist das Elektrofahrzeug allerdings nur dann besser als ein Fahrzeug mit Verbrennungsmotor, wenn die Stromerzeugung weitgehend emissionsfrei (im Idealfall: regenerativ) erfolgt. Unter Annahme des deutschen Kraftwerksmixes schneidet das Elektrofahrzeug schlechter ab als ein in den Nutzereigenschaften vergleichbares modernes konventionelles Fahrzeug.

In einem **Hybridfahrzeug** erfolgt eine Verbindung von zwei unterschiedlichen Antriebssystemen, d.h. mindestens zwei Energiewandlern und -speichern. Der Begriff Hybridantrieb umfasst prinzipiell eine Vielzahl von möglichen Varianten, von wenigen Ausnahmen abgesehen werden jedoch vorzugsweise elektrische Antriebe mit Verbrennungsmotoren kombiniert. Dadurch erhofft man sich, die Vorteile beider Antriebsarten nutzen und zugleich den Betrieb des Verbrennungsmotors im wirkungsgradungünstigen Teillastbereich - durch dessen Entkoppelung vom Fahrleistungsbedarf - vermeiden zu können. Aufgrund seiner höhe-

ren Komplexität ist der Hybridantrieb jedoch aufwendiger und teurer und unter heutigen Bedingungen noch nicht konkurrenzfähig (Wallentowitz et al. 1999).

Zu differenzieren sind zwei Grundstrukturen für Hybridantriebe mit unterschiedlichen Potenzialen und Problemen: parallele und serielle Konzepte.

Beim **parallelen Hybrid** sind Verbrennungsmotor und Elektromotor mechanisch mit den Antriebsrädern gekoppelt. Die beiden Antriebssysteme können sowohl jeweils einzeln als auch gleichzeitig zum Vortrieb des Fahrzeugs genutzt werden. Aufgrund der Leistungsaddition können beide Motoren relativ klein ausgelegt werden. Üblicherweise wird der elektrische Antriebszweig für den Stadtverkehr ausgelegt (begrenzter, emissionsfreier Fahrbetrieb), während der leistungsstärkere Verbrennungsmotor für Überlandverkehr und auf Autobahnen genutzt wird. Vorteilhaft beim parallelen Hybrid sind der vergleichsweise geringere Bauaufwand, teilweise weniger Gewicht und niedrigere Kosten sowie hohe Wirkungsgrade aufgrund der direkten mechanischen Ankopplung. Von Nachteil sind die geringen elektrischen Fahrleistungen und Reichweiten.

Kennzeichen **serieller Hybridantriebe** ist die "Reihenschaltung" der Energiewandler ohne mechanische Anbindung des Verbrennungsmotors an die Antriebsräder. Der Verbrennungsmotor treibt hierbei einen Generator an, der seinerseits den elektrischen Fahrantrieb sowie einen Speicher (in der Regel eine Batterie) mit Energie versorgt. Im Vergleich zum Elektrofahrzeug kann die Batterie kleiner dimensioniert werden und die Verfügbarkeit des Fahrzeugs durch die mögliche Nachladung während der Nutzung oder durch reinen Generatorbetrieb erhöht werden.

Serielle Hybridantriebe können Vorteile bei den Emissionen, jedoch weniger bei der Energieeinsparung erbringen. Durch die mechanische Entkopplung kann der Verbrennungsmotor mit einem zeitlich gemittelten Leistungsbedarf in der Dynamik eingeschränkt oder auf einer Kennlinie (im Extremfall nur noch in einem Betriebspunkt) günstigsten Kraftstoffverbrauchs bzw. niedrigster Emissionen betrieben werden. Insbesondere durch den Wegfall dynamischer Betriebsvorgänge können die Emissionen stark reduziert werden. Zudem ermöglicht der serielle Hybrid den Einsatz kontinuierlicher Verbrennungsverfahren (Gasturbine, Stirlingmotor). Nachteilig sind Wirkungsgradverluste infolge der doppelten Energiewandlung, eventuell noch verbunden mit Speicherverlusten.

Weitere diskutierte Antriebskonzepte wie Gasturbinen (mangelnde Wirtschaftlichkeit bei wechselnden Belastungen und Drehzahlen), Stirlingmotoren (aufwendige Wärmetauschertechnik, sehr teuer) oder Solarantriebe (geringe Wirkungsgrade der Solarzellen, diskontinuierliche Energiebereitstellung) werden im betrachteten Zeitraum bis 2010 keine wesentliche Rolle spielen.

2.2 Brennstoffzellen-Fahrzeuge

Bei einem **Brennstoffzellen-Antrieb** handelt es sich - entgegen verbreiteter ungenauer Begrifflichkeiten - nicht um einen neuen Motor. Ein Brennstoffzellen-Fahrzeug ist mit einem Elektromotor getriebenen Fahrzeug (Elektrofahrzeug) vergleichbar, bei dem die Batterie durch eine neue Form der Stromerzeugung - das Brennstoffzellensystem - ersetzt worden ist. Energielieferant für das Stromerzeugungs-System ist ein in einem Tank mitgeführter wasserstoffhaltiger Kraftstoff; dieser kann gasförmig oder flüssig, kohlenstofffrei (reiner Wasserstoff) oder kohlenstoffhaltig (Kohlenwasserstoff oder Alkohol) sein. Für die Funktion des Systems werden neben dem Brennstoffzellenstapel eine Reihe weiterer Hilfskomponenten (etwa Verdichter, Befeuchter, Kühlung, je nach eingesetztem Kraftstoff evtl. auch Reformer) benötigt, die ihrerseits ebenfalls Energie verbrauchen. In einigen Konzepten erfolgt zudem der Einsatz eines zusätzlichen elektrischen Energiespeichers, um Auslegungsparameter für das Brennstoffzellensystem günstiger gestalten zu können. Eine Beschreibung der grundlegenden Funktionsweise von Brennstoffzellen enthält Kapitel II.

Gegenwärtig werden für Fahrzeug-Antriebe nahezu ausschließlich Konzepte mit PEMFC verfolgt. PEMFC erfordern reinen Wasserstoff oder ein wasserstoffreiches, weitgehend von Kohlenmonoxid befreites Gas als Treibstoff, als Oxidant kann Luft verwendet werden.

Da Wasserstoff an Bord von Fahrzeugen gegenwärtig nur mit hohem Aufwand (große Masse, hohe Kosten) gespeichert werden kann und derzeit auch keine verkehrsbezogene Distributionsinfrastruktur existiert, wird alternativ die Betankung von Fahrzeugen mit flüssigen Kraftstoffen (Alkoholen (v.a. Methanol) oder Kohlenwasserstoffen (Benzin neuer Qualität, synthetische Kraftstoffe) in Betracht gezogen. Dafür muss allerdings deren - technisch aufwendige und mit Verlusten behaftete - Umwandlung zu Wasserstoff (Reformierung) an Bord der Fahrzeuge in Kauf genommen werden. Um dies vermeiden zu können, wird zudem auch der Direktmethanol-Brennstoffzelle, einer Variante der PEMFC, in der Methanol direkt genutzt werden kann, gearbeitet. Tabelle 9 fasst die wichtigsten heute verfolgten Konzepte zusammen.

Tab. 9: Übersicht der verschiedenen Konzepte für den Fahrzeugantrieb mit Brennstoffzellen

Brennstoffzelle	*Brennstoff*	*Status Brennstoffzelle*	*Status On-board-Reformer*	*Kraftstoffspeicherung an Bord*	*Distributionsinfrastruktur*
PEMFC	gasförmiger Wasserstoff	in Entwicklung	nicht notwendig	aufwendig	Neubau notw. aufwendig
	flüssiger Wasserstoff	in Entwicklung	nicht notwendig	sehr aufwendig	Neubau notw. sehr aufwendig
	Methanol	in Entwicklung	aufwendig, in Entwicklung	einfach	Umrüstung wenig aufwendig
	Kohlenwasserstoffe (Benzin)	in Entwicklung	sehr aufwendig, Forschung	einfach	existiert
DMFC	Methanol	Forschung	nicht notwendig	einfach	Umrüstung wenig aufwendig

Fahrzeugantriebe mit Brennstoffzellen bieten - sollten sie sich tatsächlich in voll funktionsfähige und alltagstaugliche Systeme überführen lassen - im Vergleich zu Verbrennungskraftmaschinen aus heutiger Sicht einige grundsätzliche Vorteile:

- Sie verfügen über einen hohen elektrischen Wirkungsgrad besonders im Teillastbereich. Dies kann vor allem bei Fahrzyklen mit einem hohen Teillastanteil zu einem **höheren Gesamtwirkungsgrad** mit resultierendem **Verbrauchsvorteil** führen.
- Beim Fahrzeugbetrieb werden bei der Nutzung von Wasserstoff als Brennstoff **keine**, bei der Nutzung von Methanol (MeOH) oder anderen Kohlenwasserstoffen - verglichen mit Verbrennungsmotoren - **nur geringe Emissionen** freigesetzt.
- Je nach eingesetztem Treibstoff und Brennstoffzellen-Konzept existieren **mögliche Vorteile in der Bilanz der Treibhausgase** sowie **bei weiteren ökologisch relevanten Parametern**.
- Der weitgehende Wegfall bewegter Teile im Antrieb führt zu **mechanischer Einfachheit**, Vibrations- und Geräuscharmut, **geringerem Wartungs-**

aufwand (und zum Verzicht auf Motorenöl). Je nach Systemkonzept könnte dies jedoch durch Mehraufwendungen - vor allem für die Peripherie des Brennstoffzellensystems - aufgewogen werden.

- Das Konzept ermöglicht eine **leistungsstarke Bordenergieversorgung**.
- Brennstoffzellen gestatten einen **modularen Aufbau des Systems** bezüglich der Leistungsgröße.
- Die Verfügbarkeit einer leistungsfähigen Spannungsquelle an Bord gestattet die **Optimierung bestehender und die Einführung neuer Fahrzeugkomponenten** (z.B. elektrische Servolenkung und Klimaanlage, aktive Federung, beheizbare Frontscheibe, IuK-Komponenten).
- Die Brennstoffzellentechnik erlaubt den Entwicklern, Designern und Package-Experten - aufgrund des Wegfalls des für Verbrennungs-Antriebe charakteristischen Motor-Getriebe-Blocks - für die Zukunft einen **weitaus größeren Gestaltungsspielraum beim Fahrzeugentwurf**. Die einzelnen Module des Brennstoffzellensystems, wie Reformer, Stack sowie Regeltechnik, Kompressor und Tank könnten z.B. flach im Fahrzeugboden oder kompakt im Frontbereich eingebaut werden. Der eigentliche Antrieb könnte durch jeweils an den Rädern untergebrachte Elektromotoren erfolgen. Sollte der in der Elektronik übliche Trend zur Miniaturisierung auch hier umgesetzt werden, wären sehr kompakte Aggregate möglich.
- Da die potenziellen Brennstoffzellen-Kraftstoffe Wasserstoff und Methanol aus verschiedenen Primärenergieträgern herstellbar sind, wird eine **regionale Differenzierung und Diversifizierung von Energieträgern für den Verkehr** ermöglicht.

Weltweite Studien zur Bewertung von Brennstoffzellen-Antrieben zeigen schließlich, dass sie das **Potenzial** haben, im spezifischen Kraftstoffverbrauch sogar bei insgesamt höheren Antriebs- und damit Testgewichten **auch das niedrige Kraftstoffverbrauchsniveau zukünftiger Pkw mit Dieselmotoren zu erreichen oder sogar zu unterbieten**.

2.3 Akteure und Aktivitäten

Brennstoffzellen für den Antrieb von Straßenfahrzeugen sind eine technische Option, die inzwischen seit etwa einem Jahrzehnt intensiver verfolgt wird. Weltweit arbeiten mittlerweile mehr als 60 Firmen an Entwicklungen in diesem Bereich, darunter sieben der zehn umsatzstärksten Automobil-Unternehmen. Die Arbeiten an der Brennstoffzelle für Fahrzeugantriebe sind dabei längst

nicht mehr allein durch Technologie- und Umweltaspekte motiviert. Sie werden von der Industrie - und zunehmend auch von Regierungen und anderen forschungsfördernden Institutionen - als ein Wettbewerbsfaktor verstanden, der über wirtschaftlichen Erfolg, moderne Arbeitsplätze und die Mobilität der Zukunft entscheidet. Als Indiz mögen die finanziellen Engagements der Industrie dienen: Allein die vier größten japanischen Automobilkonzerne haben im Jahr 1999 rund 1,6 Mrd. DM eigene Mittel in die Entwicklungsarbeiten für mobile Brennstoffzellen investiert (Panik 1999).

Insbesondere bei Personenkraftwagen und Bussen sind rege Entwicklungsaktivitäten zu verzeichnen. Mehrere Hersteller von Personenkraftwagen haben den Beginn der Serienfertigung bzw. den Verkaufsstart für Personenkraftwagen mit Brennstoffzellenantrieb für 2003 bzw. 2004 angekündigt.

In Deutschland ist an erster Stelle **DaimlerChrysler** zu nennen. Seit 1994 hat man bereits fünf Elektrofahrzeuge mit Brennstoffzellenantrieb vorgestellt. Bei NECAR 1 (New Electric Car) benötigten mehr als 800 Kilogramm Brennstoffzellensystem noch den gesamten Platz im Laderaum des Mercedes-Transporters. Zwei Jahre später war das Brennstoffzellensystem soweit miniaturisiert, dass in einem Fahrzeug der Mercedes-Benz-V-Klasse (NECAR 2) der Fahrgastraum bereits uneingeschränkt zur Verfügung stand. Mitte 1997 wurde mit dem NEBUS (New Electric Bus) ein Brennstoffzellenbus vorgestellt, der mit einer einzigen Wasserstoff-Tankfüllung eine Reichweite von 250 Kilometern aufwies und so leicht das für einen Linienbus übliche Tagespensum von 140 bis 170 Kilometern erreichte. Im September 1997 hatte NECAR 3, ein Erprobungsfahrzeug auf Basis der A-Klasse, seine öffentliche Premiere. NECAR 3 wird mit Methanol betankt und erzeugt den benötigten Wasserstoff an Bord mittels eines Reformers. Mit einer Tankfüllung von 38 Litern hat NECAR 3 eine Reichweite von rund 400 Kilometern. Der im März 1999 präsentierte NECAR 4 - ebenfalls auf Basis der A-Klasse gefertigt - nutzt verflüssigten Wasserstoff als Treibstoff. Das Fahrzeug ist bis zu 145 km/h schnell, hat eine Reichweite von bis zu 450 Kilometern und bietet für fünf Personen mit Gepäck ausreichend Platz. Es erfüllt die zukünftigen Vorschriften für Null-Emissions-Fahrzeuge im US-Bundesstaat Kalifornien. DaimlerChrysler will bis 2004, dem geplanten Jahr der Serienreife seines ersten Pkw, mehr als 1,4 Mrd. Dollar in die Entwicklung der Brennstoffzellentechnologie investieren (Süddeutsche Zeitung, 18.09.99). Als Einstieg in den Markt will man in den kommenden drei Jahren 20 bis 30 Brennstoffzellen-Stadtbusse in Europa und Übersee verkaufen und zum Einsatz bringen. Die Auslieferung der ersten, 1,25 Mio. EUR teuren Fahrzeuge ist für Ende 2002 vorgesehen.

GM/Opel - der weltweit größte Automobilhersteller - arbeitet in einer strategischen Allianz gemeinsam mit **Toyota**, zudem existiert eine treibstoffseitige Kooperation mit Exxon/Esso. Opel präsentierte 1999 einen fahrbaren Versuchsträger auf der Basis des Minivans Zafira, bei dem Methanol als Treibstoff Verwendung fand. Anfang 2000 wurde - ebenfalls auf Zafira-Basis - das Erprobungsfahrzeug HydroGen1 vorgestellt, dessen Flüssigwasserstoff-Brennstoffzellen-Antrieb mit einem Tankinhalt von 75 Litern einen Aktionsradius von 400 Kilometern und eine Höchstgeschwindigkeit von 140 km/h erlaubt. Man will bis 2004 ein Brennstoffzellenauto der Kompaktklasse zur Marktreife entwickeln, dessen Fahrleistungen und Raumangebot das Niveau vergleichbarer Pkw mit Verbrennungsmotor erreichen sollen. Das Fahrzeug wird nach Vorstellungen des Unternehmens "rentabel ab 50.000 Einheiten pro Jahr". Der Preis soll dem eines vergleichbaren Modells mit Dieselmotor und Automatik entsprechen. GM/Opel erwartet "zehn Prozent Verkaufsanteil im Jahr 2010, 25 % im Jahr 2025".

Ford präsentierte ebenfalls 1999 seinen Prototypen P2000, ein Mittelklassefahrzeug mit wasserstoffbetriebener Brennstoffzelle. Laut Ford erwies sich in Untersuchungen Wasserstoff bei Sicherheitsfragen vorteilhaft gegenüber anderen Kraftstoffen wie Benzin, LPG oder Erdgas. Die im P2000 eingesetzte PEM-Zelle stammt - wie auch die Brennstoffzellen in den DaimlerChrysler-Fahrzeugen - vom kanadischen Hersteller Ballard. Ford ist an der Xcellsis GmbH (vormals dbb Fuell Cell Engines GmbH) - einer gemeinsamen Tochter von DaimlerChrysler, Ballard Power Systems und Ford Motor Company - beteiligt. Ende 2000 wurde der mit Druckwasserstoff betriebene Ford Focus FCV vorgestellt.

MAN entwickelt seit 1996 in Zusammenarbeit mit Siemens und Linde einen Wasserstoffbus (auf Druckgasbasis) mit Brennstoffzellenantrieb. Grundlage ist ein Niederflurbus, wie er im innerstädtischen Linienbetrieb eingesetzt wird. Der erste Prototyp hatte im Mai seine Premiere und wird seit Ende Oktober 2000 in Nürnberg im Linienbetrieb eingesetzt. Ende 2000 soll - ebenfalls auf Basis eines Busses von MAN, jedoch mit einem Brennstoffzellen-System von Air Liquide, das PEM-Zellen von Nuvera (De Nora) nutzt - der erste Brennstoffzellenbus der Welt im regulären Liniendienst, der mit flüssigem Wasserstoff betankt wird, in Berlin bei den Berliner Verkehrs-Betrieben (BVG) fahren.

Honda hat die Arbeiten an der Entwicklung von Batterieautos eingestellt und richtet seine Entwicklungsanstrengungen jetzt auf Brennstoffzellen, weil Batterieelektrofahrzeuge für ihre Kosten nicht genug kommerzielle Zukunft hätten. Honda Motor Co. hat angekündigt, 50 bis 60 Mrd. Yen (400 bis 480 Mio.

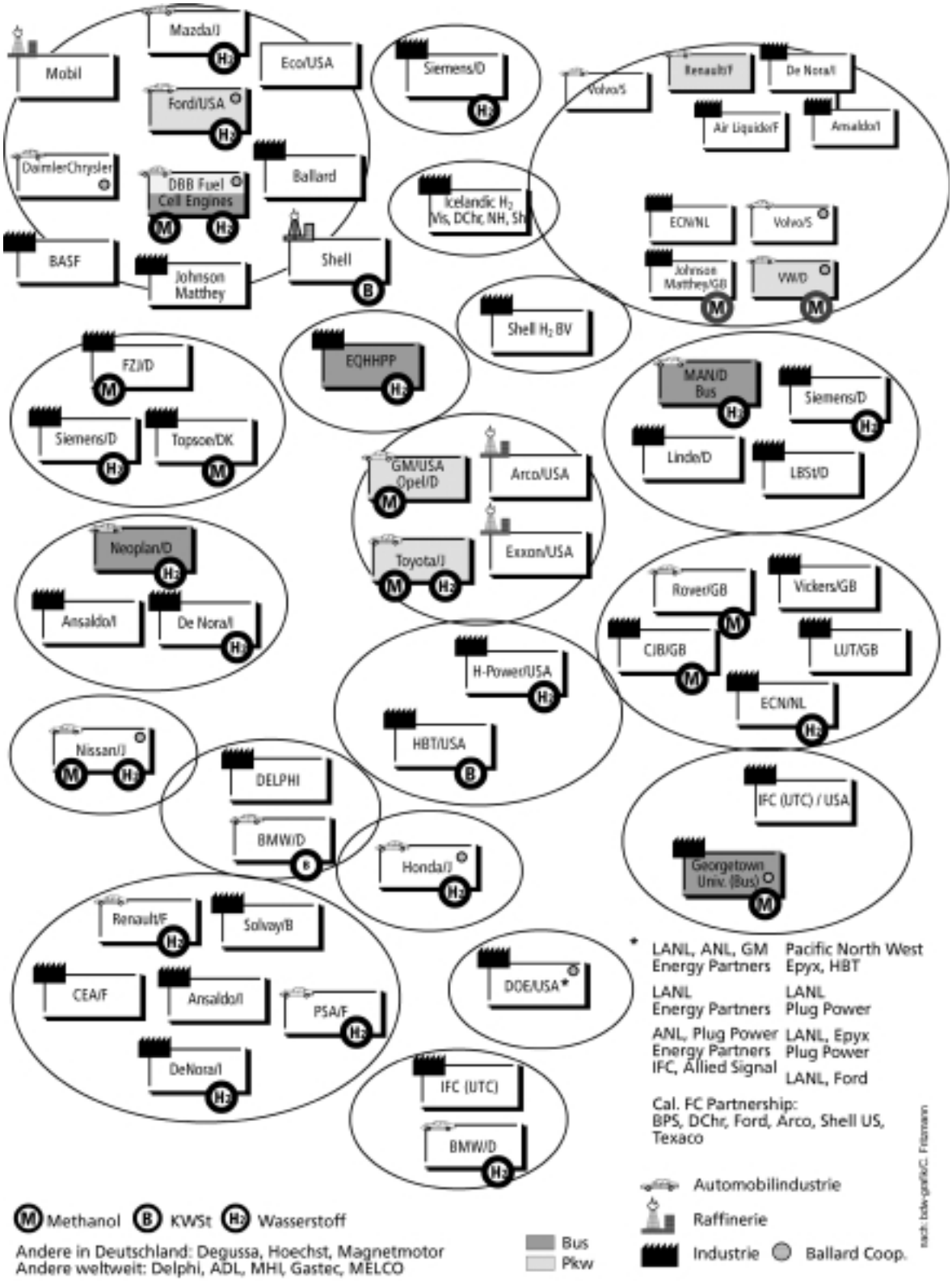
Euro) für die Markteinführung von Brennstoffzellen-Autos im Jahr 2003 ausgeben zu wollen. Erste Prototypen (als Honda FCX bezeichnet) wurden 2000 vorgestellt.

Weltweit lassen Projekte zu Brennstoffzellen-Antrieben - insbesondere in Europa (CH, D, F, I, NL, S), Japan und den USA - erkennen, dass der Entwicklungsstand der Lösungsansätze mit verschiedenen Brennstoffzellen-Systemen und Energieträgern für Fahrzeugantriebe sehr unterschiedlich ausfällt (FCTAP 1998; FVV 1998).

Der weltweite Fortschritt bei mit Wasserstoff betriebenen PEMFC wird in Form der bereits entwickelten Antriebssysteme und Prototypen (für die PEMFC u.a. Ballard, für Pkw und Busse u.a. DaimlerChrysler, Renault, Ford, Toyota, Neoplan, MAN mit verschiedenen Partnern) mit Wasserstoffdruckgasspeicher oder Flüssigwasserstoffspeicher deutlich; gleichzeitig wird eine Diskussion über die Bereitstellung von Wasserstoff geführt. Für die Energieumwandlungskette mit Methanol im Tank, einer bordeigenen Wasserstofferzeugung mittels Reformierung, PEMFC und Elektroantrieb gibt es ebenfalls weltweit zahlreiche Projekte sowie Konzepte (Pkw u.a. von DaimlerChrysler, Opel/GM, Toyota, Nissan, Volkswagen und einen Bus der Georgetown Universität). In Entwicklungsprojekten wird auch an der direkten elektrochemischen Umsetzung von Methanol im Brennstoffzellensystem gearbeitet (DMFC). Für diese neue Kraftstoffe nutzenden Antriebe wären die Einführung einer neuen Infrastruktur für die Kraftstoffversorgung sowie entsprechend aufzubauende Produktionskapazitäten erforderlich. In neueren Überlegungen wird ein Lösungsansatz diskutiert und erarbeitet, an Bord des Fahrzeugs aus Benzin ein wasserstoffreiches Brenngas für eine PEFC zu erzeugen. Diese Variante von möglichen Brennstoffzellenantrieben wird in der Literatur bisher nur in Form von Verfahrensanalysen oder ersten Benzinreformer-Ergebnissen dargestellt (Bentley et al. 1997; Espino/Robbins 1997; Menzer/Höhlein 1997; Menzer et al. 1998; Mitchell 1997), ein Prototypantrieb für Fahrzeuge wurde noch nicht vorgestellt. Für solche Fahrzeuge könnte man auf die bestehende Versorgungs-Infrastruktur zurückgreifen. Berücksichtigt werden muss aber, dass für das Gaserzeugungssystem die Kraftstoffqualität von hoher Bedeutung ist und deshalb neue Kohlenwasserstoffspezifikationen und möglicherweise entsprechend neue Herstellungsverfahren erforderlich werden könnten.

Die angesprochenen Projekt- und Entwicklungsarbeiten sind weltweit zahlreich, eine aktuelle Auflistung aller Aktivitäten hierzu ist eher schwierig. Deshalb wurden in der Abbildung 9 in einer Übersicht die Akteure in nicht näher charakterisierten Kooperationen dargestellt.

Abb. 9: Brennstoffzellensysteme für Kraftfahrzeuge: weltweite Aktivitäten



Quelle: FZJ 1999 (nach bdw-Grafik/C. Fritzmann); Stand Mitte 1999

In mehreren Ländern werden - neben der unmittelbaren Forschungsförderung - auch Praxistests von neuen Fahrzeugen und von Kraftstoffversorgungstechniken mit staatlicher Unterstützung durchgeführt:

- In Deutschland arbeiten die Fahrzeughersteller BMW, DaimlerChrysler, MAN und Volkswagen zusammen mit den Energieunternehmen ARAL, Deutsche Shell und RWE - unter Begleitung durch die Bundesregierung - in der Initiative "Verkehrswirtschaftliche Energiestrategie (VES)". Diese hat das Ziel, für ein oder maximal zwei Kraftstoffe eine gemeinsam getragene Strategie zum Aufbau einer flächendeckenden Energieinfrastruktur für das Verkehrswesen zu erarbeiten und umzusetzen. Entsprechend dem im Januar 2000 durch die eingesetzte Task Force vorgelegten Zwischenbericht sind aus zehn untersuchten Kraftstoffen drei (Erdgas, Methanol, Wasserstoff) vorausgewählt worden. Nachdem durch das Steering Committee der Auftrag erteilt wurde, sich möglichst auf den zukunftsfähigsten Kraftstoff zu konzentrieren und dafür eine überzeugende Strategie zu erarbeiten, wird gegenwärtig geprüft, ob und unter welchen Voraussetzungen der Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur unter Verwendung überwiegend regenerativer Energieträger technisch und wirtschaftlich möglich ist.
- Weltweiter Vorreiter bei den Anstrengungen zur Regulierung und der Vermeidung von Schadstoffemissionen sind die USA besonders mit ihrer (kalifornischen) Umweltgesetzgebung und - unter dem Dach der "Partnership for a New Generation of Vehicles" (PNGV) - der (nationalen) konzertierten Aktion zur Entwicklung eines neuartigen preiswerten, verbrauchs- und umweltfreundlichen Fahrzeugs der Mittelklasse mit einem angestrebten Kraftstoffverbrauch von 3 l/100 km und äußerst geringen Schadstoffemissionen (Supercar).
- Die "California Fuel Cell Partnership", vom California Air Resources Board (CARB) und der California Energy Commission, dem Brennstoffzellenhersteller Ballard Power Systems, den Automobilunternehmen Ford Motor Company und DaimlerChrysler sowie den Energielieferanten ARCO, Shell und Texaco gegründet und zwischenzeitlich um das U.S: Department of Transportation, den Brennstoffzellenhersteller IFC sowie die Automobilunternehmen Volkswagen, Honda, Nissan und Hyundai erweitert, will die automobile Anwendung der Brennstoffzellentechnologie testen. Sie hat sich vorgenommen, zwischen 2000 und 2003 insgesamt rund 50 Brennstoffzellenfahrzeuge - 30 Pkw und 20 Busse - zunächst von den Herstellern selbst, danach in "ausgesuchten Betrieben" zu erproben. DaimlerChrysler und Ford

planen bis 2003 jeweils 15 Brennstoffzellenautos zu dem Projekt beizusteuern. Um die rund 20 Brennstoffzellenbusse zu testen, werden die Partner mit kalifornischen Verkehrsbetrieben zusammenarbeiten. Ballard wird die Brennstoffzellen zu den Fahrzeugen liefern.

- In Japan wird durch das Ministerium für internationalen Handel und Industrie (MITI) u.a. die gemeinsame Brennstoffzellen-Initiative von DaimlerChrysler Japan Holding Ltd, Mazda und Nippon Mitsubishi Oil Co. gefördert. Beide Automobilfirmen steuern zu den Testläufen in Yokohama im Großraum Tokio je ein Fahrzeug bei, der größte japanische Energielieferant Nippon Mitsubishi Oil wird den Kraftstoff bereitstellen.

3. Ökologische Bewertung von Brennstoffzellen-Antrieben für Personen-Kraftwagen

3.1 Vorgehensweise

Gegenstand nachfolgender Darlegungen ist eine umfassende Bestandsaufnahme der Umweltwirkungen, die mit dem Einsatz von Brennstoffzellen in Kraftfahrzeugen im Vergleich zu konventionellen Antriebstechniken verbunden sind. Den Schwerpunkt bilden Pkw; Lkw und Busse werden halbquantitativ in einem Exkurs behandelt. Als Bezugsjahr wird das Jahr 2010 angesetzt, um wahrscheinliche Entwicklungsfortschritte und absehbare Änderungen der Umweltqualität berücksichtigen zu können.

Die Erfassung und Bewertung der Umweltwirkungen der untersuchten Konzepte erfolgt methodisch in enger Anlehnung an das Instrumentarium der Ökobilanz (Kap. III.1).

Antriebsoptionen

Vergleichend untersucht werden die **Umweltwirkungen des Betriebes von nutzwert-gleichen Pkw der unteren Mittelklasse** mit verschiedenen Antriebssystemen und Energieträgern in drei verschiedenen Nutzungsmustern. Diese Festlegung reflektiert den jetzigen und wahrscheinlich auch zukünftig hohen Anteil dieser Fahrzeuge an der Gesamtfahrleistung aller Pkw und den damit verbundenen Umweltauswirkungen. **Insgesamt wurden 23 Optionen** (Kombinationen von sechs verschiedenen Antriebskonzepten mit neun verschiedenen

Kraftstoffen, letztere z.T. weiter differenziert nach unterschiedlichen Herstellungswegen und Speicherformen) **betrachtet** (Tab. 10).

Tab. 10: Übersicht über die untersuchten Optionen für Pkw nach Antriebskonzept und eingesetztem Energieträger

Energieträger	*Verbrennungsmotor*		*Brennstoffzelle*		*Hybrid*	*Batterie-Elektrofz.*
	Otto	*Diesel*	*PEMFC*	*DMFC*		
Benzin	X		X			
Dieselkraftstoff		X			X	
Erdgas (Druckgas)	X					
Erdgas (Flüssiggas)	X					
Wasserstoff (Druck-H_2 aus Erdgas, zentraler Großreformer)	X		X			
Wasserstoff (Druck-H_2 aus Erdgas, dezentraler Kleinreformer)	X		X			
Wasserstoff (Flüssig-H_2 aus Erdgas, zentraler Großreformer)	X		X			
Wasserstoff (Flüssig-H_2 aus regenerativem Strom)	X		X			
Dimethylether aus Erdgas		X	X			
Rapsölmethylester		X				
Methanol aus Erdgas			X	X		
Biomethanol			X	X		
Bioethanol			X			
elektrische Energie						X

X = untersuchte Option

Fahrzeugspezifikationen und Nutzungsmuster

Bilanziert wird die Pkw-Nutzung, d.h. der **eigentliche Fahrbetrieb** und die **Bereitstellung der dabei verbrauchten Endenergieträger ("from well to wheel"**). Nicht betrachtet werden weitere Betriebsstoffe der Nutzungsphase.

Die Umweltwirkungen des Betriebes von nutzwertgleichen Pkw hängen stark von den Fahrzeugspezifikationen und der Nutzungsweise ab. Deshalb wurden die entsprechenden Parameter sorgfältig, d.h. realistisch hinsichtlich technischer Möglichkeiten und angemessen hinsichtlich der Einsatzbedingungen bzw. Nutzungsweisen, gewählt.

Die **Fahrzeug-Definition** besteht damit im Wesentlichen aus der Festlegung von Werten für allgemeine und konzept-spezifische Fahrzeugparameter für gleiche Nutzungsweisen und gleichen Nutzwert und der Berechnung des Energieverbrauchs daraus. Die Daten sind in den Anhängen 3 und 4 dokumentiert. Es wurden vergleichsweise optimistische Werte angesetzt, d.h. die höchsten Wirkungsgrade und die niedrigsten spezifischen Massen, die für die einzelnen Konzepte derzeit als erreichbar diskutiert werden.

Entsprechend der Wahl einer typischen Pkw-Klasse als Untersuchungsgegenstand soll auch das gewählte **Fahrmuster** möglichst repräsentativ sein. Es wird durch die nutzungstägliche Fahrleistung auf Innerorts- und Außerortsstraßen sowie Autobahnen, die Anzahl täglicher Kaltstarts und Heißabstell-Vorgänge sowie Nutzungstage pro Woche definiert. Als Basis-Nutzungsmuster wird hier "Durchschnitt" gewählt, definiert durch die Durchschnittsdaten für den gesamten Pkw-Verkehr in Deutschland nach (ifeu 1999); lediglich die Festlegung der wöchentlichen Nutzungstage erfolgt separat. Um insbesondere den Einfluss von Kaltstart-Effekten und Stillstandsverlusten zu erfassen, wurden außerdem zwei weitere Nutzungsmuster ("Innerorts-Wenigfahrer" und "Ballungsraum-Vielfahrer") untersucht. Für alle drei betrachteten Nutzungsmuster erwies sich - bis auf wenige Ausnahmen - dass die relativen Änderungen bezogen auf das Referenzfahrzeug (Pkw mit benzinbetriebenem Otto-Motor) qualitativ sehr ähnlich sind. Darum wurde hier auf eine detaillierte Darstellung aller Nutzungsmuster weitgehend verzichtet, referierte Werte beziehen sich - wenn nicht ausdrücklich anders angegeben - auf das Nutzungsmuster "Durchschnitt".

Die Verbrauchsberechnung erfolgte durch Verknüpfung der Fahrzeugparameter mit Geschwindigkeits- und Beschleunigungswerten des EU-Fahrzyklus zur Typzulassung NEFZ bzw. seiner Teile ECE und EUDC und eines einfachen, von FZJ und ifeu definierten "Zyklus 130" zur ansatzweisen Beschreibung der

Autobahnfahrt. Abhängig vom Antriebskonzept schließt sich eine Korrektur des ECE-Verbrauchs (Standard: Kaltstart) auf Warmstart an.

Exkurs: Anmerkungen zur Datenqualität

Grundsätzlich ist die Abschätzung umweltrelevanter Daten **für zukünftige Pkw mit erheblichen Unsicherheiten verbunden**. Dabei bestehen folgende Qualitätsunterschiede:

- Die Daten für Otto- und Diesel-Pkw sind belastbarer als die für gasbetriebene Pkw mit Verbrennungsmotoren und für Hybridfahrzeuge sowie für Brennstoffzellen-Pkw.
- Die Daten für H_2-FC- und MeOH-FC-Pkw mit Reformer sind belastbarer als die für die übrigen Brennstoffzellen-Konzepte.
- Energieverbrauchsdaten und Faktoren für verbrauchsabhängige Emissionen sind belastbarer als Faktoren für verbrauchsunabhängige Emissionen.
- Faktoren für limitierte Emissionen sind belastbarer als Faktoren für nicht limitierte Emissionen.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die belastbarsten Daten die zu Kraftstoffverbrauch und verbrauchsabhängigen Emissionen von Otto- und Diesel-Pkw, die am wenigsten belastbaren die zu nicht limitierten Emissionen von Pkw mit alternativen Antriebskonzepten und Energien sind. Relativ gut belastbar sind Daten zum Verbrauch von Pkw mit alternativen Antriebskonzepten und Energien und zu den limitierten Emissionen konventioneller Pkw.

Ähnliche Relationen der Datenqualität wie für den Fahrzeugbetrieb können für die Bereitstellung der Energieträger aufgestellt werden. Für etablierte Energieträger (insbesondere Otto- und Dieselkraftstoff) liegen Daten aus zum großen Teil sehr umfangreichen statistischen Erhebungen vor. Für alternative (CNG, LNG, CGH_2, LH_2, Methanol, Bioenergieträger) sind im Wesentlichen nur Daten für einzelne (Pilot)Anlagen verfügbar; zum Teil müssen Abschätzungen wie bei der Beschreibung der Nutzungsphase vorgenommen werden.

Insgesamt schätzen wir die **Qualität der Ausgangsdaten** so ein, dass **Differenzen** zwischen den Ergebnissen der einzelnen Optionen auf der Wirkungsebene **von weniger als 5 % als nicht signifikant** betrachtet werden sollten.

Exkurs: Analyse der Brennstoffzellen-Fahrzeuge

Bei einer vom Forschungszentrum Jülich durchgeführten Analyse (FZJ 1999) von Verfahrenskonzepten und Kraftstoffen liegt das **Wirkungsgradpotenzial der Brennstoffzellensysteme in allen Fällen über den Wirkungsgraden der in der Automobiltechnik heute verwendeten Verbrennungskraftmaschinen**. In verfahrenstechnischen Analysen - ohne Auslegung von Komponenten - zeigte sich, dass in jedem Fall das Wasserstoff-betriebene Brennstoffzellensystem (ohne separate Wasserstofferzeugung im Fahrzeug) das höchste Wirkungsgradniveau - mit deutlichem Abstand vor den Alkohol- und Benzin-betriebenen Systemen - erreichen kann. Allerdings weisen die diskutierten Systeme in der praktischen Erprobung in Labors und in Fahrzeug-Prototypen sehr unterschiedliche Entwicklungsstände auf.

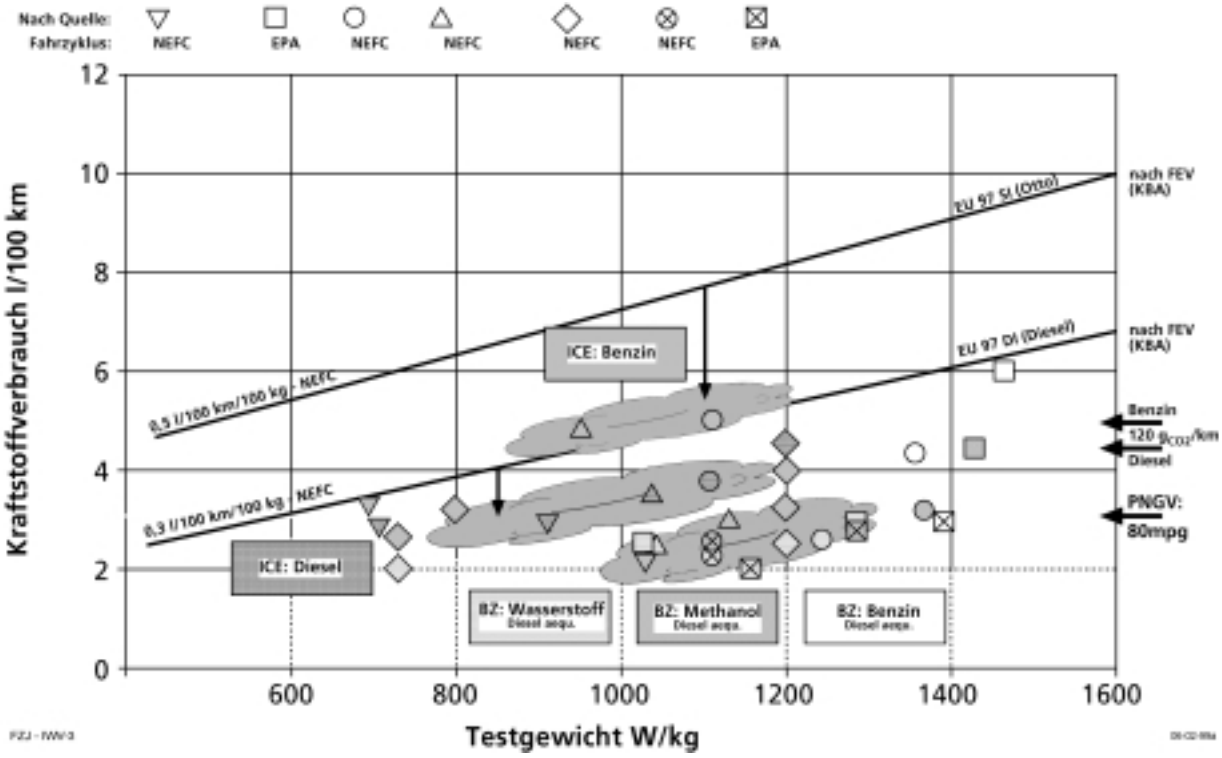
Nur für zwei weit fortgeschrittene Brennstoffzellen-Antriebssysteme - mit Wasserstoff bzw. Methanol im Tank - wurden Antriebsauslegungen vorgenommen. Dabei wurden für die meisten Antriebseinheiten Betriebskennfelder herangezogen und diese entsprechend der Gesamtauslegung des Antriebs in der Simulation des Neuen Europäischen Fahrzyklus (NEFZ) durchfahren. Hierbei wurde deutlich, dass

- der Energiebedarf am Rad eines Pkw zunächst nicht vom Antrieb abhängt, es sei denn, die zu vergleichenden Antriebe unterscheiden sich im Gewicht;
- die Auslegung der Brennstoffzellen für den Nennlastbetrieb deutlich das Antriebsgewicht, den Edelmetallbedarf und insbesondere das Wirkungsgradverhalten im Fahrzyklus bestimmt;
- Brennstoffzellen bei sehr kleinen Lasten (kleiner 10 % und Stillstand) zwar einen gegenüber Verbrennungskraftmaschinen höheren Wirkungsgrad haben, dieser aber für das Brennstoffzellensystem durch die Nebenaggregate deutlich reduziert wird (was aber vom Prinzip her für alle mit parasitären Leistungen belasteten Antriebssysteme gilt);
- ein anzunehmendes unzureichendes Dynamikverhalten, insbesondere bei mit Methanol betriebenen Antrieben, und die Möglichkeit von regenerativem Bremsen mit Speichersystemen bewältigt werden müssen;
- Kaltstartverhalten, Stillstandsverluste und Tieftemperaturverhalten heute nicht, unzureichend oder nur vereinfacht beschrieben und simuliert werden können.

Mit Bezug auf eine Kraftstoffbedarfsbewertung im europäischen Fahrzyklus hat der mit getanktem Wasserstoff betriebene Brennstoffzellen-Pkw das Poten-

zial einer 3 l Benzinäquivalenz pro 100 km bei mit konventionell betriebenem Pkw vergleichbarer Performance (max. Geschwindigkeit, Beschleunigung, Raumangebot). Der Methanol-betriebene Pkw liegt im Potenzialbereich 4 bis 5 l Benzinäquivalenz pro 100 km, wobei insbesondere dem Antriebsgewicht eine verbrauchsbestimmende Rolle zukommt. Ein nur in der Verfahrensanalyse untersuchter Benzin betriebener Brennstoffzellenantrieb liegt dann eher über dem oben angegebenen Potenzialbereich bei noch größerer Herausforderung an die Antriebskonfiguration. Alle Entwicklungsansätze für Antriebe mit Brennstoffzellen stehen aus heutiger Sicht gemeinsam vor der Notwendigkeit der Kostensenkung für die Aggregate und damit für die gesamten Antriebskosten auf weniger als 100 DM/kW.

Abb. 10: Kraftstoffverbrauch (l_{Benzin}/100 km beziehungsweise l_{Diesel}/100 km) für Verbrennungsmotoren (ICE) und für Brennstoffzelle (H_2, Methanol, Benzin) als Funktion des Testgewichts (Pkw)



Quelle: FZJ 1999

Emissionen

Brennstoffzellen-Pkw mit Wasserstoff im Tank sind Nullemissionsfahrzeuge. Brennstoffzellen-Pkw mit Methanol und annähernd auch solche mit Kohlenwasserstoffen als Kraftstoff werden den europäischen Emissionsstandard für Pkw EURO 4 (2005) und auch den amerikanischen ULEV- und SULEV-Emissionsstandard erfüllen und damit die darin auf den jeweiligen Fahrzyklus bezogenen limitierten Emissionen von NO_X, CO, Kohlenwasserstoffen sowie von Partikeln entsprechend reduzieren und je nach Brenngaserzeugungsverfahren auch unterbieten. Schließlich wird auch die Qualität der Kohlenwasserstoff-Emissionen mit Bezug auf ihr Ozonbildungspotenzial deutlich verbessert.

3.2 Brennstoffzellen und konkurrierende Antriebe im Vergleich - eine ökologische Bewertung

3.2.1 Ergebnisse der Sachbilanz und der Wirkungsabschätzung

Die Ergebnisdarstellung basiert auf den Resultaten der Wirkungsabschätzung, die als relative Differenzen bezogen auf das Referenzfahrzeug Otto-Pkw (indiziert auf 100) dokumentiert werden. Der Terminus **ökologische Gefährdung** spiegelt die vom konkreten Umweltzustand unabhängige Einschätzung der Bedeutung einer Umweltwirkung wider, der s**pezifische Beitrag** die Umweltwirkungen des Pkw-Verkehrs bezogen auf die Wirkungen aller mobilen und stationären Emittenten und Verbraucher.

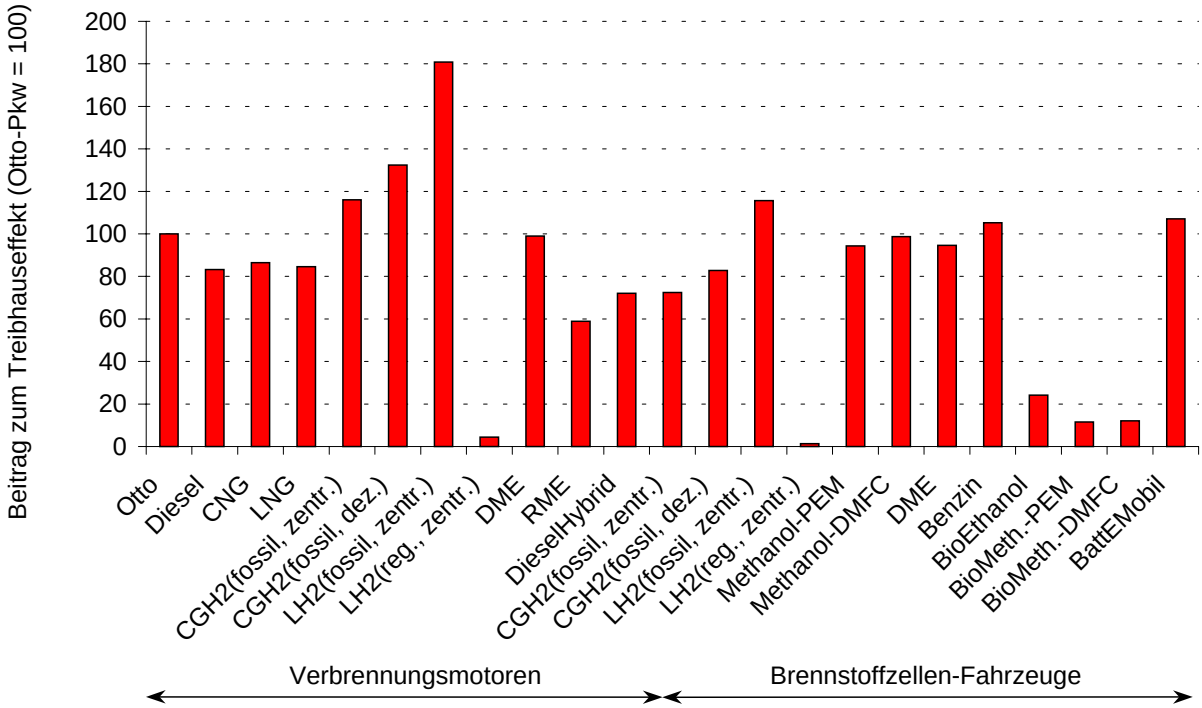
Treibhauseffekt (ökologische Gefährdung: sehr groß; spezifischer Beitrag: sehr groß)

Vorteile gegenüber dem Otto-Motor ergeben sich für die mit Diesel bzw. Erdgas betriebenen Verbrennungsmotoren, den DieselHybrid, für die H_2-Brennstoffzellen-Fahrzeuge (Ausnahme: aus fossilen Quellen gewonnener Flüssigwasserstoff) und allgemein für alle regenerativen Optionen (Bioenergieträger und Wasserstoff). Für den Einsatz von Wasserstoff in Verbrennungsmotoren ergeben sich - mit Ausnahme regenerativ erzeugten Wasserstoffs - Nachteile. Die Ergebnisse für die Brennstoffzellen-Fahrzeuge mit Methanol, DME und Benzin als Kraftstoff sind nur bedingt signifikant. Für den Einsatz von Flüssigwasserstoff

ergeben sich sowohl bei Verbrennungsmotoren als auch bei Brennstoffzellen nur bei dessen regenerativer Produktion - dann allerdings sehr große - Vorteile.

Unter den Optionen auf der Basis fossiler Energieträger weisen die vorteilhafteste Verbrennungsmotor-Option (DieselHybrid) und das günstigste Brennstoffzellen-Fahrzeug (zentral aus fossilen Quellen erzeugter Druckwasserstoff) fast gleiche Werte auf. Die Treibhauspotenziale aller Optionen werden im Wesentlichen durch die CO_2-Emissionen bestimmt.

Abb. 11: Vergleich des Beitrages zum Treibhauseffekt*



* Treibhauseffekt, mit CO_2-Äquivalenten als Indikator, verschiedener Antriebstechniken für Pkw: Referenz Otto-Pkw = 100, Emissionsstandard EURO4, Nutzungsmuster "Durchschnitt"

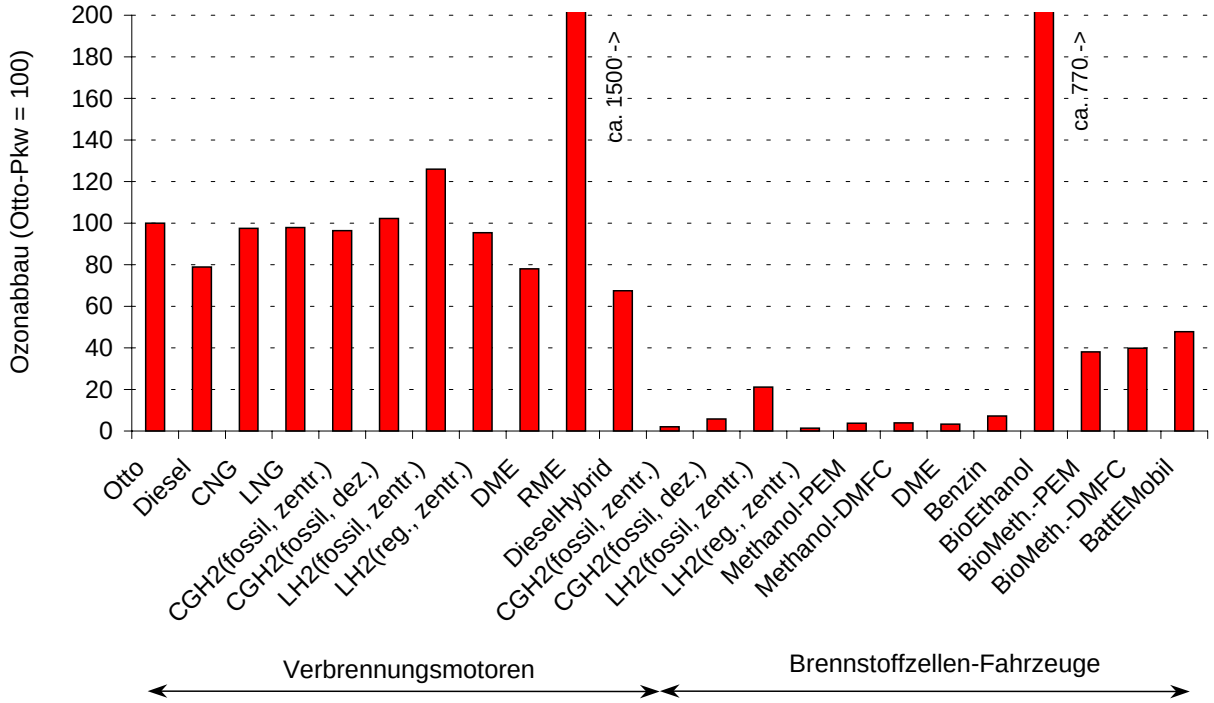
Quelle: Zusammenstellung des TAB nach Daten aus ifeu 1999

Stratosphärischer Ozonabbau (ökologische Gefährdung: sehr groß; spezifischer Beitrag: groß)

Für die beiden Optionen RME-Einsatz in Verbrennungsmotoren und Nutzung von Bioethanol in Brennstoffzellen-Fahrzeugen ergeben sich durch die hohen N_2O-Emissionen aus dem Boden extrem ungünstige Resultate. Für Verbrennungsmotoren mit Diesel- bzw. DME-Betrieb und den DieselHybrid resultieren Vorteile, für den Einsatz fossil erzeugten Flüssigwasserstoffs in Verbrennungsmotoren ein Nachteil. Die Ergebnisse der übrigen Verbrennungsmotor-Optionen sind

nicht signifikant. Für die Mehrzahl der Brennstoffzellen-Optionen (Ausnahme Bioethanol) resultieren große bis sehr große Vorteile, die allerdings auf der noch zu prüfenden (!) Annahme basieren, dass von keinem der betrachteten Brennstoffzellen-Fahrzeug-Konzepte N_2O emittiert wird. Ferner ist darauf hinzuweisen, dass auch die N_2O-Faktoren der ICE-Konzepte relativ unsicher sind. Damit sind die Ergebnisse in dieser sehr wichtigen Wirkungskategorie nur wenig belastbar.

Abb. 12: Vergleich des Beitrages zum stratosphärischen Ozonabbau*



* Ozonabbau, mit N_2O als Indikator, verschiedener Antriebstechniken für Pkw: Referenz Otto-Pkw = 100, Emissionsstandard EURO4, Nutzungsmuster "Durchschnitt"

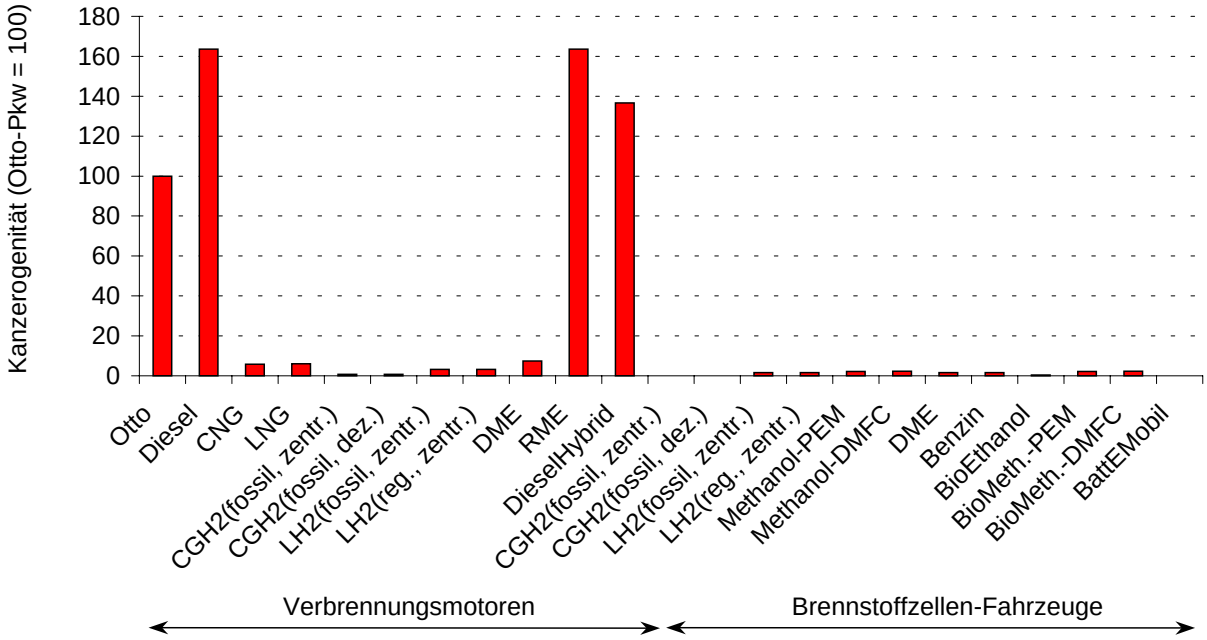
Quelle: Zusammenstellung des TAB nach Daten aus ifeu 1999

Kanzerogenität (ökologische Gefährdung: sehr groß; spezifischer Beitrag: keine Angabe)

Betrachtet wird nur die Ortsklasse 1, die im Zusammenhang humantoxischer Wirkungen besonders relevant ist. Im Vergleich zur Referenz Otto-ICE weisen die Optionen Diesel-ICE, RME-ICE und DieselHybrid deutlich höhere Kanzerogenitätspotenziale auf; sie liegen allerdings durch den unterstellten Einsatz von Partikelfiltern bei Diesel-ICE **nicht** um Größenordnungen über der Referenz, wie es bei "konventionellen" Diesel-ICE ohne Filter der Fall wäre. Sämtliche anderen Optionen, Pkw mit gasbetriebenen Verbrennungsmotoren, Brennstoff-

zellen-Pkw und Batterie-E-Mobil, liegen mehr als 90 % bis (fast) 100 % unter der Referenz. Für diese Antriebsstränge resultieren kanzerogene Wirkungen im Wesentlichen aus der Bereitstellung der Energieträger, d.h. dem Einsatz von Lkw in Ortsklasse 1. Trotz der für Erdgas- und Wasserstoff-Verbrennungsmotoren unterstellten, allerdings sehr geringen, Partikelemissionen resultieren damit Bilanzen, die sich kaum von denen der Brennstoffzellen-Optionen unterscheiden. Hauptträger der Kanzerogenität sind in allen Optionen die Partikelemissionen.

Abb. 13: Vergleich des Kanzerogenitätspotenzials*



* Kanzerogenitätspotenzial verschiedener Antriebstechniken für Pkw: Referenz Otto-Pkw = 100, Emissionsstandard EURO4, Nutzungsmuster "Durchschnitt"

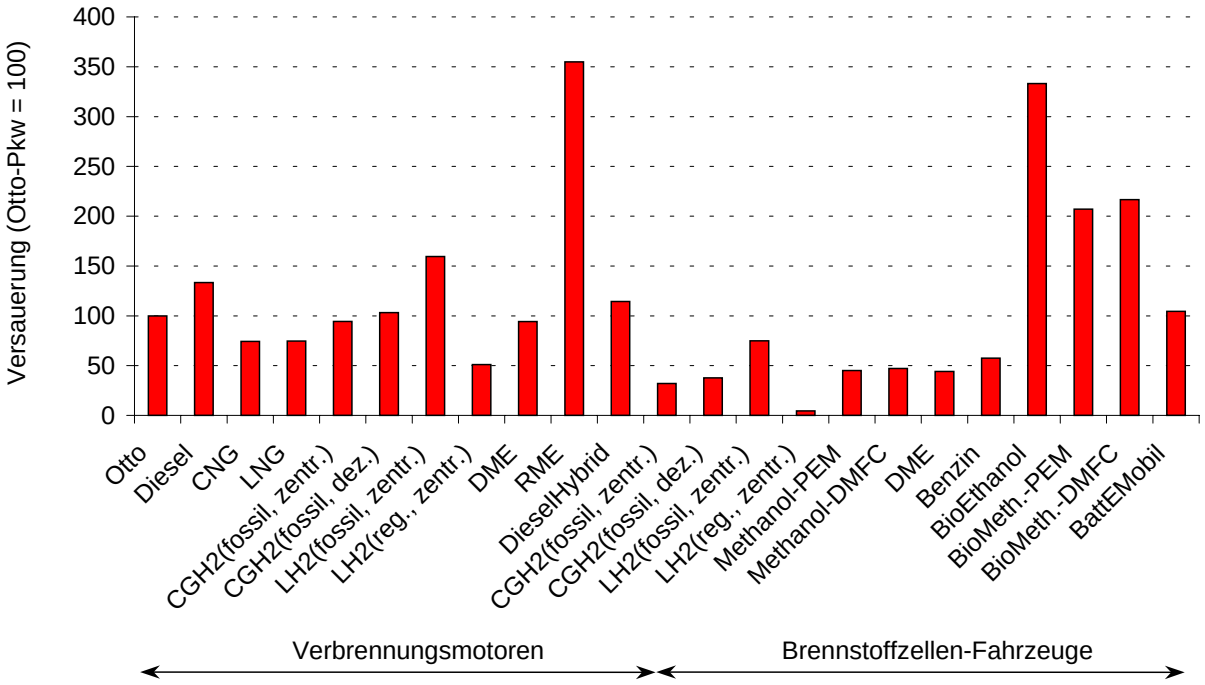
Quelle: Zusammenstellung des TAB nach Daten aus ifeu 1999

Versauerung (ökologische Gefährdung: groß; spezifischer Beitrag: mittel)

Im Vergleich zur Referenz Pkw mit Otto-Verbrennungsmotor weisen zwei Gruppen von Optionen zum Teil deutlich ungünstigere Ergebnisse auf: die verschiedenen Diesel-Optionen (Verbrennungsmotoren auf Diesel- bzw. RME-Basis sowie der DieselHybrid) sowie die Bioenergieträger-Optionen (Brennstoffzellenfahrzeuge mit Bioethanol bzw. Biomethanol betrieben). Dies hat folgende Ursachen: Dieselmotoren sind mit spezifisch hohen NO_X-Emissionen verbunden (ähnliche, aber deutlich reduzierte Emissionsfaktoren werden hier auch für den Einsatz von DME in Dieselmotoren angesetzt und führen zu einem allerdings

nicht signifikanten Vorteil gegenüber der Referenz). Bei der Bereitstellung von Bioenergieträgern fallen bei konventionellem Anbau hohe NO_X- und Ammoniakemissionen an. Beim Einsatz von Abfallbiomasse und biogenem Müll zur Herstellung dieser Kraftstoffe als Energieträger dürften sich deutlich geringere Werte ergeben. Im Übrigen wäre für eine Gesamtbewertung neben der Anbauintensität auch zu berücksichtigen, inwieweit mit Kuppelprodukten (Rapskuchen) andere Futterpflanzen (z.B. Soja) substituiert werden könnten; Untersuchungen hierzu stehen noch aus. Für RME-Verbrennungsmotoren ergibt sich damit das äußerst ungünstige Ergebnis aus den beiden Schwachstellen in der Vorkette und bei der Nutzung. Vorteile weisen die beiden erdgasbetriebenen Verbrennungsmotoren auf. Beim Einsatz vom Wasserstoff in Verbrennungsmotoren sind die Ergebnisse für fossilen Druckwasserstoff nicht signifikant, für fossilen Flüssigwasserstoff eindeutig ungünstig, für regenerativ erzeugten Flüssigwasserstoff sehr vorteilhaft. Sehr große Vorteile weisen die Brennstoffzellen-Optionen mit fossilen Energieträgern und insbesondere für den regenerativ produzierten Wasserstoff auf. Die Versauerungspotenziale aller Optionen werden im Wesentlichen durch die NO_X-Emissionen bestimmt.

Abb. 14: Vergleich des Versauerungspotenzials*



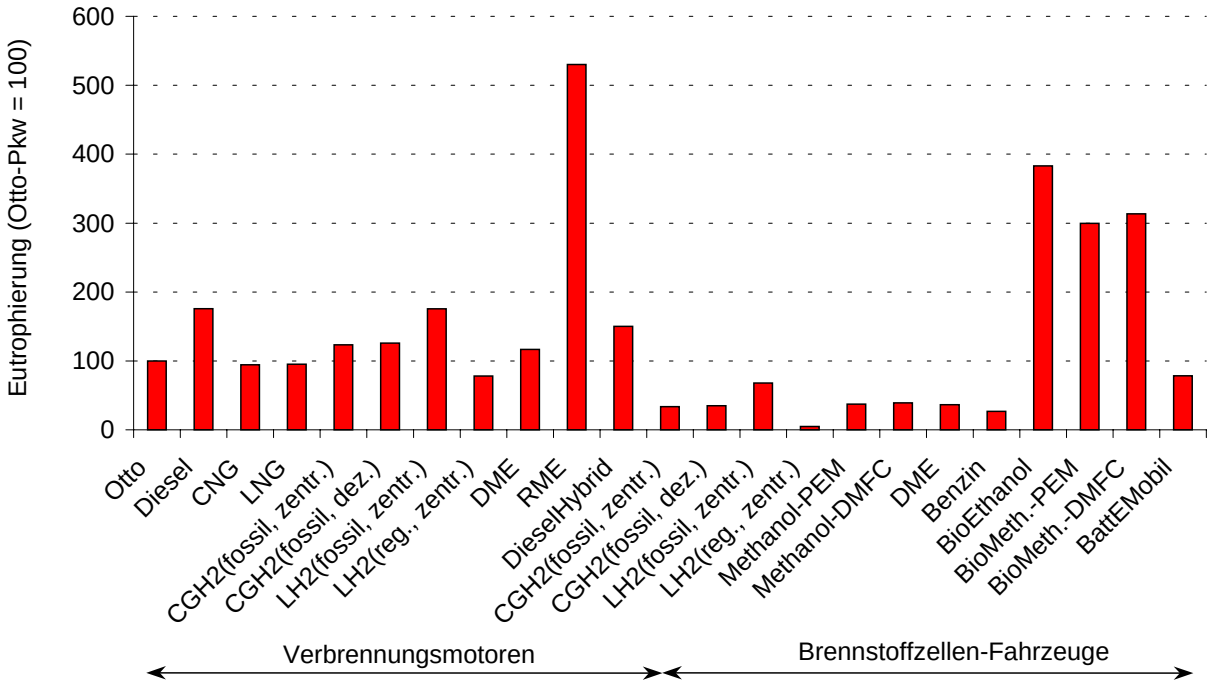
* Versauerungspotenzial, mit SO_2 als Referenzsubstanz, verschiedener Antriebstechniken für Pkw: Referenz Otto-Pkw = 100, Emissionsstandard EURO4, Nutzungsmuster "Durchschnitt"

Quelle: Zusammenstellung des TAB nach Daten aus ifeu 1999

Eutrophierung (ökologische Gefährdung: groß; spezifischer Beitrag: groß)

Das Ergebnis entspricht weitgehend dem der Wirkungskategorie Versauerung: ungünstige Werte für dieselmotorische Konzepte und Bioenergieträger zur Verwendung in Pkw mit Verbrennungsmotoren bzw. Brennstoffzellen. Nachteile ergeben sich außerdem für die Optionen mit zentral bzw. dezentral aus Erdgas erzeugtem Wasserstoff. Nicht unbedingt signifikante Vorteile weisen die Erdgas-Verbrennungsmotoren auf, einen größeren Vorteil Verbrennungsmotoren mit regenerativ erzeugtem Wasserstoff. Deutlich größere Vorteile ergeben die Brennstoffzellen-Optionen mit fossilen Energieträgern und insbesondere mit Wasserstoff aus regenerativer Produktion.

Abb. 15: Vergleich des Eutrophierungspotenzials*



* Eutrophierungspotenzial, mit PO_4^{3-} als Referenzsubstanz, verschiedener Antriebstechniken für Pkw: Referenz Otto-Pkw = 100, Emissionsstandard EURO4, Nutzungsmuster "Durchschnitt"

Quelle: Zusammenstellung des TAB nach Daten aus ifeu 1999

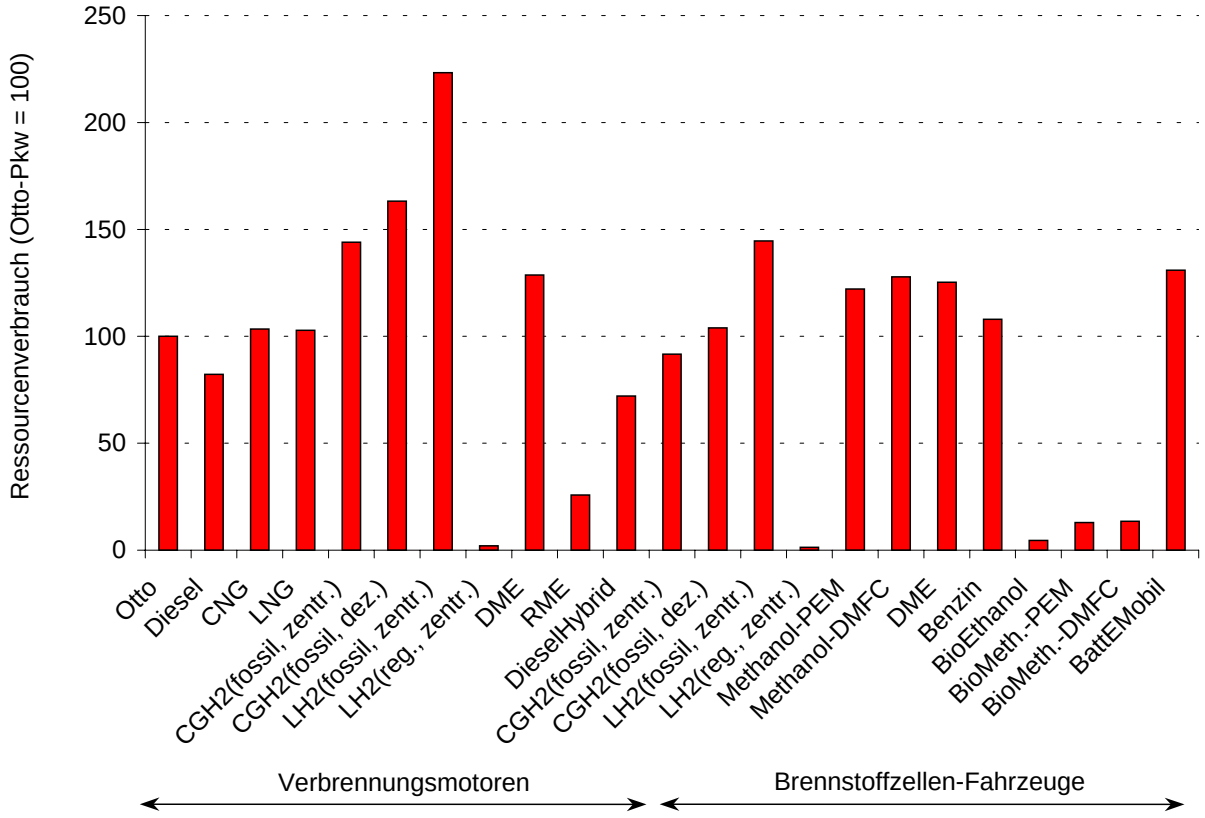
Ressourcenverbrauch - Einsatz erschöpflicher Energieträger (ökologische Gefährdung: mittel; spezifischer Beitrag: sehr groß)

Erwartungsgemäß sind alle Antriebsoptionen mit regenerativen Kraftstoffen mit Vorteilen verbunden. Unter den nicht regenerativen Optionen ergeben sich

Vorteile gegenüber dem Otto-Motor für Diesel-Fahrzeuge, dem DieselHybrid sowie für das zentral aus fossilen Quellen erzeugten Druckwasserstoff nutzende Brennstoffzellen-Fahrzeug. Für Brennstoffzellen-Fahrzeuge mit Methanol, DME und Benzin als Kraftstoff resultieren Nachteile, ebenso für aus fossilen Quellen gewonnenen Wasserstoff oder DME verbrennende Motoren. Für die Erdgas-Nutzung in Verbrennungsmotoren sind die Ergebnisse nicht signifikant.

Unter den Optionen auf der Basis fossiler Energieträger weist die vorteilhafteste Verbrennungsmotor-Option (DieselHybrid) - anders als in der Wirkungskategorie Treibhauseffekt - einen deutlich günstigeren Wert auf als das günstigste Brennstoffzellen-Fahrzeug (Nutzung von zentral aus fossilen Quellen erzeugtem Druckwasserstoff). Tendenziell sind die Vorteile der Brennstoffzellen-Optionen hinsichtlich des Ressourcenverbrauchs geringer als unter dem Aspekt des Treibhauseffektes.

Abb. 16: Vergleich des Ressourcenverbrauches*



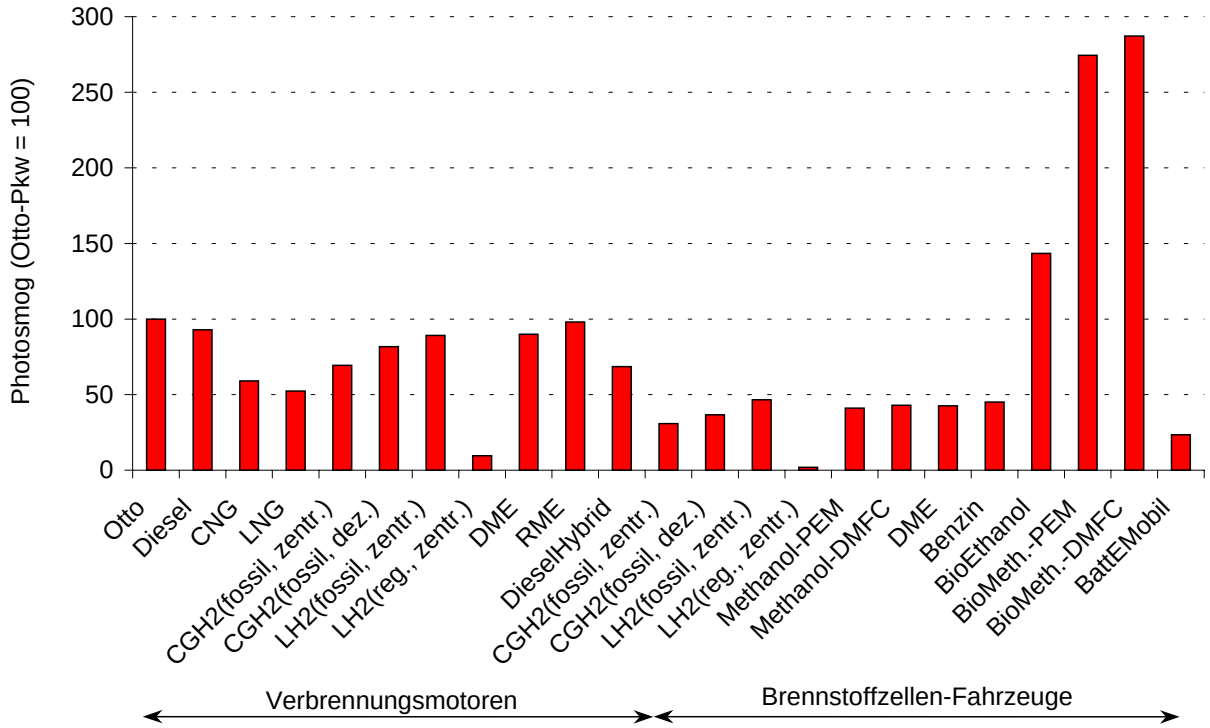
* Einsatz erschöpflicher Energieträger als Indikator für Ressourcenverbrauch verschiedener Antriebstechniken für Pkw: Referenz Otto-Pkw = 100, Emissionsstandard EURO4, Nutzungsmuster "Durchschnitt"

Quelle: Zusammenstellung des TAB nach Daten aus ifeu 1999

Photosmog (ökologische Gefährdung: mittel; spezifischer Beitrag: groß)

Die Option dieselbetriebener Verbrennungsmotor ist mit einem etwas niedrigeren Photosmogbildungspotenzial verbunden als die Referenz Otto-Verbrennungsmotor. Das Ergebnis erklärt sich daraus, dass die Diesel-spezifisch hohen NO_X-Emissionen unter anderem durch die hohen NMHC-Emissionen der Ottokraftstoff-Bereitstellung kompensiert werden. Für den Einsatz von Biomethanol in Brennstoffzellen ergeben sich Werte, die um den Faktor 1,8 über der Referenz liegen. Ursache sind hier die hohen NO_X- und NMHC-Emissionen aus der Biomethanol-Produktion. Für den RME verbrennenden Motor resultiert kein signifikanter Unterschied zur Referenz. Die Verbrennungsmotor-Optionen mit Erdgas- und H_2-Nutzung liegen deutlich, die Brennstoffzellen-Optionen (Ausnahme Biomethanol, s.o.) mehr als 90 % bis (fast) 100 % unter der Referenz. Dieses Ergebnis wird durch die sehr niedrigen NMHC-Emissionen der Gas-Verbrennungsmotoren und die gleichermaßen sehr niedrigen NMHC- und NO_X-Emissionen der Brennstoffzellen-Fahrzeuge bewirkt.

Abb. 17: Vergleich des Ozonbildungspotenzials



* Ozonbildungspotenzial, mit NCPOCP als Indikator, verschiedener Antriebstechniken für Pkw: Referenz Otto-Pkw = 100, Emissionsstandard EURO4, Nutzungsmuster "Durchschnitt"

Quelle: Zusammenstellung des TAB nach Daten aus ifeu 1999

Qualitativer Exkurs: Lärmbelastung

Bislang gibt es aufgrund zahlreicher Daten- und Methodenprobleme kein weitgehend akzeptiertes Ökobilanz-Verfahren zur Erfassung von Lärm. Vor diesem Hintergrund und dem Umstand, dass auch die Daten für die maximalen Schallpegel, die mit den untersuchten Optionen und Nutzungsmustern verbunden sind, für Brennstoffzellen-Fahrzeuge nicht verfügbar sind, erfolgt die Behandlung des Themas Lärmbelastung hier weitgehend qualitativ und begrenzt auf den eigentlichen Fahrzeugbetrieb.

Unter sonst gleichen Bedingungen besteht die Möglichkeit, dass durch geräuschärmere Reifen im Jahr 2010 die Lärmbelastung durch den Verkehr niedriger ist als heute oder unabhängig vom Antriebskonzept reduziert werden kann. In unteren Geschwindigkeitsbereichen, die vor allem dem Innerortsverkehr zugeordnet werden können, bieten Brennstoffzellen-Fahrzeuge dabei zusätzliche Vorteile; der Effekt der höheren Masse wird durch die geringeren Aggregatgeräusche mit hoher Wahrscheinlichkeit deutlich überkompensiert. Wie weit die mit Brennstoffzellen-Fahrzeugen erzielbaren Minderungen der Belastung durch Verkehrslärm im Bezugsjahr 2010 notwendig oder auch ausreichend sein werden - z.B. im Abgleich mit den Richtwerten der TA Lärm -, muss hier offen bleiben. Zumindest für spezielle Anwendungen und "Nutzungsräume" kann für Straßenfahrzeuge mit Elektromotor (dies schließt Brennstoffzellen-Fahrzeuge ein) von Vorteilen ausgegangen werden.

3.2.2 Tabellarische Zusammenfassung der Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für Pkw-Antriebe

In den Tabellen 11 bis 13 sind die Ergebnisse der Wirkungsabschätzung der untersuchten Optionen (als relative Differenzen, bezogen auf die Referenz Otto-Motor) für alle drei betrachteten Nutzungsmuster zusammengefasst, in Tabelle 14 sind die gewählten Abkürzungen für die einzelnen Antriebskonzepte und Energieträger aufgeführt. In den Tabellen 11 bis 13 wird versucht, die Ergebnisse der Normierung und Rangbildung wiederzugeben (vgl. auch Tab. 7 u. 8).

Tab. 11: Wirkungsbilanzen der untersuchten Optionen für Pkw[1] *

	Kanzero-genität [%]	*Versaue-rung* [%]	*Eutro-phierung* [%]	*Photo-smog* [%]	*Ozon-abbau* [%]	*Treib-haus-effekt* [%]	*Ressour-cenver-brauch* [%]
ökologische Gefährdung	**sehr groß**	**groß**	**groß**	**mittel**	**sehr groß**	**sehr groß**	**mittel**
spezifischer Beitrag (Pkw)[2,3]	**k. A.**	**mittel**	**groß**	**groß**	**groß**	**sehr groß**	**sehr groß**
Otto-ICE	0	0	0	0	0	0	0
Diesel-ICE	64	33	76	-7	-21	-17	-18
CNG-ICE	-94	-26	-6	-41	-3	-13	3
LNG-ICE	-94	-25	-5	-48	-2	-15	3
CGH_2(z_fos)-ICE	-99	-6	23	-31	-4	16	44
CGH_2(dz_fos)-ICE	-99	3	26	-18	2	32	63
LH_2(z_fos)-ICE	-97	59	76	-11	26	81	123
LH_2(z_reg)-ICE	-97	-49	-22	-90	-5	-96	-98
DME-ICE	-93	-6	17	-10	-22	-1	29
RME-ICE	64	255	430	-2	1.405	-41	-74
DieselHybrid	37	14	50	-32	-33	-28	-28
CGH_2(z_fos)-FC	-100	-68	-66	-69	-98	-28	-8
CGH_2(dz_fos)-FC	-100	-62	-65	-63	-94	-17	4
LH_2(z_fos)-FC	-98	-25	-32	-53	-79	16	45
LH_2(z_reg)-FC	-98	-95	-95	-98	-99	-99	-99
MeOH-FC	-98	-55	-63	-59	-96	-6	22
MeOH- DMFC	-98	-53	-61	-57	-96	-1	28
DME-FC	-98	-56	-64	-57	-97	-5	25
Benzin-FC	-98	-43	-73	-55	-93	5	8
BioEtOH-FC	-100	233	283	43	669	-76	-95
BioMeOH-FC	-98	107	199	174	-62	-88	-87
BioMeOH-DMFC	-98	117	213	187	-60	-88	-87
BattEMobil	-100	4	-21	-77	-52	7	31

1) Angegeben sind relative Differenzen bezogen auf die Referenz Otto-Pkw. 2) Negative Werte entsprechen ökologischen Vorteilen (geringere Umweltbelastung als durch die Referenz). 3) Abkürzungen vgl. Tab. 14

* für das Nutzungsmuster "Durchschnitt"

Quelle: ifeu 1999

Tab. 12: Wirkungsbilanzen der untersuchten Optionen für Pkw[1] *

	Kanzero-genität	*Versaue-rung*	*Eutro-phierung*	*Photo-smog*	*Ozon-abbau*	*Treib-haus-effekt*	*Ressour-cenver-brauch*
	[%]	*[%]*	*[%]*	*[%]*	*[%]*	*[%]*	*[%]*
ökologische Gefährdung	**sehr groß**	**groß**	**groß**	**mittel**	**sehr groß**	**sehr groß**	**mittel**
spezifischer Beitrag (Pkw)[2,3]	**k. A.**	**mittel**	**groß**	**groß**	**groß**	**sehr groß**	**sehr groß**
Otto-ICE	0	0	0	0	0	0	0
Diesel-ICE	43	47	111	11	-21	-16	-17
CNG-ICE	-95	-29	-6	-38	-2	-14	4
LNG-ICE	-95	-28	-5	-46	-2	-16	3
CGH_2(z_fos)-ICE	-99	-5	31	-23	-3	17	45
CGH_2(dz_fos)-ICE	-99	5	34	-9	2	34	65
LH_2(z_fos)-ICE	-96	68	95	3	23	81	124
LH_2(z_reg)-ICE	-96	-55	-26	-91	-4	-95	-98
DME-ICE	-92	9	46	13	-21	7	40
RME-ICE	43	302	557	19	1.229	-40	-74
DieselHybrid	23	23	76	-19	-34	-29	-29
CGH_2(z_fos)-FC	-100	-67	-62	-65	-98	-34	-17
CGH_2(dz_fos)-FC	-100	-61	-60	-59	-95	-25	-5
LH_2(z_fos)-FC	-98	-23	-24	-48	-83	4	30
LH_2(z_reg)-FC	-98	-95	-95	-98	-99	-99	-99
MeOH-FC	-97	-52	-57	-53	-97	-12	14
MeOH- DMFC	-97	-50	-55	-51	-97	-8	19
DME-FC	-98	-53	-58	-51	-97	-12	17
Benzin-FC	-98	-39	-69	-48	-94	-2	0
BioEtOH-FC	-100	253	344	65	521	-78	-96
BioMeOH-FC	-97	119	247	216	-69	-89	-88
BioMeOH-DMFC	-97	129	264	231	-68	-89	-87
BattEMobil	-100	49	23	-64	-48	34	65

1) Angegeben sind relative Differenzen bezogen auf die Referenz Otto-Pkw. 2) Negative Werte entsprechen ökologischen Vorteilen (geringere Umweltbelastung als durch die Referenz). 3) Abkürzungen vgl. Tab. 14
* für das Nutzungsmuster "Ballungsraum-Vielfahrer"

Quelle: ifeu 1999

Tab. 13: Wirkungsbilanzen der untersuchten Optionen für Pkw[1] *

	Kanzero-genität	*Versaue-rung*	*Eutro-phierung*	*Photo-smog*	*Ozon-abbau*	*Treib-haus-effekt*	*Ressour-cenver-brauch*
	[%]	*[%]*	*[%]*	*[%]*	*[%]*	*[%]*	*[%]*
ökologische Gefährdung	**sehr groß**	**groß**	**groß**	**mittel**	**sehr groß**	**sehr groß**	**mittel**
spezifischer Beitrag (Pkw)[2,3]	**k. A.**	**mittel**	**groß**	**groß**	**groß**	**sehr groß**	**sehr groß**
Otto-ICE	0	0	0	0	0	0	0
Diesel-ICE	45	59	124	0	-21	-22	-23
CNG-ICE	-95	-38	-26	-62	-3	-9	5
LNG-ICE	-95	-38	-25	-66	-2	-12	3
CGH_2(z_fos)-ICE	-99	-16	7	-56	-4	21	51
CGH_2(dz_fos)-ICE	-99	-6	9	-49	3	39	71
LH_2(z_fos)-ICE	-99	50	60	-43	27	82	125
LH_2(z_reg)-ICE	-99	-63	-44	-93	-5	-96	-98
DME-ICE	-95	4	39	-14	-22	-11	15
RME-ICE	45	273	473	-7	1.366	-45	-76
DieselHybrid	25	23	72	-34	-41	-40	-40
CGH_2(z_fos)-FC	-100	-74	-72	-84	-98	-43	-28
CGH_2(dz_fos)-FC	-100	-70	-71	-80	-95	-35	-19
LH_2(z_fos)-FC	-100	-41	-45	-76	-83	-12	10
LH_2(z_reg)-FC	-100	-96	-96	-99	-99	-99	-99
MeOH-FC	-100	-60	-66	-74	-97	-18	6
MeOH- DMFC	-100	-58	-64	-73	-96	-15	11
DME-FC	-100	-60	-67	-68	-97	-18	9
Benzin-FC	-100	-49	-75	-69	-93	-9	-7
BioEtOH-FC	-100	198	250	-3	594	-79	-96
BioMeOH-FC	-100	85	174	64	-66	-90	-89
BioMeOH-DMFC	-100	94	187	72	-64	-90	-88
BattEMobil	-100	669	490	13	254	662	832

1) Angegeben sind relative Differenzen bezogen auf die Referenz Otto-Pkw. 2) Negative Werte entsprechen ökologischen Vorteilen (geringere Umweltbelastung als durch die Referenz). 3) Abkürzungen vgl. Tab. 14
* für das Nutzungsmuster "Innerorts-Wenigfahrer"

Quelle: ifeu 1999

Tab. 14: Untersuchte Antriebssysteme und Energieträger (Abkürzungen zu Tab. 11-13)

Abkürzung	*Erläuterung*
Otto-ICE	Otto-Pkw (ICE: internal combustion engine - Verbrennungsmotor)
Diesel-ICE	Diesel-Pkw
CNG-ICE	Erdgas-Otto-Pkw, Druckgas
LNG-ICE	Erdgas-Otto-Pkw, Flüssiggas
CGH_2(z_fos)-ICE	Wasserstoff-Otto-Pkw, Druck-H_2 aus Erdgas, zentraler Großreformer
CGH_2(dz_fos)-ICE	Wasserstoff-Otto-Pkw, Druck-H_2 aus Erdgas, dezentraler Kleinreformer
LH_2(z_fos)-ICE	Wasserstoff-Otto-Pkw, Flüssig-H_2 aus Erdgas, zentraler Großreformer
LH_2(z_reg)-ICE	Wasserstoff-Otto-Pkw, Flüssig-H_2 aus regenerativem Strom
DME-ICE	Diesel-Pkw im DME-Betrieb (DME: Dimethylether)
RME-ICE	Diesel-Pkw im RME-Betrieb (RME: Rapsölmethylester)
DieselHybrid	Hybrid-Antrieb mit Diesel-ICE
CGH_2(z_fos)-FC	H_2-Brennstoffzellen-Pkw, Druck-H_2 aus Erdgas, zentraler Großreformer
CGH_2(dz_fos)-FC	H_2-Brennstoffzellen-Pkw, Druck-H_2 aus Erdgas, dezentraler Kleinreformer
LH_2(z_fos)-FC	H_2-Brennstoffzellen-Pkw, Flüssig-H_2 aus Erdgas, zentraler Großreformer
LH_2(z_reg)-FC	H_2-Brennstoffzellen-Pkw, Flüssig-H_2 aus regenerativem Strom
MeOH-FC	Methanol-Brennstoffzellen-Pkw (PEMFC), MeOH aus Erdgas
MeOH-DMFC	Methanol-Brennstoffzellen-Pkw (DMFC), MeOH aus Erdgas
DME-FC	DME-Brennstoffzellen-Pkw (PEMFC), DME aus Erdgas
Benzin-FC	Benzin-Brennstoffzellen-Pkw (PEMFC)
BioEtOH-FC	Ethanol-Brennstoffzellen-Pkw (PEMFC), Bioethanol
BioMeOH-FC	Methanol-Brennstoffzellen-Pkw (PEMFC), Biomethanol
BioMeOH-DMFC	Methanol-Brennstoffzellen-Pkw (DMFC), Biomethanol
BattEMobil	Batterie-Elektrofahrzeug

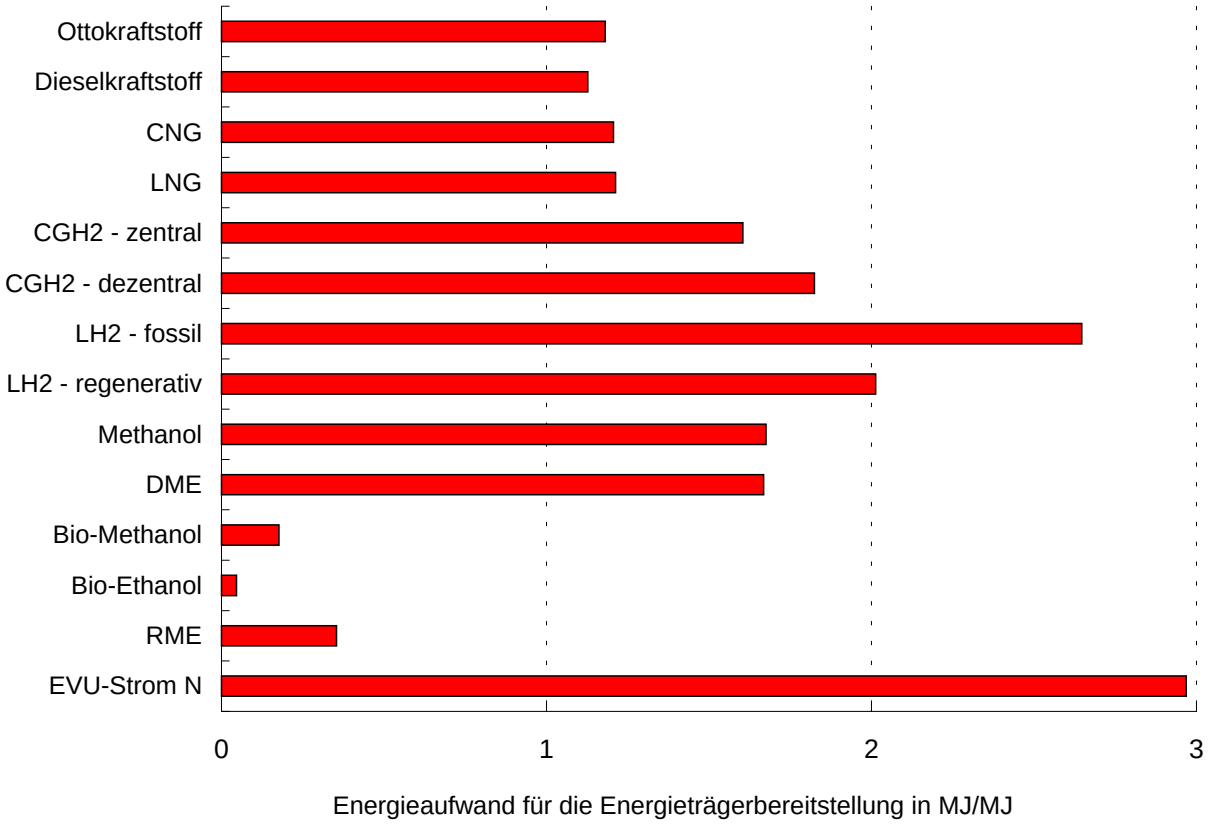
3.2.3 Schlussfolgerungen

Es ist nochmals in Erinnerung zu rufen, dass mit dem Terminus "Brennstoffzellenantriebe" keine "homogene" Technik bezeichnet wird. Vielmehr verbirgt sich dahinter eine Vielfalt an unterschiedlichsten Varianten. Bislang vorgestellte Konzepte unterscheiden sich - neben dem eingesetzten Treibstoff - hinsichtlich weiterer, auch für die wirtschaftliche und ökologische Bewertung relevanter Merkmale. Dazu zählen etwa die eingesetzte Brennstoffzellen-Technologie ("konventionelle" PEMFC, welche Wasserstoff oder wasserstoffreiche Gase nutzt, oder Direkt-Methanol-Brennstoffzelle DMFC), ggf. unterschiedliche Reformer-Verfahren oder die Auslegung des elektrischen Antriebes. Bislang hat sich hier noch kein Konzept als das aussichtsreichste herausgestellt. Einige Hersteller haben sich auf eine Auslegung konzentriert, andere verfolgen parallel mehrere Varianten, ohne bereits Systementscheidungen getroffen zu haben. Vor diesem Hintergrund - und nicht zuletzt auch deshalb, weil bisher nur wenige Prototypen von Fahrzeugen mit Brennstoffzellenantrieben existieren, die unter Laborbedingungen hergestellt und weder technisch noch wirtschaftlich optimiert sind - ist **eine umfassende und vollständig validierte Bewertung** von derartigen Fahrzeugen **nicht möglich. Vorliegende Daten und darauf aufbauende Analysen erlauben lediglich eine erste Abschätzung.**

Vor diesem Hintergrund - und mit diesen Einschränkungen - lassen sich aber dennoch folgende Aussagen treffen:

- **Brennstoffzellen-Antriebe in Pkw versprechen deutlich höhere Wirkungsgrade** und damit eine höhere Effizienz der Energienutzung als konventionelle Verbrennungsmotoren **in den Fahrzeugen selbst**. Dies gilt insbesondere für Fahrzeuge, die überwiegend im Teillastbereich gefahren werden. Allerdings **erfordern** Brennstoffzellen-Antriebe **andere Treibstoffe**, die teilweise auch **zusätzliche Umwandlungsschritte** an Bord der Fahrzeuge durchlaufen müssen. Die Treibstoffe sind - bis auf die Bioenergieträger - nur mit wesentlich höherem Energieeinsatz als die konventionellen Kraftstoffe zu gewinnen (Abb. 18), zusätzliche Umwandlungsschritte bringen weitere energetische Verluste mit sich.
- **Brennstoffzellen-Antriebe weisen vergleichsweise geringe Emissionen aus dem Fahrzeug selbst auf.** Dagegen ist die **Bereitstellung** - vor allem von aus fossilen Quellen gewonnenen, z.T. auch von biogenen - **alternativen Kraftstoffen** häufig **mit höheren Emissionen verbunden** als die Bereitstellung der konventionellen Kraftstoffe Benzin und Diesel.

Abb. 18: Vergleich des Aufwandes für die Bereitstellung verschiedener Energieträger



Quelle: Zusammenstellung des TAB

Bei einer **umfassenden Bilanzierung** - über den eigentlichen Fahrbetrieb und die Bereitstellung der dabei verbrauchten Endenergieträger ("from well to wheel") - **weisen Personen-Fahrzeuge mit Brennstoffzellen-Antrieb keine für alle Antriebsoptionen und eingesetzten Kraftstoffe gleichermaßen gültigen Vorteile gegenüber konventionellen Pkw** auf. Energetischen und emissionsseitigen Vorteilen des Brennstoffzellenantriebs selbst stehen energetische Verluste und Emissionen bei der Kraftstoffbereitstellung und -aufbereitung entgegen. Tendenziell erfolgt bei einer Substitution von Fahrzeugen mit konventionellen Antrieben durch Brennstoffzellen-Fahrzeuge eine **Verlagerung von energetischen Verlusten und Emissionen vom Fahrzeug in die Vorkette.**

Bei **differenzierter Betrachtung** der Brennstoffzellen-Fahrzeuge hinsichtlich der eingesetzten Kraftstoffe lassen sich bei den Wirkungskategorien einige Trendaussagen treffen:

- Brennstoffzellen-Fahrzeuge, die mit **mittels regenerativ erzeugter Elektrizität gewonnenem Wasserstoff** betrieben werden, weisen gegenüber den konventionellen Antrieben für alle Wirkungskategorien deutliche Vorteile auf. Gleiches gilt - wenngleich in geringerem Maße - für die Nutzung dieses Kraftstoffes in Verbrennungsmotoren.
- Bei den Wirkungskategorien **Versauerung, Eutrophierung und Photosmog** liegen Brennstoffzellen-Fahrzeuge, die mit aus fossilen Quellen gewonnenen Energieträgern betrieben werden, generell deutlich günstiger, bei der Nutzung von Biokraftstoffen auf der Basis von Energiepflanzen deutlich ungünstiger als konventionell betriebene Fahrzeuge. Für Biokraftstoffe auf der Basis von Reststoffen wurden keine Untersuchungen durchgeführt, in Arbeit befindliche Studien anderer Institutionen zeigen jedoch dafür wesentlich geringere Emissionswerte als für Biokraftstoffe aus Energiepflanzen.
- Bei der Wirkungskategorie **Kanzerogenität** liegen Brennstoffzellen-Antriebe einheitlich deutlich günstiger als die konventionellen Antriebe. Vergleichbare Effekte lassen sich aber auch durch die Nutzung der meisten alternativen Kraftstoffe in konventionellen Verbrennungsmotoren erzielen.
- Die **Beiträge zum Treibhauseffekt** sind bei den mit Wasserstoff betriebenen Brennstoffzellen-Fahrzeugen (Ausnahme: aus fossilen Quellen gewonnener Flüssigwasserstoff) und für alle Bioenergieträger niedriger - günstiger - als beim Pkw mit Otto-Motor. Die Werte für Brennstoffzellen-Fahrzeuge mit Methanol, DME und Benzin als Kraftstoff sind denen für den Otto-Pkw in etwa vergleichbar.
- Ein differenziertes Bild ergibt sich bei Betrachtung des **Verbrauchs erschöpflicher Energieträger**. Bei den Brennstoffzellen-Antrieben sind alle Optionen mit regenerativen Kraftstoffen sowie das - zentral aus fossilen Quellen erzeugten - Druckwasserstoff nutzende Fahrzeug mit Vorteilen verbunden. Für Brennstoffzellen-Fahrzeuge mit Methanol, DME und Benzin als Kraftstoff liegen die Werte ungünstiger als bei konventionellen Antrieben. Tendenziell sind die Vorteile der Brennstoffzellen-Optionen hinsichtlich des Ressourcenverbrauchs geringer als unter dem Aspekt des Treibhauseffektes.

Exkurs: Lastkraftwagen und Busse

Lastkraftwagen und Busse mit Brennstoffzellen-Antrieb wurden nur kursorisch betrachtet. Dies ergibt sich im Wesentlichen aus spezifischen Problemen bei Analysen von Antriebssträngen für Busse und Lkw (die nur begrenzt in einem

Zug behandelt werden können). Für Lkw ist die Definition **einer** bestimmten Klasse als Untersuchungsgegenstand nicht vergleichbar nahe liegend und plausibel möglich wie im Falle von Pkw. Die Datenlage ist insbesondere für Busse deutlich ungünstiger.

Bei Umsetzung des Emissionsstandards EURO5 sind bereits die Emissionen der Diesel-ICE-Neuzulassungen deutlich niedriger als die des Bestandes 2010 im Mittel. Um mehr als eine Größenordnung niedriger sind die Partikelemissionen von Erdgasfahrzeugen. Die Emissionen von Brennstoffzellen-Fahrzeugen sind wahrscheinlich um mehrere Größenordnungen niedriger bzw. nicht mehr nachweisbar. **Die Sach- und Wirkungsbilanzergebnisse einschließlich der Energieträgerbereitstellung dürften tendenziell ähnlich denen für Pkw ausfallen**; d.h. nicht notwendigerweise mit Vorteilen von Nutzfahrzeugen mit Brennstoffzellenantrieben in Kategorien wie Ressourcenverbrauch oder Treibhauseffekt. Wie weit diese Abschätzungen die Förderung der Entwicklung bzw. Markteinführung von Bussen und Lkw mit Brennstoffzellenantrieb nahe legen, hängt - wie für Pkw detailliert diskutiert - von der Einordnung der Bedeutung der korrespondierenden Wirkungen der Emissionen ab. Wenn - wie gegenwärtig in der öffentlichen Diskussion - humantoxische Aspekte im Mittelpunkt stehen, ergeben sich große Vorteile für die alternativen Konzepte.

4. Neue Treibstoffe im Verkehr

Bisher werden als Treibstoffe im Straßenverkehr nahezu ausschließlich Benzin und Dieselkraftstoff eingesetzt. Biodiesel, LNG (Liquified Natural Gas) und andere Kraftstoffe sind aufgrund der geringen Nachfrage derzeit zu vernachlässigen.

Im Zuge der verstärkten Bemühungen um die Entwicklung von Brennstoffzellen-Fahrzeugen hat die schon länger geführte Diskussion um neue - alternative - Kraftstoffe für den Straßenverkehr an Dynamik gewonnen. Dafür lassen sich im Wesentlichen folgende Gründe erkennen:

- Brennstoffzellen als Fahrzeugantriebe benötigen als chemische Energie Wasserstoff oder ein wasserstoffreiches Gas, die zudem weitgehend frei von Verunreinigungen ("Katalysatorgifte") sein müssen. Das Brenngas muss jedoch nicht unbedingt auch durch den Nutzer betankt werden, auch eine Umwandlung eines anderen Stoffes in ein für die Brennstoffzelle verwertbares Gas ("Reformierung") im Fahrzeug ist möglich. Grundsätzlich kommen damit zahlreiche Flüssigkeiten und Gase als Treibstoffe in Frage.

Die Vielfalt wird jedoch durch zusätzliche Randbedingungen eingeschränkt. So sollte der Kraftstoff ausreichend und kostengünstig verfügbar, der Betankungsvorgang einfach und sicher vollziehbar sein und die zusätzlichen Infrastrukturaufwendungen sollten sich in Grenzen halten.

- Handelsübliche erdölbasierte Kraftstoffe lassen sich derzeit nicht mit ausreichendem Wirkungsgrad in ein für Brennstoffzellen geeignetes Gas überführen. Selbst wenn dies in absehbarer Zeit gelingen sollte, werden die Qualitätsanforderungen an den Kraftstoff deutlich höher liegen als heute.
- Angesichts erwartbarer Folgen durch Regelungen zum Klimaschutz und durch lokale Emissionsbeschränkungen sowie als Vorsorge gegen Versorgungsengpässe bei fossilen Energieträgern werden durch die Automobilindustrie Aktivitäten zur verstärkten Nutzung alternativer, auf regenerativen Energiequellen basierten Energieträgern als erforderlich erachtet.

4.1 Treibstoffe

Die als Ergänzung zum bestehenden Kraftstoffangebot beziehungsweise als "neue Kraftstoffe" diskutierten Energieträger können mit Hinblick auf die Infrastruktur in drei Gruppen unterteilt werden:

- Zur ersten Gruppe zählen **Methanol, Ethanol und Rapsölmethylester (RME)**, flüssige Energieträger, die - vergleichbar Benzin und Diesel - drucklos gelagert und gehandhabt werden können.
- **Dimethylether (DME)** und das bereits genutzte und zum Vergleich mit aufgeführte, als Kraftstoffoption hier aber nicht weiter betrachtete **Liquified Petroleum Gas (LPG)** sind der zweiten Kategorie zuzuordnen. Beide nehmen unter Normalbedingungen einen gasförmigen Aggregatzustand an, können aber schon bei geringem Überdruck verflüssigt werden. Ihre energetische Nutzung findet in der Regel in flüssigem Zustand statt, wobei sie aber unter einem Überdruck von etwa 5-8 bar gehalten werden müssen.
- Die dritte Gruppe wird von **Erdgas** und **Wasserstoff** gebildet, die ebenfalls unter Normalbedingungen gasförmig sind. Um die Energiedichte, die in gasförmigem Zustand für verkehrliche Anwendungen zu gering ist, anzuheben, werden beide Gase entweder auf ca. 200-300 bar (ggf. auch höher) komprimiert oder bei sehr tiefen Temperaturen verflüssigt, Erdgas bei etwa -161°C und Wasserstoff bei etwa -253°C.

Die **Alkohole Ethanol und Methanol** eignen sich aufgrund ihrer physikalisch-chemischen Eigenschaften prinzipiell gut als Kraftstoffe für den Verkehrsbereich. Zwar haben sie geringere spezifische Energieinhalte als Otto- oder Dieselkraftstoffe, aber sie sind unter Normalbedingungen auch flüssig und können nahezu gleichermaßen gehandhabt werden. Im Vergleich mit anderen neuen Kraftstoffen von Vorteil ist zudem, dass die Substanzen lange bekannt sind und mit etablierten Techniken hergestellt werden können.

Im Hinblick auf den Einsatz in Brennnstoffzellen-Fahrzeugen wird vor allem das Methanol favorisiert. Es ist wasserstoffreich, lässt sich in Reformern vergleichsweise einfach in ein wasserstoffreiches Gas überführen und auch in speziellen Brennstoffzellen (DMFC) direkt nutzen. Kritisch diskutiert werden seine Eigenschaften in Bezug auf Sicherheit und Toxizität. Methanol verbrennt mit bei Tageslicht unsichtbarer Flamme. Flüssigkeit und Dämpfe verursachen Schädigungen des Zentralnervensystems, insbesondere der Sehnerven, was zu Erblindung führen kann. Die Nutzung von Methanol erfordert folglich geeignete Sicherheitsvorkehrungen. Erste Praxiserfahrungen aus Feldtests liegen vor.

Rapsölmethylester wird durch chemische Umwandlung aus Rapsöl gewonnen. Er ist bei Umgebungsbedingungen flüssig. Er lässt sich ohne große Modifikationen - wegen der hohen Lösefähigkeit müssen, ähnlich wie bei Alkoholkraftstoffen, die verwendeten Dichtungen und Schläuche den gestellten Anforderungen gerecht werden - in Dieselmotoren einsetzen. Dass eine Nutzung von RME in Brennstoffzellen erwogen wird, ist bislang nicht bekannt.

Dimethylether muss unter einem geringen Überdruck von 5 bis 8 bar gehalten werden, damit kein Phasenwechsel vom flüssigen zum gasförmigen Zustand eintritt. Nur im flüssigen Zustand erreicht DME Energiedichten, die mit konventionellen Kraftstoffen vergleichbar sind. DME kann in Dieselmotoren als Kraftstoff eingesetzt werden, seine Eignung für Brennstoffzellen-Antriebe wird gegenwärtig untersucht.

Die anhaltenden Bemühungen, **Erdgas** als Kraftstoff für den Verkehr zu nutzen, sind zunächst zu einem wesentlichen Teil darauf zurückzuführen, dass Erdgasfahrzeuge geringere spezifische Schadstoffemissionen aufweisen als Benzin- oder Dieselfahrzeuge. Damit könnte insbesondere im innerstädtischen Verkehr zu einer Verringerung der lokalen Emissionsbelastung beigetragen werden. Für den Fahrzeugbetrieb ist unter Normalbedingungen vorliegendes Erdgas ein eher ungeeigneter Kraftstoff, da der volumetrische Energiegehalt bei Normaldruck zu gering ist, um mit Pkw-üblichen Tankvolumina akzeptable Fahrzeugreichweiten zu realisieren (dazu wären Volumina von 50 m^3 notwendig). Eine Steigerung der Energiedichte kann erreicht werden, indem man Erd-

gas entweder unter Druck in verdichteter Form (Compressed Natural Gas, CNG) oder als tiefkalte Flüssigkeit (LNG) als Kraftstoff speichert. Nachteilig bemerkbar machen sich dann allerdings die höheren Aufwendungen (und die höheren Gewichte) für die Speichertanks, die auch zu höheren Investitionen für das Fahrzeug selbst führen.

Gasmotoren nach dem Otto-Prinzip sind heute Stand der Technik, finden wegen der nicht ausreichenden Infrastruktur jedoch derzeit hauptsächlich bei Flottenbetreibern Anwendung. Bei privaten Anwendern konnten sich Erdgasfahrzeuge - obwohl die höheren Anschaffungskosten der Fahrzeuge durch die geringeren Kraftstoffkosten aufgewogen werden können - in Deutschland jedoch bislang nicht durchsetzen. Derzeit sind in Deutschland rund 7.000 Erdgasfahrzeuge (zum Vergleich: weltweit mehr als eine Million, davon 400.000 in Argentinien und 300.000 in Italien) zugelassen. Brennstoffzellen-Antriebe mit Erdgas als Brennstoff sind technisch - mit hohem apparativen Aufwand - realisierbar. Da die Speicherung von Erdgas jedoch vergleichbar aufwendig wie die von Wasserstoff ist und letztgenannter wesentlich einfacher in Brennstoffzellen genutzt werden kann, wird Wasserstoff für Brennstoffzellen-Antriebe präferiert.

Technisch der Erdgasnutzung weitgehend vergleichbar ist der Einsatz von **Wasserstoff als Kraftstoff**. Einem Einsatz in Fahrzeugen standen bislang - neben den auch für Erdgas geltenden Argumenten - vor allem die höheren Gestehungskosten für Wasserstoff entgegen.

Die Situation für Wasserstoff wesentlich verbessern könnten neue, leichtere und kleinere Speichersysteme, die ohne Tiefkühlung oder hohe Drücke auskommen. Ein Hoffnungsträger sind Karbonstrukturen mit einem Durchmesser von wenigen Milliardstel Metern (auch bekannt als Graphit-Nanofibern oder Kohlenstoff-Nanoröhren). Diese nehmen schon bei relativ niedrigem Druck beträchtliche Mengen Wasserstoff in ihr Kristallgitter auf. Eine Speicherfähigkeit in der Größenordnung von zehn Gewichts-Prozent Wasserstoff im Kohlenstoff-Material gilt für Fahrzeuganwendungen als ausreichend. Erste positive Berichte aus Laboruntersuchungen, die eine Speicherfähigkeit im Bereich zwischen 10 und 20 %-Gewicht gezeigt haben wollten, konnten jedoch bislang nicht unabhängig verifiziert werden bzw. erwiesen sich als Messfehler. Als heute gesichert dürften Werte von etwa 2 %-Gewicht gelten.

4.2 Erfordernisse der Infrastruktur

Eine für die Einführung eines "neuen Kraftstoffs" entscheidende Voraussetzung ist dessen Erreichbarkeit für die Endverbraucher. Diese kann - nicht zuletzt angesichts der hohen Verfügbarkeit konventioneller Kraftstoffe - nur mit einer **weitgehend flächendeckenden Infrastruktur** - bei 1.500 bis 2.500 gleichmäßig verteilten Stationen - gewährleistet werden. Von großem Interesse ist angesichts des sehr gut ausgebauten Tankstellennetzes, ob die bestehenden Strukturen und Techniken auch für neue Kraftstoffe genutzt werden können. Das gilt sowohl für die Tankstelle selbst als auch für das Transportsystem. Eventuell zu klären ist auch der mit der Umrüstung bestehender oder der Einrichtung neuer Tankstellen verbundene Aufwand. Von Vorteil wäre, wenn die Lösungsansätze so ausgerichtet wären, dass sie in das bestehende Kraftstoffversorgungssystem eingegliedert werden können, um einem nahtlosen Übergang von dem jetzigen zu einem zukünftigen System zu gewährleisten.

Ein weiterer wichtiger Aspekt ist die **Kundenakzeptanz**, da schließlich der Endverbraucher über Erfolg oder Misserfolg bei der Einführung eines neuen Kraftstoffversorgungssystems entscheidet. Er vergleicht die Fahrleistungen, den Fahrkomfort, den Aktionsradius und nicht zuletzt den Zeitaufwand für den Tankvorgang. Der Umgang mit den erdölbasierten flüssigen Kraftstoffen, ihr Transport, ihre Speicherung und ihre Übergabe an Tankstellen sind vergleichsweise unkompliziert. Wichtige Voraussetzungen, die neue Kraftstoffe und ihre Infrastruktur erfüllen müssen, leiten sich aus diesem heutigen Stand der Technik und den Nutzergewohnheiten und -erwartungen ab.

Alle hier untersuchten neuen Kraftstoffe machen **Investitionen** in Umrüstungen bzw. neue Anlagen bei Tankstellen erforderlich, deren Gründe und Umfang im Folgenden skizziert werden:

Für die Kraftstoffversorgung mit **Alkoholen (Methanol, Ethanol)** kann weitgehend auf die existierenden Techniken und Strukturen zurückgegriffen werden, allerdings sind partiell Nachrüstungen erforderlich. Transport-, Speicher- und Umschlagsysteme müssen in alkoholresistenten, nichtrostenden sowie verschleißfesten Werkstoffen ausgeführt sein. Die gleiche Vorsorge ist bei allen Dichtungen und Schläuchen zu treffen. Außerdem sind Filter einzubauen, die vom Alkohol mitgerissene Partikel zurückhalten. An Übergabeeinrichtungen gilt es, Rückführungseinrichtungen für Alkoholdämpfe vorzusehen, um der Entwicklung von Explosionsherden vorzubeugen (IEA/AFIS 1996). Da der Eintrag von Methanol ins Erdreich oder in grundwasserführende Schichten verhindert

werden muss, sind wegen der vollständigen Mischbarkeit von Methanol mit Wasser die Flüssigkeitsabdichtungen im Fahrbahnbereich der Tankstellen wasserundurchlässig auszuführen.

Zu den **Kosten der Alkoholverteilungskette** beziehungsweise zu den Mehrkosten gegenüber konventionellen Systemen finden sich in der Literatur **keine einheitlichen Angaben**. So wird in einer britischen Studie (ETSU 1995) ausgeführt, dass die Kosten der Methanolverteilung um 70 % und die der Ethanolverteilung um 30 % über denen für konventionelle Kraftstoffe liegen. In einer amerikanischen Arbeit (DeLuchi 1991) werden spezifische Verteilungskosten von 0,01 US$ pro Liter Alkoholkraftstoff genannt (US$ auf Basis des Jahres 1995), mit einer gewissen Bandbreite, die davon abhängig ist, wo und woraus der Alkoholkraftstoff erzeugt wird und wie weit die Transportwege sind. Daraus ergibt sich, dass die **Verteilungskosten** auf die volumetrische Einheit bezogen in der gleichen Größenordnung liegen wie für Benzin oder Diesel, aber **bezogen auf den Energieinhalt** doch **etwa doppelt so hoch** sind.

Wie Methanol stellt auch **Rapsölmethylester** keine grundsätzlich neuen Anforderungen an die bestehende Bevorratungs- und Verteilungsinfrastruktur. Wegen der hohen Lösefähigkeit muss, ähnlich wie bei Alkoholkraftstoff, darauf geachtet werden, dass die verwendeten Dichtungen und Schläuche den gestellten Anforderungen gerecht werden und dass im Bereich der Umfüll-/Zapfeinrichtungen ein geeigneter (nicht löslicher) Bodenbelag vorhanden ist. Bei niedrigen Temperaturen verändert sich die Viskosität von RME spürbar, und ab etwa -10°C bilden sich Kristallisationsherde, die nach entsprechender Zeitdauer den gesamten Kraftstoff erfassen können (Connemann 1999a). Pflanzenölmethylester wird derzeit bundesweit an etwa 800 Tankstellen angeboten.

Dadurch, dass zahlreiche Tankstellen wegen des Auslaufens von bleihaltigem Super-Benzin über ungenutzte Tanklager verfügen, ergibt sich für die Einführung neuer flüssiger Kraftstoffe eine prinzipiell günstige Situation, denn die freien Kapazitäten sind für diese weitgehend nutzbar.

Die für den Kraftstoff **Dimethylether** erforderliche Infrastruktur entspricht im Prinzip der von Liquified Petroleum Gas (LPG, Autogas), das bereits als Kraftstoff eingesetzt wird. Beide Stoffe weisen vergleichbare physikalische Eigenschaften auf. Auch Dimethylether muss unter einem geringen Überdruck gehalten werden, damit er flüssig bleibt. Nur in diesem Zustand erreicht DME Energiedichten, die mit konventionellen Kraftstoffen vergleichbar sind.

Die Verteilungsinfrastruktur trägt den Druckverhältnissen Rechnung, ähnelt dabei aber in einem hohen Maße der für Benzin. Wegen des Überdrucks sind bei der Anordnung der Tanklager wie der Betankungsanlagen bestimmte Sicher-

heitsabstände zu den anderen Tankstelleneinrichtungen einzuhalten, was aber in der Regel unkritisch ist, da die modernen Standorte meist über ausreichend große Gelände verfügen. Die im Vergleich mit LPG höhere Lösefähigkeit von DME ist bei der Auswahl der Dichtungsmaterialien für Zapfanlagen und die Kraftstoff führenden Systeme in Fahrzeugen zu berücksichtigen.

Der Betankungsvorgang/-komfort ist vergleichbar mit dem von Benzin oder Diesel, denn es dauert bei entsprechenden Pumpenleistungen kaum eine Minute, um einen Pkw zu betanken. Da die Betankung über ein geschlossenes System erfolgt, ist sie nahezu emissions- und auch tropfenfrei, hat gegenüber den konventionellen Kraftstoffen also deutliche Umweltvorteile. Bei dem jetzigen Kenntnis- und Entwicklungsstand geht man davon aus, dass die Kosten einer DME-Infrastruktur nahezu mit denen für LPG identisch sind (TNO 1997).

Erdgas als Kraftstoff wird im Fahrzeug entweder unter Druck in verdichteter Form (Compressed Natural Gas, CNG) oder als tiefkalte Flüssigkeit (Liquified Natural Gas, LNG) gespeichert. Der Aufbau von Betankungsmöglichkeiten ist darum - verglichen mit flüssigen Treibstoffen - mit erheblichen Investitionen verbunden. Das Investitionsvolumen für eine "größere" Erdgastankstelle mit Kompressoren, einem Druckspeicher (20 m^3 geom. Volumen), einer Doppelzapfsäule und der Anbindung an eine nahegelegene Gasleitung, erreicht etwa 1 Mio. DM (Mannesmann 1999; Thyssengas 1999). Zapfanlagen für Busflotten sind zu einem Preis von etwa 300.000 bis 500.000 DM zu errichten.

Daneben werden kleinere mobile Betankungsanlagen angeboten, die ohne Gasanbindung etwa 350.000 DM kosten. Solche Kompaktanlagen, verfügen über die komplette CNG-Erzeugungstechnik, werden ebenfalls an das öffentliche Gasnetz angeschlossen, sind jedoch nur für kleinere Leistungen geeignet. Es wird aber erwartet, dass solche Anlagen aber wegen zu kleiner Kapazitäten bei der heutigen Kostensituation nicht wirtschaftlich arbeiten können (BGW 1999). Ihre Aufgabe kann nur darin gesehen werden, in einer ersten Stufe der Markteinführung eine ausreichende Kundenakzeptanz herbeizuführen.

Der derzeitige Bestand an Erdgas-Fahrzeugen in der Bundesrepublik liegt in einer Größenordnung von 7.000 Fahrzeugen. Dabei handelt es sich zum Teil um Flottenfahrzeuge mit einem relativ begrenzten Aktionsradius, die überwiegend von Gasversorgungsunternehmen und von Verkehrsbetrieben eingesetzt werden. Die Infrastruktur ist bislang nur sehr grobmaschig. Bundesweit sind derzeit knapp 130 Erdgasbetankungseinrichtungen in Betrieb, überwiegend in kommunalen oder privaten Betriebshöfen, die aber der Öffentlichkeit zugänglich sind. In diesem Zusammenhang wurde auch eine Reihe von öffentlichen Tankstellen mit Gasbetankungseinrichtungen ausgerüstet. Von den Gasversor-

gern wird in den nächsten Jahren eine Zahl von rund 300 bis 400 Erdgastankstellen angestrebt.

Für eine zukünftige **Wasserstoffinfrastruktur** zeichnen sich zentrale und dezentrale Versorgungsstruktur-Optionen ab. Dabei steht zu vermuten, dass eine dezentrale Erzeugung von Flüssigwasserstoff energetisch aufwendiger als für Druckwasserstoff zu realisieren sein wird. Eine zentrale Versorgungsstruktur wird sich nicht wesentlich von der der Erdgasversorgung unterscheiden. In ihren Grundzügen sind die Systeme (Rohrleitungen und stationäre wie mobile Druckspeicher) nicht nur bekannt und technisch erprobt, sondern auch seit Jahrzehnten sicher im Einsatz. So existiert eine 220 km lange Wasserstoffpipeline quer durch das Ruhrgebiet bis nach Köln, weltweit sind etwa 1.000 km Wasserstoffpipelines in Betrieb.

In einer ersten Einführungsphase würde sicher auch die Versorgung der Straßentankstellen über diese bereits erprobte Infrastruktur erfolgen. Bei einer ausreichend hohen Nachfrage an Großtankstellen könnte eine vor Ort stattfindende Wasserstofferzeugung mittels Reformierung (zum Beispiel aus Erdgas) wirtschaftlich sein. Alternativ könnte ein flächendeckendes Wasserstoffnetz aufgebaut oder - wie in ersten Forschungsarbeiten untersucht (Zittel 1994) - das bestehende Gasnetz dazu genutzt werden. Für Standorte, bei denen ein Anschluss an ein Erdgas- oder Wasserstoffnetz wirtschaftlich nicht darstellbar ist oder nicht zeitgerecht realisiert werden kann, wird eine dezentrale elektrolytische Wasserstofferzeugung diskutiert.

In verschiedenen Demonstrationsprojekten werden derzeit in Hamburg und München Wasserstoffbetankungsanlagen im Großversuch getestet, um einen sicheren sowie gefahrlosen Umgang nachzuweisen. Dazu zählt auch die Flüssigwasserstoffbetankung über einen Tankroboter (HEW 1999; TÜV 1998). Da es sich dabei aber um Prototypanlagen handelt, sind noch keine Angaben zu zukünftigen Investitionskosten publiziert. Es ist zu erwarten, dass die Kosten ganz entscheidend davon abhängen werden, woraus, wie, wo und wie viel Wasserstoff erzeugt wird, ob zentral in Großanlagen oder dezentral auf dem Tankstellengelände usw. In diversen Publikationen von Mineralölgesellschaften, die sich mit der Problematik auseinandersetzen, findet man nur ganz allgemeine Hinweise darauf, dass die notwendige Wasserstoffinfrastruktur extrem kostspielig und teurer sein wird als eine CNG-Infrastruktur.

Relativ **günstig** stellt sich die Situation für **Methanol und Pflanzenölmethylester** dar, weil beide Kraftstoffe üblicherweise im gleichen Aggregatzustand wie konventionelle Kraftstoffe genutzt werden und vergleichbare Eigenschaften haben, so dass bei der Infrastruktur im Prinzip die gleichen Kompo-

nenten genutzt werden können. Die Einführung flüssiger Kraftstoffe kann vor allem dort mit geringen Investitionskosten erfolgen, wo nach der Vertriebseinstellung von verbleitem Kraftstoff freie Tanklager vorhanden sind. Es ist nicht auszuschließen, dass sich in der nächsten Zukunft durch den Wegfall von Normalbenzin, womit eine Reihe von Mineralölkonzernen infolge der absehbaren Motorenentwicklung rechnen (Nierhauve 1998), weitere freie Lagerkapazitäten an Tankstellen ergeben.

Bei den **anderen betrachteten Kraftstoffen** ist die Situation u.a. auch deshalb etwas anders, weil sie unter Normalbedingungen nicht flüssig oder drucklos vorliegen. Neben den **technisch bedingten Mehraufwendungen** muss **erhöhten Sicherheitsanforderungen** Rechnung getragen werden, wozu z.B. auch gewisse Mindestabstände zwischen den Speichern für Flüssiggas und andere Kraftstoffe zu zählen sind.

Die **hohen Investitionen für Gastankstellen** (sowohl für Erdgastankstellen als auch für Wasserstofftankstellen mit Anbindung an ein Wasserstoffnetz oder Vor-Ort-Reformierung von Erdgas) sind ganz wesentlich auf hohe Anschlusskosten an Gasnetze zurückzuführen. In Städten sind wegen der vielen unterirdischen Versorgungsleitungen die Anschlussarbeiten an das in den Straßen verlegte Gasnetz sehr aufwendig, bei netzfernen Stationen sind über größere Entfernungen Rohrleitungen neu zu verlegen. Eine direkte Netzanbindung macht zwar in den meisten Fällen die mobile Versorgungsinfrastruktur überflüssig. Allerdings könnte ein Anschluss abgelegener Stationen, etwa an den Autobahnen, an ein Gasnetz unwirtschaftlich sein.

Eine gewisse Orientierung für die Dimension der Umrüstungsaufwendungen können Angaben von DaimlerChrysler geben, denen zufolge eine Umstellung von 30% der Tankstellen in den US-Bundesstaaten Kalifornien, Massachusetts und New York für Wasserstoff 1,4 Mrd. US$, für Methanol 400 Mio. US$ und für neuartiges Benzin 200 Mio. US$ kosten wird.

Im TAB-Projekt wurde die Frage nicht vertieft untersucht, inwieweit durch die Einführung alternativer Kraftstoffe die Verkehrsleistung für die Kraftstoffdistribution verändert wird. Dies kann auch nicht generell beantwortet werden, sondern ist von den gewählten alternativen Kraftstoffen und Szenarien für neue Umwandlungs- und Distributionsinfrastrukturen sowie für Verbrauchsentwicklungen bei den Fahrzeugen abhängig. Eine detailliertere Betrachtung muss zukünftigen Studien vorbehalten bleiben, für flüssige Kraftstoffe kann jedoch festgehalten werden, dass die energetischen Aufwendungen und die Emissionen der Distributionen in einer Gesamtbilanzierung nur einen geringen Einfluss haben.

Insgesamt wird davon ausgegangen (FZJ 1999), dass für die Akzeptanz neuer Kraftstoffe (und neuer Fahrzeugantriebe) eine **Tankstellendichte von etwa 2.000 Stationen** erforderlich sein dürfte. Obwohl der Aufbau eines - dieser Abschätzung zugrunde liegenden - Fahrzeugbestandes von 4 Mio. Fahrzeugen nach der Erfahrung mit Vorlaufzeiten von 10-20 Jahren verbunden ist, muss der Ausbau einer geeigneten Infrastruktur mit der breiteren Einführung des neuen Fahrzeugs weitgehend abgeschlossen sein. Das bedeutet, dass - hauptsächlich seitens der Mineralölindustrie - erhebliche Vorleistungen notwendig werden. Ein wirtschaftlicher Betrieb der neuen Versorgungsinfrastruktur dürfte jedoch erst mit Erreichen der angestrebten Tankstellen-Kraftwagen-Relation eintreten, hängt also empfindlich vom Markterfolg der neuen Fahrzeugkonzepte ab.

5. Wirtschaftliche Aspekte

Gegenwärtig liegen keine verlässlichen Angaben über die zu erwartenden Kosten (und Preise) von Fahrzeugen mit Brennstoffzellen-Antrieben vor. Der vom Markt akzeptierte Aufpreis für ein Brennstoffzellenfahrzeug ist stark von den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen (Kraftstoffpreise, Steuer, Versicherung) wie auch von kundenspezifischen Faktoren (Kundenbedürfnisse und Nutzungseigenschaften des Fahrzeuges, Prestige, Image) abhängig.

Kosten und Preise

Eine grobe, Anschaffungs- und Unterhaltskosten einschließende Abschätzung (FZJ 1999) zeigt, dass der Mehrpreis für ein Brennstoffzellenfahrzeug in Bezug auf ein Fahrzeug mit Verbrennungsmotor im Bereich um 30-50 DM/kW in der Mittelklasse (absolut zwischen 1.500 und 2.500 DM) bei erwarteten Benzinpreisen um 2,25 DM/l im nächsten Jahrzehnt liegen dürfte, wenn der Energieverbrauch etwa um 1,5 l/100km Benzinäquivalent (ca. 25-30 %) unter dem des Benzinfahrzeugs liegt und der Preis des Ersatzkraftstoffs mit dem Benzinpreis identisch ist. Voraussetzung sind vergleichbare Nutzungseigenschaften bezogen auf das Fahrzeug und die erforderliche Infrastruktur.

Dies ist etwa vergleichbar mit den Preiszielen, die seitens der Brennstoffzellen- und Automobil-Entwickler und -Hersteller angegeben werden. Nach Aussagen von Vertretern der Adam Opel AG soll der Preis eines Brennstoffzellenfahrzeuges "dem eines vergleichbaren Modells mit Dieselmotor und Auto-

matik[14] entsprechen". Dazu wäre eine Fertigung von 50.000 Einheiten pro Jahr erforderlich (Schubert 1999). Ballard Automotive geht davon aus, dass ein Fertigungsvolumen von 200.000 Brennstoffzellen pro Jahr notwendig ist, damit das System mit konventionellen Antrieben wettbewerbsfähig ist.

Bei derartigen Betrachtungen sind denkbare Kostenentwicklungen bei modernen Verbrennungsmotoren zu berücksichtigen. So dürften weitere Optimierungen mit dem Ziel der Verbrauchsreduktion zu aufwendigeren Motor- bzw. Antriebs-Konzepten und damit höheren Kosten führen. Auch Emissionsminderungsmaßnahmen - etwa Abgaskontrolle oder Abgasnachbehandlung - könnten kostensteigernd wirken. Andererseits würde eine - ggf. im Zuge politischer Maßnahmen einsetzende - Trendwende im Verbraucherverhalten hin zu Antrieben mit kleineren Hubräumen und geringerer Zylinderzahl Antriebe mit geringeren Kosten fördern.

Wegen der vergleichsweise niedrigen Kosten für die Herstellung eines Verbrennungsmotors dürfte **das Kostenziel für ein Brennstoffzellen-System für Fahrzeug-Antriebe das ehrgeizigste unter allen Brennstoffzellen-Anwendungen** sein. Das Erreichen o.g. Fahrzeugpreise macht es erforderlich, dass sich das Antriebssystem für weniger als 100 DM/kW herstellen lässt. Zum Vergleich: Zum Erreichen der Wettbewerbsfähigkeit mit konventionellen Alternativen dürfen Brennstoffzellen für die stationäre Energieversorgung bis zu 1.000 DM/kW, solche für die Hausenergieversorgung bis zu 3.000 DM/kW kosten.

Heute verfügbare Brennstoffzellen kosten - wegen des frühen Entwicklungsstandes und der aufwendigen Fertigung in geringen Stückzahlen - noch mehrere zehntausend DM pro Kilowatt. Das Erreichen der oben angegebenen Kosten ist erforderlich, um im Wettbewerb gegen die konventionellen Alternativen wirtschaftlich bestehen zu können. Dies wird aber **erhebliche Anstrengungen** zur Optimierung der Brennstoffzelle und ihrer Nebenaggregate (vor allem eine kostenoptimierte Auslegung), zur Kostenreduktion in der Fertigung sowie hohe Lernkurveneffekte (d.h. auch große Stückzahlen) **notwendig** machen.

Markteinführung

Eine öffentliche Auseinandersetzung hat sich an der Fragestellung entwickelt, ob die Einführung von Brennstoffzellen-Antriebe in Deutschland vor allem in

14 Dies entspricht grob einem Aufpreis von 2.000 DM gegenüber einem Diesel-Fahrzeug und 5.000 DM gegenüber einem vergleichbaren Benzin-Fahrzeug.

der Anfangsphase durch staatliche Hilfen unterstützt werden sollte. Insbesondere Vertreter der Fahrzeugindustrie wünschen derartige Maßnahmen, etwa die politische Unterstützung bei der Einführung von Infrastrukturen für neue Kraftstoffe, Benutzervorteile für Niedrigemissionsfahrzeuge oder auch direkte Subventionen während der Markteinführung.

Seitens des Umweltbundesamtes wurde im Ergebnis einer Kosten-Nutzen-Analyse festgestellt, dass Emissionsminderungen und Beiträge zum Ressourcenschutz wesentlich kostengünstiger durch verbrauchsoptimierte Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor mit niedrigsten Abgasemissionen realisiert werden können als durch Fahrzeuge mit Brennstoffzellenantrieb. Das UBA betrachtet das Konzept der Brennstoffzelle im Straßenverkehr "derzeit aus Umweltsicht als nicht kosteneffizient" und lehnt darum eine Unterstützung mit staatlichen Mitteln ab (UBA 1999).

Neben Umweltgesichtspunkten sind jedoch noch weitergehende Aspekte, etwa die Schaffung von technischen Optionen für eine mögliche Ressourcenschonung oder die Erhaltung und Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie zu berücksichtigen. Als innovatives Konzept mit z.T. interessanten ökologischen Aspekten birgt die Brennstoffzelle durchaus auch Potenziale für volkswirtschaftliche Wohlfahrtseffekte, die ein staatliches Engagement, etwa in der Forschungsförderung oder bei der Markteinführung, rechtfertigen könnten.

6. Fazit und Ausblick

Elektrisch betriebene Brennstoffzellen-Antriebe sind eine neue, vielversprechende Antriebsoption. Sie werden im Wettbewerb mit konventionellen verbrennungsmotorischen Antrieben (sowohl mit - modifizierten - herkömmlichen Kraftstoffen als auch mit neuen Energieträgern bei sich gleichzeitig weiter entwickelnder Motoren- und Emissionsminderungstechnik), mit Hybridantrieben (mit systembedingten höheren Antriebsgewichten) sowie Elektroantrieben mit Batterien bestehen müssen. Kriterien hierfür sind - neben der Einhaltung bzw. weiteren Minderung limitierter Emissionen, einer reduzierten Nutzung erschöpflicher Energieressourcen und einer Senkung der Beiträge zum Treibhauseffekt - vor allem auch die Anschaffungs- und die Betriebskosten dieser Fahrzeuge.

- Die möglichen Potenziale und Perspektiven von Fahrzeugen mit Brennstoffzellen würden unvollständig betrachtet, wenn man **in den Betrachtungsrahmen** nicht das **Kraftstoffversorgungssystem und die eingesetzten Energieträger einbezieht**: Wasserstoff als direkter Kraftstoff für Brennstoffzellenantriebe stellt aus heutiger Sicht eher eine längerfristige Perspektive dar, da die Speicherung von Wasserstoff an Bord von Fahrzeugen sowie die ausreichende und finanzierbare Bereitstellung von nichtfossilem Wasserstoff bislang noch nicht befriedigend gelöst sind. Es wird jedoch seitens der Industrie - nicht zuletzt im Rahmen der Initiative VES - intensiv an neuen Speichertechniken gearbeitet und zugleich untersucht, unter welchen Voraussetzungen der Aufbau einer Wasserstoff-Basisinfrastruktur ab etwa 2005 technisch, wirtschaftlich und sicherheitsseitig machbar ist.

  Nicht für Nischenlösungen, wohl aber für den breiten Energiemarkt dürften in den nächsten 20 bis 30 Jahren noch andere Energieträger - v.a. flüssige Alkohole beziehungsweise Kohlenwasserstoffe - zur Bereitstellung von Wasserstoff in Brennstoffzellen Anwendung finden. Dabei befinden sich Alkohole (v.a. Methanol) und Benzin in einer Konkurrenzsituation, deren Ausgang noch offen ist. In beiden Fällen muss der getankte Kraftstoff im Fahrzeug in Wasserstoff umgewandelt, d.h. reformiert werden. Einfacheren und effektiveren Ansätzen für Methanol-betriebene Brennstoffzellenantriebe bei heute nicht vorhandener Methanol-Infrastruktur stehen aufwendigere Benzin-betriebene Brennstoffzellensysteme mit einer eingeführten Kraftstoffproduktion und -verteilung - bei allerdings unzureichender Kraftstoffqualität sowohl für Brennstoffzellenantriebe als auch für fortschrittliche verbrennungsmotorische Anwendungen - gegenüber.
- Dringender politischer Handlungsbedarf besteht beim **Klimaschutz**. Weiterhin steigende CO_2-Emissionen des Verkehrs stehen den Erklärungen der Bundesregierung entgegen, die gesamten CO_2-Emissionen bis 2005 im Vergleich zu 1990 um 25 % zu reduzieren.

  Berücksichtigt man, dass - wie in nahezu allen Verkehrsprognosen angenommen - die Fahrleistungen bis zum Jahr 2010 weiter ansteigen und nutzbare Techniken für die Abtrennung von CO_2 aus Abgasen bis dahin wohl nicht zur Verfügung stehen werden, so lässt sich eine Reduktion der CO_2-Emissionen nur durch eine Verringerung der spezifischen Verbräuche von Fahrzeugen oder durch die Nutzung neuer Treibstoffe mit geringeren spezifischen CO_2-Emissionen erreichen. Einen schnell wirksamen Beitrag könnte hier die breite Einführung verbrauchsarmer Kraftfahrzeuge, wie sie zunehmend am Markt angeboten werden, leisten. Ein weiterer schon heute

kommerziell verfügbarer Ansatz ist die Nutzung von Erdgas in Verbrennungsmotoren, wobei im Vergleich zu Benzin 20-30 % weniger CO_2-Emissionen entstehen.

Daneben können auch Brennstoffzellen-Fahrzeuge zur **Reduktion der CO_2-Emissionen** beitragen, sofern sie in genügend großer Zahl eingeführt sind. **Vom gewählten Brennstoffzellensystem und vom eingesetzten Kraftstoff hängt es ab, wie die Nettobilanz dieser Substitution ausfällt.** Im Vergleich mit konventionellen Verbrennungsmotoren und bei Nutzung von aus fossilen Quellen gewonnenen Kraftstoffen stehen energetischen und CO_2-emissionsseitigen Vorteilen des Brennstoffzellen-Antriebs selbst energetische Verluste und CO_2-Emissionen bei der Kraftstoffbereitstellung und -aufbereitung entgegen. Für die Emissionen gilt dies eingeschränkt auch für regenerativ erzeugte Endenergieträger, nicht jedoch für die Wasserstoffherstellung auf der Basis von emissionsfrei regenerativ erzeugtem Strom.

Bei der Substitution von Fahrzeugen mit konventionellen Antrieben durch Fahrzeuge mit Brennstoffzellen-Antrieben erfolgt tendenziell eine **Verlagerung von energetischen Verlusten und CO_2-Emissionen aus dem Fahrzeugbetrieb in die Kraftstoffgewinnung und -herstellung**. Dies ist von politischer Relevanz insbesondere vor dem Hintergrund, dass Treibhausgasreduktionsziele nicht nur national, sondern auch von einzelnen Branchen und Verbänden - nicht zuletzt auch im Rahmen von Selbstverpflichtungen - angestrebt werden. Eine solche Substitution könnte dazu führen, dass die Automobilindustrie ihre Reduktionsziele erreichen würde, die nationalen Emissionen - wegen der höheren CO_2-Emissionen bei der Bereitstellung bestimmter Kraftstoffe - jedoch nicht oder zumindest nicht im entsprechenden Verhältnis zurückgingen.

- Die Abgase aus Fahrzeugen des Straßenverkehrs verursachen vielfältige Umweltbelastungen und Beeinträchtigungen der menschlichen Gesundheit. Eine **Reduktion von Abgasemissionen** ist weiterhin **erforderlich**. Hierzu gibt es bei Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor mehrere grundsätzliche Optionen: Reduktion des spezifischen Verbrauchs, Nachbehandlung der Abgase und die Einführung neuer Qualitäten konventioneller Kraftstoffe.

  Brennstoffzellen-Pkw mit **Wasserstoff** im Tank sind **Nullemissionsfahrzeuge**. Brennstoffzellen-Pkw mit **Methanol** und annähernd auch solche mit **Kohlenwasserstoffen** als Kraftstoff werden den europäischen Emissionsstandard für Pkw **EURO4** (2005) und auch die kalifornischen **ULEV- und SULEV-Emissionsstandards** und damit die limitierten Emissionen von

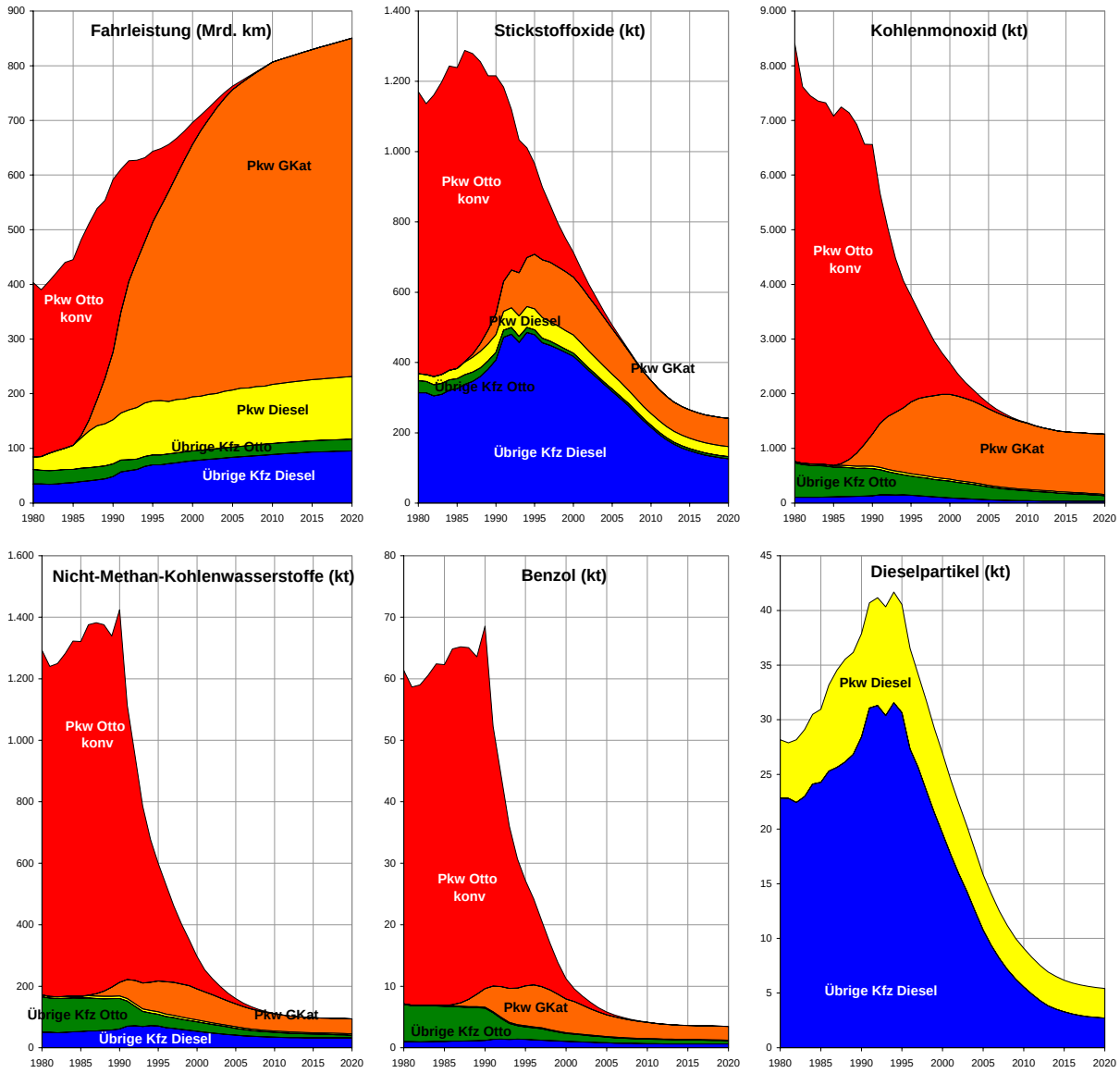
NO_X, CO, Kohlenwasserstoffen sowie Partikel erfüllen und je nach Brenngaserzeugungsverfahren auch deutlich **unterbieten**.

Allerdings erlauben auch neue verbrauchsoptimierte Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor mit niedrigsten Abgasemissionen einen Betrieb mit lokalen Emissionen, die beinahe Null sind. Die konsequente Umsetzung bereits beschlossener Maßnahmen, die bei den drei obengenannten Optionen ansetzen, wird bei den limitierten Schadstoffen (außer Partikel) aus heutiger Sicht zu weiteren Reduktionen führen, so dass die von der WHO und der EU definierten notwendigen Luftqualitätsziele in Deutschland erreicht werden können (Abb. 19; ifeu 2000; UBA 1999). Handlungsbedarf besteht noch bei Emissionen von Partikeln aus Dieselantrieben. Erste technische Ansätze zu ihrer Minderung sind bereits auf dem Markt verfügbar. Politische Bestrebungen, solche Techniken vorzuschreiben, sind augenblicklich nicht zu erkennen.

Die für den in diesen Untersuchungen betrachteten Zeitraum (bis 2020) getroffenen Aussagen mögen den Eindruck erwecken, dass die verkehrsbedingten Umweltbelastungen mit einer Optimierung des Verbrennungsmotors in ausreichendem Maße und vor allem mit geringerem finanziellen Aufwand reduziert werden können und dass sich die Entwicklung alternativer Antriebstechnologien wie die des Brennstoffzellen-Fahrzeuges oder des Batterie-Elektrofahrzeuges - zumindest für die deutsche Situation - nicht aufdrängt.

Längerfristig könnte jedoch eine weitergehende Reduktion der direkten Abgasemissionen bei Pkw über die dargestellten Minderungen hinaus notwendig sein - vor allem dann, wenn infolge der allgemeinen Verkehrszunahme die Schadstoffemissionen wieder ansteigen werden, weil das Optimierungspotenzial beim Verbrennungsmotor weitgehend ausgeschöpft sein wird. Zudem könnten in dem Moment, wo Nullemissionsfahrzeuge eine realistische (technisch machbare und wirtschaftlich wettbewerbsfähige) Option sind, diese vom Verbraucher verstärkt nachgefragt oder ihr Einsatz seitens der Politik oder von Umweltverbänden gefordert werden. Mit anderen Worten: Die **aktuellen technischen Entwicklungen** und die sich abzeichnenden **neuen Regelungen bei Fahrzeugen mit konventionellen Verbrennungsmotoren machen die Entwicklung von Techniken für Fahrzeuge ohne lokale Emissionen von Schadstoffen** und deren Einführung **nicht vollständig obsolet**.

Abb. 19: Prognose der Entwicklung der direkten Emissionen des Straßenverkehrs (ohne Einführung von Brennstoffzellen-Fahrzeugen)



Quelle: ifeu-Berechnungen mit TREMOD, Version 9/99 (ifeu 2000)

- Mittel- und langfristig sollten **Optionen für den Einsatz erneuerbarer Energieträger** nicht nur für die stationäre Energieversorgung, sondern auch im Verkehr eröffnet werden. Dies ist nicht nur aus Emissions- und Klimaschutzgründen, sondern auch wegen der beschränkten Verfügbarkeit fossiler Energiequellen notwendig. Zum einen sind die Reichweiten fossiler Energieträger - wenngleich die Zahlenangaben hierzu schwanken und kontrovers diskutiert werden - begrenzt, zum anderen ist die Übertragbarkeit

des Konzepts einer auf Erdöl basierenden mobilen Gesellschaft auf den heute noch nicht motorisierten Teil der Welt nicht denkbar.

Die wichtigen potenziellen Brennstoffzellen-Kraftstoffe Wasserstoff und Methanol sind aus verschiedenen Primärenergieträgern - auf fossiler wie auch regenerativer Basis - herstellbar. Durch derartige Antriebe wird darum eine **regionale Differenzierung und Diversifizierung von Energieträgern für den Verkehr** realisierbar. Zudem könnten durch ihre Entwicklung und Einführung die technische Basis für die Nutzung regenerativer Energien im Verkehr geschaffen und ein gleitender Übergang aus der erdölbasierten in die regenerative Treibstoffversorgung ermöglicht werden. Auch aus diesem Grund ist die Brennstoffzelle im Fahrzeug eine Option für die Zukunft.

- Heute sind bereits mehrere technische Optionen zur **Nutzung erneuerbarer Energieträger im Verkehr** erkennbar. Dazu gehören der Einsatz biogener Flüssigbrennstoffe, mit regenerativ erzeugtem Strom betriebene Elektrofahrzeuge oder auch der Einsatz von regenerativ erzeugtem Wasserstoff. Ihnen gemeinsam ist, dass sie regenerative Energien nicht - oder nur in begrenztem Maße - direkt nutzen, sondern dass sie Umwandlungsschritte und Speichertechniken erforderlich machen.

  Beim Einsatz von regenerativ erzeugtem Wasserstoff als Brenngas lassen sich die **systembedingten Vorteile der Brennstoffzellen gegenüber konventionellen Lösungsansätzen** bezüglich einer nachhaltigen Bedarfsdeckung deutlich aufzeigen: Sollten sich langfristig Kraftstoffversorger und Automobilhersteller auf eine nicht-fossile Energiebasis (z.B. regenerativ basierte Kraftstoffe) einigen, spielt die CO_2-Problematik weder für konventionelle noch für Brennstoffzellen-Fahrzeuge eine Rolle. Bei zu erwartenden höheren Kraftstoffkosten für nicht-fossile Kraftstoffe dürfte dem Kraftstoffverbrauch des Fahrzeugs dann größere Bedeutung zukommen. Aus Kundensicht wären dann Fahrzeuge mit geringerem Verbrauch von Vorteil. **Hier könnte der höhere Wirkungsgrad des Brennstoffzellen-Antriebs relevant werden und den Brennstoffzellenfahrzeugen eine günstige Marktposition verschaffen.**
- Für die Einführung neuer Energieträger wären flankierende politische Maßnahmen zu diskutieren. Eine breite Einführung neuer Energieträger im Verkehrssektor würde - weitgehend unabhängig von der Antriebstechnik - seitens der Politik Koordination und Unterstützung im Bereich der Zulassung dieser Stoffe als Kraftstoffe und bei der europaweiten Harmonisierung der Zulassungsvorschriften notwendig machen. Auch der Aufbau geeigneter Infrastrukturen für die Versorgung mit solchen Kraftstoffen scheint - da zwischen

Fahrzeug- und Mineralölindustrie allein derzeit nicht lösbar - stärkeren Engagements von politischer Seite zu bedürfen. Beide Prozesse erfordern einen zeitlichen Vorlauf vor einer Einführung solcher Energieträger und der entsprechenden neuen Antriebe (für Brennstoffzellen-Fahrzeuge mit Methanol ist derzeit das Jahr 2004 geplant), um einen sich weitgehend selbst tragenden Markt zu ermöglichen.

FuE-Bedarf

Insgesamt ist die Brennstoffzellenentwicklung für mobile Anwendungen geprägt durch die Diskussion über den "richtigen" **Kraftstoff**, den Nachweis der **Funktionstüchtigkeit** der Technik in der Anwendung, insbesondere im Langzeitbetrieb, die aus heutiger Sicht erforderliche **Kostensenkung** und die Machbarkeit der **Markteinführung**.

Für eine Marktakzeptanz müssen die dargestellten und diskutierten technischen und ökonomischen Barrieren überwunden und nutzer- sowie kapitalseitige Vorteile sichtbar werden, wobei diese auch bei der stationären Anwendung oder bei anderen Spin-off-Effekten von marktfähigen Systemen mit Brennstoffzellen und deren Peripherie-Einheiten liegen können. **Entscheidend werden jedoch die energie- und verkehrswirtschaftlichen Rahmenbedingungen sein**, da viele Potenziale der Brennstoffzelle erst im Rahmen einer Neuausrichtung der Energiewirtschaft - hin zu einer auf regenerativen Energieträgern basierten Energieversorgung - in vollem Umfang wirksam werden können.

Die Entwicklung von Brennstoffzellensystemen lässt **Innovationssprünge** erwarten - sowohl für die Brennstoffzellen selbst im Bereich der Materialtechnik und der Herstellungsverfahren als auch für die aufwendigen und je nach Energieträger unterschiedlich komplizierten Peripherie-Einheiten der Brennstoffzellensysteme. Nach heutigem Stand werden Energieumwandlungssysteme mit Brennstoffzellen **zukünftig konkurrenzfähig** sein können. Fundierte quantitative Angaben zu ihren Marktpotenzialen sind aber derzeit noch nicht möglich.

Im Mittelpunkt der FuE-Tätigkeit dürfte in den nächsten Jahren weiterhin der **Brennstoffzellen-Antrieb** selbst stehen. Schwerpunkte in diesem Bereich sind:

- Entwicklung von effizienten und dynamischen Antriebssystemen, vor allem die Verbesserung des dynamischen Verhaltens,
- Entwicklung von kompakten Einheiten sowie die Miniaturisierung von Bauteilen und des Gesamtsystems,

- Entwicklung von Speichersystemen sowohl für die verschiedenen Kraftstoffoptionen (vor allem für Wasserstoff) als auch für elektrische Energie, um auch regeneratives Bremsen ermöglichen zu können,
- Entwicklung effizienter und kompakter Nebenaggregate,
- Verbesserung von katalysierten Prozessen (Gaserzeugung), Reformerentwicklung,
- Erweiterung der Antriebssimulationen,
- Nachweis der Betriebssicherheit (u.a. Sensortechnik),
- Nachweis der Praxistauglichkeit (Verbesserung des Kaltstartverhaltens auf eine Startzeit auf Dieselniveau - etwa 2 Sekunden; Sicherung der Funktionsfähigkeit auch bei tiefen Temperaturen - bis minus 30°C - oder bei extremer Luftfeuchtigkeit).

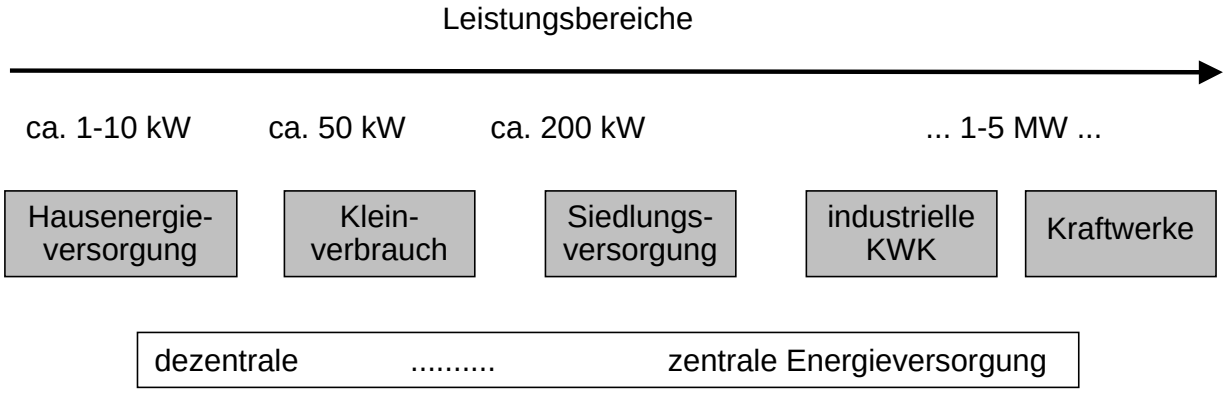
Daneben sind Arbeiten am **Gesamtsystem Brennstoffzellen-Fahrzeug** erforderlich. Der Schwerpunkt dürfte dabei die Reduktion der Kosten zur Erreichung des Kostenziels (Fahrzeugaufpreis bis 10 % gegenüber Benzin-ICE, was Kosten für den Brennstoffzellenstapel von unter 60 DM/kW bzw. Kosten für das gesamte Antriebsaggregat von unter 100 DM/kW notwendig macht) sein. Ansätze sind - neben entsprechenden Effekten durch hohe Stückzahlen in der Fertigung - vor allem im Fertigungsprozess selbst, etwa durch den Einsatz neuer Materialien oder die Verringerung des Edelmetall-Einsatzes, zu finden. Dabei wird die Auslegung des Brennstoffzellensystems in hohem Maße nach Design-to-Cost-Gesichtspunkten erfolgen. Aus systemanalytischer Sicht sind vor allem eine Erweiterung der vergleichenden Systemanalyse sowie weitere Parameterstudien der Verfahrensanalyse angeraten.

Ergänzend dazu müssen Fragen nach dem "richtigen" **Kraftstoff und** der Bereitstellung der **Infrastrukturen** beantwortet werden. Forschungsschwerpunkte in diesem Bereich dürften u.a. zu erwartende Veränderungen von Kraftstoff-Herstellungsprozessen, Verfahren zur wirtschaftlichen und umweltverträglichen Bereitstellung regenerativer Kraftstoffe, die Definition weltweit vergleichbarer Kraftstoffspezifikationen, der Umgang mit Kraftstoff-Gefahrenpotenzialen, Erfordernisse beim Aufbau von neuen Kraftstoffinfrastrukturen und die Definition praxisnaher Vergleichskriterien sein.

V. Brennstoffzellen in der stationären Energieversorgung

Brennstoffzellen können sowohl zur zentralen als auch zur dezentralen Bereitstellung von Elektrizität und Wärme in Industrie, in Kraftwerken, in Wohn- und Gewerbesiedlungen und in einzelnen Haushalten eingesetzt werden. Je nach Anwendungsfall ist eine strom- oder wärmegeführte Betriebsweise möglich. Zur stationären Energieversorgung eignen sich grundsätzlich alle in Kapitel II beschriebenen Brennstoffzellen-Typen. Jedoch sind im Einzelfall aus technischen und ökonomischen Erwägungen heraus - welche Gegenstand des folgenden Kapitels sind - Einschränkungen vorzunehmen. Eine Besonderheit des Einsatzes von Brennstoffzellen in der stationären Energieversorgung ist die **Breite** des anvisierten **Leistungsbereiches**. Der kW-Leistungsbereich ist eher in der **dezentralen Hausenergieversorgung** sowie im Kleinverbrauch anzutreffen (Abb. 20). Mit zunehmender Leistung bis in den MW-Bereich ist tendenziell eher eine **zentrale Energieversorgung**[15] angesprochen.

Abb. 20: Betrachtete Leistungsbereiche für den Einsatz von Brennstoffzellen in der stationären Energieversorgung



Quelle: Zusammenstellung des TAB

15 Die Differenzierung zwischen dezentraler und zentraler Energieerzeugung erfolgt im Wesentlichen nach der Anlagengröße. Dezentral werden eher kleinere Anlagen eingesetzt, die an Verteilungsnetze angeschlossen sein können, jedoch nicht in die Kraftwerkseinsatzplanung (Sicherung der Zuverlässigkeit der öffentlichen Energieversorgung) integriert sind. Zentral werden entsprechend größere Anlagen wie Kohlekraftwerke eingesetzt, die fester Bestandteil der Kraftwerkseinsatzplanung sind.

Die folgenden Ausführungen betreffen zwei Teilbereiche. Dies ist zum einen die **Hausenergieversorgung**, welche neben einzelnen Gebäuden auch die Energieversorgung von Siedlungen und den Kleinverbrauch[16] umfasst (Kap. 2). Zum anderen wird die **industrielle Energieversorgung** betrachtet, welche sich auf die industrielle Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) sowie den Kraftwerkseinsatz von Brennstoffzellen (Kap. 3) bezieht. Vorangestellt werden einige, beide Teilbereiche betreffende Ausführungen zur aktuellen Emissionssituation und zur Rolle und Struktur der Kraft-Wärme-Kopplung sowie zu Konsequenzen der Liberalisierung der Energiemärkte (Kap. 1).

1. Rahmenbedingungen der Energieversorgung in Deutschland

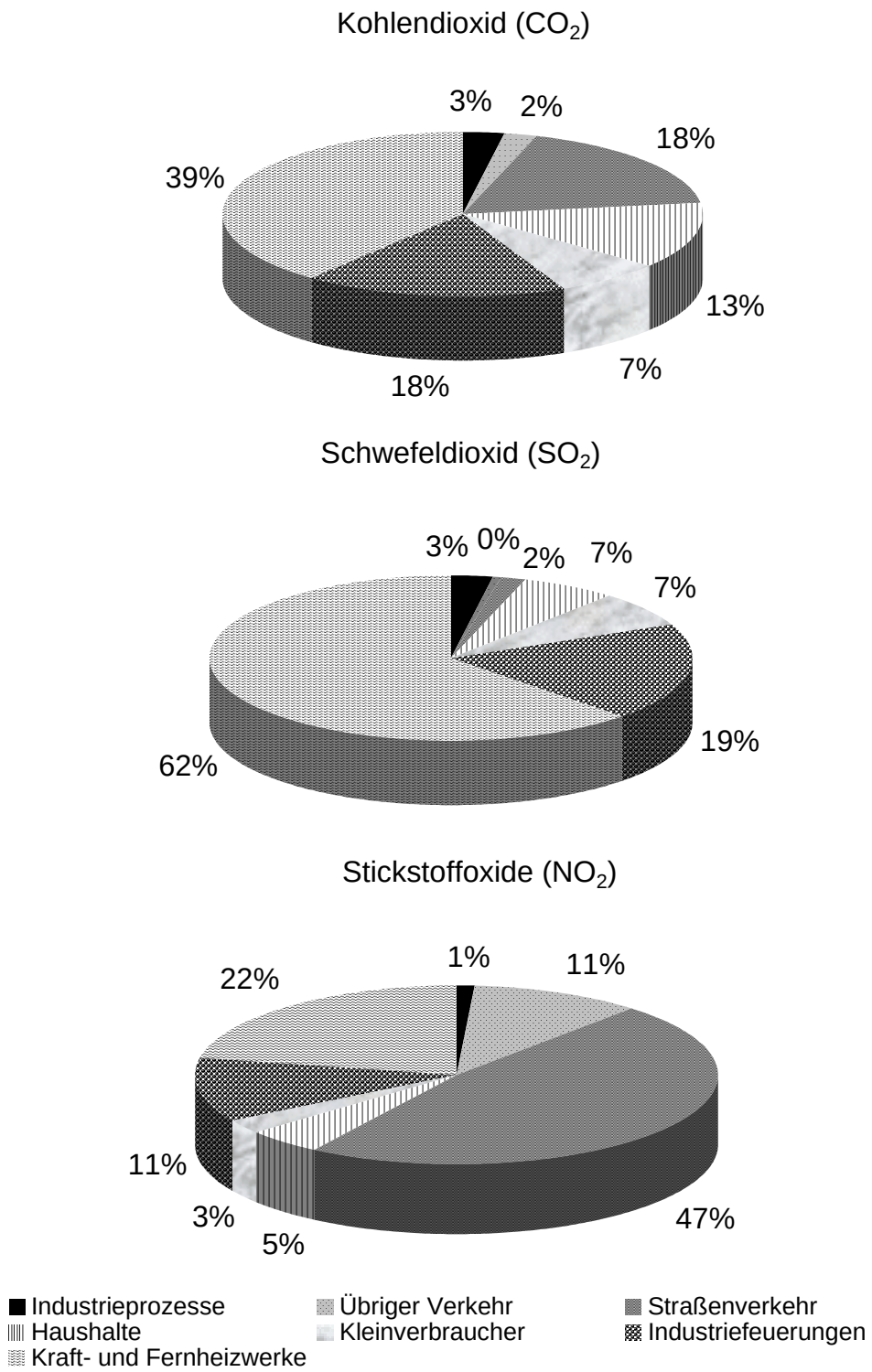
Die Energieversorgung in Deutschland befindet sich in einer Umbruchphase, die wesentlich durch die Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte geprägt ist. Unter dem Blickwinkel einer Neuausrichtung der Energieversorgung stehen neben Aspekten des nachhaltigen Umgangs mit Rohstoffressourcen und der Sicherung der Zuverlässigkeit der Energiebereitstellung auch die der Beiträge einer neuen Energieumwandlungstechnik zur Umsetzung von Postulaten nachhaltiger Entwicklung und von Klimaschutzzielen im Vordergrund. Damit stellt sich die Frage, inwieweit die Brennstoffzellen-Technik einen kurz-, mittel- oder langfristig einzuordnenden Beitrag zu einer nachhaltig orientierten Energieversorgung im 21. Jahrhundert leisten kann.

1.1 Aktuelle Emissionssituation

Eine prozentuale Aufteilung emittierter Mengen an Kohlendioxid, Stick- und Schwefeloxiden aus allen Emittentengruppen in Deutschland im Jahre 1994 zeigt Abbildung 21.

16 Unter dem Begriff Kleinverbrauch wird der Energieverbrauch von Gewerbe, Handel und Dienstleistungsfirmen zusammengefasst. Er wird hier im Folgenden als Sammelbegriff verwendet.

Abb. 21: Emissionen an Massenschadstoffen in Deutschland im Jahre 1994



Quelle: Zusammenstellung nach Emissionsdaten aus UBA 1997, S. 136

Demnach machen luftgängige Schadstoffemissionen aus Feuerungen einen wesentlichen Anteil an den Gesamtemissionen aus. Bei den stationären Quellen ist der Anteil der aufgeführten Schadstoff- und Treibhausgas-Emissionen aus **Kraft- und Fernheizkraftwerken** an den Gesamtemissionen wesentlich. Ihr prozentual höchster Beitrag ist bei den SO_2- und CO_2-Emissionen zu finden; beim NO_X liegt ihr Anteil unter dem des Verkehrs. An zweiter Stelle bei den stationären Quellen liegen **Industriefeuerungen**, welche sich prozentual relativ gleichmäßig auf alle drei Schadstoffe verteilen. **Kleinverbraucher** und **private Haushalte** sind etwa gleichwertig vertreten.

Entsprechend den **gesetzlichen Anforderungen an die Luftreinhaltung** müssen Feuerungsanlagen in Deutschland festgelegte Grenzwerte[17] in Bezug auf SO_2- und NO_X-Emissionen erfüllen. Die Installation von primären und sekundären Emissionsminderungsmaßnahmen (z.B. Low-NO_X-Burner, Rauchgasreinigungsanlagen) sowie die Anschaffung schadstoffarmer konventioneller Feuerungsanlagen verursachen Kosten, so dass **bei zunehmendem Wettbewerb** eine **deutliche Unterschreitung der erreichten Emissionswerte** (die teilweise bereits heute deutlich unter den Grenzwerten liegen) **nicht erwartet** werden kann.

1.2 Liberalisierung der Energiemärkte

Mit In-Kraft-Treten der Binnenmarkt-Richtlinien "Elektrizität" und "Erdgas" haben sich die Rahmenbedingungen für alle Bereiche der leitungsgebundenen Energieversorgung signifikant verändert. Insbesondere hat sich der Wettbewerb verstärkt, was - neben politischen Zielgrößen wie dem Ausstieg aus der friedlichen Nutzung der Kernenergie - enorme Auswirkungen auf die Struktur des zukünftigen Zubaus von Neuanlagen, die bevorzugt eingesetzten Brennstoffe sowie die Strom- und Gaspreise haben wird. Im Folgenden werden wesentliche Aspekte der Liberalisierung zusammengestellt, die mit Blick auf die Integration von Brennstoffzellen in einen eher etablierten Energiemarkt Randbedingungen setzen.

17 Für Kraftwerke gelten die Anforderungen der Großfeuerungsanlagen-Verordnung (GFAVO). Für die Auslegung von Kraftwerken, HKW- oder KWK-Anlagen machen das Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) sowie deren Verordnungen und die Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft (TA-Luft) Vorgaben zu Emissionsbegrenzungen.

Strommarkt

In Deutschland wurde die Binnenmarkt-Richtlinie Elektrizität (EP 1996) in nationales Recht mit der Neuregelung des nationalen Energiewirtschaftsrechts (EnWG 1998) umgesetzt. Die **Liberalisierung des Strommarktes** ist derzeit im Vergleich zum Erdgas **relativ weit fortgeschritten**. Wesentliche Bestandteile der neuen Strukturen sind die Trennung von Energieerzeugung und Energieverteilung (sog. "unbundeling"), der freie Zugang von Energieerzeugern zum Verteilungsnetz und die freie Wahl des Energieversorgers für alle Stromabnehmer. Mit dem EnWG sind die Gebietsmonopole der Energieversorger weggefallen.

Im Vergleich zum Erdgas, ist der Strommarkt durch **relativ geringe Wachstumsraten** gekennzeichnet. Der **Bruttostromverbrauch** in Deutschland wird voraussichtlich 0,5 % p.a. wachsen (Prognos 1999). Die höchsten Zuwächse des Strombedarfs werden im Sektor Industrie, eine weniger starke Zunahme im Kleinverbrauch und ein eher stagnierender bis abnehmender Strombedarf im Sektor Haushalte erwartet. Daraus ergibt sich derzeit ein gewisses Maß an Stromüberkapazitäten.

Besonderheiten des leitungsgebundenen Energieträgers Strom bestehen darin, dass im Vergleich zum Erdgas der Anteil importierter Brennstoffe zur Stromerzeugung geringer ist. Die Stromverteilung erfolgt über ein relativ engmaschiges Verbundnetz, welches in drei Spannungsstufen unterteilt ist. Die Modalitäten des Netzzuganges und der Stromdurchleitung werden durch eine Verbändevereinbarung zwischen Stromwirtschaft und industriellen Großabnehmern geregelt, die seit 1. Januar 2000 gilt. Darüber hinaus wurde mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), welches zum 1. April 2000 in Kraft getreten ist, auch die dezentrale Einspeisung von Strom ins öffentliche Netz geregelt.

Gasmarkt

Die Liberalisierung auf dem Gasmarkt, die ebenfalls im EnWG geregelt ist, ist **bisher weniger weit fortgeschritten** als auf dem Strommarkt. Die Umsetzung der europäischen Erdgasbinnenmarkt-Richtlinie (EP 1998) in nationales Recht ist im August 2000 erfolgt. Zu regeln sind noch die Trennung von Gasbereitstellung und Netzbetrieb sowie die Modalitäten des Netzzuganges. Im Unterschied zum Strommarkt wird erwartet, dass die Preiskonkurrenz und damit der

Preisabfall im Gasmarkt nicht so signifikant ausfällt und es **wesentlich höhere Zuwächse im Verbrauch geben wird**.

Zu den **Besonderheiten des leitungsgebundenen Energieträgers Gas** gehört, dass Erdgas je nach geologischer Herkunft ein Energieträger von **unterschiedlicher Beschaffenheit** ist. In Europa werden in die Gasnetze regional zwei unterschiedliche Erdgasqualitäten eingespeist, die sich wesentlich in den brenntechnischen Eigenschaften (Heizwert, Dichte etc.) unterscheiden. Dementsprechend gibt es nicht nur einen einheitlichen Erdgasmarkt, sondern auch autarke **Teilmärkte** mit separaten, an die Gasbeschaffenheit angepassten Netzen und Speichern (Sicherheitsgründe). Die Abnehmer (z.B. Gasverbrauchseinrichtungen in Haushalten) sind auf die jeweilige Gasqualität abgestimmt und damit nicht ohne weiteres mit verschiedenen Gassorten betreibbar. Darüber hinaus ist die Erdgasversorgung in Deutschland **importabhängig**. Im Jahre 1997 wurden ca. 24 % des benötigten Erdgases in Eigenproduktion bereitgestellt (BGR 1999). Hauptimporteure sind derzeit Rußland, die Niederlande und Norwegen.

Konsequenzen der Liberalisierung

Die Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte ist für den industriellen und privaten Verbraucher zuerst durch deutlich gesunkene Energiepreise und die freie Wahl des Energieversorgungsunternehmens erkennbar. Für die Energieversorgungsunternehmen ändert sich die Konkurrenzsituation. Auf längere Sicht ist mit einer Differenzierung hinsichtlich der Zuverlässigkeit der Strombereitstellung zu rechnen. Wesentliche Konsequenzen sind im Folgenden zusammengestellt.

Sinkende Energiepreise

Durch die mit dem EnWG freigegebene Strukturierung der Tarife ist es zu einem signifikanten Rückgang der Strompreise für den Endverbraucher gekommen.[18] Davon haben auch Privatkunden profitiert. Seitens der EVU werden verschiedene Stromtarife angeboten, die, nach Verbrauch gestaffelt, zumeist deutlich

18 Zum Beispiel sind durch Abschluss neuer Verträge für ca. 300.000 industrielle Sondervertragskunden im Zeitraum April 1998 bis Januar 1999 die Strompreise um durchschnittlich 6 % gesunken, in Einzelfällen bei Großkunden bis zu 15-30 % (DLR 1999). Ähnliche Größenordnungen können bei Zusammenschluss von mehreren kleineren Abnehmern (z.B. privaten Haushalten) zu einer Strom-Bezugsgemeinschaft erreicht werden.

preiswerter sind als der Standard-Tarif bis zur Liberalisierung. Eine Ausnahme stellen Öko-Stromtarife (sog. "Grüner Strom") dar, die zumeist deutlich teurer als der Standardtarif sind. Mit dieser Bezeichnung wird Strom in einem eigenen Marktsegment angeboten, der zu 100 % aus regenerativen Energieträgern erzeugt sein soll.

Veränderte Anbieterstrukturen für etablierte Stromversorger

Der klassische Markt der Energieversorgungsunternehmen (EVU) befindet sich im Umbruch. Eine Garantie zur Abnahme des erzeugten Stromes in einer bestimmten Region gibt es nicht mehr. Aufgrund der Liberalisierung hat ein Verdrängungswettbewerb eingesetzt, was eine Reihe von Fusionen und Aufkäufen insbesondere kleiner Unternehmen belegt. Die **Konzentrationsphase ist noch nicht abgeschlossen**. Darüber hinaus haben sich die Gewinnmargen aufgrund der sinkenden Strompreise stark reduziert. Die Kundenanbindung ist aufgrund der freien Energieversorgerwahl und neu geschlossener Versorgungsverträge mit normaler Kündigungsfrist deutlich loser als bisher.

Neue Akteure auf dem Strommarkt

Neben bereits etablierten Marktteilnehmern, wie Energieversorgungsunternehmen und Stadtwerken, haben im Zuge der Liberalisierung weitere Akteure auf der Erzeugungsseite, wie Independent Power Producer (IPP), die Chance, Marktanteile zu gewinnen. Daneben bilden sich **Handelsorganisationen** heraus, die zwischen Stromerzeugern und -verbrauchern vermitteln (Spotmarkt, Strombörsen in Leipzig, Frankfurt/Main etc.). Privatkunden können durch die Bildung von **Einkaufsgemeinschaften** ihren Strombezug bündeln und entsprechend mit dem Versorgungsunternehmen verhandeln. Prinzipiell haben auch Privatpersonen als potenzielle Betreiber einer hauseigenen Kraft-Wärme-Kopplungsanlage die Möglichkeit, überschüssigen Strom in das öffentliche Netz einzuspeisen. Allerdings fehlen für die dezentrale Stromeinspeisung solcher netzgekoppelter KWK-Anlagen momentan noch entsprechende Rahmenbedingungen, die einen diskriminierungsfreien Netzzugang ermöglichen.

Trend zu gasbetriebenen Neuanlagen

Durch die Liberalisierung vermindert sich die bisher gewohnte Planungssicherheit bei der Installation von neuen Energieumwandlungsanlagen erheblich.

In Konsequenz dessen werden bei Neuanlagen kurze Amortisationszeiten angestrebt, was zu einem Trend zu erdgasbetriebenen Anlagen führt. In Anbetracht der Importabhängigkeit des deutschen Marktes vom Erdgas überlagert sich diese Entwicklung mit Tendenzen etwa in der Automobilindustrie (Erdgasfahrzeuge).

Umweltschutz und regenerative Energieträger

Dem Umweltschutz bei der Stromerzeugung wird entsprechend den gesetzlichen Vorgaben für ausgewählte Schadstoffe Rechnung getragen. Es ist jedoch offen, welchen Beitrag die stationäre Energieversorgung zur Erreichung des nationalen Klimaschutzzieles leisten wird. Die Angaben zur Herkunft der eingesetzten Energieträger und Zusammensetzung des angebotenen Stromes nach fossilen und Öko-Anteilen sind bereits fester Bestandteil der Tarifstruktur. Dies führt jedoch nicht automatisch zu einem höheren Anteil regenerativer Energieträger am Markt, erzeugt jedoch eine gewisse Markttransparenz. Zur signifikanten Erhöhung des Anteils regenerativer Energieträger am Strommarkt wurde das Stromeinspeisungsgesetz novelliert. Das neue Gesetz zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG) ist zum 1. April 2000 in Kraft getreten.

1.3 Kraft-Wärme-Kopplung

Die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ist eine technisch-wirtschaftliche und ökologisch sinnvolle Möglichkeit zur effizienten Nutzung von fossilen und regenerativen Energieträgern. Mit der gleichzeitigen Bereitstellung von Strom und nutzbarer Wärme ist eine hohe energetische Ausnutzung des eingesetzten Brennstoffs verbunden. Der Betrieb von KWK-Anlagen ist mit erreichbaren Gesamtnutzungsgraden von bis zu 90 % effizienter als eine getrennte Bereitstellung beider Energiearten. Günstige Voraussetzungen für einen wirtschaftlichen Einsatz von KWK-Anlagen sind dort gegeben, wo ein hoher Wärme- und ein hoher Strombedarf zusammentreffen. Die erzeugte Wärme wird bei Großanlagen oft mittels Fernwärmenetzen an die Verbraucher weitergeleitet, was bei kleineren Anlagen, die nur einzelne Gebäude versorgen, nicht notwendig ist.

Die KWK hat in der bisherigen Energiewirtschaftsstruktur einen relativ geringen, jedoch noch ausbaufähigen Anteil. Dies ist u.a. auf die vergleichsweise höheren Stromerzeugungskosten und die ortsgebundene Abnahme von Fernwärme zurückzuführen. Die Perspektiven von KWK-Anlagen haben sich seit

der Umsetzung der Liberalisierung verschlechtert. Stromanbieter mit einem hohen KWK-Anteil und damit verbundenen höheren Stromerzeugungskosten (z.B. viele Stadtwerke) haben Probleme, auf dem liberalisierten Markt zu bestehen. Zu deren Schutz ist zum 12. Mai 2000 für eine Übergangszeit ein Gesetz zum Schutz der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz, sog. KWK-Vorschaltgesetz) in Kraft getreten, das für bestehende Anlagen (Ausnahme industrielle KWK) einen Netzanschluss und eine Mindestvergütung festlegt. Ziel der Bundesregierung ist es unter Anderem, eine Verdopplung des KWK-Stroms bis zum Jahre 2010 zu erreichen. Die zukünftige Rolle von KWK-Anlagen ist insofern in die Diskussion um den Einsatz von Brennstoffzellen-Systemen einzuordnen, da auch diese nach dem KWK-Prinzip betrieben werden.

Trends

Die Entwicklung des Stromverbrauchs der Industrie und des Anteils der KWK-Eigenstromerzeugung haben sich entkoppelt. Die industrielle KWK-Eigenstromerzeugung ist bei deutlich steigendem Stromverbrauch der Industrie seit den siebziger Jahren mit 25 bis 30 TWh/a annähernd gleich geblieben (DLR 1999). Gründe hierfür sind zum einen die gesunkene Bedeutung von Wärme und zum anderen deutlich günstigere Strompreisangebote der öffentlichen Versorgung auf dem liberalisierten Markt. Damit geht insgesamt die Bereitschaft von industrieller Seite zur Eigenerzeugung von Strom (und Wärme z.B. in KWK-Anlagen) zurück. Die derzeit installiert elektrische Leistung in KWK-Anlagen beträgt in Deutschland etwa 20.000 MW (DLR 1999). Davon sind etwa 11.200 MW öffentliche Fernwärme und etwa 7.500 MW industrielle KWK. Die KWK-Stromerzeugung (öffentlich und industriell) hat derzeit einen Anteil von 11% an der Bruttostromerzeugung in Deutschland. Im Vergleich zu anderen EU-Staaten liegt Deutschland damit im Mittelfeld. **Das Potenzial** des "klassischen" dezentralen KWK-Markt im Leistungsbereich von 0,1 bis 10 MW in Deutschland **wird auf ca. 500 MW (el)/a** (einschl. Ersatzinvestitionen) **geschätzt** (DLR 1999).

Anlagentypen

Als "klassische" KWK-Technik gelten **Dampfturbinen-HKW** (Heizkraftwerke) in einem Leistungsbereich von 2 bis 600 MW. Vorteilhaft sind die einsetzbare Brennstoffvielfalt (inkl. Reststoffen) und die Breite des abgedeckten Tempe-

raturbereiches. Nachteilig sind der relativ niedrige Wirkungsgrad vor allem im unteren Leistungsbereich sowie die relativ hohen Investitionen von Dampferzeugern beim Einsatz von festen Brennstoffen (DLR 1999).

In den letzten Jahren wurden zunehmend **Gasturbinen-HKW** und **Motor-BHKW** errichtet. Gründe hierfür liegen in den vergleichsweise günstigeren Investitionen, der höheren Stromkennzahl und der Verfügbarkeit von Anlagen im Leistungsbereich kleiner 1 MW. Gasturbinen decken am flexibelsten den gesamten Wärmebereich bis etwa 500°C ab, weisen jedoch im Vergleich zu Motoren einen geringeren elektrischen Wirkungsgrad auf.

Durch Kombination von Gas- und Dampfturbinen im **GuD-HKW** lassen sich die Wirkungsgrade deutlich verbessern. Realisiert wurden Anlagen im Leistungsbereich von 20 bis 400 MW zur Prozessdampferzeugung und Heißwasserversorgung (Fernwärmenetze). Einen Überblick über KWK-Anlagentypen gibt Tabelle 15.

Tab. 15: Überblick über Heizkraftwerks-(HKW)-Typen

	typische Leistung [MW]	*elektr. Wirkungsgrad [%]*	*Gesamtwirkungsgrad [%]*	*einsetzbarer Brennstoff*	*typ. Betriebstemperatur [°C]*
Dampfturbinen-HKW	2-600	20-40[1]		Kohle, Biomasse, Gas, Heizöl	100-250
- Gegendruck			bis 90		
- Entnahmekondensation			bis 70		
Gasturbinen-HKW	0,5-20	23-40[2]	ca. 90	Gas, Heizöl	bis 400
Motor-BHKW				Erdgas, Heizöl, Klär-, Biogase, Biomasse	
- Gas-Ottomotor	0,005-5	28-40	85-93		85-90[3]
- Diesel-Motor	bis 5	bis 43	83-87		
GuD-HKW	20-400	40-50		Gas, Heizöl	100-250
- Gegendruck			bis 90		
- Entnahmekondensation			bis 70		

GuD = Gas- und Dampfturbinen, HKW = Heizkraftwerk
1) Elektrische Leistung und Wirkungsgrad sind abhängig von der Höhe der Wärmeauskopplung.
2) Verbesserte Gasturbine kurz vor der Markteinführung; 3) bei heißgekühlten Motoren bis 120°C

Quelle: nach DLR 1999, S. 10

In den höheren Leistungsbereichen, wie er etwa im verarbeitenden Gewerbe anzutreffen ist, dominieren Dampfturbinen-HKW. Im Haushaltsbereich und Kleinverbrauch verändert sich diese Struktur deutlich in Richtung eines wesentlich höheren Anteils an Motoren.

Einsatzbereiche von KWK-Anlagen

In der **Industrie**, vor allem in wärmeintensiven Branchen, ist die KWK heute ein fester Bestandteil der Energieversorgung. Neben Raumwärme und Brauchwarmwasser wird durch KWK-Anlagen auch Prozesswärme bis zu einer Temperatur von etwa 500°C bereitgestellt. Typische Einsatzfelder von KWK-Anlagen für Prozesswärme finden sich in der Grundstoffindustrie (etwa Zellstoff- und Papierindustrie, chemische Industrie), im Verbrauchsgütergewerbe (etwa Textilindustrie) oder in der Nahrungs- und Genussmittelindustrie (etwa Brauereien, Molkereien, Zuckerindustrie).

In **Haushalten sowie im Kleinverbrauch** sind KWK-Anlagen in Form sog. Blockheizkraftwerke (BHKW) in Betrieb. Blockheizkraftwerke sind kleinere bis mittelgroße Heizkraftwerke (etwa 5 kW bis 10 MW), welche für die Bedarfsdeckung in einem räumlich begrenzten Versorgungsgebiet ausgelegt sind.

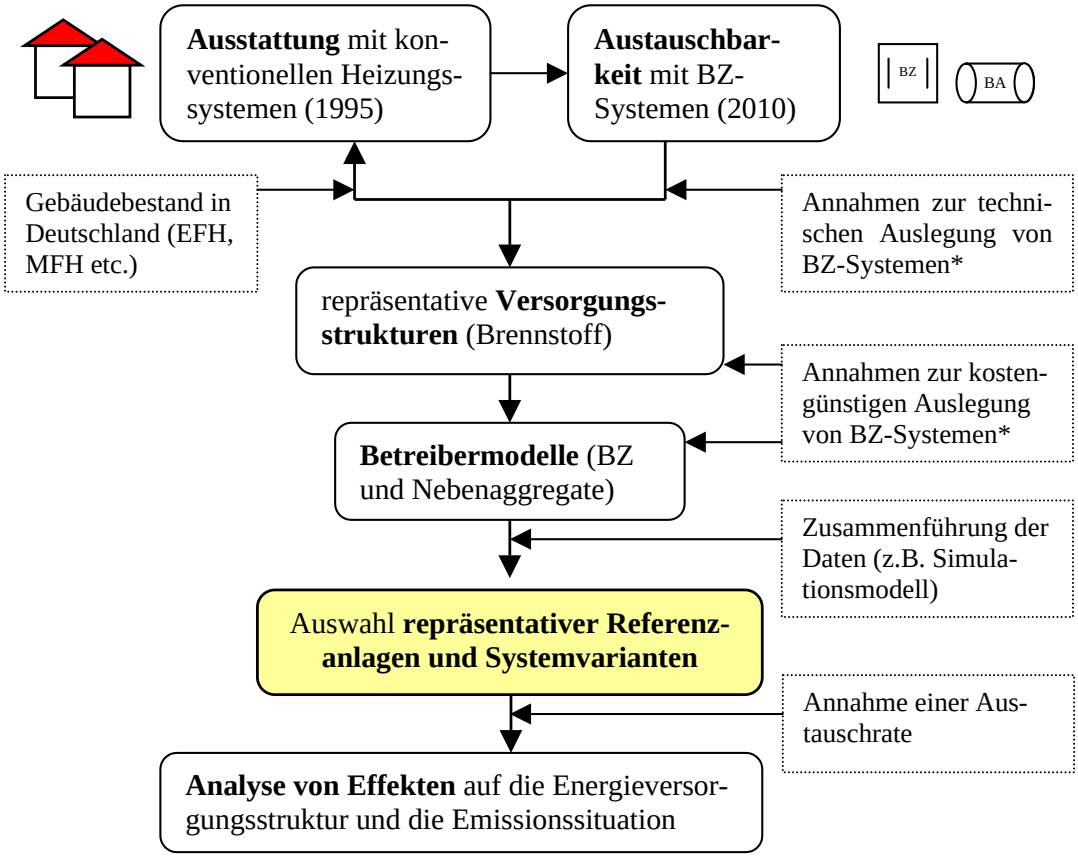
2. Brennstoffzellen in der Hausenergieversorgung und im Kleinverbrauch

In diesem Kapitel wird der mögliche Einsatz von Brennstoffzellen-Systemen in der eher **dezentralen Versorgung** mit Strom, Raumwärme und Warmwasser von Ein- und Mehrfamilienhäusern, Siedlungen, Schulen, Gewerbe- und Büroeinrichtungen, Kindergärten, Krankenhäusern, Schwimmbädern (Kleinverbrauch) thematisiert. Der **Leistungsbereich** der benötigten Anlagen liegt bei wenigen bis zu 200 kW (el) Leistung.

Nach kurzer Charakterisierung der relevanten Brennstoffzellen-Typen sowie der in Frage kommenden Brennstoffe werden im **Schwerpunkt dieses Kapitels** technische, ökonomische und ökologische Bedingungen des Einsatzes von Brennstoffzellen - im Vergleich zu konventionellen Energieversorgungsanlagen - dargestellt und die möglichen Folgen eines verstärkten Einsatzes von Brennstoffzellen in Deutschland skizziert. Dabei wird von der **Prämisse** ausgegangen, dass bei einem Brennstoffzellen-Einsatz bisher eingesetzte Technologien zur

Gebäudeenergieversorgung anteilig substituiert werden. Daraus ergibt sich folgende **Vorgehensweise** (Abb. 22): Ausgehend von der derzeitigen Ausstattung von Wohn- und Geschäftsgebäuden mit Heizungssystemen (Bezugsjahr 1995) wird eine Abschätzung ihrer Ausstattung mit konventionellen Heizungssystemen für das Jahr 2010 vorgenommen. Anhand von Annahmen zur kostengünstigen Auslegung von Brennstoffzellen-Systemen für die Hausenergieversorgung sowie zu möglichen Brennstoffversorgungs- und Betreibermodellen werden **repräsentative Brennstoffzellen-Referenzanlagen** definiert, die mit konventionellen Systemen verglichen werden. Abschließend werden anhand einer **angenommenen Austauschrate** von Brennstoffzellen-Systemen gegen konventionelle Heizungssysteme mögliche Effekte für die Energieversorgungsstruktur und die Emissionssituation in Deutschland untersucht.

Abb. 22: Vorgehensweise bei der Auswahl repräsentativer Referenzanlagen und Systemvarianten



* "Einbettung" in realistisch erscheinende Energieversorgungsstrukturen in Deutschland im Jahr 2010; EFH = Einfamilienhaus, MFH = Mehrfamilienhaus, BZ = Brennstoffzelle, BA = Brennstoffaufbereitung

Quelle: eigene Darstellung

2.1 Relevante Brennstoffzellen-Typen

Für den Einsatz in der Hausenergieversorgung eignen sich nicht alle Brennstoffzellen-Typen gleichermaßen. Deshalb werden zunächst Pro und Contra verschiedener Brennstoffzellen für eine Haus- und Siedlungsenergieversorgung für die Strom-, Raumwärme- sowie Brauchwasserversorgung erörtert. Detaillierte Ausführungen zur Funktionsweise und zum technischen Aufbau der in dieser Studie betrachteten Brennstoffzellen-Typen finden sich in Kapitel II.

Niedertemperatur-Brennstoffzellen

Bei den **Niedertemperatur-Brennstoffzellen** weist die **alkalische Brennstoffzelle** (AFC) die höchsten Anforderungen an die Brennstoffreinheit auf. Sie erfordert einen reinen Wasser- und Sauerstoffbetrieb, da sie selbst auf geringe Mengen an Kohlendioxid (Karbonatbildung im Elektrolyten) und Kohlenmonoxid (Karbonatbildung und Katalysatorgift) aus der Umgebungsluft mit deutlichen Leistungseinschränkungen reagiert. Der hierfür notwendige apparative Aufwand zur Brenngasaufbereitung ist aus kommerzieller Sicht für Einsatzzwecke in Haushalten vergleichsweise hoch.

Die **Membran-Brennstoffzelle** (PEMFC) ist in Bezug auf den einsetzbaren Brennstoff etwas robuster; sie kann mit Umgebungsluft betrieben werden. Dennoch reagieren die verwendeten Katalysatoren auf Kohlenmonoxid ähnlich wie bei der AFC. Die Niedertemperatur-Brennstoffzelle zeichnet sich durch eine geringe Komplexität und eine dynamische Betriebsweise aus. Da sie auch kurzfristigen Bedarfsschwankungen gerecht werden kann, ist sie prinzipiell für die Haus- als auch Energieversorgung im Kleinverbrauch gleichermaßen geeignet. Zur Energieversorgung von Ein- und Mehrfamilienhäusern will z.B. die Fa. Joh. Vaillant GmbH & Co. (Deutschland) ein Heizgerät auf den Markt bringen (2001 erste Pilotanlagen, 2003 breiter Verkaufsstart, 2010 Absatzsteigerung auf 100.000 Geräte pro Jahr (Vaillant 1999)), wobei die Brennstoffzellen und die Gasaufbereitungskomponenten von der Fa. Plug Power (USA) geliefert werden. Aufgrund zahlreich vorhandener Pilotanlagen (mobil und stationär) ist der Umfang verfügbarer Daten für einen Vergleich mit konventionellen Anlagen etwas besser einzustufen als die anderen Brennstoffzellen-Typen (außer PAFC). Darüber hinaus weist die PEMFC momentan die höchsten Kostenreduktionspotenziale aufgrund von **Synergieeffekten** durch den Einsatz in Fahrzeugen auf.

Eine Art **Zwischenstellung** in Bezug auf ihre Betriebstemperatur (80-130 °C) nimmt die **Direktmethanol-Brennstoffzelle** (DMFC) ein. Ihr Hauptvorteil besteht darin, dass sie keine separate Brennstoffaufbereitung benötigt, da Methanol direkt umgesetzt wird. Sie befindet sich momentan noch im Laborstadium (z.B. Material- und Komponentenentwicklung). Ein Einsatz in der stationären Energieversorgung wird zwar prinzipiell erwogen, ist jedoch vermutlich erst im Falle einer existierenden Methanol-Infrastruktur für den mobilen Bereich und dann eher für die dezentrale Energieversorgung interessant.

Mitteltemperatur-Brennstoffzellen

Im **mittleren Temperaturbereich** ist die **phosphorsaure Brennstoffzelle (PAFC)** bereits in der kommerziellen Anwendung zur Energieversorgung von Einzelobjekten (z.B. Schwimmbad) oder Siedlungen (z.B. Hochhaus). Die PAFC wird vom amerikanischen Hersteller ONSI bereits in der dritten verbesserten Version vertrieben. Weltweit existiert eine Reihe von Pilotanlagen (sieben in Deutschland). Der Einsatz von CO_2-haltigen Reaktionsgasen stellt aufgrund des sauren Elektrolyten kein Problem dar. Die CO-Toleranz ist wiederum höher als bei der PEMFC. Dennoch zeichnet sich bei der PAFC eine Begrenzung hinsichtlich ihres Wirkungsgrades ab. Für die Energieversorgung eines Einfamilienhauses erscheint die PAFC weniger geeignet, da sie bereits eine längere Aufwärmphase als Niedertemperatur-Brennstoffzellen benötigt. Die damit verbundene Trägheit des PAFC-Systems ist für die Deckung eines fluktuierenden Bedarfes an Strom, Raumwärme und Warmwasser, wie etwa der eines Haushaltes zu morgend- und abendlichen individuellen Spitzenzeiten, ungünstig. Darüber hinaus müsste zwischen den Lastspitzen ein relativ hohes Temperaturniveau "gehalten" werden (mind. 50°C), was entsprechend höhere Kosten verursacht.

Hochtemperatur-Brennstoffzellen

Die beiden **Hochtemperatur-Brennstoffzellen** MCFC und SOFC stellen hinsichtlich der Brenngasaufbereitung wiederum geringere Anforderungen als die PAFC. Damit nimmt der technische Aufwand hierfür deutlich ab. Das erzielbare hohe Temperaturniveau der auskoppelbaren Wärme ist für den "Hausgebrauch" nicht unbedingt notwendig. Die SOFC stellt von beiden Brennstoffzellen-Systemen das weniger komplexe Aggregat dar. Für den Leistungsbereich der Hausenergieversorgung wird z.B. ein - mit Reformer und Wärmetauscher integriertes Konzept - für die SOFC entwickelt (Fa. Sulzer Hexis AG, Schweiz

(Diethelm 1999; HB 1999), was unmittelbar an das bestehende Erdgasnetz angeschlossen werden kann. Eine Prototypenserie für den Netz-Parallelbetrieb soll 2001 verfügbar sein (BWK 1999; Hexis 2000), deren Leistung maximal 1 kW (el) und bis zu 3 kW (th) betragen wird. Darüber hinaus benötigte Wärme wird über einen Zusatzbrenner bereitgestellt. Problematisch ist bei den hohen Betriebstemperaturen die Durchführung von Wartungs- und Reparaturarbeiten an der Anlage, da relativ lange Abkühlungs- und Aufwärmzeiten einkalkuliert werden müssen, was bei kleineren Haus-Anlagen eher ins Gewicht fällt als bei größeren (ab einigen 100 kW (el)).

Fazit

Für die Energieversorgung von Wohnhäusern und im Kleinverbrauch kommen Brennstoffzellen-Typen in Frage, welche kurze Anfahrzeiten aufweisen und einen modulierenden Betrieb - kurzfristig Strom, Raumwärme und Warmwasserbedarf deckend - fahren können. Aufgrund des aktuellen Entwicklungsstandes bieten sich für die Betrachtung bis 2010 im Leistungsbereich von ca. 1-250 kW (el) die PEMFC, die PAFC und die SOFC an. Allerdings stößt die PAFC mittelfristig auf Wirkungsgradgrenzen. Bei der SOFC wird noch an der Optimierung der Systemdynamik für hochdynamische Lastgänge von Strom und Wärme in Haushalten gearbeitet. Für weitere Detailbetrachtungen wurde die **PEMFC als Referenzsystem** ausgewählt. Dabei wird davon ausgegangen, dass Annahmen, etwa zum Anforderungsprofil an eine "Haus-Brennstoffzelle", prinzipiell auf den Einsatz anderer Brennstoffzellen-Systeme übertragen werden können.

2.2 Brennstoffe und Brennstoffaufbereitung

Der Auswahl des eingesetzten Brennstoffs kommt auch in der stationären Energieversorgung eine entscheidende Bedeutung zu. Zu den im Hausgebrauch bis dato üblichen (und in diesem Sinn konventionellen) Brennstoffen gehören Heizöl und Erdgas, z.T. werden auch feste Brennstoffe wie Kohle und Holz mit eher untergeordneter Bedeutung eingesetzt. Für diese Brennstoffe ist eine Infrastruktur vorhanden. Für den Einsatz von Brennstoffzellen in der Gebäudebeheizung stellt sich somit die Frage, inwieweit - neben der direkten Bereitstellung von Wasserstoff als eigentlicher Brennstoff (via Elektrolyseur, Speichermedien) - bestehende infrastrukturelle Gegebenheiten kostengünstig und effizient genutzt werden können.

2.2.1 Brennstoffe

Im Folgenden sind einige Aspekte einsetzbarer Brenn- und Kraftstoffe in der Gebäudeenergieversorgung zusammengestellt. Eine detaillierte Betrachtung zugrunde liegender Annahmen für die vorgelagerten Energieketten (vom Bohrloch bis zum Hausenergieanschluss) findet sich in Kapitel III.

Wasserstoff

Wasserstoff - der eigentlich in der Brennstoffzelle umgesetzte Brennstoff mit Ausnahme der DMFC - ist zur Energieversorgung in Gewerbe und Haushalt bisher nicht in Gebrauch. Die Diskussion verschiedener Varianten seiner Herstellung (Kap. II) ergibt unter Anderem, dass sich seine Gewinnung auf regenerativem Wege wie auch eine zentrale Gewinnung, z.B. innerhalb einer Siedlung, positiv auf die Umweltbilanz auswirkt.

Erdgas

Ortsübliches Erdgas wird in Deutschland in zwei verschiedenen Qualitäten[19] angeboten, wobei im örtlichen Verteilungsbereich i.d.R. nur eine Gasqualität (H- oder L-Gas) bereitgestellt wird. Ein Wechsel zwischen H- und L-Gas ist nicht für jede (konventionelle) Anlage unproblematisch. Je nach Anlagentyp kann er technisch ausgeglichen werden, was aber für Brennstoffzellen noch zu testen wäre. Das Erdgas "aus dem Netz" enthält zudem diverse Zusätze. Zum einen wird dem Erdgas aus der Endverteilerstufe zu Spitzenlastzeiten Flüssiggas (u.a. Propan) beigemischt. Zum anderen enthält Erdgas aus Sicherheitsgründen generell geruchsintensive Zusätze (sog. Odorierung), wozu zumeist organische Schwefelverbindungen eingesetzt werden. Diese bewirken jedoch bei den meisten Brennstoffzellen signifikante Aktivitätsverminderungen und müssten daher bei einem vorhandenen (Haus-)Erdgasanschluss vor Ort entfernt werden. Der Einsatz von Erdgas in mobilen und stationären Anwendungen nimmt derzeit deutlich zu. Mit dem Einsatz von erdgasgespeisten Brennstoffzellen könnte dieser Trend weiter verstärkt werden.

---

19 Grob klassifiziert werden in Deutschland drei Gasqualitäten entsprechend ihres Heizwertes unterschieden: sog. L(Low)-Gas mit einem Brennwert von ca. 10 kWh/m^3 (aus den Niederlanden und deutschen Quellen), sog. H(High)-Gas-Süd mit etwa 11 kWh/m^3 (aus Russland und Großbritannien) und sog. H-Gas-Nord mit etwa 12 kWh/m^3 (aus der norwegischen Nordsee) (Energie 1999; siehe auch Gasbeschaffenheitsrichtlinie des DVGW G260).

Heizöl

Heizöl ist, ähnlich wie Erdgas, ein relativ weit verbreiteter und beim Verbraucher akzeptierter Brennstoff für die Gebäudebeheizung. Dieser Vorteil soll bei einem Einsatz von Heizöl in Brennstoffzellen genutzt werden. Bei den Heizölqualitäten werden HEL (Heizöl Extra Leicht) und HS (Schweres Heizöl) unterschieden, wobei für die Brennstoffzellen-Aufbereitung nur HEL in Frage kommt. Bei einem Einsatz von Heizöl in Brennstoffzellen müsste dieses vor Ort in Wasserstoff umgewandelt (reformiert) werden. Technisch ist dies prinzipiell möglich. Das Verfahren stößt jedoch beim Umwandlungswirkungsgrad des Kohlenwasserstoff-Gemisches Heizöl an Grenzen.

LPG (Light Petroleum Gas), Flüssiggas

LPG ist ein Kohlenwasserstoffgemisch aus Propan und Butan. Sein Einsatz ist im Haushalts- und Camping-Bereich relativ weit verbreitet. Daneben wird es dem Stadtgas (Erdgas) zu Spitzenlastzeiten beigemischt. Prinzipiell besteht auch für LPG eine Einsatzmöglichkeit in Brennstoffzellen, nach entsprechender Reformierung.

Benzin

Benzin ist ein Gemisch verschiedener, flüssiger Kohlenwasserstoffe. Das an Tankstellen abgegebene Benzin enthält zudem diverse zündungs- und verbrennungsverbessernde Zusätze. Für den Einsatz in Brennstoffzellen wird davon ausgegangen, dass ein synthetisches Produkt (sog. "fuel cell gasoline") notwendig ist. Benzin ist für stationäre Anwendungen aufgrund von möglichen Synergieeffekten zur mobilen Anwendung attraktiv (einfache Handhabung eines bekannten Brennstoffes). Interessant ist Benzin z.B. bei der Versorgung dünn besiedelter Gebiete, wo es sowohl als Brennstoff für eine Hausenergieversorgung als auch für ein vorhandenes Fahrzeug nutzbar wäre. Allerdings muss Benzin - auch das fuel cell gasoline - via Reformer in ein wasserstoffhaltiges Brenngas umgewandelt werden, was mit Effizienzverlusten verbunden ist.

Methanol

Methanol war bisher für Heizzwecke oder zur Stromerzeugung nicht im Gebrauch. Für die stationäre Anwendung ist Methanol insofern interessant, als es flüssig (damit ähnlich handhabbar wie z.B. Heizöl), verfügbar (d.h. tech-

nisch relativ einfach herstellbar) und in der DMFC sogar ohne erneute Umwandlung in ein wasserstoffhaltiges Brenngas einsetzbar ist. Im Gegensatz zu Erdgas oder Heizöl existierten für Methanol für einen stationären Brennstoffzellen-Einsatz keine technische Stoff-Kennzeichnung (DIN o.ä.) sowie keine Infrastruktur. Hierbei sind Synergieeffekte beim Methanol-Einsatz zum mobilen Bereich möglich.

Biogas

Der Einsatz von Biogas in der dezentralen stationären Energieversorgung stellt eine interessante Option insbesondere im landwirtschaftlichen Bereich dar, wo keine Anbindung an ein Erdgasnetz vorhanden ist. Die Verstromung von Biogas in Brennstoffzellen ist aufgrund seines Methangehaltes prinzipiell möglich, jedoch ist eine entsprechende Gasreinigung (vgl. Erdgas) notwendig. Je nach Zusammensetzung des Biogases kann der Reinigungsaufwand relativ hoch sein.

2.2.2 Brennstoffaufbereitung und -speicherung

Um den benötigten Wasserstoff mit gängigen Brennstoffen "vor Ort" zu erzeugen und direkt in die Brennstoffzelle einzuspeisen bieten sich verschiedene Verfahren zur Aufbereitung an (Kap. II.3). Bis dato hat sich allerdings noch kein Verfahren als überlegen herausgestellt. Brenngasaufbereitungssysteme für Brennstoffzellen bestehen aus sog. **Reformern** (die z.B. Erdgas in ein wasserstoffreiches Brenngas umwandeln) sowie einer **Gasreinigung** (Entfernung von den Brennstoffzellenablauf negativ beeinflussenden Gaskomponenten). Bei der Reformierung konkurrieren momentan drei verschiedene Verfahren miteinander. Die Dampfreformierung (mit Wasserdampf), die partielle Oxidation (mit Sauerstoff) und eine Kombination beider Verfahren, die autotherme Reformierung. Der Einsatz eines Reformertyps hängt vom ausgewählten Brennstoff ab. Öl wird bevorzugt mit Hilfe der partiellen Oxidation, Erdgas und Methanol eher mit Dampf- oder autothermer Reformierung umgesetzt. Die **Komplexität der Reformer** nimmt von Methanol (Dampfreformierung) über Erdgas (autotherme Reformierung) zum Erdgas (Dampfreformierung) zu. Die Reformer der partiellen Oxidation für Heizöl werden ähnlich komplex wie die Dampfreformierung von Erdgas eingestuft, wobei letztere die höchste Wasserstoffausbeute aufweisen.

Eine wesentliche Schwierigkeit bei der Brenngasaufbereitung für Brennstoffzellen besteht darin, dass zwar eine konventionelle Verfahrenstechnik zur

Reformierung zum Einsatz kommt (die in Großanlagen bereits vielfach Verwendung gefunden hat), diese jedoch den hier betrachteten Anlagengrößen angepasst werden muss. Die **Miniaturisierung konventioneller Verfahren** stößt derzeit auf erheblich mehr Schwierigkeiten als bisher angenommen.

Neben dem eigentlichen Verfahren ist auch der **Standort des Reformers** zu beachten. Die Reformierung vor Ort, also z.B. dezentral in jedem Haushalt, ist mit einer hohen Unabhängigkeit verbunden, geht allerdings bei der hohen Komplexität der Reformierungsverfahren mit einem vergleichsweise hohen technischen Aufwand einher. Alternativ bietet sich die zentrale Installation eines Reformers z.B. innerhalb einer Siedlung an. Dieser könnte dann größer dimensioniert werden. Jedoch sind dann wiederum zusätzliche Versorgungsleitungen für Wasserstoff zu den einzelnen Haushalten notwendig. Daneben bietet sich prinzipiell auch die Nutzung industriell anfallender wasserstoffreicher Synthese- und Abgase an. In diesem Fall wäre kein Reformer notwendig.

Wasserstoffspeicherung

Zur Wasserstoffspeicherung sind verschiedene Verfahren bekannt (Kap. II.4). Eine effiziente Speicherung von Wasserstoff im Gebäude wäre vorteilhaft für die Dimensionierung des Reformers. Dieser könnte kleiner ausgelegt werden, da für Spitzenlastzeiten Brenngasreserven verfügbar wären. Insgesamt stellen die verfügbaren Optionen zur Wasserstoffspeicherung momentan keine Alternative zur stationären Brennstoffversorgung dar.

Fazit

Für die Gebäudeenergieversorgung stehen verschiedene Brennstoffe zur Auswahl. Gängige konventionelle Brennstoffe, wie Erdgas oder Heizöl, bieten vor allem den Vorteil einer vorhandenen Infrastruktur. Für einen Brennstoffzellen-Einsatz ist zumeist eine Reformierung der Brennstoffe notwendig. Die Energiebilanz am Reformer fällt umso günstiger aus je reiner und wasserstoffhaltiger der Einsatzstoff ist. Daher sind Gemische (Heizöl, Benzin) eher ungeeignet. Sie haben u.U. aber eine strategische Bedeutung, da etwa eine Wasserstoffinfrastruktur erst langfristig aufbaubar ist. Die Komplexität der Reformer nimmt vom Methanol (Dampfreformierung) über Erdgas (autotherme Reformierung) hin zum Erdgas (Dampfreformierung) zu. Letzterer weist die höchste Wasserstoffausbeute auf. Somit wird für weitere Detailbetrachtungen mit dem

PEMFC-Referenzsystem von einer **Erdgasversorgung mit Dampfreformierung** ausgegangen.

2.3 Konventionelle Systeme zur Energiebereitstellung und ihre Verteilung im Gebäudebestand

Für die Energieversorgung von Gebäuden steht eine Reihe konventioneller Heizungssysteme zur Verfügung, die auch im Kleinverbrauch eingesetzt werden. Im Anschluss an die Ausführungen zu konventionellen Heizungssystemen wird auf deren aktuelle Verteilung auf verschiedene Gebäudetypen eingegangen. Diese Analyse soll die spätere Diskussion von möglichen Austauschraten vorbereiten.

2.3.1 Konventionelle Energieversorgungssysteme für Gebäude

Energie wird in Gebäuden im Wesentlichen zur **Raumheizung**, **Warmwasser**bereitstellung, **Klimatisierung** (Kälteerzeugung) und **Stromversorgung** (Beleuchtung, Elektrogeräte etc.) benötigt. Dabei macht die Wärmebereitstellung den größten Anteil aus. Im "Normalfall" wird in der Hausenergieversorgung Strom aus dem öffentlichen Netz und Raumwärme sowie Warmwasser "vor Ort" aus der eigenen Heizungsanlage oder über Fernwärme bezogen. Für öffentliche Gebäude wie Krankenhäuser ist die zusätzliche Installation von Notstromaggregaten üblich.

Da Brennstoffzellen Strom und Wärme bereitstellen, sind **kleine Blockheizkraftwerke (BHKW)** als **adäquate Vergleichsebene** anzusehen. Bedingt durch die bestehenden Beheizungsanlagen werden neben konventionellen KWK-Anlagen auch solche betrachtet, welche Strom und Wärme getrennt bereitstellen. Dies sind Erdgas- und Heizöl-Systeme sowie die Fernwärmeversorgung.

Gängige konventionelle Heizungssysteme werden mit Kohle, Erdgas, Heizöl oder Flüssiggas betrieben. Mit Bezug zu ihrer zukünftigen kommerziellen Bedeutung und zur Relevanz für die Einsatzpotenziale künftiger Brennstoffzellen-BHKW werden ausschließlich **Erdgas- und Heizöl-Systeme** betrachtet.

Erdgasheizungssysteme

Bei den Erdgasheizungssystemen (Erdgaskessel mit Vormischbrenner und ohne Gebläse oder mit Überdruckbrenner und mit Gebläse etc.) geht der Trend in

Richtung Brennwertkessel. Brennwertheizungssysteme nutzen auch die Kondensationswärme der entstehenden Rauchgase und erreichen damit einen relativ hohen Gesamtwirkungsgrad (bis zu 90 %), obwohl sie einen höheren Hilfsstrombedarf als nicht kondensierende Geräte aufweisen. Für den Betrachtungszeitraum 2010 wird davon ausgegangen, dass **Erdgas-Brennwertsysteme** der im Heizungsmarkt vorherrschend installierte Typ sind. Deshalb werden sie im Weiteren **als** konventionelle **Referenzanlage** für den Erdgaseinsatz verwendet.

Heizölsysteme

Ölfeuerungen werden bei den Niedertemperatursystemen in solche mit Verdampfungsbrenner ohne Gebläse und Zerstäubungsbrenner (sog. Gelb- und Blaubrenner) mit Gebläse unterteilt. Die mittlerweile bevorzugten Blaubrenner zeichnen sich durch vergleichsweise geringere NO_X-Emissionen aus, weisen jedoch höhere Emissionen in der Anfahrphase auf. Bei An- und Abfahrvorgängen treten vermehrt Emissionen auf, was insbesondere durch die im Vergleich zu Erdgas höheren Schwefelgehalte im Heizöl insgesamt höhere SO_2-Emissionen verursacht. Daneben fällt aus energetischer Sicht der Vorteil von Heizöl-Systemen gegenüber Erdgas etwas ungünstiger aus, so dass solche Anlagen erst ab einer Leistung von 13 kW (el) (LBST 1999) verfügbar sind. Auch für den Heizöleinsatz gibt es erste Brennwertsysteme, die jedoch im Betrachtungszeitraum bis 2010 voraussichtlich eine eher geringe Marktdurchdringung aufweisen werden. Daher wird vom Einsatz von **Heizöl-Niedertemperatur-Systemen** als **Referenzanlage** ausgegangen.

Fernwärme- und Nahwärmesysteme

Hinter der Fernwärmeversorgung verbirgt sich technisch ein Mix verschiedener Erzeugungstechnologien. In Folge der Umsetzung der Wärmeschutzverordnung von 1995 sinkt die Nachfrage an Raumwärme deutlich. Dieser Prozess wird sich durch die zurzeit diskutierte Energie-Einspar-Verordnung noch weiter fortsetzen. In Konsequenz werden Fern- und Nahwärmeanschlüsse wärmespezifisch teurer, was auf dem liberalisierten Markt eher nachteilig ist. Die Differenzierung zwischen Fern- und Nahwärmenetzen ist weniger auf technische Unterschiede zurückzuführen, als vielmehr auf das jeweils versorgte Gebiet. Lokale Nahwärmenetze werden zur Siedlungsversorgung insbesondere in Verbindung mit KWK eingesetzt.

Blockheizkraftwerke (BHKW)

Blockheizkraftwerke stellen kleine Heizkraftwerke dar, die Strom und Wärme gleichzeitig erzeugen. Für den kleinen Leistungsbereich werden zumeist **Verbrennungsmotoren** eingesetzt, deren Wirkungsgrad bei Teillastbetrieb abnimmt. Da Wärme über das gesamte Jahr nicht in gleichmäßig hoher Menge benötigt wird, wird im Allgemeinen ein zusätzlicher Heizkessel (Spitzenkessel) installiert. In Einzelfällen, bei Anlagen mit einer deutlich geringeren Anzahl von Volllastbetriebsstunden, wird auf diesen verzichtet, was durch eine vergrößerte Auslegung des Heizpufferspeichers ausgeglichen wird. BHKW-Anlagen werden verbrauchernah installiert. Typische Einsatzbereiche sind z.B. Schwimmbäder, Krankenhäuser, Schulen und Museen, Büro- und Verwaltungsgebäude, Hotels und Gaststätten. Die Einsatzchancen von (kleinen) BHKW-Anlagen haben sich durch die Liberalisierung verschlechtert.

Kleine Blockheizkraftwerke sind heute kommerziell mit einer Leistung von 5-12 kW (el) verfügbar. In ihrer Leistung sind diese bisher jedoch nicht modulierbar[20] und somit erst für größere Objekte (ab 40 kW (el)) etwa im Mehrfamilienhaus (MFH) oder im Kleinverbrauch geeignet. Für Ein- und Mehrfamilienhäuser konnte für erdgas- oder heizölbetriebene Motor-BHKW im Leistungsbereich von etwa 5 kW (el) bisher keine Wirtschaftlichkeit für einen durchschnittlichen Einzelhaushalt nachgewiesen werden (LBST 1999; Rosenbauer/Kraft-Wölfel 1998).

Entwicklungstendenzen konventioneller Heizungssysteme

Ein Entwicklungstrend geht in Richtung **modulierender Heizungsgeräte**, mit denen auch ein Teillastbetrieb möglich ist (LBST 1999). Mit Heizbrennern konventioneller Bauart, die zwischen den Betriebszuständen "Brenner ein" und "Brenner aus" betrieben werden, wird über die Taktfrequenz die gewünschte Kessel- und Heizkreisvorlauftemperatur eingestellt. Bei vergleichbarem Wirkungsgrad weisen modulierende Systeme allerdings etwa 10 % höhere spezifische Investitionen auf. Die modulierende Fahrweise begünstigt **Brennwertkessel**, da durch das Absinken der Temperatur unter den Taupunkt bei Teillastbetrieb der Brennwerteffekt erst erreicht wird.

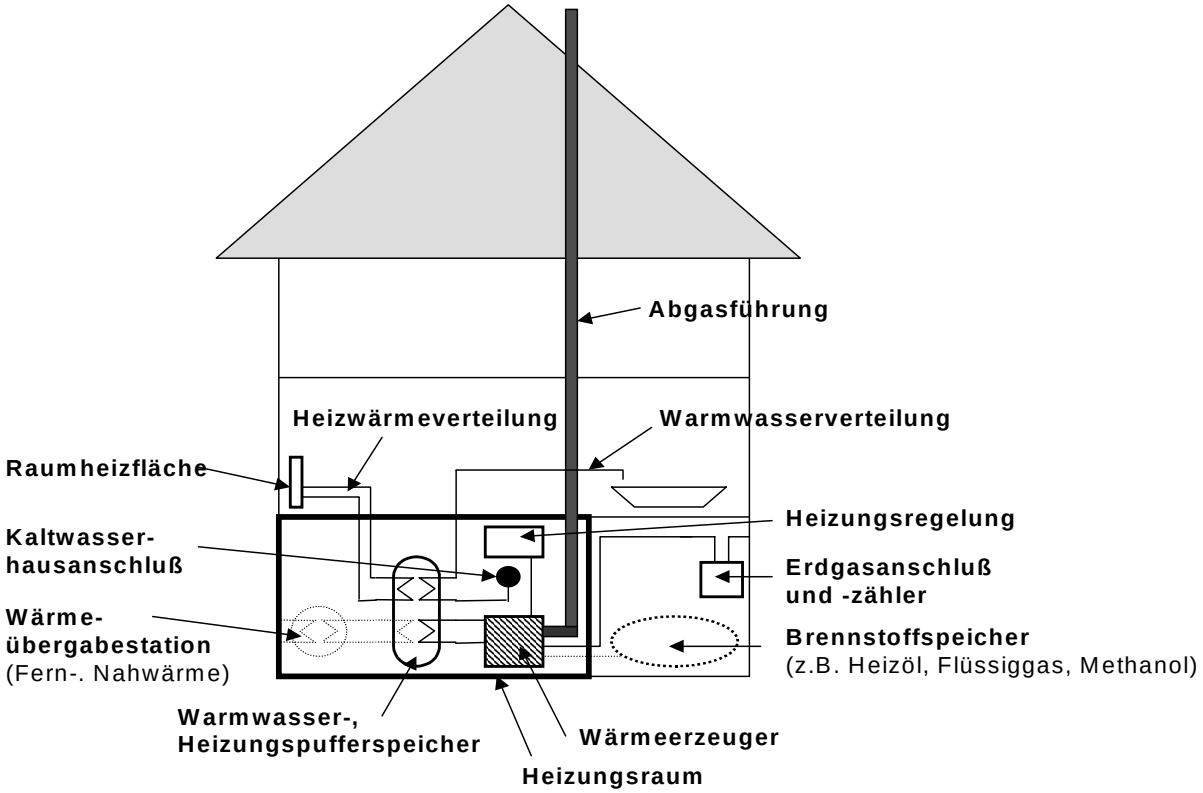
20 Ein modulierbares Verbrennungsmotor-BHKW (in Einheiten von 0,5 kW (el)) soll demnächst auf den Markt kommen (5-13 kW (el)) (E&M 1999), was einen Teillastbetrieb über weite Bereiche ermöglichen soll.

Von künftigen Heizungssystemen werden insgesamt **höhere Laufleistungen erwartet**. Grundsätzlich wird der **Trend zu Niedertemperatursystemen** etwa beim Heizöl im Betrachtungszeitraum anhalten (LBST 1999). Mit niedrigen Vorlauftemperaturen von 40-75°C fällt der Wärmeverlust im Betrieb als auch im Stillstand vergleichsweise gering aus. Weiterhin ist ein **Trend zu kompakten, wandhängenden Geräten** zu verzeichnen, die relativ wenig Platz benötigen. Neue Geräte werden aufgrund des gestiegenen Wohnflächenbedarfs häufig unter dem Dach installiert. Die genannten Entwicklungen (niedrigere Brennerleistungen, Brennwerttechnik, wandhängende Geräte etc.) erlauben in Zukunft somit den Verzicht auf einen eigenen Heizraum.

Anordnung der Heizungskomponenten

Abbildung 23 zeigt eine typische Anordnung von Heizungskomponenten in einem EFH.

Abb. 23: Hauptkomponenten von Heizungssystemen (Erdgas, Heizöl, Fernwärme)



Quelle: LBST 1999

In Tabelle 16 sind Hauptkomponenten ausgewählter konventioneller Heizungssystemen für Erdgas, Heizöl und Fernwärme sowie - zum Vergleich - von Erdgas- und Wasserstoff-Brennstoffzellen-BHKW aufgeführt.

Tab. 16: Hauptkomponenten von konventionellen Heizungssystemen im Vergleich zu Brennstoffzellen-BHKW

Komponente	*Erdgas Brennwert-system*	*Heizöl NT-System*	*Fern-wärme*	*Erdgas-Brennstoff-zelle-BHKW*	*Wasserstoff-BZ-BHKW*
Heizungsraum		X	X	X	X
Wärmeerzeuger Heizkessel einschl. Installation	X	X	X	X	X
Brennstoffspeicher		X			
Übergabestation			X		
Gas-/Elektroinstallation (Zähler und Ventile)	X	X[2]		X	X
Hausanschluss	X			X	X
Warmwasserspeicher	X	X	X	X	X
Regelung Anteil WW, RW	X	X	X	X	X
Abgasanlage	X	X		X	[1]
Heizöllager		X			
bauliche Maßnahmen	X	X	X	X	X
Sicherheitssystem					X
externe Kühlung (z.B. Installation im Kamin)				X	X
BHKW-Einbindung				X	X

WW = Warmwasser, RW = Raumwärme, NT = Niedertemperatur
X = relevante Komponente
1) Regulärer Kamin entfällt, da beim Brennwertbetrieb keine Schadstoffe entstehen und das Kondensat direkt in die Kanalisation abgeführt werden darf. 2) nur Elektroinstallation notwendig

Quelle: nach LBST 1999

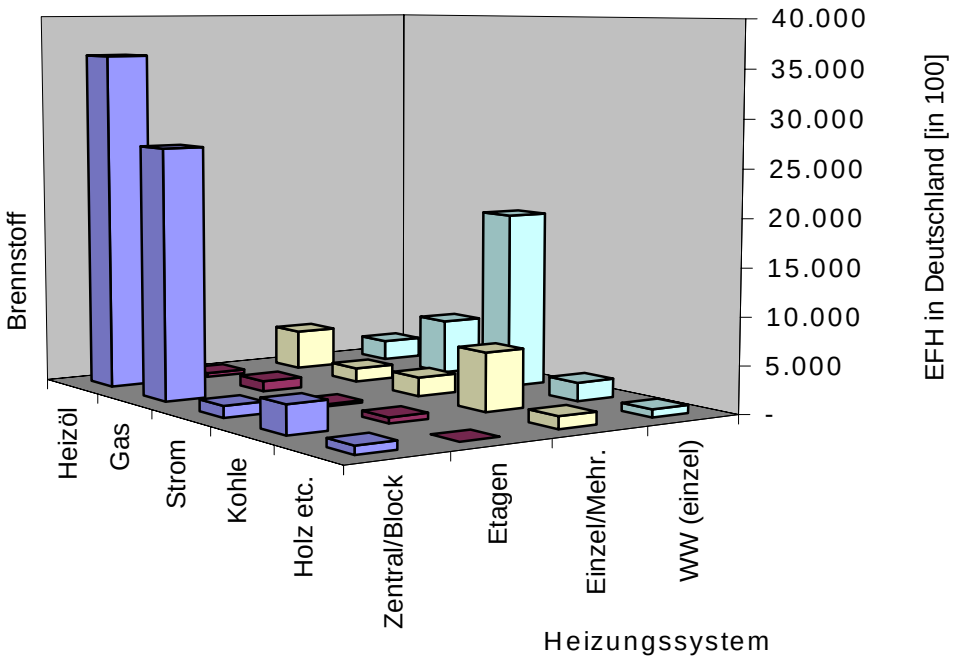
2.3.2 Verteilung in Wohngebäuden

Im Sinne der primären Substitution von Heizungsanlagen ist der Einsatz von Brennstoffzellen in der Gebäudeenergieversorgung insbesondere dort interessant, wo neben der Raumwärme auch die Warmwasserbereitstellung zentral erfolgt. Im Falle einer Marktintegration ist von einem **Verdrängungswettbewerb** (Austausch von Altanlagen bzw. Erstinstallation bei neuen Gebäuden) auszugehen. Eine Analyse der bestehenden Energieversorgungsstruktur für Gebäude (Heizungstypen, eingesetzte Brennstoffe, Baualter etc.) soll deshalb die Basis liefern, um eine szenarische Diskussion potenzieller "Einsatzpfade" für Brennstoffzellen-Systeme - sowohl bei Modernisierungen als auch beim Neubau - durchzuführen. **Ziel** war hierbei die **Ermittlung der Energieverbrauchsstruktur** in diesem Segment in Deutschland. Dazu wurden hauptsächlich auf Basis der Daten von Prognos (1996), Prognos/EWI (1998) und StaBu (1995 u. 1999) spezifische Energieverbräuche sowie die beheizte Wohnfläche in Deutschland, aufgeteilt nach Art der Beheizung (Ofen, Zentralheizung etc.), Gebäudeart (EFH, MFH etc.) und Baualter des Gebäudes (statistisch erfasste Baualtersklassen), ermittelt (LBST 1999).

Für weiterführende Aussagen ist es notwendig, den **Durchdringungsgrad konventioneller Systeme** in der Hausenergieversorgung zu erfassen. Hiermit ist eine differenzierte Darstellung nach Heizungsart und verwendeten Brennstoffen gemeint, welche beispielhaft für Einfamilienhäuser in Abbildung 24 dargestellt ist. Dabei ist zu erkennen, dass in diesen - zwischen 1991 und 1993 erbaut - eine Ausstattung mit Zentral- bzw. Blockheizung vorherrschte und v.a. Heizöl und Gas eingesetzt wurde. Kohle (Briketts) dominierten bei den Einzel- und Mehrraumöfen (vor allem in den Neuen Bundesländern). Bei der Warmwasserversorgung waren Einzelaggregate eher an die Stromversorgung angeschlossen.

Der Durchdringungsgrad konventioneller Systeme in der Hausenergieversorgung in verschiedenen Gebäudegrößen und Baualtersklassen wurde für Deutschland mit Hilfe der vom Statistischen Bundesamt durchgeführten 1%-Wohnungsstichprobe als Ist-Situation ermittelt und mit Hilfe von Annahmen (u.a. Prognos 1996) auf das Bezugsjahr 2010 hochgerechnet. Dies bezieht sich auf Aussagen zum verwendeten Heizungstyp (Fern-, Zentral-, Block-, Elektroenergiespeicherheizung, Einzel-, Mehrraumöfen, zentrale und dezentrale Warmwasserbereitstellung) zur Beheizung von Wohngebäuden und auf genutzte Brennstoffe (Heizöl, Erdgas, Kohle, Holz).

Abb. 24: Installiertes Heizungssystem und eingesetzter Brennstoff in Einfamilienhäusern in Deutschland (Baualtersklasse 1991-1993)



Zentral/Block = Block- oder Zentralheizung; Etagen = Etagenheizung; Einzel/Mehr.= Einzel- oder Mehrraumofen; WW = Warmwasserversorgung (Einzelgerät)

Quelle: Zusammenstellung des TAB nach Daten aus StaBu 1999

Der **Energieverbrauch im Sektor Haushalte** wird Schätzungen zufolge (Prognos 1999) bis 2010 leicht rückläufig sein. Dabei wird von einer deutlichen Zunahme gasbeheizter Wohnungen auf Kosten des Heizöls ausgegangen. Die Anteile von Fernwärme und Strom werden auf heutigem Niveau angenommen, wobei Konsequenzen der Liberalisierung relativ schwer abschätzbar sind. Ausgehend von diesen Basisdaten und unter Berücksichtigung weiterer Faktoren lässt sich eine **erwartete Beheizungsstruktur für das Jahr 2010** aufgeteilt nach Baualtersklassen, Gebäudetypen, Heizungsart und verwendeten Brennstoff ableiten. Exemplarisch findet sich der Anteil einzelner Baualtersklassen an den Gebäudetypen in Bezug auf beheizte Wohneinheiten im Anhang 1.5. Erwartet wird, dass der Anteil an Ein- und Zweifamilienhäusern (Anzahl und Wohnfläche) weitgehend gleich bleibt. Der Anteil zentral beheizter Wohnungen erhöht sich bis 2010 und liegt dann bei etwa 98 %. Die genutzten Brennstoffe verteilen sich auf die Energieträger Erdgas ca. 46 %, Heizöl ca. 36 %, Fernwärme ca. 10 % und Strom ca. 8 % (LBST 1999). Etwa die Hälfte des Gesamtbestandes an Wohnungen wird zentral mit Warmwasser versorgt. Der

prozentuale Anteil zwischen den Baualtersklassen differiert deutlich; tendenziell nimmt dieser Anteil bei älteren Gebäuden ab und ist bei Ein- und Zweifamilienhäusern am höchsten.

Fazit

In Gebäuden ist es bisher üblich, Strom aus dem öffentlichen Netz und die benötigte Wärme für Raumheizung und Warmwasserbereitstellung "vor Ort" über eine eigene Heizungsanlage oder zentral durch Fernwärme zu beziehen. Die erkennbaren zukünftigen Versorgungstrends zeigen, das Erdgas und Heizöl die höchsten Versorgungsanteile haben werden. Damit wird sich der Trend zu Gas- und Ölheizungen in Wohngebäuden eher verstärken. Entsprechend wurden als konventionelle Referenzanlagen das Erdgas-Brennwertsystem, das Heizöl-Niedertemperatur-System, die Fernwärmeversorgung sowie Verbrennungsmotoren-BHKW ausgewählt.

2.4 Nutzerspezifische Determinanten der Auslegung und Implementierung von Anlagen

Bei der Vielzahl von **Anforderungen**, die an eine neue Energieversorgungstechnik gestellt werden, können **verschiedene Sichtweisen** unterschieden werden (Tab. 17). So stehen z.B. "vor Ort", beim Anlagennutzer wie beim privaten Hauseigentümer, im Krankenhaus oder im Bürogebäude, jeweils andere Kriterien im Vordergrund als beim Hersteller von Brennstoffzellen oder beim Heizungsinstallateur. Neben **technischen Forderungen** - um etwa eine vergleichbare Zuverlässigkeit und Handhabbarkeit wie bei bestehenden Heizungs- und Stromversorgungsanlagen zu erreichen - steht hinter einem vom Hauseigentümer anvisierten **Kostenmaximum** ein Gesamtkostenvergleich mit seiner bisherigen Anlage, der für die Neuanlage möglichst niedrig ausfallen sollte. Ein **Brennstoffzellen-Hersteller** wiederum wird sich an dieser Kunden- und Marktforderung orientieren, jedoch weitere Aspekte berücksichtigen und z.B. gezielt nach preiswerteren Materialien recherchieren. Aus Sicht eines **Heizungsinstallateurs** ist es erforderlich, bei neuen Anlagen ein entsprechendes Wissen aufzubauen, wodurch u.a. Kosten zur Aus- und Weiterbildung anfallen. Für einen **Dienstleister** (z.B. ein EVU) schließlich ist die Installation einer Brennstoffzellen-Anlage ein Mittel zur Kundenbindung, da eine Eigenerzeugung von Strom in

Haushalten möglicherweise eine Konkurrenz zu seinen eigenen zentral installierten Energieerzeugungsanlagen darstellt.

Tab. 17: Unterschiedliche Perspektiven auf die Brennstoffzelle: Anwender, Hersteller, Installateur, Dienstleister (exemplarisch)

	Anwender (Hauseigentümer etc.)	*Hersteller von BZ-Anlagen*	*Installateur*	*Dienstleister (z.B. EVU)*
technische Kriterien	Bedienbarkeit Service durch Anbieter	Eignung für Serienproduktion	Änderung der Qualifikationsanforderungen	flexibel einsetzbar (modulierbar)
ökonomische Kriterien	Investition im Vergleich zu vorher	preiswerte Materialien	evtl. Mehraufwand für Aus- und Weiterbildung	betriebsw. Optimum der Anlagenauslegung Serviceangebot zur Kundenbindung
ökologische Kriterien	"Öko-Image"	minimale Emissionen bei der Herstellung	Verkaufskriterium	Verkaufskriterium

Quelle: Zusammenstellung des TAB

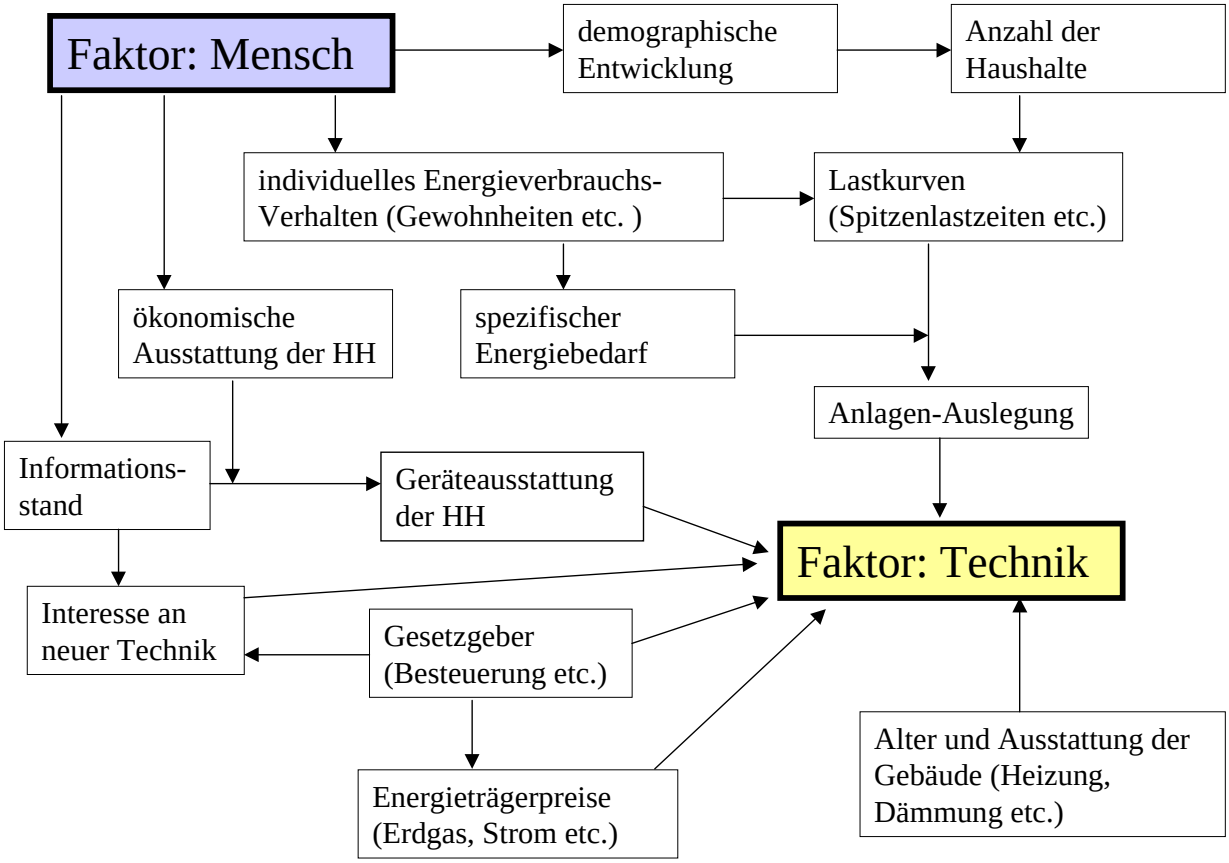
Für den **stationären Einsatz** ergeben sich in puncto Lebensdauer **besondere Anforderungen an Brennstoffzellen.** Bei stationären Anlagen zur Energieversorgung liegt die erwartete **Lebensdauer** bei ca. 40.000 Betriebsstunden.[21] Diese wird momentan noch von keinem Brennstoffzellen-Typ erreicht. D.h. in stationären Brennstoffzellen-Systemen müsste die Brennstoffzelle derzeit ca. alle fünf Jahre ausgewechselt werden, und dies unter Weiternutzung der Peripherie. Dies ist bei konventioneller Technik nicht notwendig. Andererseits könnte ein regulärer Brennstoffzellen-Austausch prinzipiell in ein "Servicepaket" integriert werden und wäre damit als nicht so nachteilig einzustufen.

Bei einer Analyse von Einflussfaktoren für Auslegung und Implementierung von Anlagen (Abb. 25) spielen auch **demographische Entwicklungen** eine Rolle. So verändert sich etwa die Anzahl der Haushalte (nimmt zu) mit Folgen für die Ausstattung und den Stromverbrauch (stagniert bzw. nimmt tendenziell

21 Zum Vergleich: Im mobilen Einsatzbereich ist die benötigte Lebensdauer deutlich kürzer (ca. 5.000 Betriebsstunden). Diese Zeit wird von Brennstoffzellen bereits erreicht.

ab). Individuelle Gewohnheiten, Bürozeiten oder Produktionszyklen geben eine **zeitliche Bedarfsstruktur** vor, die sich in Lastkurven widerspiegelt und zu Spitzenlastzeiten entscheidenden Einfluss auf die Anlagenauslegung hat, auch wenn bei Mehrfamilienhäusern beispielsweise ein **Gleichzeitigkeitsfaktor** (Verschiebungen der Lastspitzen in einzelnen Haushalten) berücksichtigt werden kann.

Abb. 25: Ausgewählte Einflussfaktoren für Auslegung und Implementierung von konventioneller und alternativer Technik

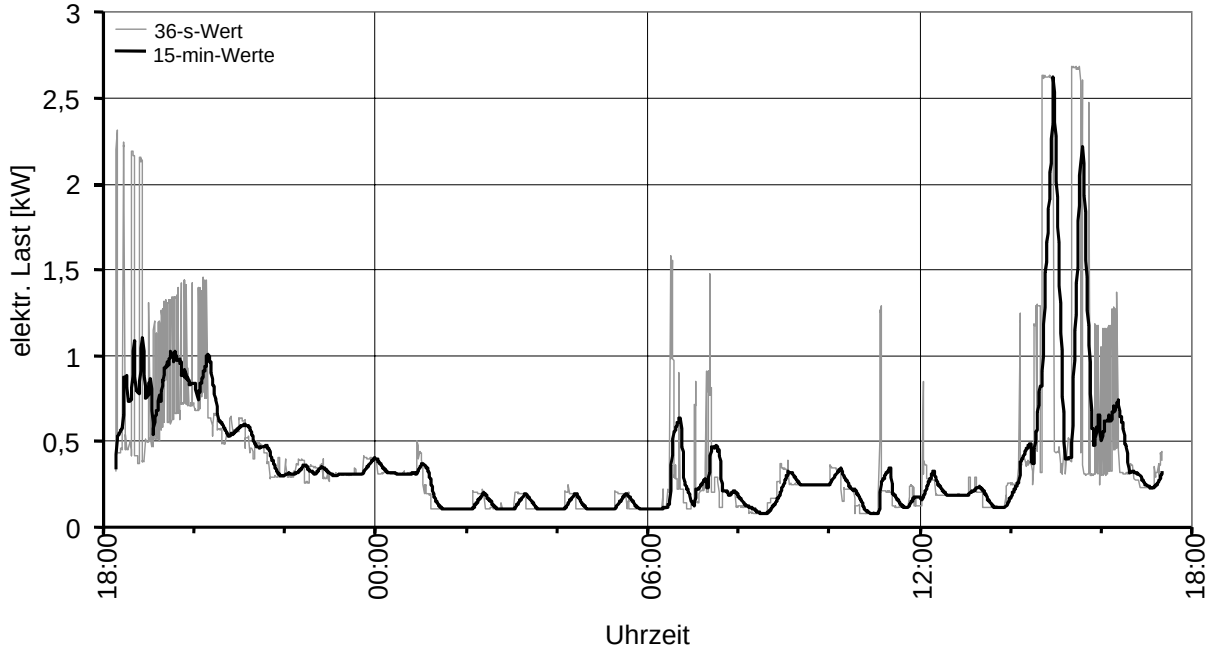


Quelle: Zusammenstellung des TAB

Das aus dem Verbraucherverhalten resultierende **Lastprofil** ist individuell verschieden und mit einer Reihe von (zum Teil wiederkehrenden) Spitzen im Energiebedarf gekennzeichnet. Für Strom ist es exemplarisch in Abbildung 26 dargestellt. Für Raumwärme und Warmwasser ergibt sich hinsichtlich der Spitzenlastverteilung ein ähnlicher Kurvenverlauf. Um hier mit einer hohen statistischen Genauigkeit Aussagen treffen zu können, müssten umfangreiche Last-

messungen für Strom, Raumwärme und Warmwasser bei einer Vielzahl von Haushalten und Kleinverbrauchern durchgeführt werden. Derzeit stehen jedoch nur exemplarische Messungen zur Verfügung. So wurde für den Stromlastgang für EFH z.B. auf 15-min-Messwerte von Berg (1999) und bei großen MFH auf den VDEW-Regellastgang (Summe von mehreren Einzellastgängen) für einen deutschen Durchschnittshaushalt (VDEW 1999) Bezug genommen, welche aufgrund ihres Verlaufes als repräsentativ angesehen werden können.

Abb. 26: Exemplarische Darstellung des Lastganges eines Einfamilienhauses (36-sec-Messwerte und 15-min-Mittelwerte)



Quelle: LBST 1999; LBST 1998b

Die **ökonomische Ausstattung eines Haushaltes und der Informationsstand seiner Mitglieder** haben ebenfalls einen Einfluss auf die **Wahl des Heizungssystems**. Brennstoffzellen-Systeme, die neben Heizwärme auch Strom zur Verfügung stellen, hätten bei einer Markteinführung voraussichtlich einen höheren Kaufpreis als konventionelle, "nur" Wärme erzeugende Heizungssysteme. Neben dem Zusatznutzen "Strom" sind Haushaltskunden aber grundsätzlich bereit, wie die Einführung von "Grünen Strom-Angeboten" zeigt, für den **Umweltschutz** ein höheres Entgeld zu leisten. Für die Brennstoffzelle können unter Umweltgesichtspunkten z.B. die Möglichkeit einer regenerativen Wasserstoffbereitstellung, die höhere Effizienz der Anlagen (bessere Ausbeutung fossiler Brenn-

stoffe) und die Reduktion von Emissionen in Ballungszentren geltend gemacht werden. Schließlich haben auch **gesetzgeberische Maßnahmen** einen Einfluss auf die installierte Technik, z.B. die Besteuerung bestimmter Energieträger.

Fazit

Es ist kein Zufall, wie eine neue Technik implementiert wird. Neben "messbaren Fakten", wie Wirkungsgrad und die Einhaltung von Emissionsgrenzen, ist eine Reihe "weicher Faktoren", wie der Wohnkomfort oder der Informationsstand des Käufers von Bedeutung. Prinzipiell werden dabei an das Brennstoffzellen-System dieselben "Kriterien" angelegt, wie an bisher installierte Heizungssysteme. Im Vordergrund stehen die komplette und zuverlässige Abdeckung des individuell verursachten Lastprofils, eine vergleichbare Handhabbarkeit sowie möglichst geringe Anschaffungskosten für die Anlage. Die Auslegung der Anlagen wird wesentlich durch das jeweilige Lastprofil für Strom, Raumwärme und Warmwasser bestimmt.

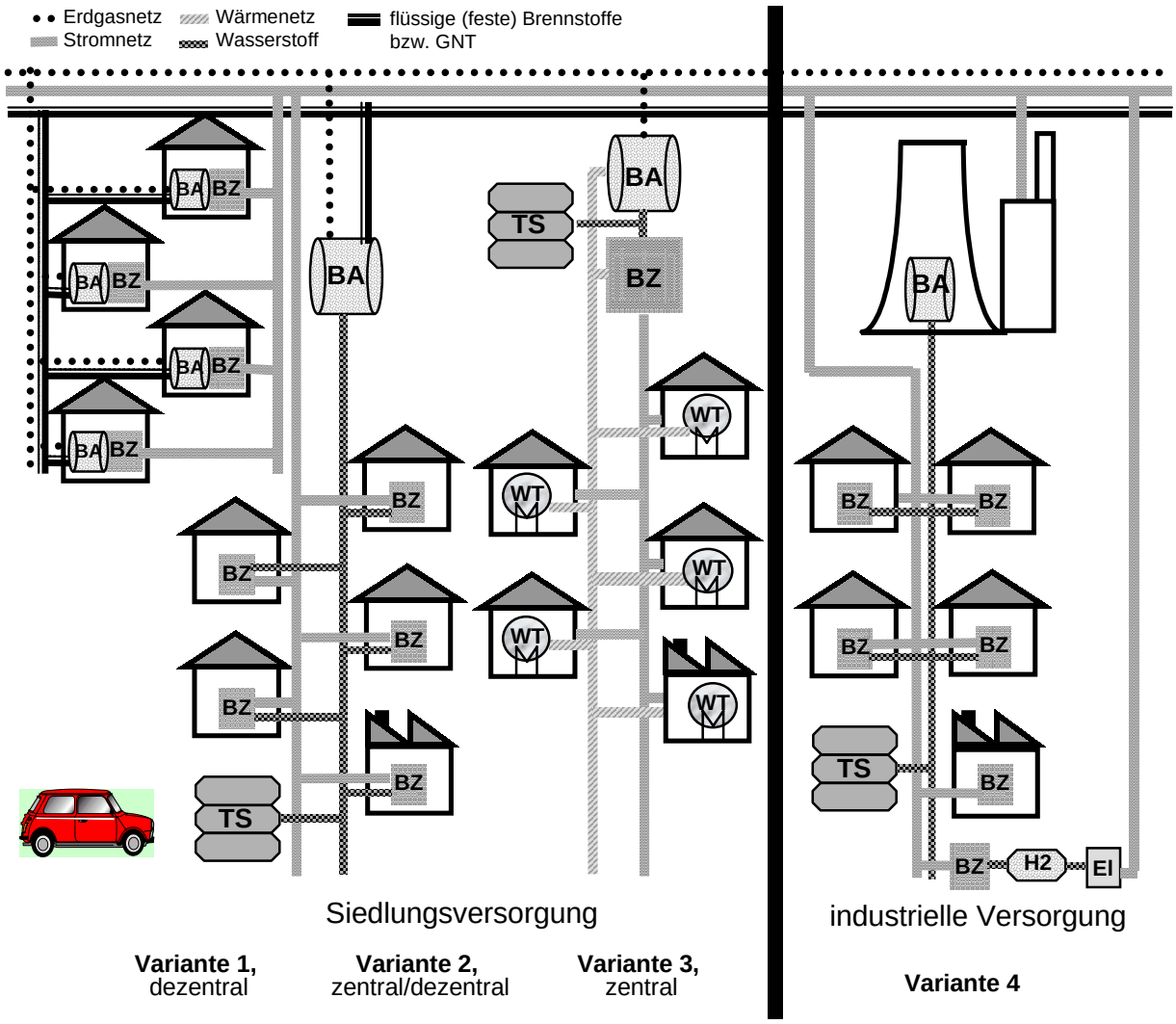
2.5 Vergleich von Brennstoffzellen- mit konventionellen Beheizungs-Systemen - technische Aspekte

Der folgende Vergleich erfolgt mit einem PEMFC-Referenz-System, welches bei Erdgaseinsatz mit einem Erdgas-Dampf-Reformer ausgestattet ist. Dessen Betrieb erfolgt als Blockheizkraftwerk, wobei zur Deckung von Wärmespitzen von der zusätzlichen Installation eines Lastausgleichaggregates (hier Spitzenlastkessel) ausgegangen wird. Ziel des Vergleiches ist es, unterschiedliche Auslegungsaspekte von Brennstoffzellen- und konventionellen Systemen ansatzweise darzustellen. Zur besseren Einordnung sind denkbare Modelle zur Energieversorgung von Gebäuden mit Brennstoffzellen-Systemen vorangestellt.

2.5.1 Energieversorgungsmodelle

Im Mittelpunkt möglicher Modelle für die Hausenergieversorgung steht die **Frage nach dem Standort der Brennstoffzelle und des Reformers (Brennstoffaufarbeitung)** (Abb. 27). Ausgangspunkt der Betrachtung ist der unterstellte Ersatz heute üblicher erdgas- und heizölbetriebener Heizungssysteme durch kleine Brennstoffzellen-BHKW.

Abb. 27: Mögliche Versorgungsmodelle mit Brennstoffzellen-BHKW



BA = Brennstoffaufbereitung, BZ = Brennstoffzelle, WT = Wärmetauscher, TS = (Wasserstoff-)Tankstelle, El = Elektrolyseur

Quelle: LBST 1999, ergänzt

Siedlungsenergieversorgung

In **Modell 1** erfolgt die **Installation kleiner Brennstoffzellen-BHKW jeweils im Keller von Ein- und Mehrfamilienhäusern inklusive der dortigen Aufbereitung des Brennstoffs** (z.B. Reformer für Erdgas). Die Anlagenleistung liegt etwa bei 1-30 kW (el). Für das Erreichen einer hohen Wirtschaftlichkeit wäre in Einzelhaushalten die Anlage auf ein sekunden- bzw. minutengenaues Nachfahren des Strombedarfprofils auszulegen, was regelungstechnisch relativ

aufwendig ist und Zusatzkosten[22] verursacht. Abhilfe kann z.B. ein lokaler Stromverbund[23] in einer Siedlung schaffen, der Besonderheiten einzelner Haushalte ausgleicht. In Mehrfamilienhäusern ergibt sich ein entsprechend höherer Stromgrundlastbedarf, was sich positiv auf die Wirtschaftlichkeit der Brennstoffzellen-Anlage auswirkt.

In **Modell 2** wird von einer **siedlungszentralen Brennstoffaufbereitung** ausgegangen, was zusätzlich den Betrieb einer Wasserstofftankstelle ermöglichen könnte. Die Brennstoffzellen-BHKW stehen weiterhin im Keller von Ein- und Mehrfamilienhäusern und der zentral erzeugte Wasserstoff wird über eine H_2-taugliche Rohrleitung (für deren Auslegung in besiedelten Gebieten bis dato kein technisches Regelwerk existiert, "Finanzierungshürde") bezogen. Vorteile dieses Modells bestehen in der höheren Effizienz der Wasserstoffherstellung und den niedrigeren Kosten eines großen Reformers (im Gegensatz zur Installation vieler kleiner Reformer). Nachteilig ist, dass die anfallende Wärme des zentralen Reformer in der Regel nicht genutzt werden kann (Ausnahme: Verlegung eines Nahwärmenetzes (Kosten)) und dass der Spitzenlastkessel auch mit Wasserstoff betrieben werden würde (d.h. wenig sinnvolle Umsetzung von energetisch hochwertigem Wasserstoff zu Wärme).

Im **Modell 3** wird **auch das Brennstoffzellen-BHKW siedlungszentral** aufgestellt. Die einzelnen Gebäude werden über ein Nahwärmenetz versorgt. Aufgrund der geringen Betriebstemperatur der PEMFC (60-80 °C) und von Übertragungsverlusten in Nahwärmenetzen ist hier die Größe des Brennstoffzellen-BHKW beschränkt (etwa 250-300 kW (el) (LBST 1999)). Nutzerseitig sollten für Raumwärme etwa 45°C "ankommen". Alternativ sind hier Mittel- und Hochtemperatur-Brennstoffzellen interessant.

Industrielle Versorgung

Im **Modell 4** wird von einer **externen, industriellen Versorgung einer Siedlung mit Wasserstoff** (fällt bei industriellen Prozessen u.a. als Kuppelprodukt an oder könnte via Großelektrolyseur zentral bereitgestellt werden) ausgegangen. Die Brennstoffzellen-BHKW stehen wieder im Keller von Ein- und Mehrfami-

22 Zusatzkosten würden z.B. durch Komponenten für eine eigene Netzmessung, Frequenzhaltung, komplexere Wechselrichter etc. entstehen und beliefen sich etwa auf 400 DM (Vaillant 1999a).

23 Bei der Installation eines lokalen Stromnetzes fallen auch Zusatzkosten an. Diese liegen für Anschluss und Lastmanagement - in Abhängigkeit von der Verlegung des Stromnetzes (Keller, Erde) und der Teilnehmerzahl - in einer Größenordnung von 100-200 DM (pro Haushalt und Jahr) (LBST 1999).

lienhäusern. Der Vorteil dieses Modells besteht in einem einfacher zu koordinierenden Spitzenausgleich. Allerdings wird das Vorhandensein von Wasserstoffnetzen (Infrastruktur) vorausgesetzt, was eher als längerfristige Perspektive einzuordnen ist. Aus diesem Grund werden für die weitere Betrachtung die reformerintegrierten Brennstoffzellen-Versorgungskonzepte (Modelle 1 und 3) zu Grunde gelegt.

2.5.2 Auslegungsaspekte

Die **technische Auslegung** eines Brennstoffzellen-Systems (Anlagengröße, strom- oder wärmegeführte Fahrweise, anvisiertes Versorgungsmodell etc.) für die Hausenergieversorgung wird durch die Eigenschaften bisher installierter Systeme sowie von ökonomischen und ökologischen Aspekten mitbestimmt. Im Folgenden stehen zunächst technische Überlegungen im Vordergrund.

Lebensdauer und Degradation

Eine besondere Rolle spielen in der stationären Energieversorgung die Erwartungen an die Höhe der **Lebensdauer**. Diese sollte mindestens 40.000 h betragen, was einem Grundlastbetrieb von 8.000 h/a und einer Betriebszeit von etwa fünf Jahren entspricht. Die Lebenserwartung von PEMFC wird beispielsweise nur marginal von der Anzahl der Betriebszyklen im warmen Zustand, jedoch signifikant von der Häufigkeit von Kaltstarts beeinflusst (LBST 1999). Häufige Lastzyklen haben eher einen größeren Einfluss auf den Reformer, da sich die dort hohen Temperaturen negativ auf die Anzahl der aktiven Katalysatorschichten auswirkt. Darüber hinaus scheinen Brennstoffzellen im Teillastbetrieb weniger schnell zu altern als bei Volllast. Konstruktive Modifikationen bei PEMFC für den stationären Einsatz mit vergleichsweise langen Betriebszeiten zielen auf dickere Membrane oder eine Erhöhung der Katalysatorbeschichtung. Letzteres ist aufgrund begrenzt verfügbarer Aufkommen an Edelmetallen (z.B. Platin) und daraus resultierend höherer Kosten problematisch.

Systemdynamik und Teillastverhalten

Limitierend auf die **Systemdynamik** (adäquates Nachfahren der Lastbedarfskurven der Energieverbraucher) wirken sich zum einen der Ablauf elektrochemischer Reaktionen im **Zellstapel** und zum anderen die verfahrenstechnische Aufbereitung der Brenngase (**Reformer**) aus. Alle anderen Komponenten

(Kompressor, Lüfter, Wechselrichter, Wärmetauscher, elektronische Steuerung) sowie der zusätzlich installierte Spitzenlastbrenner haben einen vernachlässigbaren Einfluss.

Im **Zellstapel** ist der begrenzende Faktor der Leistungsdynamik die Wasserstoff- und Sauerstoffzufuhr. Diese ist durch Druckbetrieb deutlich verbesserbar, was allerdings für den stationären Betrieb nicht notwendig ist. Beim Betrieb unter Umgebungsdruck nehmen zwar das Volumen des Zellstapels und damit auch der Materialbedarf und die -kosten zu, jedoch kann auf aufwendige und mechanisch anfällige Subsysteme verzichtet werden. Typische Reaktionszeiten auf einen Lastbedarf eines PEMFC-Zellstapels liegen bei 1-2 sec (LBST 1999).

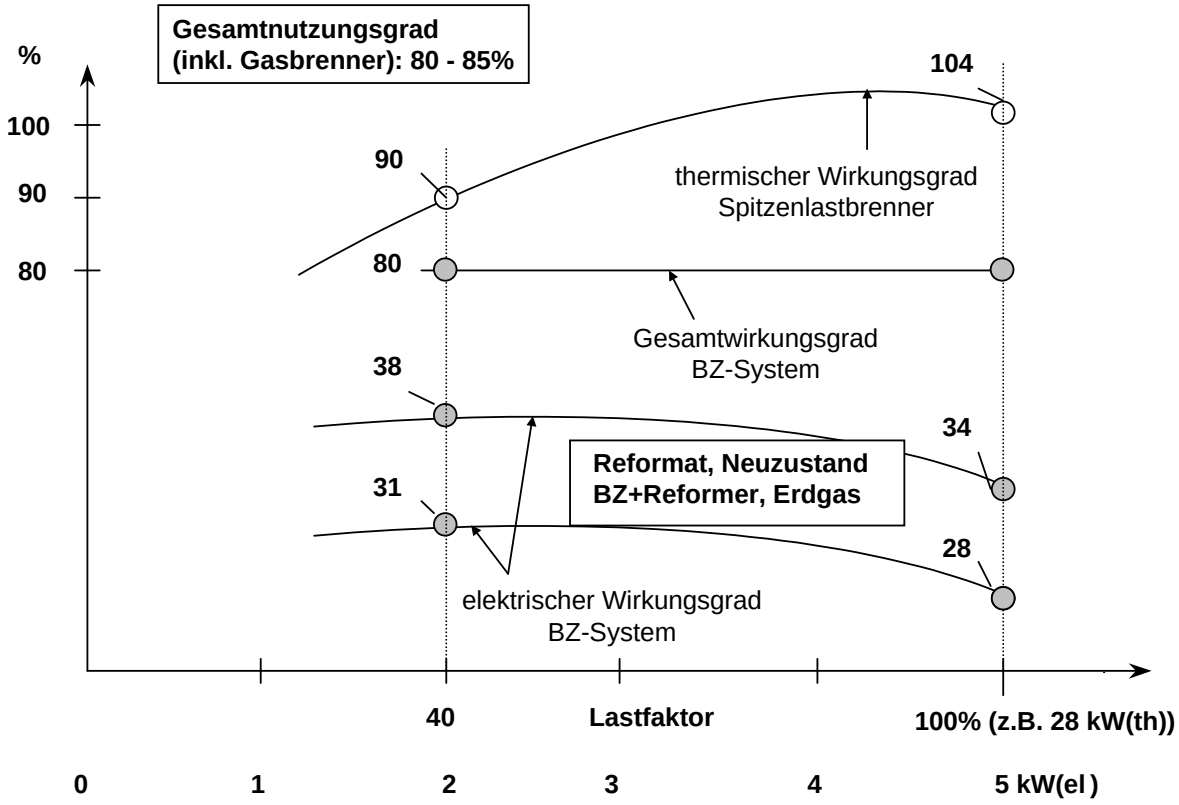
Dagegen nimmt die Systemdynamik beim Einsatz von fossilen Brennstoffen, die über einen **Reformer** in Wasserstoff umgewandelt werden müssen, deutlicher ab. Limitierend wirkt sich bei Erdgasdampfreformern der Verdampfungsprozess aus. Vorteilhafter für kurze Reaktionszeiten sind autotherme oder POX-Reformer. Sie zeichnen sich jedoch durch einen schlechteren Umsetzungswirkungsgrad aus. Mit derzeit verfügbaren Dampfreformern lassen sich Kaltstartzeiten von 10-15 min erzielen (LBST 1999).

Das **Teillastverhalten** ist wichtig für den zuverlässigen und kostengünstigen Betrieb des Brennstoffzellen-Systems über längere Zeiträume zwischen den Lastspitzen. Mit reinem Wasserstoff betriebene Brennstoffzellen-Systeme ohne Reformer sind bis herunter zu einem Teillastwirkungsgrad von 10 % betreibbar. Bei Brennstoffzellen-Systemen mit Reformer stellt letztere die begrenzende Komponente dar. In der Entwicklung mit Erdgas-Dampfreformern wurde bisher ein Teillastwirkungsgrad von 50 % erreicht (LBST 1999).

Wirkungsgrad

Wirkungsgrade von Brennstoffzellen sind derzeit mit denen konventioneller stationärer Systeme vergleichbar und weisen noch ein deutliches Ausbaupotenzial auf. Insbesondere fällt der Wirkungsgrad bei Teillast nicht ab, sondern nimmt zu. Beispielhaft finden sich in Abbildung 28 für die gewählte Referenzanlage (PEMFC mit Erdgasdampfreformer und Spitzenlastbrenner) Wirkungsgradangaben auf der Basis von Herstellerangaben.

Abb. 28: Wirkungsgrade eines erdgasbetriebenen Brennstoffzellen-BHKW mit einem Erdgas-Brennwert-Heizkessel



Quelle: LBST 1999; LBST 1999c

Der elektrische Wirkungsgrad des Brennstoffzellen-Systems (mit Erdgasreformer, Neuzustand) bewegt sich bei Teillast (z.B. Lastfaktor 40 %) in einem Bereich von 31-38 % und ist damit höher als bei Volllast mit 28-34 %. Beim zusätzlich zur Deckung des Wärmebedarfs installierten Spitzenlastbrenner nimmt der thermische Wirkungsgrad mit der Auslastung zu, so dass sich in diesem Beispiel ein Gesamtwirkungsgrad (Brennstoffzelle, Reformer, Spitzenlastbrenner) von etwa 80 % ergibt.

Optimale Brennstoffzellen-Systemgröße

Die optimale Leistungsgröße von Brennstoffzellen-Anlagen für die Gebäudeenergieversorgung ist abhängig von der mit Wärme zu versorgenden Wohnfläche. Die im Weiteren verwendete Differenzierung zwischen Ein- und Mehrfamilienhäusern sowie die jeweils ausgewählte Brennstoffzellengröße ist in Tabelle 18 aufgeführt.

Brennstoffzellen-Systeme zur Versorgung von Ein- und kleinen Mehrfamilienhäusern bestehen zumeist aus einem Zellenstapel, wohingegen bei größeren MFH sowie zur Versorgung von Siedlungen oder Gewerbeobjekten mehrere Zellenstapel notwendig sind.

Tab. 18: Anlagengröße für die Hausenergieversorgung

	Wohneinheiten (WE)	*gewählte BZ-Größe [kW (el)]*
EFH/ZFH	1 (2)	0,50*
MFH (klein)	4	1,25
MFH (mittel)	8	2,50
MFH (groß)	> 20	6,00

* Die BZ für das EFH wurde auf einen bundesdeutschen Haushalt mit durchschnittlichem Strombedarf ausgelegt (siehe auch Tab. 26).

Quelle: Zusammenstellung aus LBST 1999

Brennstoffversorgung

Von den bisher diskutierten, prinzipiell einsetzbaren Brennstoffen werden für die weitere Detailanalyse Erdgas, Heizöl, Methanol, Fernwärme und Wasserstoff ausgewählt. Eine Zusammenstellung mit den dazugehörigen Heizungssystemen findet sich in Tabelle 19.

Tab. 19: Ausgewählte Brennstoffversorgung für kleine Brennstoffzellen-BHKW und deren konventionelle Vergleichssysteme

Brennstoff	*Brennstoff und konventionelles Vergleichssystem*[1]	*Bezeichnung*	*Nr. der Variante*
Erdgas	Erdgas - Brennwertheizung	Erdgas - Erdgas	1
Heizöl	Heizöl - Niedertemperaturheizung	Heizöl - Heizöl	2
Methanol	Heizöl - Niedertemperaturheizung	Methanol - Heizöl	3
Erdgas	Fernwärmeheizung	Erdgas - Fernwärme	4
Wasserstoff	Erdgas - Brennwertheizung	Wasserstoff - Erdgas	5

1) Zur Stromversorgung wird bei konventionellen Systemen das öffentliche Netz herangezogen.

Quelle: LBST 1999

Betriebsparameter

Die Betriebstemperatur von PEMFC liegt etwa im Bereich von 40-90°C. Niedrige Temperaturen von 40-50°C weisen Vorteile hinsichtlich niedrigerer Kosten für das Membranmaterial und nicht erforderlicher Befeuchtung auf (Ehrenberg et al. 1996). Allerdings ist mit einer Vorlauftemperatur von 40°C kein Nahwärmenetz, wie es für größere KWK-Anlagen (Siedlungsversorgung etc.) notwendig ist, betreibbar, da aufgrund auftretender Wärmeverluste eine möglichst hohe Vorlauftemperatur des Heizsystems erwünscht ist. Heutige in der Entwicklung befindliche PEMFC-Systeme für die Hausenergieversorgung weisen **Betriebstemperaturen von 70-90°C** auf, so dass die Vorlauftemperatur für den Heizkreislauf etwa bei 60-80°C liegt (LBST 1999).

Das Druckniveau, auf dem eine PEMFC mit Wasser- und Sauerstoff versorgt wird, hat einen entscheidenden Einfluss auf deren Lebensdauer. Aktuell verwendete Membranmaterialien erfordern eine kontinuierliche Befeuchtung, um ein Austrocknen der Membran zu verhindern. Hierzu müsste destilliertes Wasser eingesetzt werden, um ein Verkalken der Membran zu verhindern. Normalerweise kann Wasser, welches anodenseitig in der Brennstoffzelle auskondensiert, direkt zur Befeuchtung verwendet werden. Je höher der Dampfdruck ist, desto mehr Wasser wird auskondensiert. Ein Druckbetrieb bietet Vorteile hinsichtlich Gewicht und Volumen der Brennstoffzellen-Anlage, verlangt jedoch aufwendigere Sicherheitsmaßnahmen. Für die **Hausenergieversorgung** ist daher zu erwarten, dass sich eher **drucklos betriebene Systeme** durchsetzen werden, die eine geringere Komplexität, eine höhere Lebenserwartung, niedrigere Geräuschemissionen und weniger Wartungsaufwand aufweisen.

Betriebsweisen und Betreiber

Beim Einsatz von Brennstoffzellen in der Hausenergieversorgung wird von einer kombinierten Nutzung von Strom und Wärme ausgegangen. Ziel ist, eine möglichst autarke und zuverlässige Betriebsweise des Brennstoffzellen-Systems zu erreichen, so dass die **Versorgung mit Raumwärme und Warmwasser bedarfsgerecht erfolgt** und darüber hinaus **möglichst kein Strom vom öffentlichen Netz bezogen** werden muss. Letzteres wäre etwa bei zu kleiner Auslegung des Brennstoffzellen-Systems der Fall und würde nur in Spitzenlastzeiten zu einem zusätzlichen Strombezug aus dem Netz führen. Zu diesen Zeiten ist ein selektiver Strombezug jedoch relativ teuer. Bei großzügiger Auslegung des Brennstoffzellen-Systems wäre ein Stromüberschuss zu verzeichnen, der ins

öffentliche Netz eingespeist werden könnte. Unter diesen Aspekten wäre eine Optimierung des Brennstoffzellen-Systems für jeden Einsatzfall durchzuführen: Wenn die erzeugte Wärme möglichst nicht an die Umgebung abgegeben werden soll, würde die Brennstoffzelle bei fehlendem Raumwärme- und Warmwasserbedarf abgeschaltet. Andernfalls würde die Brennstoffzelle trotz fehlendem Wärmebedarf weiterlaufen und die erzeugte Wärme an die Umgebung abgegeben werden. Beim Strombedarf gibt es ebenfalls beide Varianten: Weiterbetrieb der Brennstoffzellen-Anlage trotz Teillastfahrweise (Überschussstrom) oder Abschaltung (LBST 1999).

Tab. 20: Zusammenstellung der für weitere Detailbetrachtungen getroffenen Annahmen für das PEMFC-System

Kenngröße	*Auswahl*
optimale Brennstoffzellen-Systemgröße	EFH*: 0,5 kW (el) MFH (klein): 1,25 kW (el) MFH (mittel): 2,5 kW (el) MFH (groß): 6,0 kW (el)
untersuchte Kombinationen von Strom- und Wärmenutzung	EFH: Weiterbetrieb der Brennstoffzelle auch bei Unterschreitung der kleinsten Teillast (Strom), nur Abschaltung falls gleichzeitig kein Wärmebedarf vorhanden ist
	MFH: Weiterbetrieb der Brennstoffzelle auch bei Absinken des Strombedarfs (Unterschreitung der kleinsten Teillast), dabei wird überschüssige Wärme an die Umgebung abgeführt
Betriebsmodell	Favorisiert wird die komplette Eigenstromversorgung des Haushaltes mit Strom
Betreiber	Privater Nutzer (EFH, kleine MFH) Dienstleister (mittleres und großes MFH)
Versorgungsvarianten (Brennstoffzellen-BHKW - konventionelles Vergleichssystem)	Erdgas - Erdgas (Variante 1) Heizöl - Heizöl (Variante 2) Erdgas - Fernwärme (Variante 4)
kleinste Teillast des BZ-BHKW	40 %
spezifische Nutzwärmebedarfe	EFH: 40, 70, 90, 110, 140 W/m² MFH: 30, 50, 60, 70, 80 W/m²

EFH = Einfamilienhaus; MFH = Mehrfamilienhaus (klein = 1(2) Wohneinheiten (WE), mittel = 4 WE, groß = >20WE); *Auslegung auf einen bundesdeutschen Haushalt mit durchschnittlichem Strombedarf

Quelle: nach LBST 1999

Betreiber der Brennstoffzellen-Anlagen kann entweder der **private Nutzer** oder ein **Energiedienstleister** sein, was sich wesentlich auf die Kostenbelastung des Privatnutzers auswirkt (Kap. V.2.6.2). Für den Einsatz von Brennstoffzellen-Anlagen in EFH und kleinen MFH wurde als Betreiber der private Nutzer, für mittlere und große MFH ein Energiedienstleister angenommen.

Fazit

Aus den bisherigen Überlegungen ergeben sich spezifische Annahmen für die nähere Analyse des Brennstoffzellen-Systems (Tab. 20). Weiterhin wird unterstellt, dass die Warmwasserversorgung des Gebäudes Priorität bei der Anlagenauslegung hat. Daneben wird eine höchstmögliche Deckung des Raumwärme- und Strombedarfes durch die Brennstoffzelle angestrebt. Letzteres kann je nach Abstimmung von Anlagengröße und Strombedarf auch dazu führen, dass Strom ins (öffentliche) Netz eingespeist werden kann. Den aufgeführten spezifischen Nutzwärmebedarfen werden später spezifische Kosten zugeordnet.

2.5.3 Brennstoffzellen-Anlagen für den Kleinverbrauch

Prinzipiell sind die oben getroffenen Aussagen zur Betriebsweise von Brennstoffzellen in der Hausenergieversorgung auch auf gewerbliche Einsatzfelder übertragbar. Für den Kleinverbrauch sind die Brennstoffzellen-Systeme allerdings mit etwas höherer Leistung ausgestattet. Für den Leistungsbereich ab 200 kW (el) sind die PAFC sowie die MCFC interessant; unter 200 kW (el) bieten sich die PEMFC sowie die SOFC an. Als konventionelle Referenz wird hier ein erdgasbetriebenes Verbrennungsmotor-BHKW herangezogen, wobei einzelne Module im Leistungsbereich von 5-350 kW (el) verfügbar sind. Tabelle 21 fasst die relevanten Daten zusammen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass diese relativ inhomogen und z.T. recht wenig belastbar sind. Sie liefern deshalb nur grobe Anhaltswerte.

Tab. 21: Vergleich erdgasbetriebener Verbrennungsmotor- mit erdgasbetriebenen Brennstoffzellen-BHKW

	Gas-Motor	*PEMFC*	*PAFC*	*MCFC*	*SOFC*	*SOFC-GT*
Leistungsgrößen [kW (el)]	5-350 [1]	< 250	200	> 250	> 100 (1-200)	> 250
η (el) (Volllast) [%]	26-34	31 [2]-39 [3]	39-40	50-52	45-47 [4]	60 [5)]
η (el) (Teillast) [%]	16-22 [6]	35 [7]-39 [8]	40-41 [9]	k. A.	k. A.	k. A.
η (gesamt)[%]	83-90 101 [10]	80	80-85	76 [11]-80 [12]	80-85	80
Stromkennzahl	0,4-0,7	0,6-1,0	0,8-1,1	1,7-2,2	1,1-1,4	3
Vorlauftemperatur [°C]	80-115	60-80	70-85 [13]	450	*	*
Stackaustausch [nach h]	-	*	40.000	40.000	> 13.000 (25 kW(el) Stack)	> 13.000 (25 kW(el) Stack)
Motorüberholung [nach h]	20.000-80.000	-	-	-	-	-
Marktdurchdringung	gegeben	Prototyp	Kleinserie	Prototyp	Prototyp	Entwicklung, in Planung

* keine Daten verfügbar.
1) bezogen auf einzelnes Modul; 2) 1-5 kW(el); 3) 250 kW(el); 4) atmosphärisch (LBST 1999b), (Rippel 1998); 5) druckaufgeladen (LBST 1999b) (Veyo/Forbes 1998); 6) 50 % Nennleistung, Kennlinie eines Gasmotors für Berechnung herangezogen (Grubel 1999)]; 7) 40 % Nennleistung (1-5 kW(el)-Modul); 8) 50 % Nennleistung (250 kW(el)-Modul); 9) 50 % Nennleistung (Heinrich 1998); 10) mit Brennwertnutzung; 11) Wärmeauskopplung mit 200°C (LBST 1998a); 12) Wärmeauskopplung mit 100°C (LBST 1998a); 13) maximale Wärmeleistung von 220 kW wird bei 85°C nicht mehr erreicht (Heinrich et al. 1998).

Quelle: LBST 1999

2.6 Ökonomische Aspekte

Unter marktwirtschaftlichen Gesichtspunkten ist eine "neue" Technik insbesondere dann konkurrenzfähig, wenn deren Investitionen und Betriebskosten zumindest mit denen bereits installierter Techniken vergleichbar sind. Als Indikator für die wirtschaftliche Umsetzbarkeit einer Brennstoffzellen-Anlage werden im

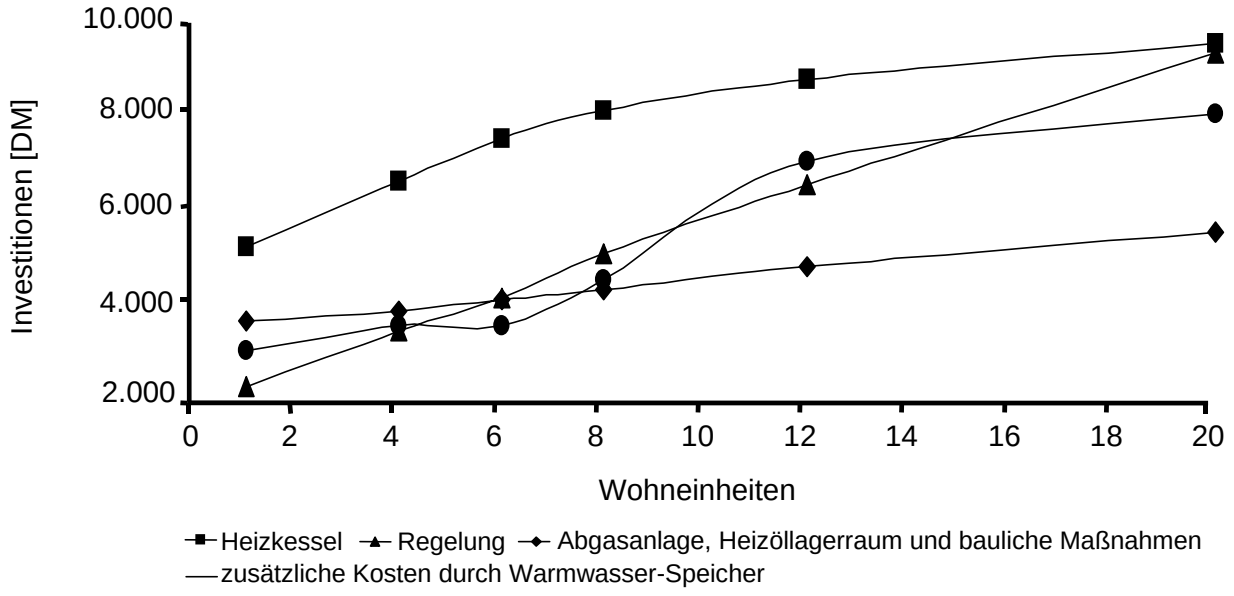
Folgenden **Grenzinvestitionen** herangezogen. Diese geben die "maximal zulässigen Investitionen" im Sinne einer "wirtschaftlich vertretbaren" Obergrenze an.

2.6.1 Kosten konventioneller Heizsysteme

Bei den **Kosten** von Heizungssystemen sind kapitalgebundene Kosten (Investition, Kapitaldienst), verbrauchsgebundene Kosten (Brennstoff) und betriebsgebundene Kosten (Wartung, Instandhaltung, Emissionsmessungen etc.) zu unterscheiden. Je nach Größe des Gebäudes und angenommenem Jahreswärmebedarf für Heizung und Warmwasser machen bei konventionellen Heizungssystemen beispielsweise die Brennstoffkosten nur ca. 20 bis 25 % der Gesamtkosten aus (BGW 1999).

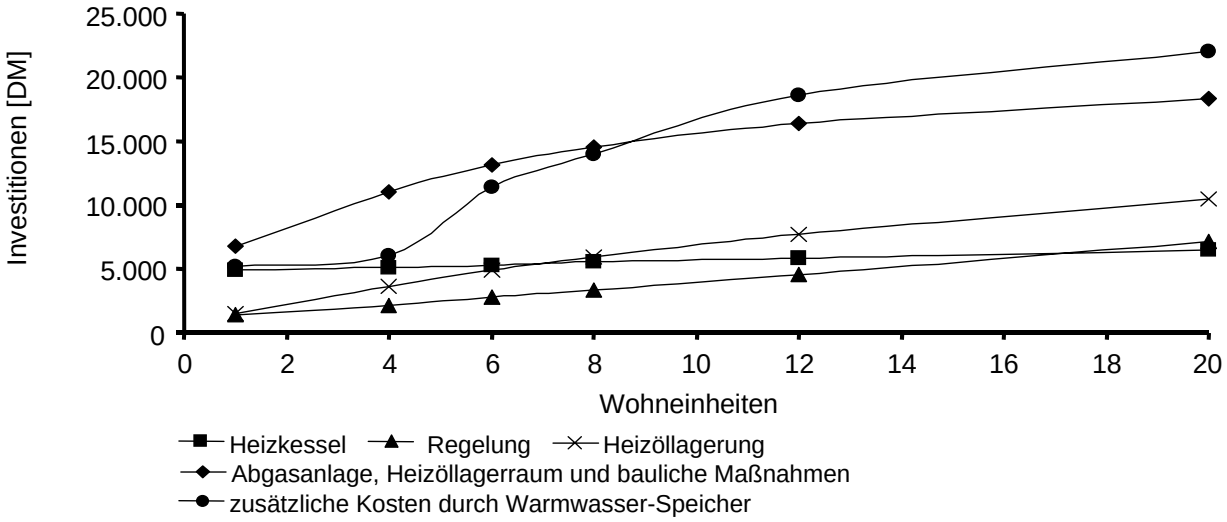
Investitionen für eine Heizungsanlage sind vor allem abhängig von der Größe des zu versorgenden Gebäudes. Für **Erdgas-Brennwert- und Heizöl-Niedertemperatur-Systeme** ist diese Abhängigkeit nach Einzelkomponenten aufgelistet dargestellt (Abb. 29 u. 30). Erfasst werden jeweils Investitionen für den **Heizkessel** und dessen Einbindung, für die **Regelung**, für die Abgasanlage sowie für bauliche Maßnahmen im Heizöllagerraum und für entstehende Zusatzkosten für eine **Warmwasseraufbereitung** (Wärmeerzeuger, Regelung etc.). Die Kosten für die Heizöllagerung sind separat ausgewiesen.

Abb. 29: Abhängigkeit der Investitionen für Erdgas-Brennwert-Heizungssysteme von der Gebäudegröße



Quelle: LBST 1999 (Daten aus BGW 1996)

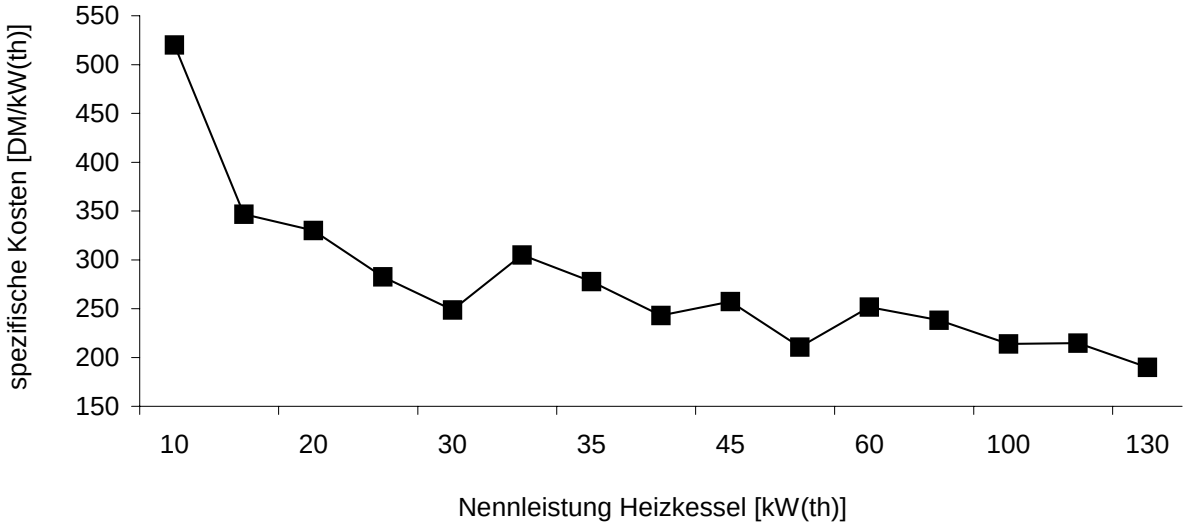
Abb. 30: Abhängigkeit der Investitionen für Heizöl-Niedertemperatur-Heizungssysteme von der Gebäudegröße



Quelle: LBST 1999 (Daten aus BGW 1996)

In beiden Fällen ist eine deutliche Zunahme der **absoluten Investitionen** bei wachsender Zahl der versorgten Wohneinheiten zu verzeichnen. Dennoch nehmen die **spezifischen Investitionen** mit zunehmender Anlagengröße ab. Dieser Zusammenhang ist exemplarisch für Erdgas-Brennwert-Heizungssysteme als Funktion der Nennleistung der installierten Anlage in Abbildung 31 dargestellt.

Abb. 31: Spezifische Kosten von Erdgas-Brennwertheizkesseln als Funktion der Nennleistung



Quelle: Zusammenstellung des TAB nach Daten aus LBST 1999

Diese Aspekte sind insofern interessant, da im betrachteten Referenzsystem der zusätzlich zur Brennstoffzelle installierte Spitzenlastkessel im Wesentlichen einem konventionellen Erdgas-Brennwertheizungskessel entspricht. Der Unterschied besteht darin, dass statt Erdgas Wasserstoff verbrannt wird. Die Kosten für einen Wasserstoff-Brennwert-Spitzenlastkessel werden voraussichtlich über denen eines Erdgas-Brennwertkessels liegen. In erster Näherung wird für ein EFH von zusätzlichen Kosten (verglichen mit einem Erdgasbrennwertkessel) von etwa 2.000 DM (LBST 1999) ausgegangen. Die Wartungskosten liegen etwa im Bereich von 100 bis 200 DM/a.

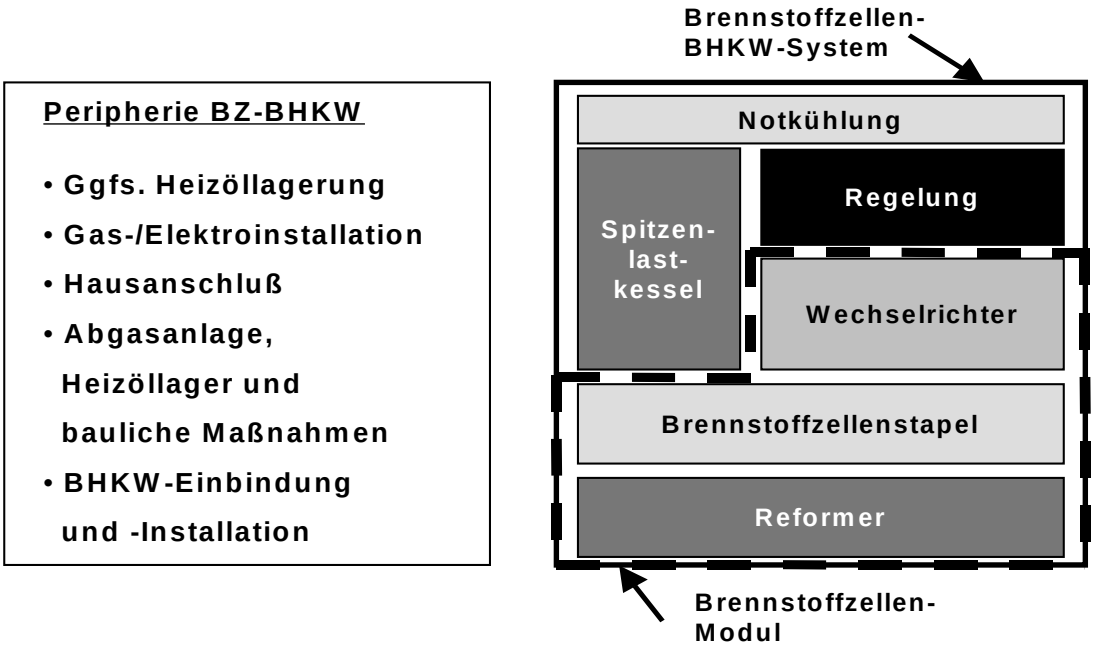
Bei der Wirtschaftlichkeit von **Fernwärme** macht sich u.a. die Umsetzung der Wärmeschutzverordnung mit einem abnehmenden individuellen Wärmebedarf und einer damit verbundenen Zunahme spezifischer Netzanschlusskosten eher negativ bemerkbar. Darüber hinaus ist in Deutschland die Verlegung von Nahwärmeleitungen relativ teuer. Die Kosten hierfür liegen um bis zu vier mal höher als beispielsweise in Dänemark (LBST 1999, S. 5-14). Dafür entfallen bei einem Fern- oder Nahwärmeanschluss in der Einzelhausversorgung Kosten für die Heizungsanlage und den Kamin. Für Fernwärme wird im Folgenden ein pauschaler Wärmepreis zwischen 75 und 90 DM/MWh (th) angesetzt (LBST 1999).

2.6.2 Kosten von Brennstoffzellen

Abbildung 32 zeigt die für die Kostenbetrachtung berücksichtigten Komponenten beim Brennstoffzellen-System. Bei der Betrachtung konventioneller Anlagen wurden übliche Systemkomponenten für eine Hausenergieversorgung berücksichtigt (Beyer/Jannemann 1997). Eine **Besonderheit** besteht **hinsichtlich** der Bewertung **des benötigten Stroms**. Im Fall konventioneller Heizungssysteme wird dieser aus dem öffentlichen Versorgungsnetz bezogen. Im Gegensatz hierzu besteht beim Brennstoffzellen-BHKW die Möglichkeit, überschüssigen Strom in das öffentliche Netz einzuspeisen. In diesem Fall wird er in den Energie- und Emissionsbilanzen als Gutschrift verbucht.

Neben den aufgeführten **Komponenten** können bei Brennstoffzellen-BHKW in Abhängigkeit von der Brennstoffversorgung noch weitere hinzukommen. Dazu gehören etwa ein im Abgaskamin installierter Rück-(Not-)Kühler mit Anschluss, Kühler und Rohrleitungen, ein intern verlegtes, nicht-öffentliches Stromnetz zum objektinternen Lastausgleich, Wasserstoff-Sicherheitstechnik und ein Raumwärme-Pufferspeicher (hier nicht berücksichtigt).

Abb. 32: Komponenten des Brennstoffzellen-Systems für die Kostenbetrachtung



Quelle: LBST 1999

Neben der Finanzierung der Anlage fallen auch **Betriebskosten** an. Ein wesentlicher Faktor ist dabei der **Wartungsaufwand**. Bei einer Lebenserwartung von 40.000 Betriebsstunden (bzw. 15 Jahren einschließlich einem Stackwechsel) ergeben sich für das Brennstoffzellen-System laufende Wartungskosten und Reinvestitionen (Stack) von 800 DM/Jahr. Die gesamten Wartungskosten im mittleren Mehrfamilienhaus betragen danach ca. 0,03 DM/kW (el) und liegen damit 25 % unter den Wartungskosten von Gasmotor-BHKW-Anlagen (Vaillant 2000). Gründe hierfür sind u.a. die geringere Anzahl mechanischer Komponenten (Zellstapel statt Verbrennungsmotor, Umspanner und Wechselrichter statt Generator) und geringere Korrosionsprobleme.

Ermittlung spezifischer Investitionen

Für einen Vergleich von konventionellen Heizungssystemen mit Brennstoffzellen-BHKW wurden zunächst die **Gesamtkosten** (Vollkostenrechnung unter Annahme einer Neuinstallation eines Heizungssystems) betrachtet. Hierzu wurden für das konventionelle Heizungssystem äquivalente spezifische **Wärmegestehungskosten** (für Raumwärme und Warmwasser) ermittelt. Mit Hilfe der Barwertmethode ergaben sich dann über Rückrechnung spezifische **Grenzinvestitionen** für das vergleichbare Brennstoffzellen-System (LBST 1999).

Tabelle 22 gibt die Ergebnisse einer Detailanalyse ausgewählter Varianten der Brennstoffversorgung wieder.

Tab. 22: Spezifische Grenzinvestitionen für Brennstoffzellen-BHKW

	spezifische Grenzinvestitionen [TDM/kW (el)]				
Brennstoffvarianten[1]	*1*	*2*	*3*	*4*	*5*
EFH	3,4	3,5	-14,8	-7,0	-34,0
MFH (klein)	4,5	4,6	-6,4	1,6	-18,3
MFH (mittel)	3,4	0,5	-9,2	4,7	-16,5
MFH (groß)	4,7	2,3	-7,7	7,7	-16,6

Grenzinvestitionen für EFH und kleine MFH berücksichtigen die aktuelle MWSt; helle Zahlenangaben sind nicht relevant in der Fernwärmepraxis; 1) s. Tab. 19: 1 Erdgas-Erdgas (Brennwertheizung), 2 Heizöl-Heizöl (Niedertemperaturheizung), 3 Methanol-Heizöl (Niedertemperaturheizung), 4 Erdgas-Fernwärme, 5 Wasserstoff-Erdgas (Brennwertheizung)

Quelle: LBST 1999

Der **Einfluss des eingesetzten Brennstoffs auf die Wirtschaftlichkeit** wird deutlich. Die Brennstoffvarianten 3 und 5 erweisen sich unter den getroffenen Annahmen als unwirtschaftlich (negativer Barwert). Die Brennstoffvariante 4 ist eher für mittlere und große MFH rentabel. Darüber hinaus ergeben sich folgende Ergebnisse (LBST 1999):

– Die durchgeführte **Vollkostenrechnung** (Annahme einer Neuinstallation aller Heizungssysteme) zeigt höhere **anlegbare spezifische Wärmegestehungskosten** für Ölheizungssysteme im Vergleich zur Erdgas- oder Fernheizung. Die spezifischen Fernwärmekosten sind aufgrund der hohen Anschlussdichte relativ niedrig, jedoch wird bei sinkendem spezifischem Wärmebedarf (Gebäudedämmung etc.) von einem zunehmenden Wirtschaftlichkeitsnachteil der Fernwärme ausgegangen.
– Die betrachteten Brennstoffzellen-Systeme können hinsichtlich der **zusätzlichen Bereitstellung von Strom** (neben Warmwasser und Raumwärme) nicht signifikant unterschieden werden, jedoch aufgrund ihres Anteils an **bereitgestellter Wärme**.
– Die Ermittlung **spezifischer Grenzinvestitionen** ergibt, dass erdgas- und heizölbetriebene Brennstoffzellen-BHKW (Variante 1 "Erdgas-Erdgas" und Variante 2 "Heizöl-Heizöl") trotz höherer Systemkomplexität von niedrigen Brennstoffpreisen profitieren; die erlaubten Grenzinvestitionen heben sich deutlich von denen anderer Versorgungsvarianten ab. Eine signifikante

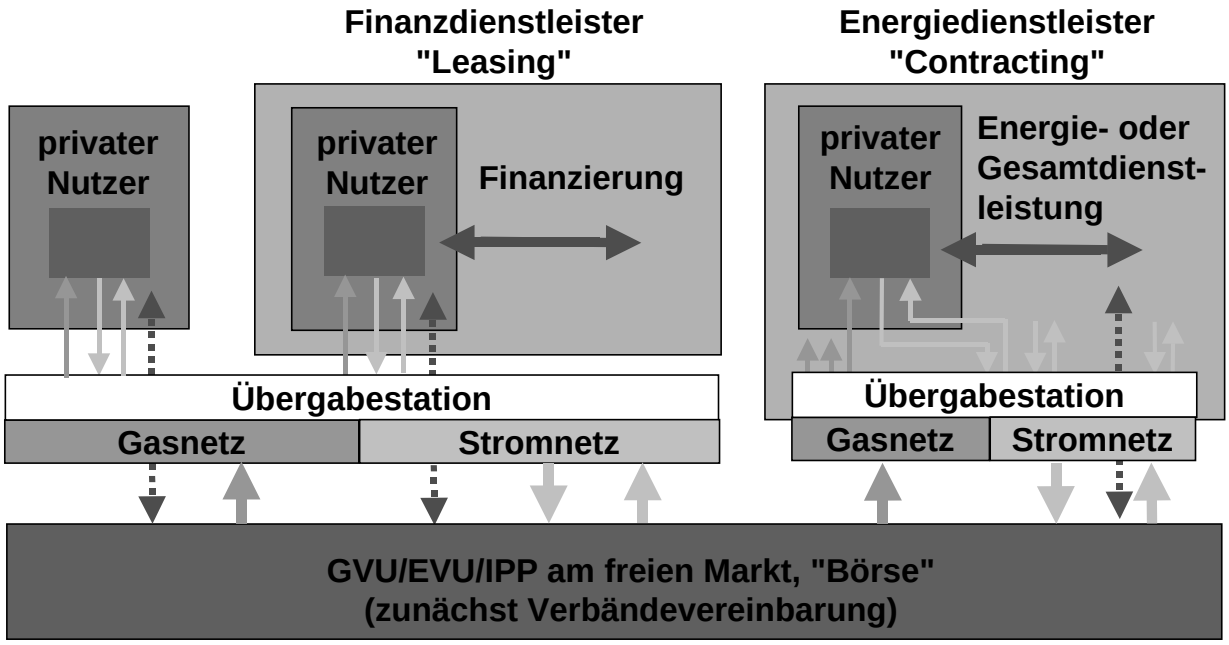
Unterscheidung zwischen Variante 1 und 2 ist aufgrund der Datenlage derzeit nicht möglich.

– Beim Direkteinsatz von **Wasserstoff in Brennstoffzellen-BHKW** wird kein Reformer benötigt. Dadurch ergeben sich ein höherer Gesamtwirkungsgrad, eine geringere Komplexität und höhere spezifische Grenzinvestitionen.

Finanzierungsmodelle

Trotz einer Reihe von Maßnahmen zur Kostensenkung von Brennstoffzellen sind diese noch vergleichsweise teuer. Deshalb bieten sich neben der bisher zumeist üblichen Praxis, dass der Betreiber auch gleichzeitig die Anlage finanziert, auch für die Versorgung von EFH **neue Finanzierungsmodelle** (Abb. 33) an. Ein solches ist beispielsweise die Finanzierung der Anlage über einen **Finanzdienstleister**, bei dem die Anlage geleast wird. Auch besteht die Möglichkeit, die Anlage über einen **Energiedienstleister** (z.B. ein EVU) zu beziehen. Dieser würde neben den Investitionen z.B. auch regelmäßige Wartungsarbeiten übernehmen. Dem privaten Nutzer der Anlage vor Ort wird als Energiedienstleistung Strom und Wärme (inkl. allen Nebenkosten) zu festgelegten ("all inclusive") Preissätzen pro kWh verkauft.

Abb. 33: Betreiber kleiner BHKW zur Hausenergieversorgung



Quelle: LBST 1999

Fazit

Brennstoffzellen-Anlagen sind zurzeit noch teurer als konventionelle Systeme. Dies zeigt die Ermittlung der Grenzinvestitionen. Dabei wurde auch der zusätzlich zu installierende Spitzenlastkessel (Erdgas-Brennwertkessel) berücksichtigt, für den als Größenordnung ab einer Leistung von 25 kW spezifische Kosten von etwa 200 bis 300 DM/kW (th) angesetzt werden können. Eine direkte Wasserstoffversorgung führt zu am wenigsten komplexen Brennstoffzellen-Systemen und damit insgesamt zu den höchsten anlegbaren Investitionen. Mit Erdgas und Heizöl betriebene Brennstoffzellen-Systeme profitieren trotz höherer Systemkomplexität von den zurzeit niedrigen Brennstoffpreisen. Für die private Finanzierung solcher Anlagen bietet sich auch für EFH die Prüfung von Finanzierungsmodellen (Anlagenleasing, Energiedienstleistung) an. Berücksichtigt man, dass die spezifischen Investitionen - insbesondere aufgrund der Subsysteme - mit abnehmender Systemgröße steigen, so erscheint im betrachteten Zeitraum bis 2010 der Einsatz kleiner BZ-BHKW aufgrund wirtschaftlicher Betrachtungen zunächst im Mehrfamilienhaus am ehesten gerechtfertigt.

2.6.3 Kosten von Brennstoffzellen im Kleinverbrauch

Die im Sektor Kleinverbrauch zu versorgenden Objekte zeichnen sich durch unterschiedlichste Lastprofile aus. Dabei ist die verfügbare Datenlage im Vergleich zur Hausenergieversorgung als deutlich schlechter einzustufen, weshalb eine vergleichbare Detailanalyse nicht möglich ist. Aktuelle bzw. im Fall der Brennstoffzellen erwartete Kosten für einen Einsatz zur Energieversorgung im Kleinverbrauch finden sich in Tabelle 23.

Aus einer vergleichenden Betrachtung von konventionellen erdgasbetriebenen Verbrennungsmotoren-BHKW und Brennstoffzellen-BHKW (erdgasbetriebene PEMFC) im Kleinverbrauch ergeben sich folgende Ergebnisse (LBST 1999):

– Für eine BHKW-Versorgung scheinen Objekte mit einem **hohen Grundlastwärmebedarf** wie Krankenhäuser, Altenheime, Hotels, Hallen- und Freibäder **am besten geeignet** zu sein. Bei Objekten mit geringem Grundlastwärmebedarf (z.B. Kindergärten) ist ein BHKW-Einsatz eher zur Versorgung mehrerer Objekte - über ein Nahwärmenetz verbunden - sinnvoll. Bei Büro- und Verwaltungsgebäuden besteht ein geringerer Gesamtwärmebedarf. Damit sind konventionelle Motor-BHKW für die Einzelversorgung

kleiner Bürogebäude nicht geeignet. Dagegen könnten Brennstoffzellen-BHKW aufgrund ihrer Skalierbarkeit auch in Richtung kleinerer Leistungsgrößen diese Lücke füllen und dadurch das Einsatzpotenzial für KWK-Anlagen erweitern.

Tab. 23: Erwartete Investitionen von Brennstoffzellen-BHKW im Kleinverbrauch im Vergleich zu Verbrennungsmotoren-BHKW (Gas)

	Verbrennungsmotor	*PEMFC*	*PAFC*	*MCFC*	*SOFC*	*SOFC-Gasturbine*
Leistungsgrößen [kW (el)]	5-350[1]	< 250	200	> 250	1-200	> 250
Investitionen [DM/kW (el)]	2.160[2]-4.600[3]	1.800-4.500[4]	3.250[5]-6.500[6]	1.500-2.500 (13-48 MW/a)	*	1.300 US $/kW (el) (100 MW/a)
Wartung und Instandsetzung [Pf/kWh (el)]	2,5-4,2 [7]	≈ 1,0	< 3,3 [8]	2,7-3,2 [9]	*	*

* keine Daten verfügbar
1) bezogen auf einzelnes Modul; 2) Berufsgenossenschaftliche Unfallklinik, Frankfurt am Main: Anlage mit 3 Modulen mit je 347 kW (el); 3) Klein-BHKW: 5 kW (el), inkl. Installation; 4) erwartete Investitionen für erdgasbetriebene PEMFC-Systeme mit 2,0-3,5 kW (el), ca. 2.500 U.S.$/ kW (el); 5) Nach Hersteller (ONSI) Halbierung der Investitionen erwartet; 6) erdgasbetriebenes PAFC-BHKW inkl. Inbetriebnahme etc. (Modul alleine 3.150 US $/ kW (el)) [Grubel, Weinmann 1999]; 7) Vollwartungsverträge für 80.000 Volllaststunden; 8) Vollwartungsvertrag [HGC, 98]; 9) 8.000 Volllaststunden pro Jahr (fixe Wartungskosten: 4% der Investitionen, variable: 2 Pf/ kW (el))

Quelle: nach LBST 1999

- **Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung** ist **mit PEM-Brennstoffzellen** mit bisher verwendeten Kältemaschinen aufgrund zu niedriger Temperaturen **nicht möglich**. Neue Kälteverfahren, die auch mit geringeren Temperaturen auskommen, befinden sich noch in der Entwicklung. Auch ist die Auskopplung von **Prozesswärme** beim Einsatz von Niedertemperatur-Brennstoffzellen nicht möglich.
- Vorausgesetzt ein Stackwechsel erfolgt frühestens nach 40.000 Betriebsstunden, werden bei Brennstoffzellen **geringere Wartungskosten erwartet** als bei Motoren (z.B. keine mechanisch bewegten Teile, kein Ölwechsel).

2.7 Ökologische Aspekte

Zur Illustration der Umweltrelevanz des Einsatzes von Brennstoffzellen-Systemen wird im Folgenden ein Mengenvergleich emittierter Schadstoffe durchgeführt. Dabei werden Einzelanlagen mit und ohne Berücksichtigung vorgelagerter Brennstoffketten analysiert. Ersteres ist für eine **lokale** (z.B. in Ballungsräumen), letzteres für eine **globale Emissionsbetrachtung** relevant.

2.7.1 Einzelanlagen

Für eine **lokale Emissionsbetrachtung** werden spezifische schadstoff- und treibhausrelevante Emissionen der einzelnen Heizungssysteme einander gegenüber gestellt (Tab. 24). Für konventionelle Heizungsanlagen können als Obergrenzen geltende Emissionsgrenzwerte sowie gemessene Werte herangezogen werden. Für fossil betriebene Brennstoffzellen-Systeme sind bisher relativ wenig Emissionsmesswerte verfügbar (mit Ausnahme von PAFC-Anlagen). Deshalb wird auf eine Literaturauswertung zurückgegriffen. Für konventionelle Heizungsanlagen wurden die aufgeführten Emissionswerte auf der Basis von Anforderungen aus der Kleinfeuerungsanlagen-Verordnung (1. BimSchV), dem Umweltzeichen "Blauer Engel" (GEMIS 1998; Öko-Test 1996; Öko-Haus 1998) und der fortgeschriebenen Emissionsdaten für 2005 von IKARUS für 2010 abgeschätzt.

Diese Zusammenstellung enthält ausschließlich Systeme, die mit fossilen Energieträgern beheizt werden, da bei wasserstoffbetriebenen Brennstoffzellen vor Ort nur Wasser freigesetzt wird. Zu erkennen ist, dass

- in allen Fällen die CO_2-Emissionen in einer vergleichbaren Größenordnung liegen,
- CO-Emissionen bei den Heizöl-Brennstoffzellen-BHKW (v.a. reformerbedingt) und die der SO_2-Emissionen (Schwefelgehalt des Heizöls) bei den Heizöl-Niedertemperaturheizungsanlagen relativ hoch sind und
- bei den Erdgas-Anlagen alle betrachteten Schadstoffemissionen geringer ausfallen.

Tab. 24: Verwendete Emissionsfaktoren für Brennstoffzellen-BHKW und konventionelle Heizungsanlagen (Bezug: Brennstoffinput)

		Brennstoffzellen-BHKW		***konventionelle Anlagen***		
Emission	*Einheit*	*mit Erdgas-Reformer*[1]	*mit Heizöl-POX-Reformer*[2]	*Erdgas-Brennwert-Anlagen*[3]	*Heizöl-Niedertemperatur-Anlagen*[3]	*Fernwärme*[3]
CO_2	g/kWh	199	268	199	268	290
CH_4	Mg/kWh	30	3	18,1	0,9	810
SO_2	Mg/kWh	0	0	1,6	270	50
NO_X	Mg/kWh	4,4	20	10	80	550
N_2O	Mg/kWh	k.A.	0	3,6	1,3	330
Staub	Mg/kWh	0	0	0,5	3,6	30
CO	mg/kWh	9,6	240	30	6,4	150
NMVOC	mg/kWh	1	17	18,1	3,7	80
CO_2-Äquivalente	g/kWh		268,1	200,5	268,4	324

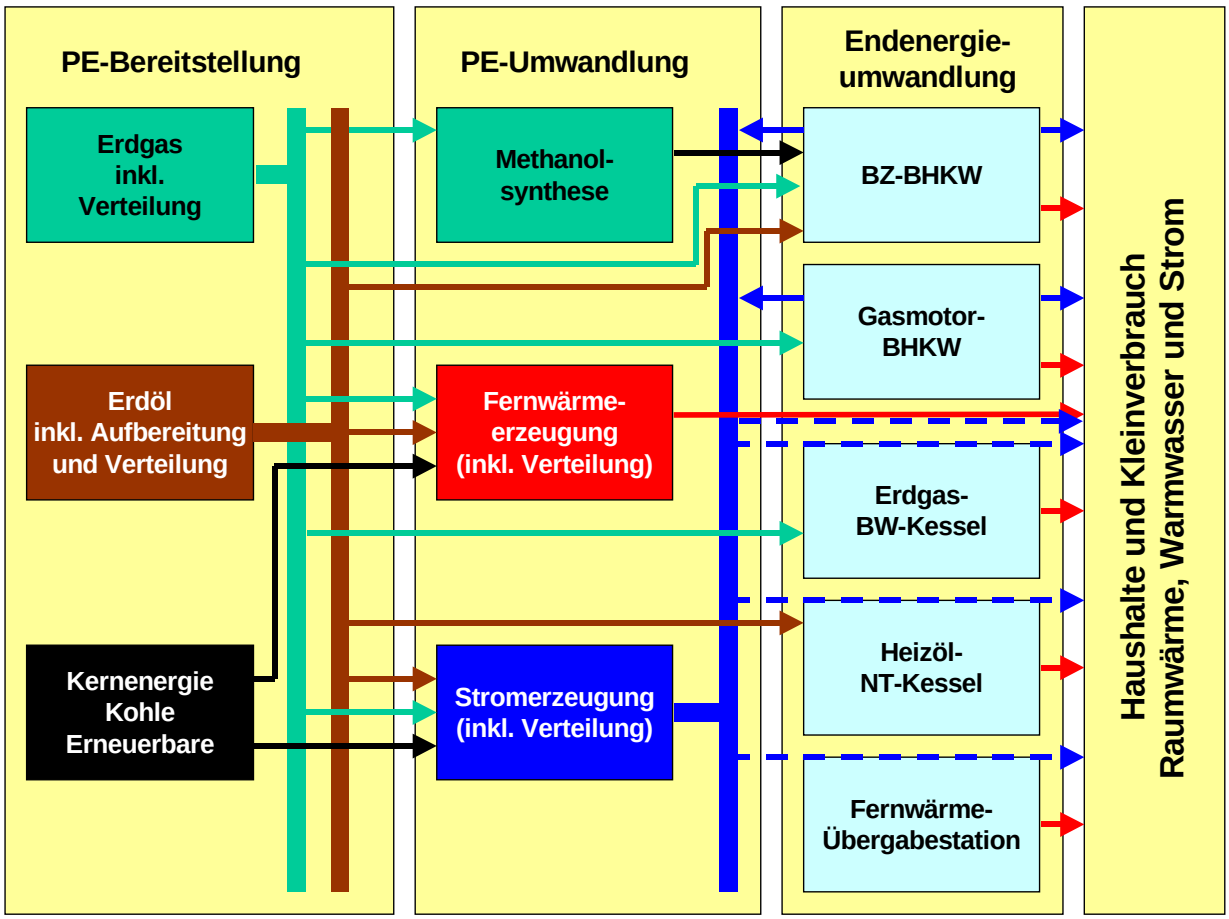
POX = partielle Oxidation, BHKW = Blockheizkraftwerk
1) Zusammenstellung aus: Blandow et al. 1997; EWAG 1998; DLR-ITT 1999; HEW/Heingas 1998; Uhrig 1996; 2) FZJ 1999, LBST 1999a; 3) LBST 1999

Quelle: Zusammenstellung aus LBST 1999

2.7.2 Brennstoffpfade

Auf der Grundlage der für das Projekt entwickelten gemeinsamen Datenbasis (Kap. III.2) erfolgte eine Auswahl von Energiepfaden (Abb. 34). Die zugehörigen Emissionsfaktoren sowie CO_2-Äquivalente sind in Tabelle 25 zusammengestellt.

Abb. 34: Berücksichtigung vorgelagerter Brennstoffpfade für die Hausenergieversorgung



Quelle: LBST 1999

Die PEMFC weist lokal betrachtet bei direkter Wasserstoffversorgung keine Emissionen auf. Bei Nutzung fossiler Energieträger sind lokal die Emissionen des Reformers und überregional diejenigen bei Bereitstellung und Transport des fossilen Energieträgers (vorgelagerte Brennstoffketten) in die Betrachtungen einzubeziehen. Diese haben einen wesentlichen Einfluss auf die Gesamtemissionsbilanz. Bei der Betrachtung fossil versorgter Einzelanlagen fallen die Emissionen erdgasbetriebener konventioneller und von Brennstoffzellen-Anlagen am geringsten aus. Eine zusammenhängende Betrachtung von lokaler und brennstoffkettenintegrierter Emissionssituation findet sich in Kapitel V.2.8.2.

Tab. 25: Emissionsfaktoren für die Bereitstellung der relevanten Energieträger (Deutschland, 2010)

Endenergie	*CO_2*	*NO_X*	*SO_2*	*Staub*	*CO*	*NM-VOC*	*CH_4*	*N_2O*	*CO_2-Äquivalent*
					[g/kWh]				
Erdgas frei HH (DLR-ITT 1999)	25,4	0,10	0,08	0,013	0,06	0,14	0,80	0	42,4
Heizöl EL frei HH (ifeu 1999)	33,0	0,10	0,15	0,011	0,03	0,06	0,05	0,001	34,0
Fernwärme BRD frei HH (LBST 1999a)	290,3	0,33	0,55	0,03	0,15	0,08	0,81	0,05	324,2
Strom frei HH (ifeu 1999)	623,5	0,73	0,60	0,043	0,25	0,05	1,14	0,025	655,2
Methanol aus Erdgas frei HH (DLR-ITT 1999)	88,4	0,26	0,19	0,02	0,09	0,17	0,50	0,001	99,1

HH = Haushalt

Quelle: LBST 1999

2.8 Künftige Energieversorgung mit Brennstoffzellen-Anlagen

Im Folgenden werden mit Blick auf eine breitere Implementierung von Brennstoffzellen in Haushalten sowie im Kleinverbrauch Substitutionsvarianten und deren Effekte in einem Zeitraum bis 2010 analysiert. Ausgegangen wird vom PEMFC-Referenz-System mit einem Spitzenlastkessel zur Abpufferung von Wärmespitzen sowie von einer primären Wärmebereitstellung (Warmwasserbedarf dominiert die Auslegung, Raumwärme). Daneben fällt Strom an, der zur Deckung des Eigenbedarfs genutzt und bei Überschuss ins öffentliche Stromnetz eingespeist werden kann (Gutschrift).

2.8.1 Fallunterscheidung in der Hausenergieversorgung

Bei der Analyse der Folgen einer Substitution von Brennstoffzellen- gegen konventionelle Heizungsanlagen werden zwei Fälle unterschieden. Fall 1 ist

durch Berücksichtigung betriebswirtschaftlicher, Fall 2 ist durch besondere Berücksichtigung umweltbezogener Aspekte charakterisiert (LBST 1999).

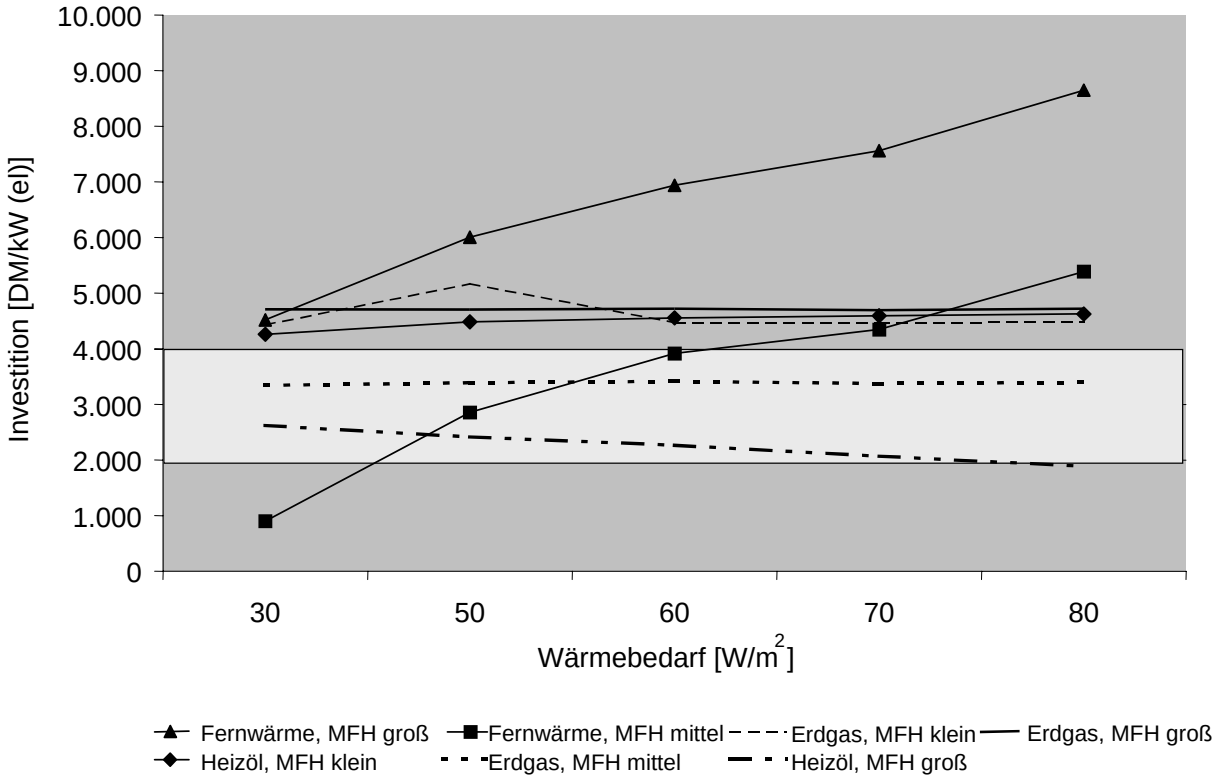
Besondere Berücksichtigung ökonomischer Aspekte (Fall 1)

In diesem Fall wird das Referenz-Brennstoffzellen-BHKW **betriebswirtschaftlich** - unter den Bedingungen des liberalisierten Energiemarktes - **rentabel** dimensioniert und in verschiedenen Gebäudetypen implementiert. Da es aus wettbewerblicher Sicht günstiger ist - aufgrund des hohen Aufwandes (z.B. anschluss- und regelungstechnischer Aufwand, Einspeisung zu Spitzenlast- oder Nebenzeiten) - eine Einspeisung von Brennstoffzellen-Strom in das öffentliche Netz zu vermeiden, ergeben sich daraus vergleichsweise kleine, auf den Strombedarf etwa eines Einzelhaushaltes ausgelegte Brennstoffzellen-Systeme, die wenig Raumwärme liefern. Dies hat Konsequenzen für die Auslegung des Spitzenlastkessels.

Als Bewertungskriterium für einen wirtschaftlich rentablen Einsatz von Brennstoffzellen-Systemen in der Gebäudeenergieversorgung wurden ermittelte **Grenzinvestitionen** (Kap. V.2.6.2) herangezogen. Mit Hilfe dieser ist ableitbar, für welche Brennstoffe und Gebäudetypen bzw. Baualtersklassen konventionelle Heizungssysteme durch Brennstoffzellen-BHKW wirtschaftlich sinnvoll substituiert werden könnten. Hierbei wurden die Variante 1 (Erdgas-Brennstoffzellen-BHKW, Erdgas-Brennwertheizung), Variante 2 (Heizöl-Brennstoffzellen-BHKW, Heizöl-Niedertemperaturheizung) und Variante 4 (Erdgas-Brennstoffzellen-BHKW, Fernwärmeheizung) (Tab. 19) zu Grunde gelegt. Die leistungsseitige Auslegung der Brennstoffzellen-Systeme für den Fall 1 findet sich in Tabelle 20. **Strom** wird für den Eigenbedarf (EFH) und mit der Möglichkeit zur Einspeisung ins Netz (MFH) erzeugt. **Wärme** wird im EFH komplett verwendet. Im MFH ist für Überschusswärme eine Notkühlung notwendig.

Die ermittelten (Grenz-)Investitionen für das Brennstoffzellen-BHKW sind exemplarisch für **Mehrfamilienhäuser** in Abbildung 35 dargestellt. Für **Einfamilienhäuser** liegen diese für das Erdgassystem (Variante 1) um 4.000 DM/kW (el) und schwanken für das Heizölsystem zwischen 3.000 und 4.000 DM/kW (el).

Abb. 35: Zulässige Investitionen (mit MWSt) der Brennstoffzellen-BHKW für die Varianten 1, 2 und 4 (Tab. 19)



MFH = Mehrfamilienhaus, Größenzuordnung s. Tabelle 18

Quelle: Darstellung des TAB nach Daten aus LBST 1999

Bei Entwicklungszielkosten von 4.000 DM/kW (el) bieten sich die oberhalb der heller unterlegten Fläche aufgetragenen Systeme an. Bei Zielkosten von 2.000 DM/kW (el) kommen Systeme innerhalb der heller unterlegten Fläche hinzu. Mit zunehmender Systemgröße wird der Spielraum für die Einhaltung der zulässigen Investitionen größer. Damit nimmt die Wahrscheinlichkeit des Erreichens des Zielkorridors von 2.000 bis 4.000 DM/kW (el) bis 2010 zu.

Besondere Berücksichtigung ökologischer Aspekte (Fall 2)

Hier wird das **Ziel** unterstellt, einen zunehmenden Anteil an (mit höheren Emissionen verbundenen) **Strom aus dem öffentlichen Netz zu substituieren**. Da insofern ökologischen Aspekten wie **Klimaschutz** und **Emissionsminderung** ein hoher Stellenwert eingeräumt wird, werden Brennstoffzellen-BHKW nicht mehr ausschließlich nach betriebswirtschaftlichen Aspekten ausgelegt. Aller-

dings wird ein Kompromiss dahingehend geschlossen, dass ihr Einsatz wettbewerbsneutral im Vergleich zu den konventionellen Vergleichs-Heizungssystemen erfolgt. Brennstoffzellen-BHKW werden dann so ausgelegt, dass deren (Grenz)Investitionen gerade denen konventioneller Vergleichs-Heizungssysteme entsprechen. Als Entwicklungszielkosten der Brennstoffzellen-BHKW werden 2.000 bis 4.000 DM/kW (el) zu Grunde gelegt. Die aufgrund dieser Bedingungen ausgelegten Brennstoffzellen-BHKW weisen (verglichen mit "Fall 1") eine höhere Stacknennleistung auf (Tab. 26).

Tab. 26: Nennleistung der Brennstoffzellen-BHKW für die Fälle 1 und 2 (unterschiedliche spezifische (Grenz-)Investitionen für das System)

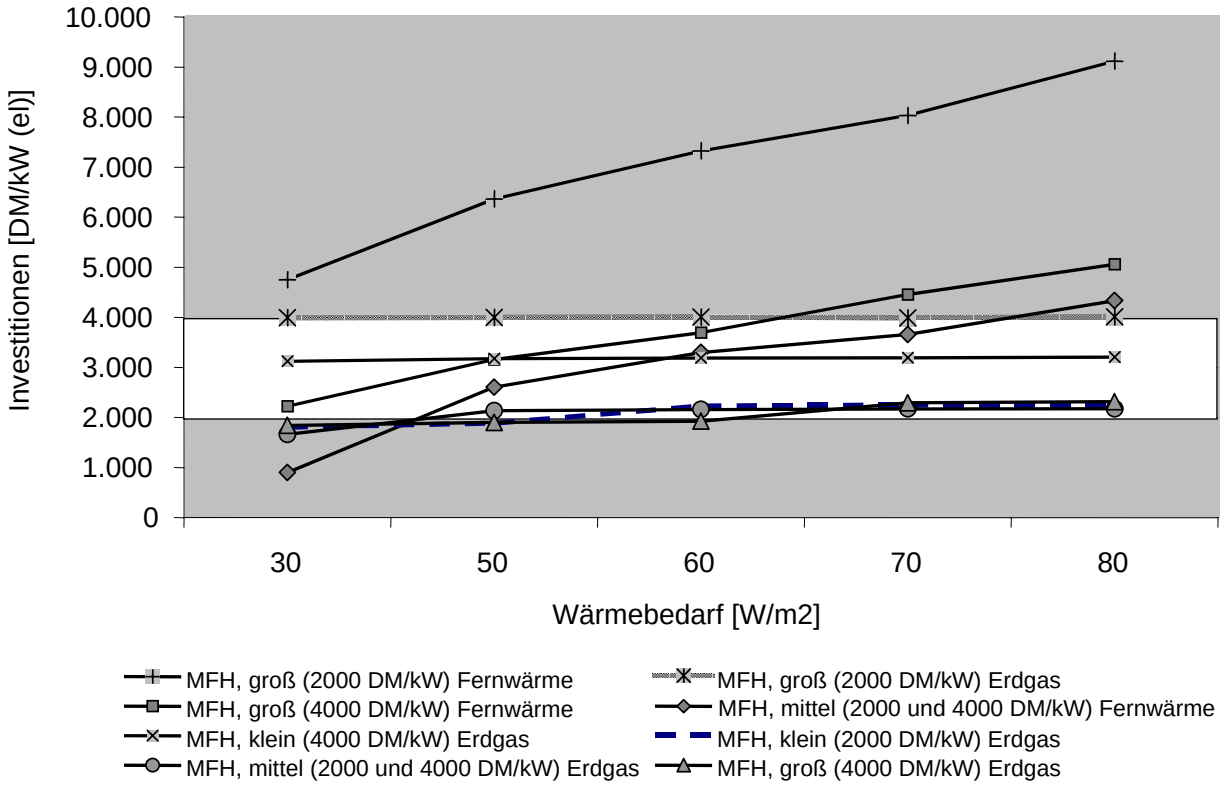
Gebäude	*Wohneinheiten [Anzahl]*	***Fall 1*** *[kW]*	***Fall 2*** *für spezifische (Grenz-)Investitionen von 2.000 DM/kW (el) [kW]*	*bzw. 4.000 DM/kW (el) [kW]*
EFH[1]	1-2	0,5[2]	1[3]	nicht relevant
MFH, klein	4	1,25	3,1	2
MFH, mittel	8	2,5	5	5
MFH, groß	> 20	6	7,5	14,5

1) Annahme durchschnittliche Wohnfläche EFH: 120 m²; MFH: 70 m² pro Wohneinheit; 2) Auslegung auf einen bundesdeutschen Haushalt mit durchschnittlichem Strombedarf; 3) Auslegung wird gegenüber Fall 1 als eher typisch angesehen.

Quelle: Zusammenstellung aus LBST 1999

Die Brennstoffzellen-Anlagen im "Fall 2" würden weniger unter Voll- und mehr unter Teillast gefahren werden. Dadurch würde mehr Strom erzeugt, der auch ins öffentliche Netz eingespeist werden kann, und mehr Raumwärme zur Verfügung gestellt. Insgesamt weisen die Brennstoffzellen-Anlagen im "Fall 2" höhere elektrische Wirkungsgrade auf, jedoch sinkt der Gesamtnutzungsgrad der Systeme auf etwa 70%. Unter Berücksichtigung der Kostensituation und der höheren elektrischen Wirkungsgrade werden für den Vergleich nur zwei Varianten aus Tabelle 19 herangezogen. Dies sind Variante 1 (Erdgas-Brennstoffzellen-BHKW, Erdgas-Brennwertheizung) und Variante 4 (Erdgas-Brennstoffzellen-BHKW, Fernwärmeheizung). Die Strom- und Wärmenutzung erfolgt wie im Fall 1. Das Ergebnis ist für **Mehrfamilienhäuser** in Abbildung 36 dargestellt. Für **Einfamilienhäuser** liegen die (Grenz-)Investitionen für Erdgassysteme (Variante 1) um die 2.000 DM/kW (el).

Abb. 36: Zulässige Investitionen (mit MWSt) der Brennstoffzellen-BHKW für die Varianten 1 und 4 (Darstellung praxisrelevanter Fälle)



MFH = Mehrfamilienhaus, Größenzuordnung s. Tabelle 26

Quelle: Darstellung des TAB nach Daten aus LBST 1999

Aufgrund der errechneten zulässigen Investitionen von 4.000 DM/kW (el) sowie unter Berücksichtigung praxisrelevanter Rahmenbedingungen bietet sich für **Brennstoffzellen-BHKW** eine **Substitution von Fernwärmeheizungen durch erdgasversorgte Brennstoffzellen-BHKW in großen Mehrfamilienhäusern** an. Bei niedrigem spezifischem Raumwärmebedarf (wie in Neubauten) bietet sich ihr Einsatz zur Substitution von Fernwärmeheizungen auch in kleineren und mittleren MFH und in großen MFH zur Substitution alter Erdgasheizungen an. Bei Erreichen von zulässigen Investitionen von 2.000 DM/kW (el) kämen auch größer dimensionierte erdgasbetriebene Brennstoffzellen-BHKW in EFH und MFH zum Ersatz von Erdgas- und Fernwärmeheizungen in Frage.

2.8.2 Hochrechnung auf Deutschland (Haushalte)

Im Folgenden wird der Frage nachgegangen, welche Konsequenzen insbesondere in ökologischer Hinsicht bei einer Penetration von Brennstoffzellen in Haushalte zu erwarten wären (LBST 1999). Dabei wird von der Annahme einer **10%igen Implementierung von Brennstoffzellen-BHKW** in Haushalten in Deutschland im Jahre 2010 ausgegangen. Dann werden voraussichtlich über 90 % der Wohnfläche zentral mit den Energieträgern Erdgas, Heizöl EL, Fernwärme beheizt (Prognos 1996). 10 % der zentral beheizten Wohnfläche machen dann etwa 362 Mio. m^2 aus (Prognos 1996, StaBu 1997). Dabei werden ca. 38 Mio. m^2 mit Fernwärme, ca. 141 Mio. m^2 mit Heizöl-Niedertemperatur-Heizung und ca. 183 Mio. m^2 mit Gas-Brennwert-Anlagen beheizt. Diese Systeme - so die Annahme - werden jeweils durch Brennstoffzellen-BHKW ersetzt.

Änderung der Energieträgerstruktur

Im **Fall 1** ergibt sich bei Variante 4 eine **wirtschaftliche Substitution von Fernwärme durch Erdgas-Brennstoffzellen-BHKW** in mittleren und großen Mehrfamilienhäusern. Der Endenergiebedarf des Brennstoffzellen-BHKW (η (th) = 70-75 %) ist aufgrund des geringeren thermischen Wirkungsgrades im Vergleich zum Fernwärmesystem (η (th) = 96 %) im Mittel etwa 45 kWh/m^2 höher, womit sich hochgerechnet ein zusätzlicher Erdgasbedarf von etwa 1,7 TWh bzw. 6,2 PJ ergibt. **Die substituierte Fernwärmemenge beträgt** insgesamt etwa **16,2 PJ**. Durch das Brennstoffzellen-BHKW werden pro m^2 Wohnfläche ca. 24 kWh (el) Strom erzeugt, was einer **substituierten Strommenge** von 0,9 TWh (el) bzw. **3,3 PJ** entspricht.

Der Erdgasverbrauch liegt bei **Substitution von Erdgas-Brennwert-Heizungen durch Erdgas-Brennstoffzellen-BHKW** (Variante 1) im Mehrfamilienhaus im Vergleich zum Ein- und Zweifamilienhaus um ca. 35 kWh/m^2 höher. Absolut ergibt sich daraus für Deutschland ein Erdgasmehrverbrauch von ca. 6,4 TWh bzw. 23 PJ. Bei Erzeugung von etwa 23 kWh (el)/m^2 Wohnfläche durch das Brennstoffzellen-BHKW ergibt sich eine **substituierte Strommenge von ca.** 4,2 TWh (el) bzw. **15,1 PJ**.

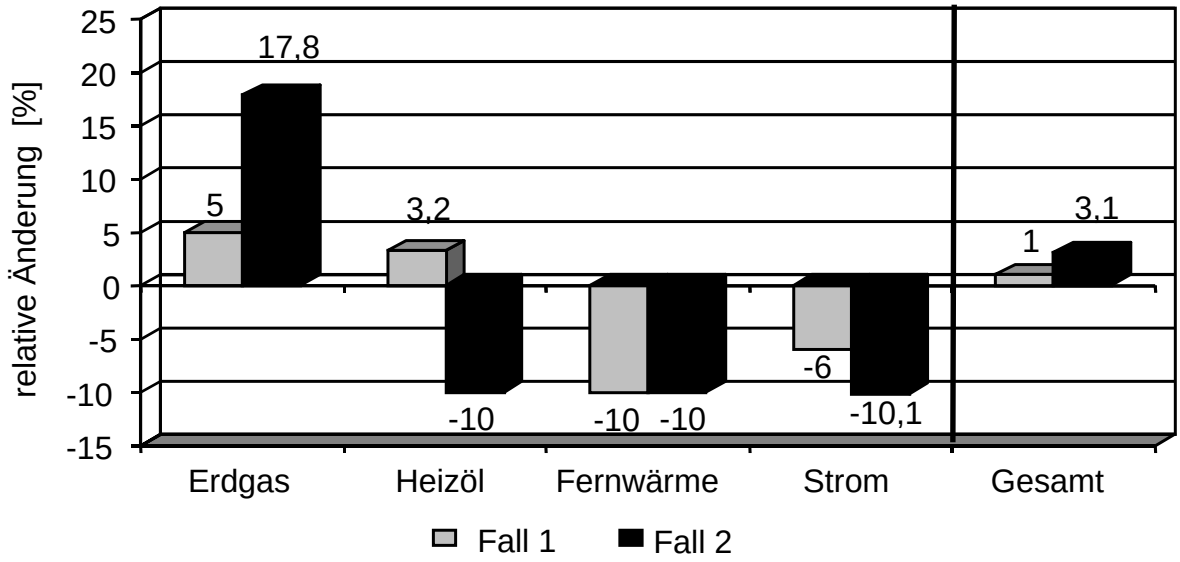
Der Verbrauch an Heizöl liegt bei **Substitution von Heizöl-Niedertemperatur-Heizung durch Heizöl-Brennstoffzellen-BHKW** (Variante 2) im Mehrfamilienhaus um ca. 45 kWh/m^2 höher. Bei einer beheizten Wohnfläche von 141 Mio. m^2 ergibt sich insgesamt ein Heizölmehrverbrauch von ca. 6,4 TWh bzw. 22,8 PJ. Die **substituierte Strommenge** liegt bei einer errechneten

Stromerzeugung des Brennstoffzellen-BHKW von 23 kWh/m^2 entsprechend bei ca. 3,2 TWh (el) bzw. **11,7 PJ**.

Zusammengefasst würden bei einer 10%igen Implementierung von Brennstoffzellen-BHKW in Haushalten im Jahre 2010 im **Fall 1** ca. **27,7 PJ an Strom** und ca. **16,2 PJ an Fernwärme substituiert**; andererseits ergäbe sich ein **zusätzlicher Bedarf an Erdgas von ca. 45,5 PJ** und **Heizöl von ca. 22,8 PJ**.

Für **Fall 2** wird für die Varianten 1 und 4 analog vorgegangen. In Variante 2 erfolgt jedoch eine **Substitution von Heizöl-Niedertemperatur-Heizung durch Erdgas-Brennstoffzellen-BHKW**, die zu einem zusätzlichen Verbrauch an Erdgas führt. Zusammengefasst würden bei einer 10%igen Implementierung von Brennstoffzellen-BHKW im Fall 2 in Haushalten im Jahre 2010 ca. 46,9 PJ an Strom, ca. **16,2 PJ an Fernwärme und 71,7 PJ an Heizöl substituiert**; andererseits ergäbe sich ein **zusätzlicher Bedarf an Erdgas von ca. 162,8 PJ**. In der Folge würde sich die Energieträgerstruktur von Haushalten ändern (verglichen mit einer Situation ohne Brennstoffzellen). Insbesondere der **Erdgasverbrauch allein für den Sektor Haushalte würde signifikant zunehmen** (von 917 PJ (Prognos/EWI 1998) auf 1.080 PJ). Die relativen **Änderungen im Vergleich zur** ansonsten erwarteten Endenergieträger-Situation entsprechend der **Trendskizze** (Prognos/EWI 1998) sind in Abbildung 37 dargestellt.

Abb. 37: Relative Änderung der Energieträgerstruktur des Sektors Haushalte bei 10%iger Implementierung von Brennstoffzellen-BHKW in Bezug auf die Trendskizze (Prognos/EWI 1998) (Deutschland, 2010)



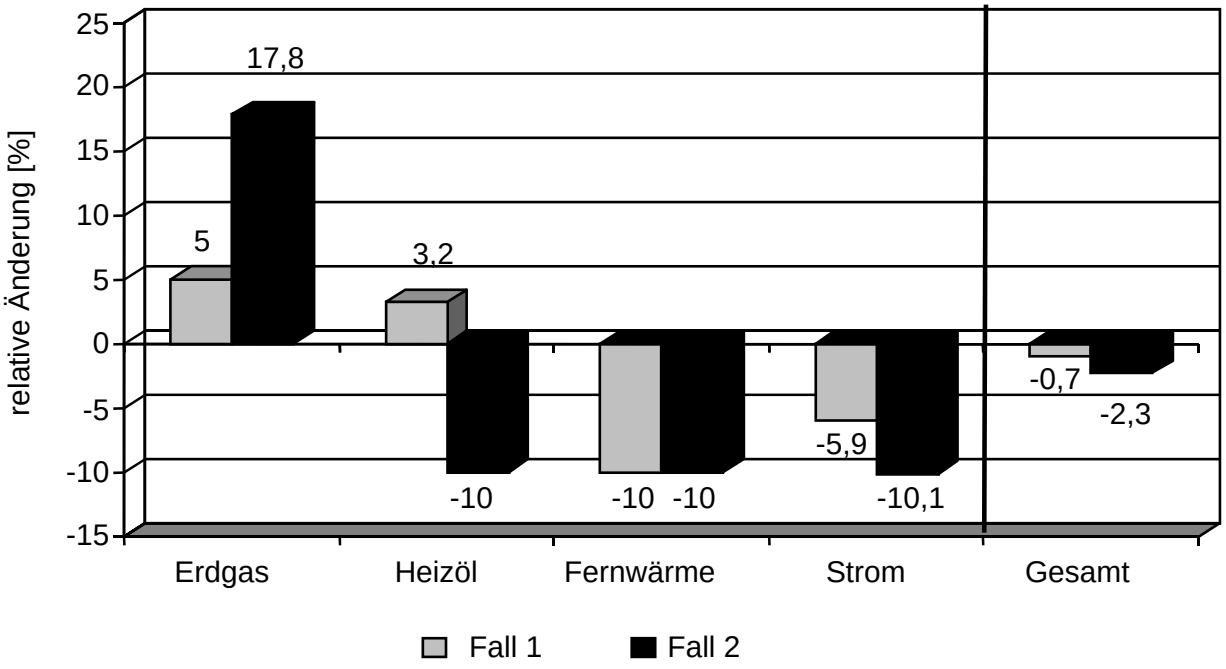
Quelle: nach LBST 1999, vgl. Abbildung 38

Konsequenzen für CO_2-Emissionen

Die zu erwartende Konstellation bei den Energieträgern hätte wiederum **Auswirkungen auf die Emission klimarelevanter Gase**, wobei die Emissionen vorgelagerter Brennstoffketten mit berücksichtigt sind (s. Kapitel II).

Für den **Fall 1** ergäbe sich - bei einer 10%igen Implementierung von Brennstoffzellen-BHKW in Haushalten bis 2010 - eine Abnahme klimarelevanter Emissionen durch Substitution von Fernwärme und von Strom durch Eigenerzeugung (ca. 1,5 und 5 Mio. t CO_2-Äquivalente); eine Emissionszunahme resultierte aus dem Mehrbedarf an Erdgas und Heizöl (ca. 3 und 1,9 Mio. t CO_2-Äquivalente). Im **Fall 2** ergäbe sich eine Abnahme klimarelevanter Emissionen durch Substitution von Fernwärme, Heizöl und Strom (ca. 1,5, 6 und 8,5 Mio. t CO_2-Äquivalente); eine Emissionszunahme resultiert aus dem entsprechenden Mehrbedarf an Erdgas (10,9 Mio. t CO_2-Äquivalente). Die relativen Änderungen im Vergleich zur ansonsten erwarteten Emissionssituation entsprechend der Trendskizze (Prognos/EWI 1998) sind in Abbildung 38 dargestellt.

Abb. 38: Relative Änderung der CO_2-Emissionen im Vergleich zur Trendskizze von (Prognos/EWI 1998) (Deutschland, 2010)



Quelle: nach LBST 1999 u. 2000

Im **Fall 1** liegt die **CO_2-Einsparung** bezogen auf die gesamten CO_2-Emissionen aller Haushalte[24] **bei etwa 0,7 %** (LBST 2000). Diese relativ geringe Einsparung ist zurückzuführen auf die getroffenen Annahmen bei der betriebswirtschaftlich optimierten, relativ kleinen Auslegung der Brennstoffzellen-Systeme. Diese sind primär auf eine Warmwasserbereitstellung ausgelegt. Nur die überschüssige Wärme wird zur Raumheizung genutzt. Allerdings wird damit nur ein geringer Anteil an Raumwärme - der den wesentlichen Anteil am gesamten Energiebedarf der Haushalte (etwa 78 % in 2010) ausmacht - substituiert. Hervorzuheben ist dabei die bereits bei vergleichsweise kleinen Brennstoffzellen-Geräten erreichbare Stromsubstitution.

Im **Fall 2** liegt die **CO_2-Einsparung** bezogen auf die gesamten CO_2-Emissionen aus den vier Energieträgern **bei etwa 2,3 %**. Aufgrund der größeren Dimensionierung der Brennstoffzellen-Systeme fällt die in KWK erzeugte Strommenge um einen Faktor 3 höher aus. Diese CO_2-Einsparungen sind jedoch nur erschließbar, wenn die entsprechenden Zielkosten bei den Brennstoffzellen-Systemen erreicht werden.

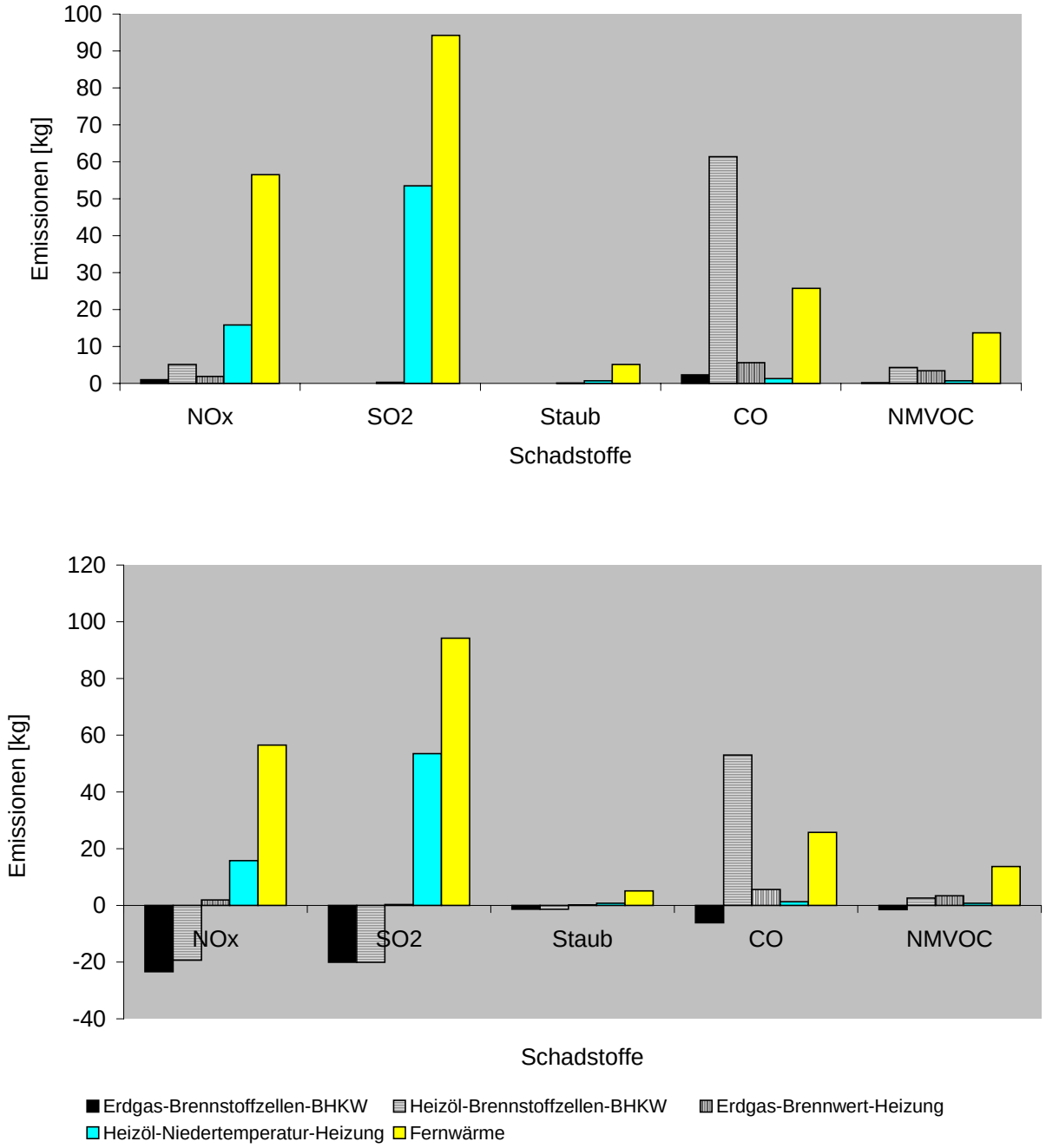
Zur Einordnung dieses Ergebnisses soll eine **100 %ige Durchdringung** des Heizungsbestandes durch Brennstoffzellen-Systeme im Sektor Haushalte angenommen werden, womit eine CO_2-Einsparung von 10-25 % erzielbar wäre. Die erzeugte Strommenge würde im Fall 1 auf 280 PJ und im Fall 2 auf 470 PJ ansteigen, was 60-100 % des ansonsten für 2010 erwarteten Stromverbrauchs der Haushalte (Prognos/EWI 1998) ausmachen würde.

Lokale Emissionssituation

Für die Betrachtung der **Auswirkungen auf die lokale Emissionssituation** werden die Varianten 1, 2 und 4 (Erdgas, Heizöl und Fernwärme) verglichen. Die Bereitstellung von Erdgas und Heizöl (vorgelagerte Brennstoffpfade) hat keine Auswirkung auf die lokale Emissionssituation und wird dementsprechend nicht betrachtet. Die Emissionen bei der Bereitstellung von Fernwärme werden als lokale Emissionsquelle angesehen und mit berücksichtigt. In der Darstellung wird zwischen Emissionsangaben mit und ohne Stromgutschrift unterschieden. Für den **Fall 1** ergibt sich exemplarisch für größere Mehrfamilienhäuser (60 W/m^2) mit und ohne Stromgutschrift folgende, weitgehend repräsentative Situation für den gesamten Gebäudebestand (Abb. 39).

24 Die CO_2-Emissionen aller Haushalte liegen - abgeleitet aus den CO_2-Emissionen aller Sektoren in 2010 mit 853 Mio. t CO_2 (Prognos/EWI 1998) - bei 221 Mio. t (LBST 2000).

Abb. 39: Schadstoffemissionen von Brennstoffzellen-BHKW und konventionellen Heizungssystemen am Beispiel eines großen MFH ohne (Abb. oben) und mit (Abb. unten) Stromgutschrift



Quelle: Zusammenstellung des TAB nach Daten aus LBST 1999: Die Stromerzeugung wird als Gutschrift angerechnet, da der Bezug von fossil erzeugtem ("emissionsbelastetem") Strom vermieden wird. Gerechnet wird gegen den Strommix, da Haushaltsstrom aus dem öffentlichen Netz bezogen wird.

Als Ergebnis zeigt sich, dass das **erdgasbetriebene Brennstoffzellen-BHKW die geringsten Emissionen aufweist**. Diese Aussage träfe auch bei Vernachlässigung der Stromgutschrift zu. Unter Emissionsgesichtspunkten stellt die Erdgas-Brennwertheizung das beste konventionelle System dar. Auch **Heizöl-Brennstoffzellen-BHKW** erreichen im Vergleich zu konventionellen Systemen geringere Emissionswerte. Sie schneiden insbesondere in Bezug auf NO_X und NMVOC (als Ozonvorläufersubstanzen) im Vergleich zur konventionellen Fernwärmeerzeugung relativ gut ab. Der hohe Wert für CO beim Heizöl-Brennstoffzellen-BHKW ergibt sich aus den verwendeten Daten und erscheint etwas zu hoch; er liegt jedoch weit unterhalb des für stationär betriebenen Verbrennungsanlagen nach der TA-Luft erlaubten Wertes. Unter Berücksichtigung der Stromgutschrift nimmt bei Brennstoffzellen-Systemen die **vor Ort** freigesetzte Menge der meisten (Heizöleinsatz) bzw. aller luftgängigen Schadstoffe **(Erdgaseinsatz) ab**.

Gesamtemissionen

Bei Einbeziehung der Vorketten in die Betrachtung **ergeben sich höhere Emissionsmengen**. Für das "10-%-Szenario" sind diese exemplarisch für Mehrfamilienhäuser die aus einem Einsatz von Erdgas-, Heizöl- und Methanol-Brennstoffzellen-BHKW resultierenden klimarelevanten Emissionen inklusive der Vorkette in Tabelle 27 zusammengestellt.

Tab. 27: Klimarelevante Emissionen von erdgas-, heizöl- und methanolbetriebenen Brennstoffzellen-BHKW (als CO_2-Äquivalente)

Gebäudetyp	*Erdgas-Brennstoffzellen-BHKW*	*Heizöl-Brennstoffzellen-BHKW*	*Methanol-Brennstoffzellen-BHKW*
MFH klein*	11,7	16,1	17,0
MFH mittel*	22,9	31,4	33,3
MFH groß*	56,7	77,5	82,5

* angenommener Wärmebedarf 60 W/m^2

Quelle: LBST 1999

Im Ergebnis zeigt sich, dass die klimarelevanten Emissionen (angegeben als CO_2-Äquivalente) von Methanol-Brennstoffzellen-BHKW generell höher sind

(bis zu 6 % beim Heizöl- und bis zu 45 % beim Erdgas-Brennstoffzellen-BHKW). Verursacht wird dies durch die mit der Methanol-Herstellung aus Erdgas verbundenen Emissionen, die auch durch den hohen Wirkungsgrad im Methanol-Brennstoffzellen-BHKW nicht kompensiert werden. Erdgas schneidet am Besten von diesen drei Varianten ab. Heizöl nimmt eine Mittelstellung ein. Damit **bietet sich unter Gesichtspunkten der Klimarelevanz der Einsatz von Methanol als Brennstoff nicht unmittelbar an**. Aus dieser Sicht wäre ein Einsatz von Erdgas effektiver.

Erschließbares Marktpotenzial

Für den **Fall 1** (wirtschaftliche Auslegung) ergibt sich eine Einhaltung anlegbarer Investitionen von 4.000 DM/kW (el) (ohne MWSt auch für privat betriebene Versorgungsobjekte)

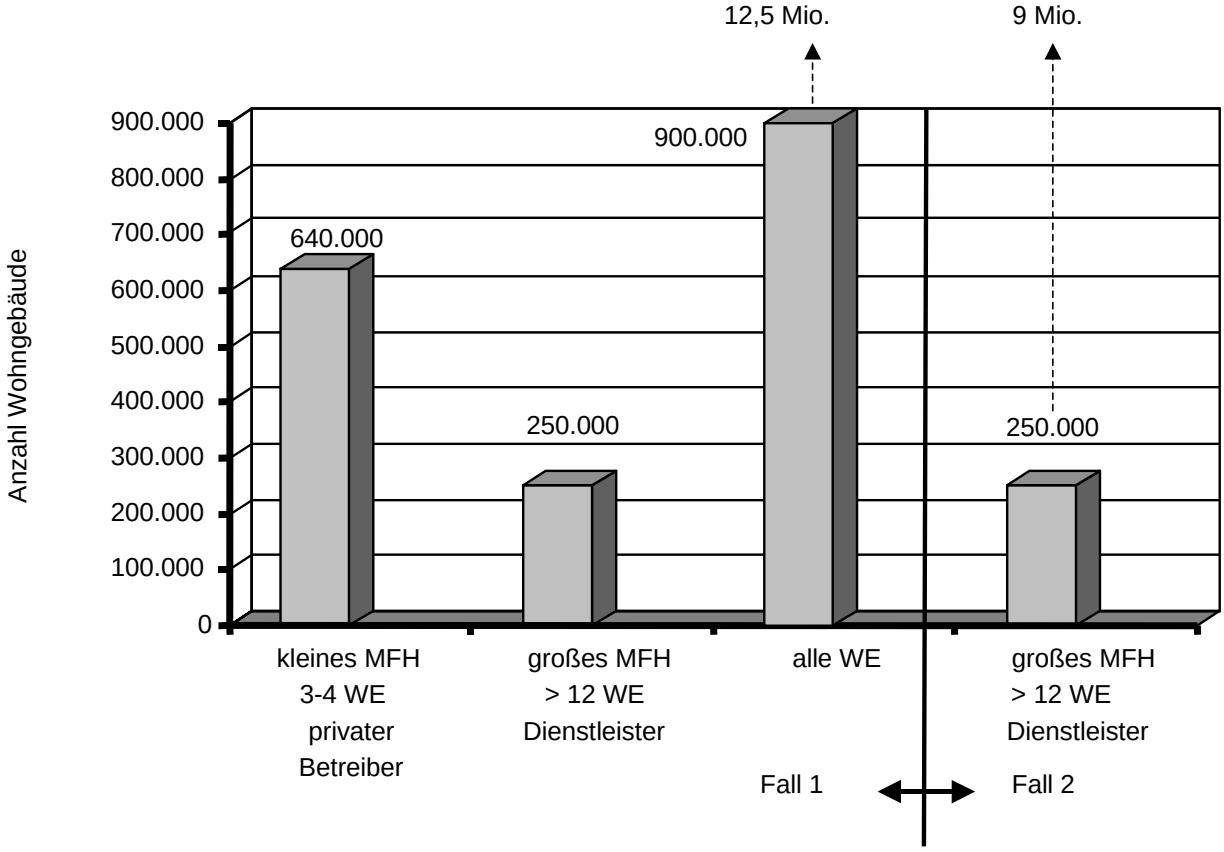
– für kleine MFH mit 3-4 Wohneinheiten (WE) für Erdgas- als auch für Heizöl-Brennstoffzellen-BHKW in Konkurrenz zur konventionellen Gas- und Öl-Heizung,
– für große MFH mit mehr als 12 WE für Erdgas-Brennstoffzellen-BHKW in Konkurrenz zu Fernwärme, Gas- und Öl-Heizung.

Damit wären in Deutschland ca. 640.000 kleine MFH mit 3-4 WE und ca. 250.000 MFH mit mehr als 12 WE mit Brennstoffzellen-BHKW ausstattbar, also etwa **900.000 Wohngebäude**.

Werden hingegen anlegbare Investitionen von 2.000 DM/kW (el) (ohne MWSt wie oben) zu Grunde gelegt, erschließt sich der gesamte Wohngebäudebestand **mit zentraler Heizung und Warmwasserbereitung**, also etwa **12,5 Mio. Wohngebäude**.

Unterstellt man im **Fall 2** anlegbare Investitionen von 4.000 DM/kW (el) (ohne MWSt) können diese nur für große MFH mit mehr als 12 WE für Erdgas-Brennstoffzellen-BHKW in Konkurrenz zu Fernwärme, Gas- und Öl-Heizung eingehalten werden. Damit wären etwa **250.000 MFH** mit mehr als 12 WE in Deutschland mit Brennstoffzellen-BHKW ausstattbar (Wohngebäude mit zentraler Heizung und Warmwasserbereitung). Bei Annahme von 2.000 DM/kW (el) erschließt sich ein Bestand von 9 Mio. Wohngebäuden.

Abb. 40: Mit Brennstoffzellen-BHKW ausstattbare Wohngebäude (Fall 1 und Fall 2)



Quelle nach LBST 1999

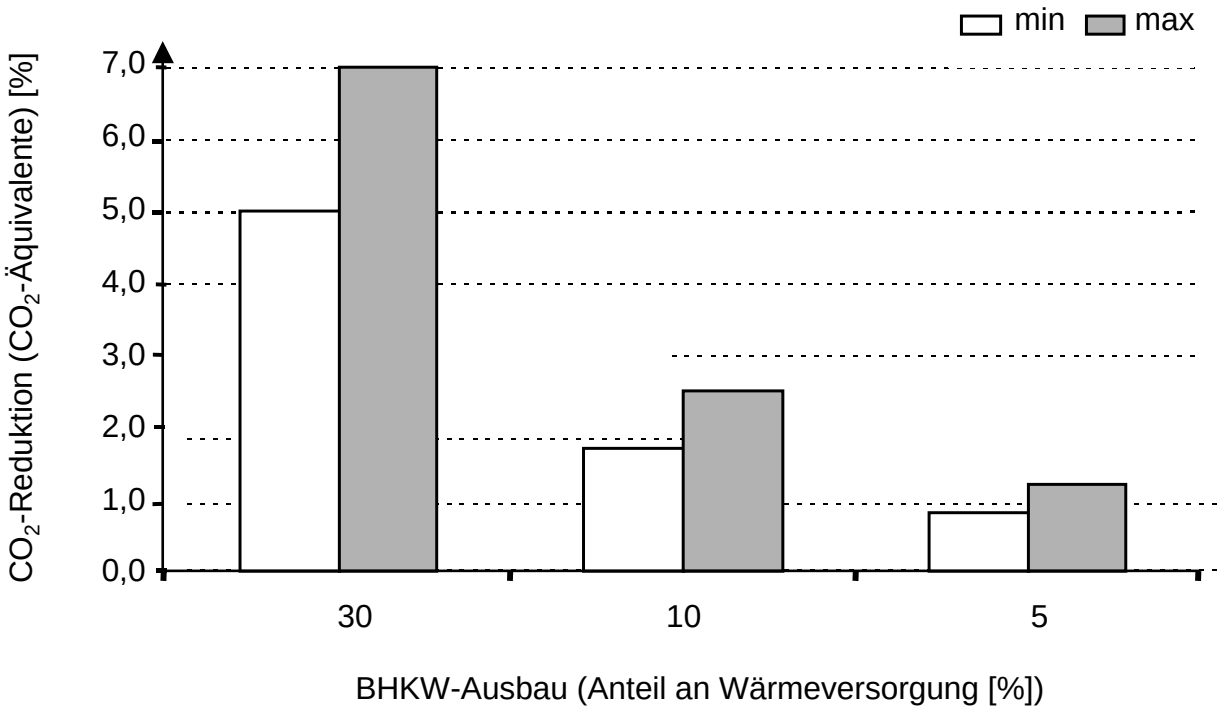
2.8.3 Kleinverbrauch

Der Sektor Kleinverbrauch setzt sich aus unterschiedlichen Verbrauchern (Gewerbe, Handel, Dienstleistungen etc.) zusammen, deren Lastprofile nicht untereinander vergleichbar und somit nicht schematisierbar sind. Da kein "Normlastgang" wie im Sektor Haushalte erstellt werden konnte, wurden **Verbrauchergruppen** gebildet und für diese eine spezifische Auslegung des PEMFC-BHKW-Referenzsystems angenommen. Da die Datenlage im Sektor Kleinverbrauch deutlich schlechter als im Sektor Haushalte ist, war eine analoge Darstellung nicht möglich.

Für die Abschätzung einer mit dem Einsatz von BHKW verbundenen möglichen CO_2-Reduktion wurden für drei Fälle untersucht: der 5-, 10- und 30-prozentige Ersatz der zur Wärmebereitstellung erforderlichen Endenergie (Bezug: Trendskizze Prognos/EWI (1998)) durch PEMFC-Brennstoffzellen-BHKW.

Die Bezugssysteme finden sich im Anhang 1.6. Angenommen wurde weiterhin, dass mit Erdgas- und Stromheizungen sowie Fernwärme versorgte Objekte durch das Referenzsystem Erdgas-Brennstoffzellen-BHKW (mit Erdgasdampfreformer und Spitzenlastkessel) ersetzt werden. Bei Ölheizungen wurde von der Installation von heizölbetriebener Brennstoffzellen-BHKW mit POX-Reformer ausgegangen. Die auf die einzelnen Verbrauchergruppen aufgeteilten Stromerzeugungs- und CO_2-Einsparungspotenziale sind im Anhang 1.7 aufgeführt. In Abbildung 41 werden diese für die drei Szenarien zusammengefasst dargestellt.

Abb. 41: CO_2-Einsparpotenziale für die drei Ausbauszenarien (Kleinverbrauch Deutschland)



Quelle: nach LBST 1999

Der **gesamte Stromverbrauch des Sektors Kleinverbrauch** - nach Prognos (1996) liegt dieser im Jahr 2010 bei 135 TWh (el) - würde im Fall einer 30%igen Deckung der Wärmebereitstellung durch Brennstoffzellen-BHKW auf 128 TWh (el) absinken (LBST 1999). Insgesamt wären dabei 3,3-6,5 GW an elektrischer Leistung installiert, was etwa einer erzeugten Strommenge von 20-35 TWh (el) entspricht. **Somit könnten 16-27 % des Strombedarfs des Sektors Kleinverbrauch gedeckt werden.** Bei Ausnutzung des gesamten technischen Substitutionspotenzials des Wärmebedarfs (100 % Durchdringung im

Kleinverbrauch) durch PEM-Brennstoffzellen-Systeme (mit Spitzenlastkessel) würde sich die dabei erzeugte Strommenge weiter erhöhen und würden insgesamt etwa **13-23 % des gesamten Stromverbrauches in Deutschland substituiert**.

Es kann also gezeigt werden, dass durch den Ausbau des Anteils von Brennstoffzellen-BHKW im Sektor Kleinverbrauch die CO_2-Emissionen reduziert werden können. Beispielsweise läge **bei einer 30 %igen Wärmebedarfsdeckung** das **CO_2-Reduktionspotenzial bei 5-7,5 %**. Das technische CO_2-Einsparpotenzial (100 %ige Durchdringung) für den Kleinverbrauch liegt für 2010 bei 17-25 % (LBST 1999).

2.9 Fazit und Ausblick

Entwicklungsstand

Derzeit wird der Einsatz von Membran- (PEMFC), phosphorsauren (PAFC) sowie Schmelzkarbonat-Brennstoffzellen (SOFC) erwogen. Die Direkt-Methanol-Brennstoffzelle (DMFC) ist prinzipiell auch für die Hausenergieversorgung geeignet. Ihr Einsatz hängt jedoch von der Akzeptanz des Brennstoffes Methanol in den Verbrauchssektoren Haushalte und Kleinverbrauch ab. Sie befindet sich momentan noch im Laborstadium. Bis dato ist noch **keine klare Entscheidung** für den Einsatz von Nieder-, Mittel- oder Hochtemperatur-Brennstoffzellen **im Marktsegment "Hausenergieversorgung"** gefallen.

Ein Schwerpunkt aktueller FuE-Arbeiten und vorgestellter Pilotanlagen liegt auf der Polymerelektrolyt-Membran-Brennstoffzelle (**PEMFC**). Sie weist relativ geringe Betriebstemperaturen sowie eine vergleichsweise hohe Flexibilität hinsichtlich verschiedener Nutzerprofile bei Elektrizität und Wärme auf. Ihre Sensibilität gegenüber Brennstoffverunreinigungen ist jedoch noch relativ hoch. Die PEMFC hat momentan - aufgrund von **Synergieeffekten** beim Einsatz in Fahrzeugen - die höchsten Kostenreduktionspotenziale.

Das ambitionierteste FuE-Ziel bleibt die Erhöhung der **Lebensdauer**. Diese sollte für stationäre Anlagen etwa 40.000 Betriebsstunden betragen. Bei einer Auslastung 8.000 Betriebsstunden/Jahr ergibt sich eine Betriebszeit von etwa fünf Jahren. Bisher getestete Brennstoffzellen-Anlagen waren bisher maximal etwa 5.000 Stunden in Betrieb, so dass von einem mehrfachen Stackwechsel während der Betriebszeit der Gesamtanlage und entsprechenden Mehrkosten auszugehen ist.

Ein weiterer Forschungsschwerpunkt liegt auf der oxidkeramischen Brennstoffzelle. Diese ist deutlich weniger anfällig gegenüber Brennstoffverunreinigungen. Damit kann ein Teil der Brennstoffaufbereitung entfallen, was den Aufbau des Gesamtsystems grundsätzlich vereinfacht. Die SOFC eignet sich eher zum Einsatz bei ausgeglichenen Lastprofilen. Aufgrund ihrer hohen Betriebstemperaturen wird sie relativ langsam angefahren. An der Optimierung ihrer Flexibilität gegenüber häufig wechselnden Nutzeransprüchen an Strom und Wärme wird gearbeitet. Auch kommen bei häufigem An- und Abfahren die negativen Eigenschaften von Hochtemperaturmaterialien etwa der verwendeten Keramik eher zum Tragen.

Die phosphorsaure Brennstoffzelle hat in der "Hausenergieversorgung" eine Anwendung im Leistungsbereich von 200 kW etwa zur Hochhaus- oder Schwimmbadversorgung gefunden. In Deutschland existieren ca. sieben Anlagen; darüber hinaus ist voraussichtlich kein signifikanter Zubau zu erwarten. Bei der PAFC wird von einem begrenzten Wirkungsgradspektrum ausgegangen, was ihrer bisherigen Funktion als sog. "Marktöffner" nicht entgegensteht.

Mit zunehmender Anlagengröße zeichnen sich - trotz prinzipieller Modularität - zwischen kleineren (0,5-30 kW (el)) und größeren Brennstoffzellen-BHKW (30-250 kW (el)) **Unterschiede** in Konstruktion, Auslegung und Betrieb ab (LBST 1999, S. 7-2). Diese sind u.a. auf technologische Grenzen (Miniaturisierbarkeit einzelner Komponente) oder behördliche Auflagen (Genehmigung) zurückzuführen. Daneben bietet sich bei größeren Brennstoffzellen-Systemen ein Druckbetrieb (Wirkungsgradverbesserung, bessere Befeuchtung etc.) an. Auch entfällt bei größeren Anlagen eine Beschränkung auf Niedertemperatur-Brennstoffzellen.

Bei der **Auswahl besonders geeigneter Brennstoffzellen-Typen** zur Gebäudeenergieversorgung sind Vor- und Nachteile der einzelnen Systeme gegeneinander abzuwägen. Einige positive Eigenschaften, wie modularer Aufbau sowie ein gutes Teillastverhalten, weisen alle Brennstoffzellen auf. Für die Energieversorgung von Wohnhäusern und im Kleinverbrauch stehen jedoch eher Brennstoffzellen-Typen im Mittelpunkt, welche kurze Anfahrzeiten aufweisen und einen modulierenden Betrieb fahren können, um kurzfristigen Strom-, Raumwärme- und Warmwasserbedarf zu decken. Aufgrund des aktuellen Entwicklungsstandes **bieten sich momentan im Leistungsbereich von ca. 1-250 kW(el) die PEMFC, die PAFC und die SOFC** für einen Einsatz in der Haus- und Siedlungsenergieversorgung **an**.

Brennstoffauswahl, -bereitstellung und -aufbereitung

Als **Brennstoffe** für Brennstoffzellen-Systeme in der Gebäudeenergieversorgung sind neben Wasserstoff vor allem Erdgas, aber auch Heizöl, Benzin und Methanol in der technischen Erprobung. Gängige konventionelle Brennstoffe, wie Erdgas oder Heizöl, bieten den Vorteil einer vorhandenen Infrastruktur sowie einer "Vertrautheit im Hausgebrauch". Die Energiebilanz am Reformer fällt um so günstiger aus, je reiner und wasserstoffhaltiger der Einsatzstoff ist. Daher sind Kohlenwasserstoff-Gemische (Heizöl, Benzin etc.) verfahrenstechnisch gesehen ungeeigneter, haben jedoch eine strategische Bedeutung im Sinne einer "Brücke" zu einer zukünftigen Wasserstoffinfrastruktur.

Die **geringste Komplexität der Brennstoffzellen-Systeme** wird **mit Wasserstoff** als Brennstoff erzielt. Dieser kann auf fossiler als auch auf regenerativer Energieträgerbasis bereit gestellt werden. Damit ist derzeit noch eine für **Brennstoffzellen geeignete Aufbereitung** fossiler oder regenerativer **Energieträger notwendig**. Die einzelnen Brennstoffzellen-Typen stellen dabei unterschiedliche **Anforderungen an die Reinheit der Brenngase**. Diese nehmen mit zunehmender Betriebstemperatur der Brennstoffzellen ab. Somit ist der technische Aufwand zur Gasreinigung bei Niedrigtemperatur-Brennstoffzellen am höchsten.

Die Brenngasaufbereitungssysteme bestehen aus sog. **Reformern** (wandeln fossile Energieträger in ein wasserstoffreiches Brenngas um) sowie einer **Gasreinigung** (Entfernung von den Brennstoffzellenablauf negativ beeinflussenden Gaskomponenten). Zur Reformierung existieren momentan drei klassische, konkurrierende Verfahren: die Dampfreformierung (Reaktion mit Wasserdampf), die partielle Oxidation (Reaktion mit Sauerstoff) und eine Kombination beider Verfahren - die autotherme Reformierung. Der Einsatz eines Reformierungsverfahrens hängt vom gewählten Brennstoff (Erdgas, Heizöl, LPG, Methanol) ab. Für Erdgas und Methanol werden die Verfahren der Dampfreformierung oder die autotherme Reformierung bevorzugt eingesetzt. Für Heizöl wird eher das Verfahren der partiellen Oxidation (POX) favorisiert.

Das eingesetzte **Brenngasaufbereitungssystem** beeinflusst maßgeblich den elektrischen Wirkungsgrad des Brennstoffzellen-Systems. Er liegt nach ersten Abschätzungen zwischen 24 % (Heizöl, POX-Reformer) und ca. 40 % (Erdgas, großer Dampfreformer) (LBST 1999). Deshalb ist das Brenngasaufbereitungssystem **in eine Gesamtbewertung** von Brennstoffzellen-Systemen aus technischer, kostenseitiger sowie ökologischer Sicht **einzubeziehen**.

Die **Anpassung der klassischen Brenngasaufbereitung** (Erzeugung von Wasserstoff und diverse Gasreinigungsstufen) an die Einsatzfelder der jeweiligen Brennstoffzellen ist - wie internationale Entwicklungen zeigen - erheblich schwieriger zu erreichen als ursprünglich angenommen. Insbesondere die Miniaturisierung heute üblicher Reformerverfahren erweist sich als schwierig.

Die Möglichkeiten zur **Wasserstoffspeicherung** erfahren im Zusammenhang zur Brennstoffzellen-Technologie eine neue Bewertung. Ihre Bedeutung nimmt zu, weil die kommerzielle Verfügbarkeit von Speichermedien etwa mit erwarteten Speicherdichten wie die von Kohlenstoff-Nanofasern die dezentrale Energieversorgung auch von dünn besiedelten Regionen mit Wasserstoff rentabler machen könnte. Zum anderen könnte auch die Markteinführung von Brennstoffzellen technisch erheblich vereinfacht und somit kostengünstiger gestaltet werden. **Die verfügbaren Optionen zur Wasserstoffspeicherung** stellen **momentan** jedoch **keine Alternative** dar.

Brennstoffzellen als Ersatz konventioneller Heizungssysteme

Für den "Hausgebrauch" ist es **bisher üblich** über die "Steckdose" (zentral erzeugten) Strom und die benötigte Wärme für Raumheizung und Warmwasserbereitstellung über eine eigene Heizanlage oder zentral durch Fernwärme zu beziehen. Eine autarke Versorgung mit einem konventionellen BHKW, welches Strom und Wärme liefert, ist eher im Kleinverbrauch, z.B. für Schwimmbäder, anzutreffen. Obwohl sich Brennstoffzellen in der Hausenergieversorgung auch ausschließlich zur Stromversorgung einsetzen lassen, wird aus Effizienzgründen (Wärme fällt immer an) **von einem Einsatz als Blockheizkraftwerk (BHKW) ausgegangen**. Dabei ist eine Reihe von Nutzeranforderungen (Effizienz, Handhabbarkeit etc.) und -vorgaben (Lastprofile) zu berücksichtigen.

Die Auslegung von **PEMFC-BHKW**, welche bei einem Erdgaseinsatz mit einem Dampfreformer und zum Wärmelastausgleich mit einem Spitzenlastkessel ausgestattet sind, kann aus technischer Sicht so erfolgen, dass ihre Leistung mit **konventionellen Heizungssystemen** zur Gebäudeenergieversorgung, wie Erdgas-Brennwert-, Heizöl-Niedertemperatur- und Fernwärmeheizung, vergleichbar ist. Dabei sind an das Brennstoffzellen-System dieselben "Komfort- und Zuverlässigkeitskriterien" anzulegen, wie an bisher installierte Heizungssysteme. Im Vordergrund stehen die Abdeckung des individuell verursachten Lastprofils, eine vergleichbare Handhabbarkeit sowie möglichst geringere Anschaffungskosten. Eine **nach Gebäudegröße differenzierte Auslegung der Brennstoffzellen-Systeme** ist sinnvoll.

Der Wirkungsgrad von Brennstoffzellen nimmt bei Teillast zu. Die Vergleichbarkeit der Anlagenwirkungsgrade von konventionellen mit Brennstoffzellen-Systemen ist gegeben. Bei Brennstoffzellen-Anlagen erzeugter überschüssiger Strom kann in ein Stromverteilungsnetz eingespeist werden. Aufgrund der Modulierbarkeit von Brennstoffzellen auch in kleinen Leistungsbereichen ist eine zusätzliche **Erschließung von KWK-Potenzialen** in der Hausenergieversorgung, wo konventionelle KWK-Anlagen bisher kaum eingesetzt wurden, möglich.

Im technischen Vergleich mit konventionellen Heizungsanlagen sind Brennstoffzellen-Systeme als **gleichwertig** anzusehen. Haupthandicap ist ihr (momentan noch) zu hoher Anschaffungspreis. Generell steht eine **technische und kostenseitige Optimierung der Brennstoffzellen-Systeme noch aus**.

Ökonomische Aspekte

Für einen Kostenvergleich zwischen Brennstoffzellen-BHKW und konventionellen Systemen wurden anlegbare Wärmegestehungskosten und als **Kriterium zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit eines Brennstoffzellen-BHKW-Einsatzes** spezifische Grenzinvestitionen für das Brennstoffzellen-System herangezogen. Für kleine Brennstoffzellen-BHKW (1-10 kW (el)) wurden dabei **spezifische Grenzinvestitionen** von 2.000-4.000 DM/kW (el) für das Brennstoffzellen-System (Brenngasaufbereitung, Zellstapel, Wechselrichter) ermittelt (LBST 1999). Diese entsprechen in etwa den Entwicklungszielkosten kommerzieller Unternehmen für den stationären Bereich. Für große siedlungszentrale PEM-Brennstoffzellen-BHKW sollten - unter Berücksichtigung von Skalierungseffekten - die spezifischen Systemkosten mittelfristig 2.000 DM/kW (el) nicht übersteigen.

Um eine **möglichst hohe Auslastung eines BHKW** in der Hausenergieversorgung zu gewährleisten, ist auch im Sommer ein Wärmeabsatz notwendig. Die thermische Grundlast kann im Sommer z.B. zur Brauchwasserbereitung genutzt werden. Da im bundesdeutschen Durchschnitt eine **hohe Gleichzeitigkeit des Bedarfes an Strom und Warmwasser** (Bedarfsprofil) auftritt, ist die Wirtschaftlichkeit von hierauf ausgelegten Brennstoffzellen-BHKW unabhängig vom Raumwärmebedarf des Gebäudes und damit auch von der Baualtersklasse. Erst die Auslegung des Brennstoffzellen-BHKW auf die **Bereitstellung eines Teils der Raumwärme erfordert fallweise eine Wirtschaftlichkeitsrechnung** für Gebäude mit unterschiedlichem Raumwärmebedarf. Bei im Keller kleinerer Wohngebäude installierten Brennstoffzellen-BHKW-Anlagen ist es

sinnvoll, **zusätzlich ein Spitzenlastkessel** (zur Abpufferung von Wärmelastspitzen) zu installieren, der mit in die Kostenbetrachtung einfließt.

Die **Skalierbarkeit der Kosten** für das Brennstoffzellen-System ist für einige Systemkomponenten unterschiedlich. Die Kosten für den Brennstoffzellenstapel verringern sich mit abnehmender Systemgröße, wohingegen die Kosten der Brenngasaufbereitung (Reformer) und Wechselrichter zunehmen. Für größere Brennstoffzellen-Systeme tragen Brenngas(Aufbereitung), Brennstoffzellenstapel und sonstige Peripherie jeweils zu einem 1/3 zu den Systemkosten bei. Diese "Faustformel" ist nicht auf kleine Systeme übertragbar; dort nimmt zwar der Kostenanteil des Brennstoffzellenstapels ab, jedoch der Aufwand für die gesamte Peripherie zu.

Aufgrund der momentan noch vergleichsweise hohen Anschaffungskosten bieten sich **neue Finanzierungsmodelle** an. Dies sind zum einen Leasingmodelle und zum anderen - bei größeren Versorgungsobjekten - die Nutzung von Energiedienstleistungs-Paketen. Bestandteile eines entsprechenden Dienstleistungsvertrages wären z.B. Planung, Beschaffung, Finanzierung und Wartung der Anlage. Dies könnte zu **strukturellen Veränderungen bisheriger Vertriebswege** führen (nicht mehr ausschließlich über Handwerker).

Primat bei der Anlagenauslegung hat die Wärmeversorgung des Gebäudes; daneben wird eine höchstmögliche Deckung des Strombedarfes durch die Brennstoffzelle angestrebt. Bei größeren Anlagen kann es auch zur "Überproduktion" an Strom kommen, der dann ins Netz eingespeist werden könnte. Eine **Stromeinspeisung** ins Netz ist erst bei größeren Objekten (MFH) in sinnvollem Umfang zu erwarten und zu Spitzenlastzeiten am gewinnbringendsten.

Die **Brennstoffversorgung** hat Einfluss auf die spezifischen Grenzinvestitionen des Brennstoffzellen-BHKW. Eine direkte Wasserstoffversorgung führt zu am wenigsten komplexen Systemen und damit zu den höchsten anlegbaren Investitionen. Erdgas- und Heizölsysteme profitieren trotz höherer Systemkomplexität von den hier angesetzten niedrigen Brennstoffpreisen.

Ökologische Aspekte

Die Art der **Brenngasversorgung** hat einen wesentlichen Einfluss auf die **spezifischen Emissionen**. Die Brennstoffzelle selbst gibt nur Wasserdampf an die Umgebung ab. Eine direkte Wasserstoffversorgung führt **vor Ort** zu einer wenig komplexen Anlage ohne Schadstoffemissionen, womit ein **Beitrag zur lokalen Emissionsminderung** geleistet werden könnte.

Emissionen werden jedoch **bei der Bereitstellung von Wasserstoff auf fossilem Wege** in der vorgelagerten Brennstoffkette freigesetzt. Unter Umweltgesichtspunkten ist eine regenerative Bereitstellung des Wasserstoffs die erste Wahl. Eine Erdgasversorgung fällt unter Emissionsgesichtspunkten günstiger aus als eine Heizölversorgung. Trotz des höheren Wirkungsgrades von Methanol im Vergleich zum Heizöl-Einsatz in Brennstoffzellen-BHKW werden die höheren Emissionen der Vorkette (Methanol-Herstellung erfolgt aus Erdgas) nicht kompensiert. Somit **bietet sich aus Gründen des Klimaschutzes der Einsatz von Methanol als Brennstoff nicht an**. Aus dieser Sicht **wäre** der Einsatz von **Erdgas sinnvoller**. Ein damit verbundener Mehrverbrauch an Erdgas - verstärkt durch Zuwächse in anderen Bereichen (z.B. Fahrzeuge, Kraftwerke) - ist allerdings aus strategischen Gründen (z.B. Importabhängigkeit, Verknappung fossiler Ressourcen) nicht unproblematisch und deshalb zu prüfen.

Folgen eines Einsatzes von Brennstoffzellen im Gebäudebestand in Deutschland

Aufgrund ihrer Modularität weisen Brennstoffzellen ein **breites Einsatz-Potenzial** sowohl bei der Siedlungs- als auch der Einzelversorgung auf. Mögliche Modelle für die Hausenergieversorgung unterscheiden sich hinsichtlich des **Standortes der Brennstoffzelle und des Reformers**. Relevant erscheinen momentan die Varianten der Einzelhausversorgung (Brennstoffzelle und Reformer im Keller) und die Siedlungsversorgung via Nahwärmenetz (Reformer und Brennstoffzelle zentral aufgestellt). Die zentrale Bereitstellung von Wasserstoff (Infrastrukturaufbau) ist erst mittel- bis langfristig realisierbar und aus energetischer Sicht ist die Verbrennung von Wasserstoff im zusätzlich installierten Spitzenlastkessel mit einem Wirkungsgradverlust verbunden.

Im Hinblick auf eine **breitere Implementierung von Brennstoffzellen** in Haushalten sowie im Kleinverbrauch wurden verschiedene **Substitutionsvarianten** und deren Effekte in einem Betrachtungszeitraum bis 2010 analysiert. Bei einer angenommenen Substitution von Brennstoffzellen- (PEMFC-Referenzsystem mit Spitzenlastkessel) gegen konventionelle Heizungsanlagen wurden **zwei Fälle unterschieden**. Im Fall 1 wird das Brennstoffzellen-BHKW betriebswirtschaftlich rentabel dimensioniert mit daraus resultierenden, relativ kleinen Anlagengrößen zur Eigenversorgung. Im Fall 2 wurden die Anlagen mit dem Ziel einer Substitution von Strom aus dem öffentlichen Netz ausgelegt, was zu größeren Anlagen führt.

Unter Annahme einer **10 %igen Implementierung von Brennstoffzellen-BHKW** in Haushalten in Deutschland im Jahre 2010 würden im **Fall 1** ca. 28 PJ an Strom und ca. 16 PJ an Fernwärme substituiert; andererseits ergäbe sich ein zusätzlicher Bedarf an Erdgas von ca. 46 PJ und Heizöl von ca. 23 PJ. Im Fall 2 wurden ca. 47 PJ an Strom, ca. 16 PJ an Fernwärme und 72 PJ an Heizöl substituiert; andererseits ergäbe sich ein zusätzlicher Bedarf an Erdgas von ca. 1.638 PJ (LBST 1999). Dies hätte **Auswirkungen auf die zukünftige Energieträgerstruktur**. Bezogen auf die Abschätzungen der Trendskizze (Prognos/EWI 1998) wäre eine Verschiebung hin zum Erdgas (bis zu 18 % Mehrverbrauch im Fall 2; LBST 1999) zu erwarten. Die Anteile an Heizöl, Fernwärme und Strom würden entsprechend abnehmen.

In Bezug auf die **Emission klimarelevanter Gase** - inkl. vorgelagerter Brennstoffketten - ergibt sich im **Fall 1** eine **CO_2-Einsparung** bezogen auf die CO_2-Emissionen aus Haushalten aus Erdgas, Heizöl, Fernwärme und Strom. Diese fällt relativ gering aus (ca. 0,7 %) (LBST 1999), was u.a. daran liegt, dass die betriebswirtschaftlich optimierten Brennstoffzellen zwecks Erreichung der Zielkosten relativ klein ausgelegt sind, damit nur ein geringer Anteil der Raumwärme - der den wesentlichen Anteil am gesamten Energiebedarf der Haushalte (etwa 78 % in 2010) ausmacht - substituiert wird. Im **Fall 2** fällt die CO_2-Einsparung bezogen auf die gesamten CO_2-Emissionen aus den vier Energieträgern etwas deutlicher aus (ca. 2,3 %). Aufgrund der größeren Dimensionierung der Brennstoffzellen-Systeme fällt die in KWK erzeugte Strommenge um einen Faktor 3 höher aus. Zur Einordnung dieses Ergebnisses kann eine **100 %ige Durchdringung** des Heizungsbestandes durch Brennstoffzellen-Systeme im Sektor Haushalte angenommen werden, womit eine CO_2-Einsparung von 10-25 % erzielbar wäre. Die erzeugte Strommenge würde im Fall 1 auf 280 PJ und im Fall 2 auf 470 PJ ansteigen, was 60-100 % des ansonsten in der Trendskizze (Prognos/EWI 1998) für 2010 erwarteten Stromverbrauchs ausmachen würde.

Im **Kleinverbrauch** ergab eine Hochrechnung auf einen 10%igen Anteil an der Wärmeversorgung eine vergleichbare Größenordnung einer möglichen CO_2-Reduktion von ca. 2 %.

Bei einer Betrachtung der **Auswirkungen auf die lokale Emissionssituation** zeigt sich, dass das erdgasbetriebene Brennstoffzellen-BHKW die geringsten Emissionen aufweist. Das beste konventionelle System ist unter Emissionsgesichtspunkten die Erdgas-Brennwertheizung. Unter den Rahmenbedingungen des Energiemarktes wird sich die **Tendenz hin zur Dezentralisierung** weiter fortsetzen und durch dezentral installierte Brennstoffzellen-BHKW eher verstärken.

3. Brennstoffzellen in Industrie und öffentlicher Stromversorgung

In Industrie und öffentlicher Stromversorgung kommen für einen Einsatz von Brennstoffzellen-Systemen größere Anlagen in Betracht. Dabei wird unterschieden zwischen Anlagen zur industriellen Eigenerzeugung von Strom und Wärme (KWK) mit einem Leistungsbereich zwischen 0,5 und 20 MW und Kraftwerken der öffentlichen Stromerzeugung zwischen 20 und 200 MW. Analysiert werden im Folgenden Brennstoffzellen im Vergleich mit konventionellen Energieumwandlungsanlagen. Hierzu werden aus der Bandbreite möglicher Systeme jeweils Referenzanlagen und repräsentative vorgelagerte Energieketten ausgewählt sowie Nutzeranforderungen in wirtschaftlicher, ökologischer und technischer Hinsicht diskutiert.

3.1 Relevante Brennstoffzellen-Typen

Zunächst soll die Bandbreite möglicher Brennstoffzellen-Typen für großstationäre Anlagensysteme aufgezeigt werden. Anschließend wird eine Auswahl repräsentativer Referenzanlagen als Basis für einen Vergleich mit konventionellen Kraftwerkstypen vorgenommen.

3.1.1 Status und Perspektiven

Brennstoffzellen zeichnen sich u.a. durch vergleichsweise niedrige Emissionen, einen hohen elektrischen Wirkungsgrad, ein gutes Teillast- und Lastwechselverhalten sowie die Möglichkeit zur Modularisierung aus. Für die stationäre Energieversorgung werden v.a. vier Brennstoffzellen-Typen entwickelt: die Membran-Brennstoffzelle, die Phosphorsaure Brennstoffzelle, die Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle und die Oxidkeramische Brennstoffzelle. Die alkalische Brennstoffzelle wird mangels ihrer Eignung für großstationäre Anlagen nicht mit betrachtet. Ausführungen zum prinzipiellen Aufbau und zur Funktionsweise einzelner Brennstoffzellen-Typen finden sich in Kapitel II. Wesentliche Vergleichsmerkmale aus Sicht der stationären Energieversorgung finden sich in Tabelle 28.

Tab. 28: Überblick der Brennstoffzellen zur stationären Energieversorgung

	PEMFC	*PAFC*	*MCFC*	*SOFC*
Betriebstemp.	60-80 °C	200 °C	650 °C	800-1.000 °C
Brennstoff zur Zelle	Wasserstoff[1]	Wasserstoff[1]	Wasserstoff Erdgas, Biogas, Kohlegas[2]	Wasserstoff, Erdgas, Biogas, Kohlegas[2]
el. Systemwirkungsgrad (mit Erdgas)	38-42 %	38-42 %	50 %-55 %, mit GuD gekoppelt > 65 %	50 %-55 %, mit GuD gekoppelt > 65 %
Anwendung	BHKW-Anlage	KWK-Anlage	Kraftwerk, KWK-Anlage	Kraftwerk, KWK-Anlage
typische Leistung (Zielgrößen)	2-200 kW(el)	50 kW-10 MW	200 kW-10 MW	2 kW-10 MW
Entwicklungsstand	Prototypen 3 kW(el) und 200 kW(el)	Kleinserie 200 kW(el)	Demonstrationsanlagen 250 kW(el) und 2 MW(el)	Demonstrationsanlage 100 kW(el)
Investition	k. A.	derzeit ca. 5.000 DM/kW	k. A.	k. A.

BHKW = Blockheizkraftwerk, KWK = Kraft-Wärme-Kopplung, GuD = Gas- und Dampfturbine
1) bei Einsatz eines Reformers auch Erdgas oder Biogas möglich; 2) Brennstoffzellen-interne Reformierung möglich

Quelle: nach DLR 1999, S. 85

Membran-Brennstoffzelle (PEMFC)

Brennstoffzellen-Systeme mit niedrigen Betriebstemperaturen wie die PEMFC verarbeiten ausschließlich Wasserstoff, welcher relativ hohen Reinheitsanforderungen genügen muss. Die Vorschaltung eines Reformers, durch den dann auch andere Brenngase wie Erd- und Biogas umgesetzt werden können, reduziert den Wirkungsgrad der Brennstoffzellen-Anlage z.T. erheblich. Auf Besonderheiten der PEMFC wurde bereits im ersten Teil des Kapitels näher eingegangen. Die PEMFC ist die einzige Brennstoffzellen-Technologie, die in sehr kurzer Zeit auf Volllast zu fahren ist. Allerdings ist für die Bereitstellung von Prozesswärme das erreichbare Temperaturniveau der auskoppelbaren Wärme für eine Reihe von Einsatzzwecken in der Industrie zu gering. Somit **spielt die PEMFC für großstationäre Anwendungen eine eher untergeordnete Rolle**.

Phosphorsaure Brennstoffzelle (PAFC)

Die PAFC wird als einzige Brennstoffzelle - bereits in der dritten verbesserten Version - kommerziell vertrieben, so dass eine Reihe von Pilotanlagen (7 Anlagen in Deutschland) mit einer relativ kleinen Anlagengröße um 200 kW existiert. Kleinanlagen werden drucklos und Großanlagen (5 MW) zumeist unter Druck betrieben (etwa 6 bar) (DLR 1999). Hersteller konzentrieren sich momentan auf die Weiterentwicklung der PAFC im Leistungsbereich 50-500 kW. Aufgrund ihres Wirkungsgrades (bis 42 %) und unter Emissionsgesichtspunkten **ist die PAFC für den Leistungsbereich unter einem MW**[25], etwa für die siedlungszentrale Energieversorgung von Einzelobjekten, **interessant**.

Hochtemperatur-Brennstoffzellen

Die beiden **Hochtemperatur-Brennstoffzellen** (MCFC, SOFC) stehen eher noch am Anfang ihrer Entwicklung. Sie weisen eine deutlich geringere Komplexität in Bezug auf die Gasaufbereitung als Mittel- und Niedrig-Temperatur-Brennstoffzellen auf. Die hohen Betriebstemperaturen bedingen einen hohen Gesamtwirkungsgrad und ein für industrielle Zwecke ausreichendes Temperaturniveau der auskoppelbaren Wärme. Aufgrund längerer Anfahrzeiten (z.B. MCFC ca. 15-20 h aus dem kalten Betriebszustand heraus) und des "Haltens" der hohen Betriebstemperaturen auch bei Teillast ist eine modulierende Fahrweise (Ein/Aus-Betrieb) nicht sinnvoll. Mit ihrer bisherigen Auslegung **eignen sich beide Hochtemperatur-Brennstoffzellen eher für einen Einsatz im Grundlastbereich**. Auf beide Systeme wird aufgrund ihrer Relevanz im Folgenden separat eingegangen.

Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle (MCFC)

An der Weiterentwicklung der MCFC wird weltweit gearbeitet. In den **USA** sind dies die Fa. ERC (Energy Research Corporation) und die M-C-Power. Die Arbeiten werden größtenteils vom Department of Energy (DOE) gefördert. Beide Firmen haben bereits eigene Fertigungskapazitäten für Zellen von etwa 0,8-1 m² Fläche aufgebaut und betreiben Testanlagen im Bereich von 250-2.000 kW. Ein wesentlicher verfahrenstechnischer Unterschied zwischen beiden Firmen liegt in der Behandlung der Reformierung des Brenngases: ERC (3-

25 Bei höherer Leistung haben z.B. Motor-BHKW gleiche bzw. höhere Wirkungsgrade (DLR 1999, S. 80).

MW-Anlagen, druckloser Betrieb) verfolgt das Konzept der internen Reformierung, das von einem einfacheren und kostengünstigeren Systemaufbau ausgeht, M-C-Power (1-4-MW-Anlagen, Druckbetrieb) entwickelt das Konzept der externen Reformierung, welches regelungstechnisch einfacher handhabbar ist (Williams/Binder 1998).

In **Japan** beschäftigen sich u.a. von Mitsubishi Electric Corporation, Ishikawajima-Harima Heavy Industries Co.Ltd (IHI), Hitachi Works Ltd und Toshiba und staatliche Forschungseinrichtungen mit der MCFC. Beispielsweise wird eine 1-MW-Demonstrationsanlage errichtet (Druckbetrieb bei 5 bar mit externer Reformierung); die MCFC-Stacks haben eine Leistung von je 250 kW (entwickelt von Hitachi und IHI) (Kato et al. 1998). In **Europa** sind drei Entwicklergruppen aktiv,

- **ARGE MCFC** ist ein deutsch-dänisches Konsortium, welches unter Federführung von mtu Friedrichshafen GmbH das "Hot-Module" entwickelt. Beteiligt sind Ruhrgas AG, RWE Energie AG, Haldor Topsoe AS und Elkraft AmbV. Das "Hot-Module" (interne Reformierung) wird verfahrenstechnisch optimiert. Die Brennstoffzellen selbst werden in Amerika hergestellt (Technologietransferabkommen mit der Fa. ERC).
- **MOLCARE Development Program** ist ein italienisch-spanisches Konsortium unter Führung von Ansaldo Ricerche (ARI). 1999 wurde eine 100-kW-Testanlage (Druckbetrieb 3,5 bar, externe Reformierung) mit 0,75 m² Zellfläche in Mailand in Betrieb genommen. Als Brennstoff wurde Erdgas sowie synthetisches Kohlegas (Erdgas mit Zumischung von CO) eingesetzt. In einem nächsten Schritt soll eine 500-kW-Anlage mit 0,8 m² Zellfläche entwickelt werden (Marcenaro 1999).
- **Advanced DIR-MCFC Project** ist ein europäisches Konsortium unter Federführung von BCN/ECN (Dutch Fuel Cell Corporation, Netherland Energy Research Foundation). Der Schwerpunkt liegt auf der Komponentenentwicklung für eine MCFC (interne Reformierung). Beteiligt sind British Gas Technology, Gaz de France, Sydkraft AB u.a.

Der technische Status der MCFC kann anhand der bislang realisierten **Demonstrations- bzw. Testanlagen** charakterisiert werden. Dies sind die Demonstrationsanlagen der Fa. ERC in Santa Clara (2,8 MW, 2.000 Betriebsstunden) sowie der Fa. M-C-Power in Miramar Naval Sation (250 kW) und der Testbetrieb eines Hot-Module (100 kW) bei der Ruhrgas AG in Dorsten (Heiming et al. 1999) sowie einer 100-kW-Anlage bei ENEL in Mailand. Eine weitere Hot-Module-Anlage (250 kW, Erdgasbetrieb, 15 t Gewicht) wurde an

der Universität Bielefeld in Betrieb genommen, um Prozessdampf zu Forschungszwecken zu erzeugen (mtu 1999). Die Lebensdauer ist auf ca. 20.000 h (ca. 2,5 Jahre) ausgelegt.

Entwicklungsoptionen liegen bei der MCFC u.a. in der Verlängerung der Lebensdauer der Zellen und der Verminderung von Degradationserscheinungen.

Festoxid-Brennstoffzelle (SOFC)

Die SOFC befindet sich momentan noch im Laborstadium, wobei bereits erdgasbetriebene Demonstrationsanlagen realisiert wurden. Von den drei SOFC-Konzepten (Kap. II) erscheint das Röhren-Konzept derzeit am weitesten entwickelt zu sein. Dieses wurde bereits für größere Demonstrationsanlagen z.B. von der Fa. Westinghouse (25-100 kW (el)) sowie in modifizierter Form von der Fa. Sulzer für Kleinsysteme (1 kW (el)) eingesetzt. Das derzeitig einzige SOFC-Kraftwerk mit einer Auslegungsleistung von 100 kW (el) wurde von einem Konsortium aus niederländischen und dänischen Energieunternehmen in Westervoort (NL) realisiert. Der gemessene elektrische Wirkungsgrad liegt bei bis zu 46 % (Verbeek 1999). Trotz erheblicher Ausfallzeiten aufgrund technischer Schwierigkeiten in Peripherie und Stack (Kuipers 1998) wurde das grundlegende Systemkonzept bestätigt.

Für SOFC-Gesamtsysteme liegen noch keine Langzeittests (einige 10.000 Betriebsstunden) vor. Demonstrationsanlagen wurden bisher drucklos betrieben, wodurch sich der Systemaufbau einfacher gestaltet. Ein **Druckbetrieb** erhöht Wirkungsgrad und Komplexität der Anlage. Bei einfachen Anordnungen wurden bereits elektrische Wirkungsgrade von 60-65 % (Veyo/Forbes 1998) erreicht, welche bei Einbau einer Zwischenüberhitzung bis auf 70 % ansteigen sollen. Bei druckaufgeladenen SOFC-Anlagen liegt das Verhältnis Stromerzeugung aus der Brennstoffzelle und der Gasturbine zwischen 3 und 5 (DLR 1999). Ein Druckbetrieb rentiert sich voraussichtlich eher für größere Kraftwerke. SOFC-Anlagen können zur weiteren Wirkungsgraderhöhung **mit einer Gasturbine gekoppelt** betrieben werden. Bei Teillastbetrieb verhalten sich die beiden Komponenten allerdings gegenteilig. Der Wirkungsgrad der Brennstoffzelle nimmt zu und der der Gasturbine ab.

Die **Betriebstemperatur** von bis zu 1.000°C stellt hohe Anforderungen an die verwendeten Materialien und Abdichtung der Zellen. Dies führte beispielsweise bei planaren Konzepten bisher zum Einsatz relativ teurer Materialien wie Bipolarplatten, so dass derzeit an einer Absenkung der Betriebstemperatur (auf < 750°C) und an preiswerteren Materialien gearbeitet wird. Damit

wäre auch der Sockelverbrauch an Energie zur Aufrechterhaltung der Betriebstemperatur bei fehlender Auslastung absenkbar.

Weltweit laufen verschiedene Entwicklungsaktivitäten für SOFC-Kraftwerke. In **Amerika** werden SOFC-Systeme z.B. von der Fa. Allied Signal (Minh et al. 1998) und der Fa. Ztek (mehrere planare 25-kW-Stacks sollen zukünftig mit einer Gasturbine zu einer 250-kW-Anlage gekoppelt werden; Hsu/Nathanson 1998). Die Fa. SOFCo konzentriert ihre Arbeiten zunächst auf planare Systeme mit 10-50 kW (Khandkar et al. 1998). Daneben hat die Fa. Westinghouse röhrenförmige SOFC-Stapel entwickelt. Nach Übernahme der zugehörigen Kraftwerkssparte durch die Fa. Siemens (D) verfügt die Fa. Siemens Westinghouse derzeit über ein umfangreiches Entwicklungs-Know-how, so dass die dortige Entwicklung des planaren Stackdesigns eingestellt wurde. Daneben werden in **Deutschland** planare SOFC-Konzepte am Forschungszentrum Jülich (FZJ) und beim Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt in Stuttgart (DLR) entwickelt. Ziel beider SOFC-Herstellungsvarianten (sintertechnische Verfahren (FZJ), Vakuumplasmaspritzen (DLR)) ist es, kostengünstigere Dünnschichtzellen zu entwickeln, die bei einer Temperatur unter 800°C betreibbar sind.

In **Japan** wird an planaren und tubularen SOFC-Konzepten gearbeitet, u.a. bei Mitsubishi Heavy Industries und TOTO. Relativ neu sind die Aktivitäten von Rolls-Royce mit einem innovativen planaren Stackkonzept, das als Integrated Planar SOFC bezeichnet wird (DLR 1999). Dabei werden planare als auch tubulare Elemente verwendet, um Vorteile des planaren Konzepts (kostengünstige Herstellung) mit denen des tubularen Konzepts (geringere Dichtprobleme) zu verbinden. In diese Richtung ist auch der Ansatz der **Schweizer** Fa. Sulzer einzuordnen. Unter der Bezeichnung HEXIS werden Anlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung kleiner Leistung (etwa 1-2 kW) für die Hausenergieversorgung entwickelt. Derzeit befinden sich sechs Pilotanlagen in Betrieb (Sulzer 2000).

3.1.2 Brennstoffzellen-Referenzanlagen

Aufgrund ihrer skizzierten Leistungscharakteristik bieten sich für einen großstationären Einsatz vor allem die beiden Hochtemperatur-Brennstoffzellen (MCFC, SOFC) und die PAFC an. Für diese finden sich typische technische und ökonomische Kenndaten im Anhang 1.8, 1.9 und 1.10. Als Datenbasis wurden verfügbare Daten von Brennstoffzellen-Demonstrationsanlagen ge-

nutzt. Insbesondere für Hochtemperatur-Brennstoffzellen sind derzeit noch keine Langzeitstudien verfügbar. Die Datenlage ist für PAFC-Anlagen etwas besser. Insgesamt ist die Datenbasis der Brennstoffzellen-Anlagen deutlich weniger belastbar als die konventioneller Referenzanlagen. Für die drei Referenzanlagen, die als Vergleichsbasis für konventionelle Systeme dienen, stellt sich dies im Einzelnen wie folgt dar:

Für den zukünftigen Status einer erdgasbetriebenen **PAFC-BHKW-Anlage** im Leistungsbereich 100-500 kW wird auf Herstellerangaben heutiger ONSI-Anlagen zurückgegriffen. Wesentliche Änderungen im Vergleich zum heutigen Status ergeben sich im Jahr 2010 voraussichtlich in einer verlängerten Lebensdauer der Zellstacks (ca. 70.000 h) und geringeren Investitionen.

Für den Betrieb einer erdgasbetriebenen **MCFC-Anlage** wurde im Fall industrieller KWK von einem Solo-Betrieb und einem Hybridkonzept (Kopplung mit einer Dampfturbine) in einem Leistungsbereich von 300 kW (el) bis etwa 10 MW (el) ausgegangen. Für den unteren Leistungsbereich wird ein druckloser Betrieb angenommen, da der Anlagenaufwand durch einen Druckbetrieb deutlich zunimmt. Zum Gesamtwirkungsgrad (Strom und Wärme) von MCFC-Anlagen liegen bislang keine Messergebnisse vor, so dass hier Annahmen (z.B. liegt zwischen 80 und 90 %) getroffen wurden. Kostenseitig (Investitionen, Stackaustausch etc.) wurden Herstellerangaben zu Zielkosten verwendet. Bei den Betriebskosten einer MCFC-Anlage wird davon ausgegangen, dass diese aufgrund weniger mechanischer Verschleißteile deutlich unter denen von Gasturbinen- und Motor-BHKW-Anlagen liegen wird, selbst wenn durch einen Stackaustausch alle fünf Jahre verursachte Zusatzkosten berücksichtigt werden. Für die öffentliche Stromversorgung werden zwei Hybridvarianten (Kopplung mit Gas- oder Dampfturbine) auf Erdgas- und Braunkohlebasis ausgewählt.

Bei **SOFC-Anlagen** wird ein Leistungsbereich von 0,1-350 MW (el) unter Einsatz von Erdgas und Braunkohle betrachtet. Hierfür standen Erfahrungswerte von Pilotanlagen (100 kW) zur Verfügung. Die vier ausgewählten Referenzanlagen unterscheiden sich weiterhin durch einen Solo- und Hybridbetrieb. Die Datenlage für größere Anlagen (z.B. im Kraftwerkseinsatz) ist vergleichsweise dünn, da momentan eher kleinere Anlagen mit wenigen Megawatt Leistung im Vordergrund der Entwicklungen stehen.

Fazit

Für Anwendungen in der industriellen Kraft-Wärme-Kopplung und in der zentralen öffentlichen Stromversorgung bietet sich - u.a. aufgrund des erforderlichen

hohen Temperaturniveaus und der potenziell erreichbaren Wirkungsgrade - der Einsatz von Hochtemperatur-Brennstoffzellen (MCFC, SOFC) an. Beide befinden sich noch im Entwicklungsstadium, jedoch wird an ihrer Weiterentwicklung intensiv gearbeitet. PAFC-Anlagen haben zwar einen höheren Entwicklungsstand erreicht, ihr erreichtes Wirkungsgradpotenzial gilt jedoch als nicht mehr signifikant ausbaubar.

3.2 Brennstoffe und ihre Aufbereitung

3.2.1 Brennstoffauswahl und vergleichende Bilanzierung der Energieketten

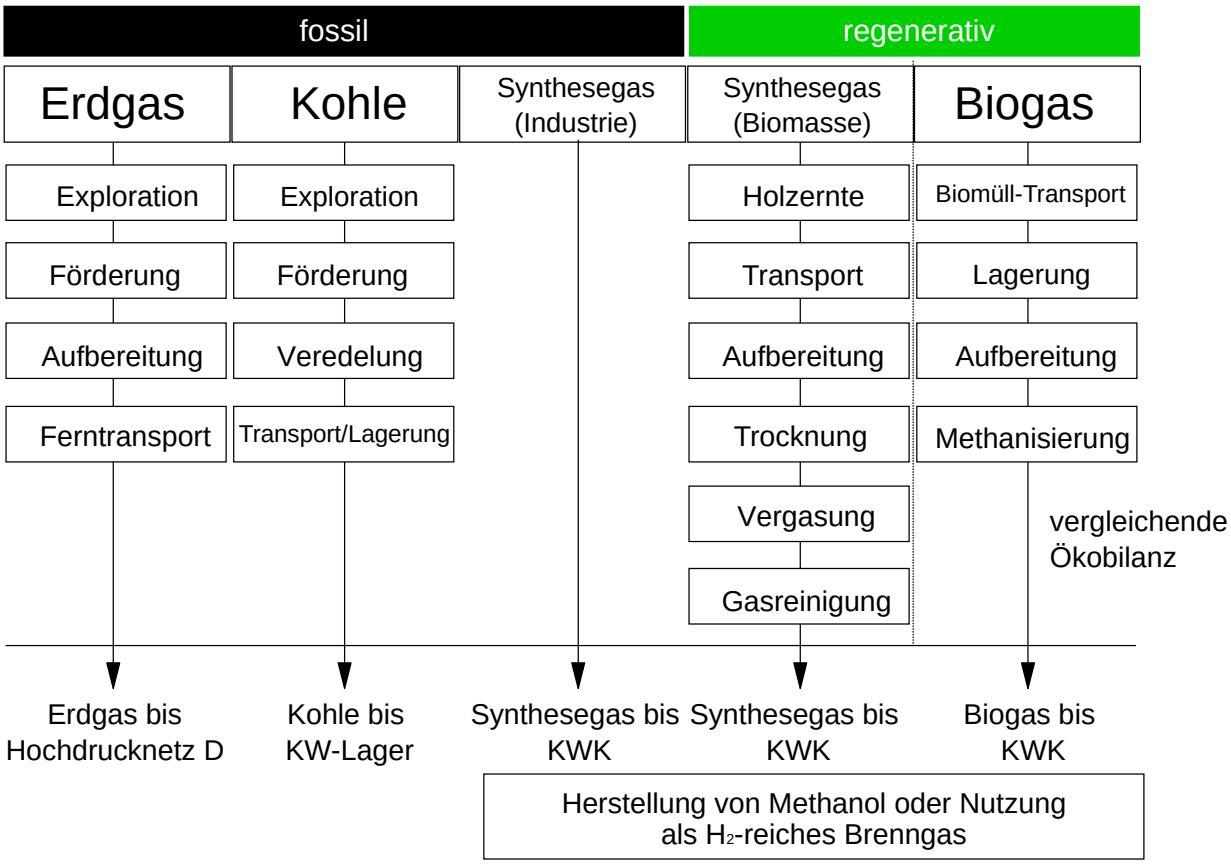
In der industriellen Eigen- sowie der zentralen öffentlichen Versorgung mit Strom dominieren Brennstoffe wie Erdgas, Kohle und Heizöl. Diese sind - nach entsprechender Aufbereitung - in Hochtemperatur-Brennstoffzellen einsetzbar. Zudem fällt in der Industrie wasserstoffhaltiges Synthesegas an, was prinzipiell in standortnahen Brennstoffzellen genutzt werden kann. Neben **fossilen** sind auch **regenerativ bereitgestellte Energieträger** - z.B. aus Biomasse erzeugtes Synthesegas sowie Biogas - interessant. Diese können in konventionellen als auch in Brennstoffzellen-Anlagen eingesetzt werden.

Für eine detailliertere **Analyse des Energieaufwandes sowie der bei der Brennstoffbereitstellung entstehenden Emissionen** wurden fünf repräsentative Energieketten ausgewählt (Abb. 42). Dies sind Erdgas, Braunkohle, Synthesegase aus Biomasse, Synthesegas aus der Industrie (Reststoffe) und Biogas. Für konventionelle Kraftwerke stehen Erdgas und Kohle im Mittelpunkt der Betrachtungen.

Die Systemgrenze zur Nutzerseite hin ist, sofern nicht anders angegeben, der Reformereingang. Dieser gehört, soweit für die jeweilige Brennstoffzelle überhaupt notwendig, zum Brennstoffzellen-System. Die untersuchten **Umwelteinwirkungen und Wirkungskategorien** in der Ökobilanz sind der Verbrauch erschöpflicher Energieressourcen (Ressourcenverbrauch), der Treibhauseffekt, die Versauerung, der Ozonabbau, die Eutrophierung, die Human- und Ökotoxizität sowie der Sommersmog.

Im Folgenden wird auf Eignung der untersuchten Brennstoffe für die großstationäre Energieversorgung eingegangen.

Abb. 42: Analysierte Energieketten für industrielle und öffentliche Stromversorgung bis zur "Schnittstelle Nutzer"



KW = Kraftwerk, KWK = Kraft-Wärme-Kopplung

Quelle: nach DLR 1999, S. 131

Erdgas

Erdgas ist auch im Bereich der großstationären Energieversorgung aufgrund der bereits ausgebauten Infrastruktur und der - soweit notwendig - technisch relativ einfach umsetzbaren Reformierung zu Wasserstoff **ein favorisierter Brennstoff**. Darüber hinaus fallen die aktuellen Prognosen zu Reserven und Ressourcen an Erdgas weltweit betrachtet im Vergleich zu Erdöl günstiger aus (BGR 1999). Großabnehmer können zudem Erdgas zu Sonderkonditionen beziehen.

Methanol

Methanol ist **für den industriellen und großstationären Bereich** eher **von untergeordneter Bedeutung**, so dass es nur im Einzelfall bei besonderen infrastrukturellen Gegebenheiten an Bedeutung gewinnt.

Braunkohle

Beim Einsatz von Kohle zur Verstromung in Brennstoffzellen handelt es sich in erster Linie um die Bereitstellung von wasserstoffhaltigem Brenngas. Dies ist etwa durch das Verfahren der **Kohlevergasung** umsetzbar, welches sich auch für konventionelle Kraftwerke noch weitgehend in der Entwicklung befindet. Aufgrund der hohen Verfügbarkeit von Kohle in der Bundesrepublik wurde auch die Kopplung von Brennstoffzellen mit Kohlevergasung untersucht (Moll et al. 1995 u. 1996). Technisch gesehen ist die Bereitstellung eines wasserstoffhaltigen Synthesegases aus Kohle jedoch aufwendiger als bei Erdgas. Aufgrund der Datenverfügbarkeit wird in der vorgelagerten Brennstoffkette von Braunkohle ausgegangen. Bei Braunkohle entfällt üblicherweise der Transport, da sie vor Ort verstromt wird.

Synthesegase

In der Industrie fallen Synthesegase, welche Wasserstoff in unterschiedlicher Konzentration enthalten, in Mengen an, die auch für eine großstationäre Brennstoffzellen-Aufbereitung in Frage kommen. Großtechnisch wird Wasserstoff aus Erdgas und anderen Kohlenwasserstoffen durch Reformierung gewonnen. Die Synthesegase enthalten zumeist auch Kohlenmonoxid, was jedoch in Hochtemperatur-Brennstoffzellen genutzt werden kann, wodurch der Aufwand zur Feinreinigung der Synthesegase begrenzt bleibt. Dies trifft jedoch nicht für die PAFC zu; hier ist der Reinigungsaufwand deutlich höher. Aufgrund einer noch nicht vorhandenen Infrastruktur bietet sich die Nutzung von wasserstoffhaltigen Synthesegasen derzeit nur **für zentral aufgestellte, größere Brennstoffzellen-Anlagen** an.

Biomasse/Biogas

Für die Brennstoffzellen-Verstromung sind neben Synthesegasen auf fossiler auch solche auf regenerativer Basis einsetzbar. Allerdings variieren Reinheit und Zusammensetzung der Biogase je nach Herkunft erheblich. In Abhängig-

keit von der Anlage muss im Einzelfall der vertretbare apparative Aufwand gegenüber dem Nutzen (infrastrukturelle Aspekte etc.) abgewogen werden.

3.2.2 Brennstoffaufbereitung

Beim Einsatz von Erdgas, Methanol oder Kohle werden diese extern in wasserstoffhaltige Gase umgewandelt. Für Erdgas und Methanol sind dafür auch Reformer **vor Ort** einsetzbar (externe Reformierungsverfahren, Kap. II.3). Wasserstoffhaltige (Synthese-)Gase aus Holz, durch Umsetzung von Biomasse, By-Produkt-Gase aus Industrieprozessen oder aus der Kohleverstromung sind vor Eintritt in die Brennstoffzelle in Abhängigkeit von ihrer Zusammensetzung noch einer Reinigungsstufe zu unterziehen.

Hochtemperatur-Brennstoffzellen (MCFC, SOFC) sind jedoch relativ robust gegenüber Verunreinigungen in den Brenngasen. Zudem wird bei der **MCFC** Kohlendioxid (CO_2) in die Zellreaktion integriert. Somit ist die MCFC für die direkte Verstromung kohlenstoffhaltiger Brenngase (z.B. Erd-, Kohle-, Biogas) besonders geeignet, die unter Ausnutzung der Abwärme des Brennstoffzellen-Stacks zu Wasserstoff und CO_2 reformiert werden (sog. **interne Reformierung**). Allerdings ist der verfahrenstechnische Aufbau der MCFC durch den integrierten CO_2-Kreislauf etwas komplizierter. Bei der **SOFC** können aufgrund der hohen Betriebstemperaturen auch CO-haltige Gasgemische aus der internen Reformierung unmittelbar umgesetzt werden. Somit sind auch in der SOFC prinzipiell verschiedene Brenngase einsetzbar. Ein **Reformer** kann bei beiden extern angeordnet oder in die Brennstoffzelle integriert werden.

Fazit

Für die stationäre Energieversorgung in größeren Anlagen mit Hochtemperatur-Brennstoffzellen bieten sich in erster Linie Erdgas und wasserstoffhaltige Brenngase (Koppelprodukte aus der Industrie, Vergasung von Biomasse etc.) an. Darüber hinaus ist mit Hilfe der Kohlevergasung der Einsatz von Kohle möglich. Methanol wird in den hier üblichen Anlagengrößen wohl eine untergeordnete Rolle spielen. **Hochtemperatur-Brennstoffzellen** sind gegenüber Veränderungen der Brenngaszusammensetzung wesentlich robuster als Mittel- und Niedertemperatur-Brennstoffzellen und lassen eine externe oder interne Reformierung zu. Für Synthesegase, die als Kuppelprodukt in der Industrie anfallen, bietet sich eine Nutzung vor Ort an; infrastrukturelle Aspekte sind hier ohne Relevanz.

3.3 Konventionelle Energieumwandlungstechniken

Konventionelle Systeme zeichnen sich durch einen vergleichsweise hohen technischen Reifegrad aus und weisen z.T. noch beachtliche Entwicklungspotenziale auf. Im Folgenden wird die Bandbreite konventioneller Anlagen vorgestellt, aus der für einen Vergleich mit Brennstoffzellen Referenzanlagen ausgewählt werden.

3.3.1 Kraftwerke

Durch Verbesserungen von Materialien und einzelnen Komponenten sowie Prozessoptimierungen wurden in den letzten Jahren die Wirkungsgrade konventioneller Kraftwerke deutlich gesteigert, was mit einer deutlichen Kostenreduktion einher gegangen ist.

Kohlekraftwerke

Steinkohledampfkraftwerke erreichen derzeit Wirkungsgrade von ca. 45 %, wobei 50 % bis im Jahr 2010 erreichbar erscheinen. Braunkohledampfkraftwerke weisen etwas geringere Wirkungsgrade auf. Erwartet werden ca. 42 % bis zu 46 % im Jahr 2010 (Anhang 1.11). Langfristig werden Wirkungsgrade bis zu 55 % erwartet. Das Teillastverhalten von Steinkohle-Kraftwerken ist gut, das von Braunkohle-Kraftwerken mittelmäßig (Einsatz eher im Grundlastbereich). Die Lebensdauer von Kraftwerken liegt bei 35 Jahren. Die spezifischen Investitionen liegen zwischen 2.600 und 3.200 DM/kW (el) (DLR 1999); typische Anlagengrößen reichen von mehreren hundert kW bis in den MW-Bereich. Wesentliche Entwicklungslinien bei der Verstromung von Steinkohle sind die **Druckaufladung** in Staub- und Wirbelschichtfeuerungen und die **Steinkohlevergasung** (IGCC). Bei der Weiterentwicklung von Braunkohledampfkraftwerken werden zwei Entwicklungen verfolgt. Dies ist zum einen die **Kombikraftwerkstechnik** mit Gas- und Dampfturbinen-Kopplung und integrierter Kohlevergasung (KoBra) (Wirkungsgradpotenzial 50 %) und bei Staubfeuerungen eine **vorgeschaltete Braunkohletrocknung** (BoA-Plus Konzept).

Erdgasbefeuerte Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke (GuD)

Bei sog. GuD-Anlagen wird die Energie der heißen Gasturbinen-Abgase in einer nachgeschalteten Dampfturbine genutzt, was zu einer Erhöhung der elektrischen

Leistung führt. Durch die Kopplung von erdgasbefeuerten Gas- und Dampfturbinen werden hohe Wirkungsgrade (bis zu 55 %) und geringe Emissionen erreicht. Hervorzuheben sind die vergleichsweise niedrigen Investitionen, die etwa bei der Hälfte derer von Kohlekraftwerken liegen (DLR 1999), und die niedrigeren Betriebskosten. GuD-Kraftwerke weisen eine relativ kurze Planungs- und Bauzeit auf. Neben reinen Erdgas-GuD-Anlagen werden auch kombinierte Kohle- und Gaskraftwerke eingesetzt.

Der Wirkungsgrad von GuD-Kraftwerken kann vor allem durch Verbesserungen bei der Gasturbine (höhere Turbineneintrittstemperatur, verbesserte Schaufelkühlung; neue Werkstoffe etc.) erhöht werden. Mittelfristig erscheinen 60 %, längerfristig 65 % (Bohn 1999; Pruschek et al. 1996) möglich. Bis im Jahr 2010 wird bei Erdgas-GuD-Anlagen von einer Wirkungsgradsteigerung auf 60 % ausgegangen (Anhang 1.14).

3.3.2 Heizkraftwerke

Heizkraftwerke werden sowohl zur Stromerzeugung als auch zur Bereitstellung von Prozess- und Fernwärme bzw. Heißwasser installiert. Sie sind kleiner ausgelegt als Kraftwerke zur Stromerzeugung. Für den KWK-Betrieb haben sich die im Folgenden dargestellten Technologien etabliert.

Dampfturbinen-Heizkraftwerke

Der Dampfturbinenprozess - bestehend aus einem Dampfkessel und einer Dampfturbine - stellt die dominierende KWK-Technik im Leistungsbereich von 2-100 MW dar. Sie nutzen Temperatur und Druck des im vorgeschalteten Dampfkessel erzeugten Dampfes. Als Brennstoffe sind Heizöl, Gas und Kohle relevant. Bei Kohleverwendung kommen Rost-, Wirbel- und Staubfeuerungen zum Einsatz. Auch industrielle Reststoffe (holzverarbeitende Industrie) sind verwendbar. Der elektrische und thermische Wirkungsgrad bei Dampfturbinen-Heizkraftwerken wird signifikant vom Temperaturniveau der Wärmeauskopplung bestimmt. Bei Wärmeauskopplung sinkt die produzierte Strommenge und damit entsprechend der elektrische Wirkungsgrad. Bei Bereitstellung von Fernwärme bzw. Warmwasser liegt der Gesamtnutzungsgrad bei etwa 85-88 % (DLR 1999). Durch materialtechnische Verbesserungen wird für 2010 im Leistungsbereich 150 MW eine 10 %ige Wirkungsgradsteigerung bei gleichbleibenden Investitionen angenommen (Anhang 1.12).

Gasturbinen-Heizkraftwerke

Gasturbinen zeichnen sich u.a. durch niedrige Investitionen, hohe Zuverlässigkeit, vergleichsweise schnelle Startbereitschaft (5-15 min), vibrationsarmen Betrieb, geringen Wartungsaufwand, hohe Abwärmetemperatur und kurze Planungs- und Bauzeiten aus. Deshalb hat der Anteil industriell und kommunal genutzter stationärer Gasturbinen in den letzten Jahren deutlich zugenommen. Als Brennstoffe kommen leichtes Heizöl, Erd- und Biogase zum Einsatz, wobei Gasturbinen für einen optimalen Betrieb höhere Anforderungen an die Reinheit der Brenngase stellen als Dampfturbinen. Dennoch ist bei Gasturbinen prinzipiell ein Dual-Fuel-Betrieb möglich. Typische Anlagenleistungen für Gasturbinen liegen zwischen 500 kW und 250 MW. Aufgrund der bestehenden Konkurrenz zu Motor-BHKW werden Gasturbinen-HKW überwiegend ab einer Leistung von 3 MW eingesetzt. Typische elektrische Nettowirkungsgrade liegen etwa bei 30 % (Anlagengröße 3,5-6 MW) bzw. bei 35 % (Anlagen größer 10 MW (el)) (Ikarus 1994). Im Teillastbetrieb weisen Gasturbinen einen deutlichen Abfall des Wirkungsgrades auf (Abfall der Turbineneintrittstemperatur). Mit Gasturbinen kann Prozesswärme bis ca. 500°C flexibel bereitgestellt werden. Durch den Betrieb einer Zusatzfeuerung im Abhitzekessel ist die thermische Leistung weiter ausbaubar. Durch Dampfeinspritzung in die Gasturbine (sog. Cheng-Prozess) ist die elektrische Leistung weiter erhöhbar. Als Referenz verwendete Daten sind in Anhang 1.13 zusammengestellt.

Gas- und Dampfturbinen-(GuD)-Heizkraftwerke

GuD-Heizkraftwerke werden ebenfalls zur industriellen Prozesswärmeversorgung und zur öffentlichen Fernwärmeversorgung eingesetzt. Anlagengrößen liegen im Bereich von einigen hundert MW. Das Teillastverhalten entspricht dem von Gasturbinen-HKW. Verbesserungen bei Gasturbinen werden sich zukünftig positiv auf den Wirkungsgrad von GuD-Anlagen auswirken (Anhang 1.14).

Motor-HKW

Motor-HKW - bei kleineren Anlagen auch als BHKW bezeichnet - sind mit Otto- oder Dieselmotoren ausgestattet. Im Leistungsbereich bis etwa 10 MW (el) weisen Motor-HKW unter allen KWK-Technologien den höchsten Wirkungsgrad auf (DLR 1999). Größere Motoren erreichen Wirkungsgrade, die solchen von einzelnen Blöcken von Kondensationskraftwerken entsprechen (Anhang 1.15).

Insbesondere Dieselmotoren weisen höhere elektrische Wirkungsgrade bei niedrigen spezifischen Investitionen, jedoch höheren Emissionen (insbesondere primäres NO_X) auf. Eingesetzt werden Motor-HKW in der industriellen Eigenversorgung und zur Einspeisung in Nah- und Fernwärmenetzen. Die Temperatur der auskoppelbaren Wärme liegt bei 450-500°C (Abgasstrom), die Kühlwassertemperatur bei 90°C (Nutzung zur Warmwassererzeugung). Die Lebensdauer heutiger Motoren beträgt zwischen 40.000 und 50.000 Betriebsstunden. Neben Erdgas können auch verschiedene Schwachgase (Deponie-, Klär-, Gruben-, Holzgas) eingesetzt werden. Ein Dual-Fuel-Betrieb ist möglich. Zur Verminderung von Schadstoffemissionen insbesondere NO_X wird z.B. mit Luftüberschuss gefahren (Magermotorkonzept). Weiterhin kommt hierfür in Kombination mit dem 3-Wege-Katalysator ein stöchiometrischer Motorbetrieb zum Einsatz (sog. Lamda=1-Regelung, technisch deutlich aufwendiger).

Fazit

Zur Bereitstellung von Strom und Wärme werden in der öffentlichen Stromversorgung GuD-Anlagen und Kondensationskraftwerke und in der industriellen KWK-Anwendung Motor-BHKWs, Gasturbinen-, GuD- und Dampfturbinen-Anlagen genutzt. Als Referenzanlagen werden Braunkohlekraftwerke, erdgasbefeuerte Gas- und Dampfturbinenkraftwerke, Gasturbinen und Erdgaskessel ausgewählt. Konventionelle Anlagen besitzen ein nicht unerhebliches Wirkungsgradpotenzial.

3.4 Erfüllung von Nutzeranforderungen

Die Anforderungen an die Nutzung installierter Energieumwandlungsanlagen sind vielfältig. Die "Messlatte" für Brennstoffzellen-Systeme sind konventionelle Systeme. Im Folgenden wird die Erfüllung ausgewählter Nutzeranforderungen miteinander verglichen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass zu Brennstoffzellen-Systemen mangels Betriebserfahrungen - insbesondere mit größeren Anlagen - noch keine gesicherten Erkenntnisse vorliegen. Diese Angaben sind deshalb in tabellarischen Zusammenstellungen mit "potenziell" gekennzeichnet.

Industriell eingesetzte KWK-Systeme

Die **Wirtschaftlichkeit** einer Anlage ist wesentlich durch deren Anschaffungspreis und die resultierenden Stromgestehungskosten bestimmt. Beide sollten möglichst gering ausfallen, um auf dem liberalisierten Elektrizitätsmarkt unter Wettbewerbsbedingungen bestehen zu können. Zur Minimierung des Investitionsrisikos stehen kurze Amortisationszeiten des eingesetzten Kapitals im Vordergrund.

Ökologische Kriterien orientieren sich primär an der Höhe der Emissionen, die je nach Umweltrelevanz verschiedene Sekundäreffekte hervorrufen können (Ökobilanz). Herstellerseitig sind darüber hinaus auch die Kosten interessant, die zur Einhaltung von evtl. Emissionsbeschränkungen notwendig wären. Letzteres ist für konventionelle Anlagen der Fall. Daneben spielt auch die Recyclierbarkeit einzelner, nach Ablauf der Lebensdauer noch verwertbarer Komponenten eine Rolle.

Technische Parameter decken die gesamte Palette von Anforderungen ab, die eine optimale Einbindung des Systems in den bestehenden Industrieprozess bzw. die öffentliche Stromversorgung ermöglichen. Hierzu gehören u.a. die Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit (störungsfreier Betrieb, Notwendigkeit der Bereitstellung von Reservemodulen zur Notversorgung etc.), das Anfahr- und Teillastverhalten (Eignung für Grund-, Mittel- oder Spitzenlast) und die Brennstoffausnutzung (Wirkungsgrad, Lagerkapazitäten, Dual-Fuel-Betrieb etc.). Im Industriebereich wird ein relativ hohes Temperaturniveau der Abwärme benötigt. Eine hohe Stromkennzahl[26] (Verhältnis von bereitgestellter Strom-/Wärmeleistung) ist für stromintensive Branchen besonders relevant. Die einschlägigen Nutzeranforderungen für industriell genutzte KWK-Anlagen sind in Tabelle 29 zusammengestellt.

Zu beachten ist bei Heizkraftwerken, dass KWK-Anlagen **wärme- sowie stromgeführt** gefahren werden können. In der Praxis haben sich auch kombinierte Fahrweisen - etwa Stromführung in Spitzenlastzeiten und Wärmeführung in der restlichen Zeit - bewährt. Industrie-HKW werden i.d.R. auf die **Wärmegrundlast** ausgelegt, um eine hohe Anlagenausnutzung zu erzielen.

26 Zum Beispiel weisen Dampfturbinen eine relativ niedrige und Motoren sowie GuD-Anlagen eine hohe Stromkennzahl auf.

Tab. 29: Vergleich von konventioneller mit Brennstoffzellen-Technik anhand ausgewählter Nutzeranforderungen für industriell eingesetzte KWK-Systeme

Nutzeranforderungen	*konventionelle Technik: Motor, Gasturbine, GuD, Dampfturbine*	*Brennstoffzellen: MCFC, SOFC*
Wirtschaftlichkeit		
- Stromgestehungskosten versus Strompreise bei Bezug aus öffentlichem Netz	sinkende Strompreise müssen ausgeglichen werden	sollen mit konventionellen Anlagen vergleichbar sein
- Anfangsinvestition	gering, vor allem mit Erdgas günstig	hoch
ökologische Kriterien		
- Erfüllung von **Emissionsvorgaben** (TA-Luft, GFAVO)	werden erfüllt, noch Verbesserungen möglich	"Null-Emissionen", es existieren keine Emissionsvorschriften
technische Parameter		
- Verfügbarkeit, automatischer Betrieb	gut	potenziell sehr gut (keine bewegten Teile)
- Temperatur der Wärmelast decken (zwischen 90°C und 400°C)	mit GT gesamtes Spektrum; Motor m. Einschränkungen	ganzes Spektrum wird abgedeckt
- Betrieb mit Unterbrechung (z.B. an Wochenenden)	sehr gut möglich	mit heißem "Stand-By" möglich
- Wirkungsgrad bei Teillast	gut bis weniger gut	potenziell sehr gut
- Dual-Fuel-Betrieb möglich (Heizöl und Erdgas)	mit spezieller Anlagenausstattung möglich	nicht erfüllt
- kompakte Baugröße (kleine Grundfläche pro Leistung)	erfüllt	möglicherweise schlechter als konventionelle Anlagen
- Nutzung von festen Biomasse-Reststoffen	derzeit mit Dampfkraftprozess	derzeit nicht möglich *
- Nutzung von Biogasen (Klärgas, Deponiegas usw.)	mit Motor, potenziell auch mit Gasturbine möglich	potenziell realisierbar
- Stromkennzahl entsprechend betrieblicher Anforderung	Gasturbine, GuD: 0,4-1,3; Motor: 0,4-1,1	> 2,0

GFAVO = Großfeuerungsanlagenverordnung; TA-Luft = Technische Anleitung Luft; GT = Gasturbine, GuD = Gas- und Dampfturbinenkraftwerk

* Entwicklung von effizienten Vergasern mit Gasreinigung erforderlich

Quelle: nach DLR 1999, S. 125

Aus ökonomischen Erwägungen heraus (Vergütung nach Verbändevereinbarung ist relativ gering) wird bei der **Dimensionierung** einer KWK-Anlage zumeist eine Stromrückspeisung in das vorgelagerte Netz vermieden. Bei Ausfall einer KWK-Anlage (Wartung, Störung etc.) kann die gesamte Wärmeleistung mittels Spitzenkesselanlage bereitgestellt werden; der Strombedarf wird zumeist durch zusätzliche Bezugsverträge sichergestellt.

Die **Auslegung** einer KWK-Anlage kann sowohl ein-, zwei- oder mehrmodulig erfolgen. Je mehr Module installiert sind, desto höher ist die Ausfallsicherheit einerseits und sind die zu tätigenden Investitionen andererseits. Bisher wurde die Mehrzahl der realisierten KWK-Anlagen von der jeweiligen Firma selbst finanziert und betrieben, was aufgrund des hohen wirtschaftlichen Risikos zunehmend unattraktiver wird. Im Zuge der "Konzentration auf das Kerngeschäft" greifen in diesem Zusammenhang **neue Betreiber- und Finanzierungsmodelle** (Contracting etc.).

Öffentliche Stromversorgung

In der **öffentlichen Stromversorgung** sind neben o.g. Parametern noch die Auswirkungen auf die Reservehaltung zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit zu berücksichtigen. Hier ist das Lastwechselverhalten[27] für die Bereitstellung der Minutenreserve wesentlich. Relevante Nutzeranforderungen für die öffentliche Stromversorgung sind in Tabelle 30 zusammengestellt.
Für den industriellen KWK-Einsatz von Brennstoffzellen bietet sich noch die **Integration von Brennstoffzellen in den eigentlichen Produktionsprozess**[28], etwa zur Synthesegas-Einstellung oder zur Nutzung von überschüssigem Synthesegas, an (Dijekema et al. 1996).

27 Zum Beispiel werden bei Kohlekraftwerken Laständerungsgeschwindigkeiten von 4 bis 8% der Nennleistung pro Minute gefordert. Gasturbinen haben mit 20% der Nennleistung pro Minute deutlich kürzere Reaktionszeiten (DLR 1999, S. 37).

28 Eine Möglichkeit der Prozessintegration von Brennstoffzelle besteht darin, dass sie neben Strom und Wärme auch zu eigentlichen Verfahrensfunktionen wie beispielsweise der Abreicherung von Wasserstoff zur Einstellung eines benötigten Synthesegas-Verhältnisses beitragen, was die Kapazität der Anlage erhöht. Daneben könnte in einem sog. "Trigeneration"-Prozess neben Strom und Wärme auch Chemikalien erzeugt werden, beispielsweise in Ammoniak-Anlagen wo verfügbares Synthesegas wahlweise zur Ammoniak-Synthese oder zur Brennstoffzelle geführt wird (Dijkema et al. 1996).

Tab. 30: Vergleich von konventioneller mit Brennstoffzellen-Technik anhand ausgewählter Nutzeranforderungen für Kraftwerke der öffentlichen Stromversorgung

Nutzeranforderungen	*konventionelle Technik: GuD, Dampfkraftwerk*	*Brennstoffzellen: MCFC, SOFC*
Wirtschaftlichkeit		
- Stromgestehungskosten kosten versus Strompreise bei Bezug aus öff. Netz - geringe Anfangsinvestition	GuD-Anlagen erfüllen wirtschaftl. Anf. zurzeit am besten	sollten vergleichbar mit GuD-Anlage sein
Ökologische Kriterien - Erfüllung von **Emissionsvorgaben** (GFAVO)	werden erfüllt, noch Verbesserungen möglich	deutlich weniger Emissionen als konventionelle Kraftwerke, es existieren keine Emissionsvorschriften
Technische Parameter		
- Verfügbarkeit, automatischer Betrieb	gut	potenziell sehr gut (weniger bewegte Teile)
- Anfahrverhalten:		
- Grundlast: 8-10 h	erfüllt	etwa 10-20 h
- Mittellast: 2-5 h	erfüllt	nicht erfüllt *
- Lastwechselgeschwindigkeit für Minutenreserve	Dampf-KW: 4-8 %/min. Gas-KW: 8-12 %/min.	potenziell sehr hoch
- Regelreserve Sekundenbereich	durch androsseln von Dampfkraftwerken	potenziell durch schnelle Lastanpassung möglich
- Wirkungsgrad bei Teillastverhalten, nur bei Mittellast relevant	Gasturbine: weniger gut Dampf-KW: gut	potenziell sehr gut
- Brennstoffspektrum:		
- Erdgas	in allen Anlagen einsetzbar	BZ gekoppelt mit GuD
- Kohle	Dampf-KW, Kohlevergasung mit GuD	zukünftig über Kohlevergasung mit GuD
- Wärmeauskopplung für KWK-Betrieb (im Stromvorrang)	realisierbar	realisierbar

KW = Kraftwerke, BZ = Brennstoffzelle, GFAVO = Großfeuerungsanlagenverordnung
* nur bei heißem "Stand-By"

Quelle: nach DLR 1999, S. 126

Vorteilhafte Einsatzbedingungen für Brennstoffzellen im industriellen Sektor ergeben sich z.B. bei Vorhandensein wasserstoffhaltiger Restgase oder reinem Sauerstoff, bei hohem Gleichstrombedarf (u.a. Metallverarbeitung) oder bei Anlagennutzung in Ballungsräumen (Brennstoffzelle selber ist bei Wasserstoffbetrieb emissionsärmer als konventionelle Technik). Letzteres ist auch ein Argument bei Kraftwerken der öffentlichen Stromversorgung, wobei hier insbesondere die Kopplung von Brennstoffzellen mit Gasturbinen sich wirkungsgradsteigernd und emissionsmindernd auswirkt.

Fazit

Bei der Strom- und Wärmebereitstellung steht derzeit keine Technik zur Verfügung, die den vielfältigen Nutzeranforderungen in allen Punkten voll gerecht wird. Auch bei konventionellen Anlagen muss zumeist ein Kompromiss zwischen unterschiedlichen Anforderungen (Brennstoffangebot, Betriebsweise, Auslegung, Auslastung etc.) gefunden werden.

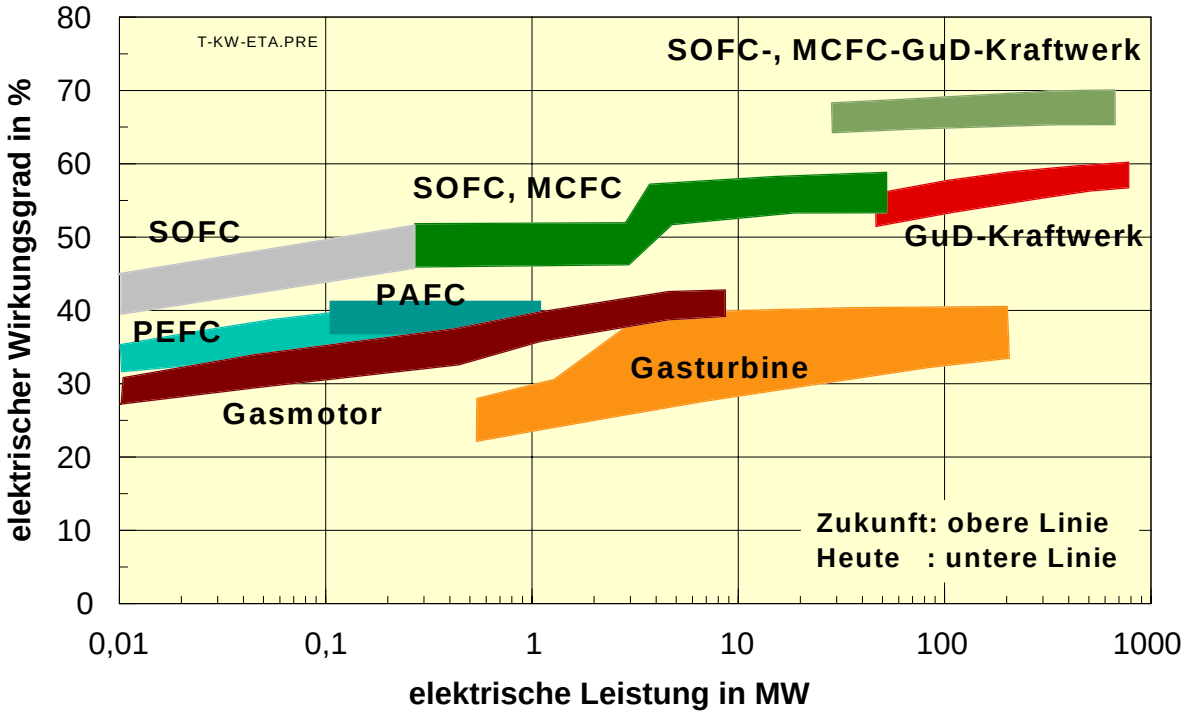
3.5 Technische Aspekte

Im Folgenden werden ausgewählte technische Aspekte von Brennstoffzellen- und konventionellen Systemen zusammengestellt. Die Unterschiede sind wesentlich durch die verschiedenen Basisprozesse bedingt. Brennstoffzellenseitig wird v.a. auf Hochtemperatur-Brennstoffzellen Bezug genommen. Bei der Interpretation der Ergebnisse ist die Repräsentativität der jeweils zu Grunde liegenden Datenlage zu beachten.

Wirkungsgrad und Degradation

Der Trend steigender Wirkungsgrade in der ungekoppelten Stromerzeugung in Kraftwerken erfordert Steigerungen auch in der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung in KWK-Anlagen, um deren Effizienzvorteile nicht zu schmälern. Brennstoffzellen weisen in diesem Zusammenhang ein hohes Wirkungsgradpotenzial auf (Abb. 43).

Abb. 43: Heutige und zukünftige elektrische Wirkungsgrade von Kraftwerken auf Erdgasbasis



Quelle: nach DLR 1999, S. 121

Bei ausentwickelten MCFC- und SOFC-Anlagen im **kleinen und mittleren Leistungsbereich** (200 kW bis 1 MW) wird zukünftig von einem elektrischen Wirkungsgrad zwischen 50 % und 54 % ausgegangen. Diese Werte liegen deutlich über denen weiterentwickelter Motoren (35-42 %) oder verbesserter Gasturbinen (30-40 %) (DLR 1999). Bei Hochtemperatur-Brennstoffzellen ist eine weitere Steigerung des Wirkungsgrades durch Nachschaltung von Gas- oder Dampfturbinen möglich. Damit sind im **höheren Leistungsbereich** (größer 50 MW) Wirkungsgrade bis zu 70 % (el) erreichbar. Dem stehen hocheffiziente Erdgas-GuD-Kraftwerke mit einem Wirkungsgrad von 60 % (el) gegenüber. Zum Gesamtwirkungsgrad (elektrisch und thermisch) von Hochtemperatur-Brennstoffzellen im KWK-Betrieb sind bislang keine Messwerte ausgereifter Anlagen verfügbar. Erwartet werden ähnliche Werte wie bei konventionellen Anlagen (80-85 %).

Der **Wartungsaufwand** ist bei Brennstoffzellen aufgrund der geringen Anzahl mechanischer Teile (Lüfter, Pumpen) voraussichtlich deutlich geringer als bei konventionellen Anlagen. Zur **Verfügbarkeit** von Brennstoffzellen-Anlagen

über eine längere Betriebszeit gibt es derzeit noch keine Angaben. Bei konventionellen Anlagen ist die Verfügbarkeit relativ hoch. Sie liegt beispielsweise bei Dampfkraftwerken bei über 98 %.

Im Laufe der Betriebszeit kommt es zu einem Rückgang des Wirkungsgrades (Degradation) aufgrund von Alterungseffekten. Die **Degradation** ist bei Brennstoffzellen-Anlagen derzeit deutlicher ausgeprägt als bei konventionellen Anlagen. Laut Angaben von Brennstoffzellen-Herstellern wird als Entwicklungsziel für MCFC und SOFC bei einer Betriebszeit von 40.000 h von einer Wirkungsgradabnahme von max. 10 % (DLR 1999) ausgegangen.

Teillastverhalten

Brennstoffzellen weisen ein **günstiges Teillastverhalten** auf. Ihr Wirkungsgrad nimmt bei abnehmender Last zunächst noch zu bzw. bleibt nahezu konstant. Bei konventionellen Anlagen ist dies nicht der Fall. Vor allem Gasturbinen weisen eine ungünstige Teillastcharakteristik auf, so dass ihr Einsatz zumeist im Vollastbetrieb erfolgt. Bei **Kopplung von SOFC mit einer Gasturbine** kommt es demzufolge zu einer Verschlechterung des Gesamtwirkungsgrades der Anlage. Dies wäre allerdings im Grundlastbetrieb von untergeordneter Bedeutung. Ein guter Teillastwirkungsgrad könnte jedoch im zukünftigen Energiemarkt für den vermutlich zunehmenden Einsatz von dezentralen Regellastkraftwerken eine Rolle spielen (DLR 1999). Hierfür würden sich Brennstoffzellen besonders eignen.

Betriebsweise und KWK-Betrieb

Die Anfahrzeit von Hochtemperatur-Brennstoffzellen (MCFC, SOFC) aus dem kalten Zustand liegt bei etwa 10-20 h (DLR 1999). Zur Gewährleistung optimaler Fahrweise müssen **Hochtemperatur-Brennstoffzellen** ständig auf Betriebstemperatur gehalten werden, was bei Leerlauf-Phasen zusätzlich Energie erfordert. Daher ist eine **zyklische Fahrweise** eher **ungünstig**. Hochtemperatur-Brennstoffzellen eignen sich demnach eher für den Grund-, evtl. auch Mittellastbetrieb. Anders sieht dies bei konventionellen Anlagen aus. Für den Grund- und Mittellastbereich werden kohlebefeuerte Dampfkraftwerke, für Spitzenlast eher gasbetriebene Anlagen (Gasturbine, GuD etc.) eingesetzt. Zum Beispiel können Gasturbinen oder Motoren täglich mehrfach an- und abgefahren werden.

Konventionelle Systeme, wie Gasturbinen oder Motoren, weisen eine gewisse **Brennstoffflexibilität** auf. Dort ist ein Dual-Fuel-Betrieb (Zweistoffversorgung,

z.B. Heizöl/Erdgas) Stand der Technik, was eine gewisse Unabhängigkeit von zukünftigen Entwicklungen auf dem Erdgasmarkt garantiert. Dagegen sind für Hochtemperatur-Brennstoffzellen vor allem gasförmige Brennstoffe (Erdgas, Wasserstoff, Biogase) geeignet. Ein Heizöleinsatz für größere Anlagen ist momentan eher unwahrscheinlich. Ein Zweistoffbetrieb ist nicht möglich.

Aufgrund der Betriebstemperaturen sind SOFC und MCFC **für typische KWK-Anwendungen geeignet**. Diese reichen von der Bereitstellung von Raum- und Fernwärme (90-120°C) bis zur industriellen Prozesswärme (bis 400°C). Diese Bandbreite wird bei konventionellen Anlagen nur von der Gasturbine abgedeckt. Die auskoppelbare Wärme bei Motoren liegt auf einem Temperaturniveau von 90°C. Aufgrund des vergleichsweise hohen elektrischen Wirkungsgrades der Brennstoffzelle liegt die Wärmeerzeugung unter der von Gasturbinen- und Motor-Anlagen. Dies kommt dem aktuellen Trend zum abnehmendem Wärme- und zunehmendem Strombedarf in der Industrie entgegen.

Flächenverbrauch und Geräuschverhalten

Der Flächenverbrauch zukünftiger Hochtemperatur-Brennstoffzellen-Kraftwerke ist aus heutiger Sicht noch nicht zuverlässig abschätzbar. Die einzige bisher kommerziell verfügbare Technik ist die PAFC. Hier konnte durch eine Anlagenoptimierung eine Halbierung des Raumvolumens erreicht werden (vom Modell PC-25A zu PC-25C), was mit einer Verbesserung der Leistungsdichte einherging. Heutige MCFC-Systemkonzepte weisen einen höheren Platzbedarf auf als z.B. Gasturbinen oder Motoren (DLR 1999).

Brennstoffzellen arbeiten vergleichsweise leise. Bei Motoren und Gasturbinen sind, um die geforderten Schallgrenzwerte einzuhalten, schalldämmende Maßnahmen erforderlich. In Tabelle 31 werden vorgenannte Aspekte zusammenfassend dargestellt.

Tab. 31: Ausgewählte Kennwerte der Energieumwandlungsanlagen

Parameter	*konventionelle Technik: Motor, Gasturbine, GuD, Dampfkraftwerk*	*Brennstoffzellen (MCFC, SOFC)*
elektrischer Wirkungsgrad		
- KWK mit 200 kW bis 10 MW	30-43 %	52-60 %
- über 50 MW	bis 55-60 %	60-70 %
Wirkungsgrad bei Teillast	nimmt deutlich ab	nimmt zu z.B. für Regelkraftwerke
Temperaturniveau (KWK):		
- Raumwärme (90-120 °C)	alle Systeme	möglich
- Prozessdampf (bis 400 °C)	vor allem GT oder DT	möglich
Betriebsweise	Mittel-, Grund und Spitzenlast	vor allem Grundlast
Brennstoffe	- v.a. Erdgas - Zweistoffversorgung (dual fuel) bei Motoren und Gasturbine	- v.a. Erdgas; Biogas möglich - kein Dual-Fuel-Betrieb möglich
Wartungsaufwand	hoch	potenziell gering
Flächenverbrauch	sehr gering	derzeit hoch, noch keine Optimierung erfolgt

Quelle: nach DLR 1999, S. 121

Fazit

Hochtemperatur-Brennstoffzellen-Kraftwerke zur zentralen Stromerzeugung sind eher als **langfristige Perspektive** einzustufen. Der Nachweis der Praxistauglichkeit über einen längeren Zeitraum steht noch aus. Nach Ausentwicklung der Grundkomponenten kann die Integration von Hochtemperatur-Brennstoffzellen in Erdgas- oder Kohle-GUD-Kraftwerke eine interessante Perspektive darstellen, die unter technischen Gesichtspunkten (Wirkungsgradsteigerung, Teillastverhalten etc.) eine Weiterentwicklung bestehender konventioneller Kraftwerkskonzepte ermöglicht.

3.6 Ökonomische Aspekte

Der **finanzielle Aufwand** zur Herstellung und Weiterentwicklung von Hochtemperatur-Brennstoffzellen ist momentan **noch vergleichsweise hoch**. Derzeit sind erst wenige Demonstrationsanlagen realisiert, so dass kaum belastbare Informationen für eine kostenseitige Betrachtung vorliegen. Bei der PAFC ist die verfügbare Datenlage aufgrund des größeren Anlagenparkes etwas besser. Da die PAFC für großstationäre Anwendungen voraussichtlich eine untergeordnete Bedeutung haben wird, wird hier stärker der Bezug zu Hochtemperatur-Brennstoffzellen hergestellt. Dabei wurde versucht, eine Einordnung der anfallenden Kosten für den Betrieb einer Hochtemperatur-Brennstoffzelle dahingehend vorzunehmen, dass auf der **Basis vergleichbarer Stromgestehungskosten** konventioneller Systeme - bei gleicher elektrischer Leistung - anlegbare ("zulässige") Investitionen abgeschätzt wurden. Die Kosten eines Stackersatzes[29] nach jeweils fünf Betriebsjahren wurden mit berücksichtigt.

3.6.1 Einzelanlagen

Für MCFC-Anlagen im Leistungsbereich von 300 kW bis 4 MW liegen herstellerseitig angestrebte Zielkosten - in Abhängigkeit von Systemkonzept und Produktionszahlen - bei 1.200-2.400 DM/kW (el) (Gesamtsystem ohne Installation vor Ort) (DLR 1999), wobei im unteren Bereich die drucklos betriebenen und im oberen Bereich diejenigen mit Druckbetrieb liegen. Der Anteil der Stackkosten schwankt zwischen 30 % und 50 %. In der genannten Größenordnung liegen derzeit auch die Kosten von größeren SOFC-Anlagen.

Die Auslegung auf höhere Stromdichten oder Druckbetrieb wirkt sich auf die Kostenstruktur aus. Bei Auslegung auf eine höhere Stromdichte nehmen Stackkostenanteil (geringere Zellfläche notwendig) und Wirkungsgrad ab, wobei sich die Brennstoffkosten erhöhen. Ein Druckbetrieb erhöht den Wirkungsgrad, verkleinert die Abmessungen der Anlage, erfordert allerdings einen höheren Dichtungsaufwand, was diese Systeme insgesamt verteuert.

---

29 Brennstoffzellen-Stacks weisen momentan eine Lebensdauer von ca. fünf Jahren auf. Diese Zeit ist für stationäre Anwendungen in konventioneller Auslegung deutlich zuwenig. Zum Beispiel müsste bei einer nicht unüblichen Lebensdauer der Gesamt-Anlage von 20 Jahren der Brennstoffzellen-Stack dreimal ausgetauscht werden. Die hierfür anfallenden Kosten wurden in Form von abgezinsten Ersatzinvestitionen bei den Kapitalkosten mit berücksichtigt.

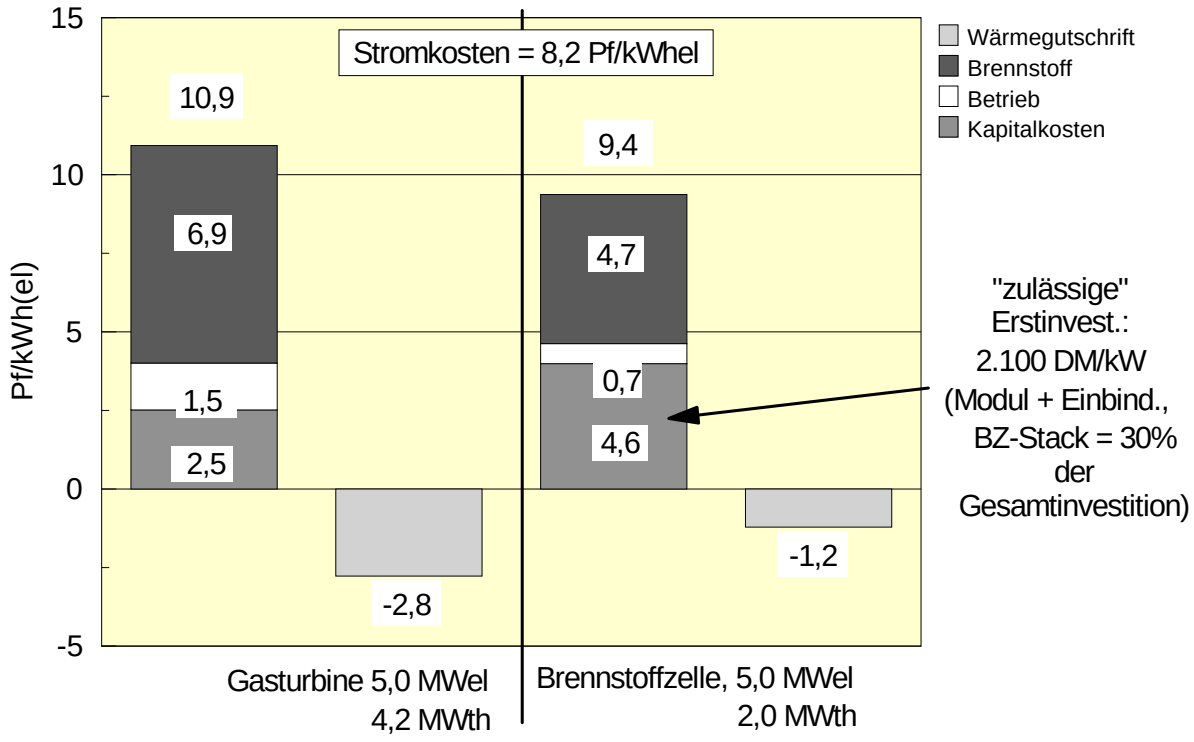
3.6.2 Industrielle KWK

Für die Erzeugung von etwa 10 bar **Prozessdampf** kommen sowohl eine MCFC als auch eine SOFC in Betracht. Da beide ähnliche Kenndaten aufweisen, wird im Folgenden nicht mehr zwischen beiden differenziert. Die Anlagenauslegung erfolgt auf die gleiche elektrische Leistung, woraus dann eine unterschiedliche Wärmeleistung resultiert. Bei **mittlerer Anlagengröße** (5 MW (el)) wird dem **Hybridsystem**, bestehend aus einer Hochtemperatur-Brennstoffzelle und einer Gas- bzw. Dampfturbine, ein **Gasturbinen-System** gegenübergestellt. Die spezifischen Investitionen des Gasturbinen-Systems liegen bei 1.700 DM/kW (el). Sie setzen sich zusammen aus 1.020 DM/kW (el) für die Gasturbine und 680 DM/kW (el) für die Einbindung (Anschlüsse, Brennstoffversorgung, Abgassystem) (DLR 1999, S. 197). Bei einer Auslastung von 7.000 h/a und unter Annahme einer vollständigen Wärmenutzung (Verbuchung als Wärmegutschrift) betragen die Stromgestehungskosten des Gasturbinen-Systems ca. 8 Pf/kWh. Eine Rückrechnung dieser Stromgestehungskosten beim Hybridsystem mit einer Hochtemperatur-Brennstoffzelle ergab **"zulässige" (anlegbare) Investitionen von etwa 2.600 DM/kW für das gesamte Hybrid-System** einschließlich Stackersatz (DLR 1999, S. 197). Die "zulässigen" Investitionen allein für das **Brennstoffzellen-Modul** (inkl. Einbindung) sind geringer; sie liegen bei etwa **2.100 DM/kW** (Anhang 1.16). Die höheren "zulässigen" Investitionen des Hybrid- im Vergleich zum Gasturbinen-System sind wesentlich auf den höheren Wirkungsgrad der Brennstoffzelle und die damit verbundenen Brennstoffeinsparungen zurückzuführen. Die Kosten für die Einbindung des Hybridsystems in die Peripherie sind vergleichbar mit denen beim Gasturbinen-System. Die **Kostenstruktur** des Hybrid- unterscheidet sich wesentlich von der des Gasturbinen-Systems (Abb. 44).

Da der Erdgasanteil in der stationären Energieversorgung voraussichtlich deutlich zunehmen wird, wurde der Einfluss des Preises des eingesetzten Erdgases auf die "zulässigen" Investitionen untersucht. Erhöht sich der **Erdgaspreis** (z.B. aufgrund von Energiesteuern oder höheren Weltmarktpreisen) um 30 % gegenüber heute (von 2,7 auf 3,5 Pf/kWh), ergeben sich um 6 % höhere "zulässige" Investitionen (DLR 1999, S. 199).

Wird anstelle eines Gasturbinen-Systems eine **Motor-BHKW-Anlage** verwendet, führt deren niedrigerer thermischer Wirkungsgrad bei der Dampferzeugung - trotz geringerer Investitionen der Motor-BHKW-Anlage - zu einer Erhöhung der "zulässigen" Investitionen für das Hybrid-System mit Hochtemperatur-Brennstoffzelle um etwa 15 % (DLR 1999, S. 200).

Abb. 44: Kostenstruktur (bezogen auf die Stromerzeugung) des Hybrid- und des Gasturbinen-Systems (5 MW (el)) bei gleichen Stromgestehungskosten



7% Zins, 15 a bzw. 20 a Abschreibung, Erdgas = 2,7 Pf/kWh, 7.000 h/a

Quelle: DLR 1999, S. 199

Bei einer **Verringerung der Anlagengröße** auf z.B. 1 MW (el) nimmt der Wirkungsgrad des Vergleichs-Gasturbinen-Systems ab und nehmen die spezifischen Investitionen[30] zu. Die Stromgestehungskosten liegen dann bei etwa 11 Pf/kWh (el). Daraus ergeben sich höhere "zulässige" Investitionen der Gesamtanlage (Prozessdampferzeugung mit Hybrid-System einschl. Einbindung) von 2.900 DM/kW (im Vergleich zur 5-MW-Anlage mit 2.100 DM/kW).

30 Bei der kleinen 1-MW-Gasturbine liegen der Wirkungsgrad bei 28 % (el) und die spezifischen Investitionen inkl. Einbindung bei 2.600 DM/kW (DLR 1999, S. 200).

3.6.3 Zentrale Stromerzeugung

Bei der **Erzeugung von Strom** in Kondensationskraftwerken konkurrieren Brennstoffzellen-Kraftwerke bei **Erdgaseinsatz** mit optimierten GuD-Kraftwerken. Letztere weisen vergleichsweise niedrige Investitionen und Betriebskosten auf. Die Brennstoffzellen-Systeme werden hier auf eine optimale Stromerzeugung ausgelegt. Die Kostenstruktur von GuD- und Brennstoffzellen-Kraftwerk findet sich im Anhang 1.17. Das Vorgehen ist analog dem in der industriellen KWK-Versorgung. Im Ergebnis ergeben sich **zulässige Investitionen für Brennstoffzellen-Kraftwerke** im Leistungsbereich von 200-600 MW (el) **bei 1.400-2.800 DM/kW (el)** (DLR 1999). Diese liegen damit **um etwa 30 % über denen konventioneller GuD-Kraftwerke** (bei gleichen Stromgestehungskosten).

Für den **Einsatz von Kohle** ist entscheidend, wann die hierzu notwendige Schlüsseltechnik der Kohlevergasung technisch verfügbar ist. Allerdings hat auch der **GuD-Prozess** selbst wirkungsgrad- sowie kostenseitig **noch Entwicklungs-Potenzial**. In diesem Sinne sind **Brennstoffzellen in der Kraftwerksanwendung** eher als eine **längerfristige Perspektive** anzusehen. Hinzu kommt, dass die Praxistauglichkeit größerer Demonstrationsanlagen mit Hochtemperatur-Brennstoffzellen noch aussteht. Nach Ausentwicklung aller System-Komponenten stellt die Integration von Brennstoffzellen in Erdgas- oder Kohle-GuD-Kraftwerke eine interessante Perspektive zur weiteren Konzeptverbesserung dar.

Fazit

Für den Einsatz in der industriellen KWK liegen die "zulässigen" Investitionen des Hybrid-Systems (mit Hochtemperatur-Brennstoffzelle kombiniert mit Gasturbine) etwa 15-20 % über den spezifischen Investitionen des Gasturbinen-Systems, in der zentralen Stromerzeugung gegenüber einem GuD-System bis zu 30 %. Die Kostenstrukturen von Brennstoffzellen-Anlagen und Gasturbinen- sowie GuD-Anlage unterscheiden sich. Aufgrund des höheren Wirkungsgrades der Brennstoffzelle verringern sich beispielsweise die Brennstoffkosten. Die ermittelten Werte für anlegbare Investitionen entsprechen etwa den herstellerseitig publizierten Zielkostenvorgaben. Tendenziell nehmen die anlegbaren Investitionen in Richtung kleinerer Leistung zu und in Richtung größerer Leistung ab.

3.7 Ökologische Aspekte

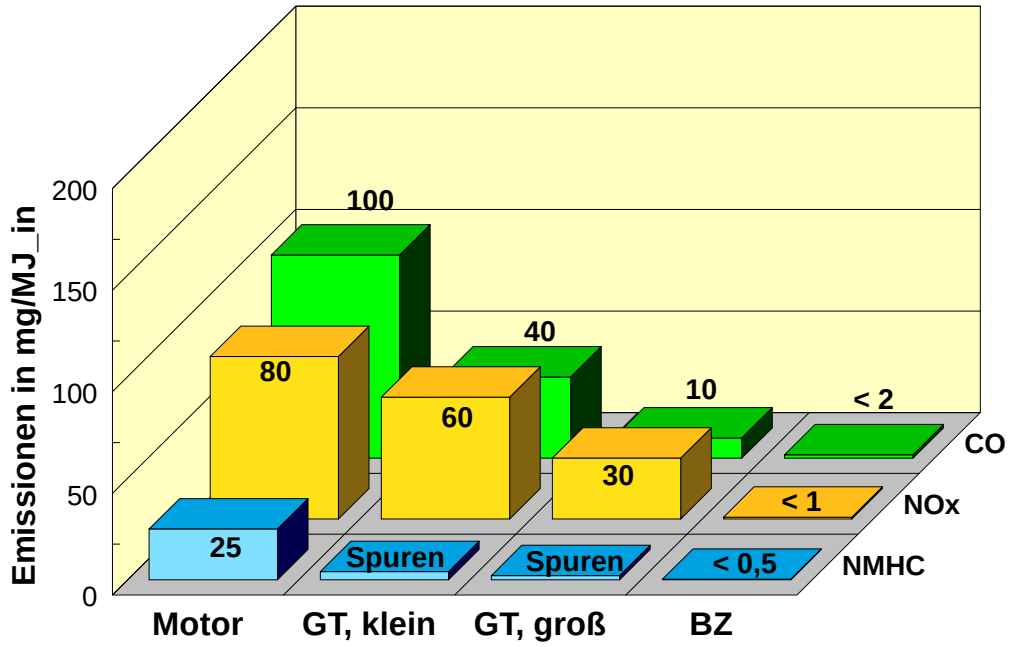
Schadstoffemissionen stellen ein wesentliches Vergleichskriterium dar. Hier werden luftgängige Emissionen betrachtet, wobei zwischen jenen aus der Anlage vor Ort und bei Einbeziehung der vorgelagerten Brennstoffkette unterschieden wird. Letzteres ermöglicht eine Einordnung neuer und konventioneller Systeme in den Gesamtkontext der Energieversorgung, ersteres in die lokale Emissionssituation.

3.7.1 Einzelanlagen

In Abbildung 45 sind exemplarisch NO_X-, CO- und Emissionen von Nicht-Methan-Kohlenwasserstoffen für Verbrennungsmotoren, Gasturbinen und Brennstoffzellen für einen technischen Status im Jahr 2010 dargestellt. Beim Motor wurde die Erfüllung des 50 %-Wertes der TA-Luft-Grenzwerte angesetzt, was bereits heute zunehmend umgesetzt wird. Zur Dokumentation der Größenabhängigkeit von Emissionen wird bei der Gasturbine zwischen kleinen und großen Systemen unterschieden. Bei den Brennstoffzellen wurden verfügbare Emissionsdaten der PAFC verwendet, wobei die Größenordnung prinzipiell auf SOFC und MCFC übertragbar ist. Die Dimensionierung von Brennstoffzellen-Anlagen aus Umweltschutzgründen heraus ist untergeordnet; sie wird eher von der Wirtschaftlichkeit dominiert.

Brennstoffzellen sind **lokal** weitgehend **emissionsfrei** bzw. -arm. Sie weisen insbesondere deutliche Vorteile bei NO_X- und CO-Emissionen auf. Sowohl bei Motoren als auch bei Gasturbinen sind weitere Emissionsreduktionen durch optimierte primäre und sekundäre Minderungsmaßnahmen möglich. Neben der technischen Machbarkeit wirken sich zumeist die zusätzlichen Kosten auf deren Umsetzung begrenzend aus. Eine weitere Emissionsminderung bei konventionellen Anlagen ist damit deutlich mehr von umweltpolitischen Vorgaben abhängig als der Einsatz von Brennstoffzellen. Letztere weisen selbst bei Betrieb mit fossilen Brennstoffen vernachlässigbare und mit Wasserstoff Null-Emissionen auf. Dies ist ein Vorteil gegenüber konventionellen Energieumwandlungsanlagen, der insbesondere beim Einsatz in Ballungszentren zum Tragen kommt.

Abb. 45: Abschätzung von lokal freigesetzten Emissionen einzelner Anlagen für das Jahr 2010



Annahme: keine drastische Verschärfung der Anforderungen

GT = Gasturbine; klein = bis 10MW, groß = >50MW; BZ = Brennstoffzelle (200kW, PAFC, Erdgasbetrieb)

Quelle: DLR 1999, S. 124

3.7.2 Einbeziehung vorgelagerter Brennstoffketten

In Tabelle 32 sind ausgewählte Wirkungskategorien zusammengestellt. Nähere Ausführungen zur durchgeführten Ökobilanz vorgelagerter Energieketten finden sich in ifeu 1999, DLR 1999 und Kapitel III.

Bei allen fossilen Energieträgern liegt der Primärenergieaufwand über einem Wert von eins. Somit muss (außer beim Synthesegas aus Holz) mehr Energie zur Bereitstellung einer vergleichbaren Energiemenge eingesetzt werden. Für die Methanol-Bereitstellung ist der Primärenergieaufwand mit 1,7 MJ/MJ signifikant höher als der von Erdgas und Braunkohle.

Tab. 32: Zusammenfassende Darstellung des Verbrauchs erschöpflicher Ressourcen, des Treibhaus-Potenzials und der Versauerung (Angaben pro MJ des jeweiligen Brenn- bzw. Kraftstoffs)[1] bei der Bereitstellung verschiedener Energieträger für das Jahr 2010

pro MJ	*Einheit*	*Erdgas HD*	*Erdgas ND*	*Methanol aus Erdgas*[2]	*Braunkohle*	*Synthesegas aus Holz*
Primärenergieeinsatz (erschöpflich)	MJ	1,12	1,13	1,70	1,041	0,045
CO_2-Äquivalente	mg	9.739	11.763	28.418	4.565	3.161
SO_2-Äquivalente	mg	37	40	111	32	32

HD = Erdgas-Hochdruck-Netz, ND = Erdgas-Niederdruck-Netz
1) inklusive Berücksichtigung der Infrastruktur und Ortsklassen (OK) 1 bis 3 (vgl. Kap. III); 2) Annahme: 50 % GUS/50 % Norwegen

Quelle: DLR 1999, S. 170

Im Folgenden werden die über die gesamte Brennstoff-Energiekette freigesetzten Emissionen mit denen der Einzelanlage vor Ort zusammen betrachtet. Bei den Referenzanlagen wird zwischen gekoppelter Strom- und Wärmeerzeugung und ungekoppelter Stromerzeugung unterschieden (Abb. 46). Um eine einheitliche Vergleichsbasis für beide Varianten zu gewährleisten, wird im Fall der ungekoppelten Stromerzeugung entweder ein Erdgaskessel zur Bereitstellung der Wärme ergänzt (im Fall Strommix 2010) oder die erzeugte Wärme gutgeschrieben (Gasturbine) (DLR 1999). Aufgrund der Datenlage wurde auf eine Differenzierung zwischen SOFC und MCFC verzichtet. Des Weiteren wird die Infrastruktur der Kraftwerke bei der vergleichenden Bewertung nicht mit einbezogen, da diese für Brennstoffzellen nur unvollständig darstellbar ist.

Die Höhe der Schadstoffemissionen wird wesentlich durch die Effizienz der Energieumwandlung (Wirkungsgrad), den Einsatz von Emissionsminderungsmaßnahmen (primäre und sekundäre), die effiziente Nutzung der Endenergie (z.B. Kraft-Wärme-Kopplung) oder den Einfluss verschiedener Primärenergieträger bei Wechselmöglichkeit (z.B. Dual-Fuel-Betrieb bei Gasturbinen) beeinflusst.

Abb. 46: Ausgewählte Referenzsysteme für den ökologischen Vergleich für das Jahr 2010

Kraft-Wärme-Kopplung

SOFC/MCFC	Gasturbine 2010		Erdgaskessel		Strommix 2010 Msp bzw. Erdgas-GuD		Erdgaskessel
η (el) = 60 % $\overline{\eta}$ (el) = 57 % * $\overline{\eta}$ (th) = 23 %	η (el) = 41 % $\overline{\eta}$ (el) = 39 % * $\overline{\eta}$ (th) = 36 %	-	$\overline{\eta}$ (th) = 90 %		$\overline{\eta}$ (el) = 34 % bzw. $\overline{\eta}$ (el) = 56 %	+	$\overline{\eta}$ (th) = 90 %
1 kWh (el) 0,40 kWh (th) **	1 kWh (el) 0,92 kWh (th) **		0,52 kWh (th) **		1 kWh (el)		0,40 kWh (th)

* bei Synthesegas aus Holz zusätzlich Eigenstrombedarf der Vergaseranlage berücksichtigt
** zusätzl. Wärmeproduktion bei BZ und GT Bio berücksichtigt durch Subtraktion mit Erdgaskessel bio

ungekoppelte Stromerzeugung

SOFC/MCFC	Braunk.-BZ	Erdgas-GuD	Braunk.-KW 2010	Strommix 2010 Msp
η (el) = 68 % $\overline{\eta}$ (el) = 65 %	η (el) = 54 % $\overline{\eta}$ (el) = 51 %	η (el) = 58 % $\overline{\eta}$ (el) = 56 %	η (el) = 46 % $\overline{\eta}$ (el) = 44 %	$\overline{\eta}$ (el) = 34 %
1 kWh (el)	1 kWh (el)	1 kWh (el)	1 kWh (el)	1 kWh (el)

η: Wirkungsgrad zu Betriebsbeginn

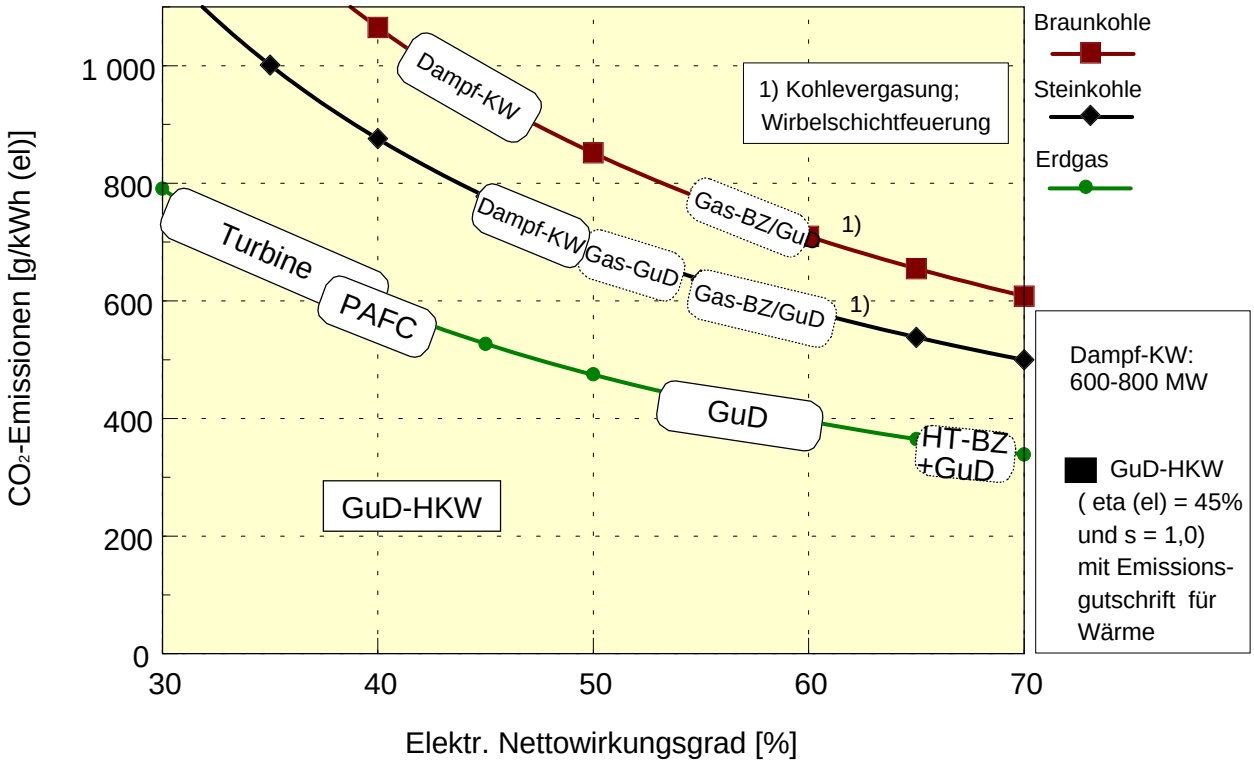
$\overline{\eta}$: über Lebensdauer gemittelt inkl. Degradation
Vergleich Strom auf Mittelspannungsebene; alle Angaben außer Strommix zzgl. Netzverluste

Quelle: nach DLR 1999, S. 171

Zunächst erfolgt ein gesonderter Blick auf CO_2-Emissionen, die beim Treibhauseffekt eine besondere Rolle spielen. In Abbildung 47 sind CO_2-Emissionen von Anlagen zur Stromerzeugung inklusive vorgelagerter Brennstoffketten im Vergleich dargestellt.

Des Weiteren werden in einer ökobilanziellen Betrachtung **Umwelteinwirkungen**, d.h. der Verbrauch fossiler Ressourcen, der Treibhauseffekt (CO_2, CH_4, N_2O), die Beiträge zum stratosphärischen Ozonabbau (N_2O), zur Versauerung (SO_2, NO_X, NH_3), zur Eutrophierung (NO_X), zur Human- und Ökotoxizität (NO_X), zur Kanzerogenität (Dieselpartikel, Benzol, Benzo(a)pyren) und zum Sommersmog (NO_X, NMVOC) untersucht (Kap. III).

Abb. 47: CO_2-Emissionen aus Anlagen zur Stromerzeugung mit verschiedenen Brennstoffen und Techniken (inkl. vorgelagerter Energieketten)

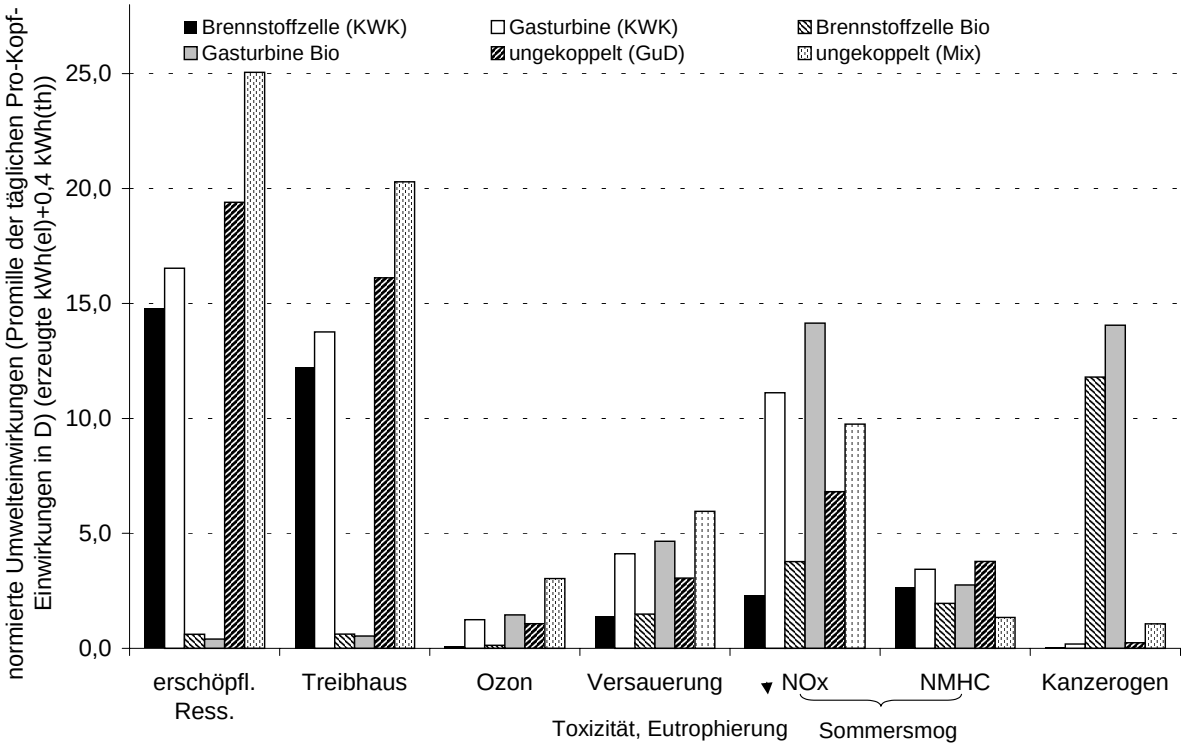


Quelle: DLR 1999, S. 172

Industrielle Kraft-Wärme-Kopplung

Für den Einsatz in der industriellen Kraft-Wärme-Kopplung (Prozesswärmebereitstellung) stellen sich die errechneten Effekte bei den Umwelteinwirkungen (normiert auf die jährlichen Pro-Kopf-Einwirkungen in Deutschland) wie in Abbildung 48 (inklusive Vorkette) aufgeführt dar (DLR 1999).

Abb. 48: Umwelteinwirkungen der industriellen Kraft-Wärme-Kopplung im Vergleich zur ungekoppelten Stromerzeugung bezogen auf die jährlichen Pro-Kopf-Einwirkungen in Deutschland für das Jahr 2010

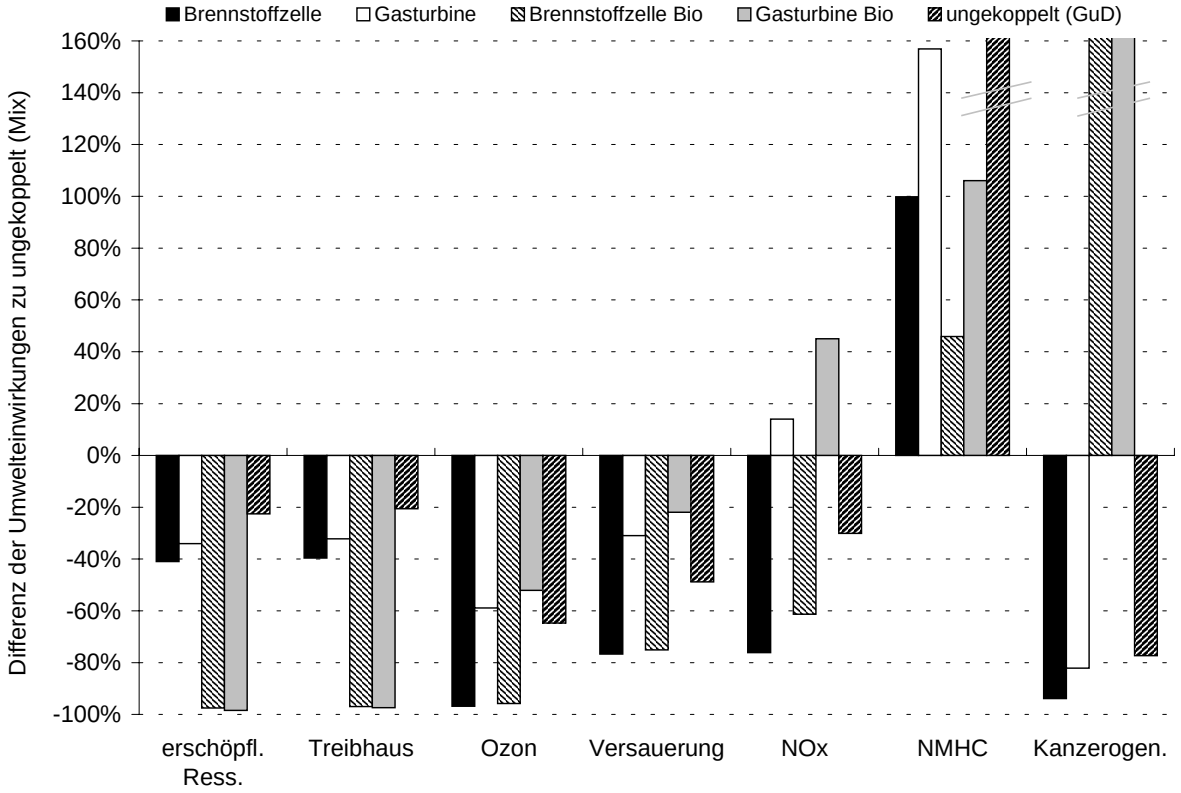


Bio = mit Biomasse betrieben, KWK = Kraft-Wärme-Kopplung, GuD = Gas- und Dampfturbine, Mix = Strommix; ungekoppelte Stromerzeugung (vgl. Abb. 46)

Quelle: DLR 1999, S. 173

Übergreifend ist zunächst erkennbar, dass der gewählte Brennstoff einen wesentlichen Einfluss auf die Emissionsbilanz hat. Eine Fahrweise in Kraft-Wärme-Kopplung ist unter Umweltgesichtspunkten insgesamt vorteilhafter als die ungekoppelte Stromerzeugung. Gasturbinen schneiden dabei besser ab als Erdgas-GuD-Kraftwerke. Hochtemperatur-Brennstoffzellen stehen unter Umweltgesichtspunkten insgesamt besser da als die betrachteten konventionellen Systeme. Die Ergebnisse bei den Umweltauswirkungen der gekoppelten Stromerzeugung verglichen mit denen der ungekoppelten Stromerzeugung (inklusive Vorkette) zeigt Abbildung 49.

Abb. 49: Prozentuale Differenz der Umwelteinwirkungen von industrieller Kraft-Wärme-Kopplung zur ungekoppelten Stromerzeugung in Deutschland für das Jahr 2010



Bio = mit Biomasse betrieben, KWK = Kraft-Wärme-Kopplung, GuD = Gas- und Dampfturbine, Mix = Strommix; ungekoppelte Stromerzeugung (vgl. Abb. 46)

Quelle: DLR 1999, S. 173

Im Einzelnen können die folgenden Aussagen abgeleitet werden: Bezogen auf den **Ressourcenverbrauch** und die **Treibhausgas-Emissionen** schneidet die Brennstoffzelle am besten ab. Nachfolgend ordnen sich Gasturbinen, die ungekoppelte Stromerzeugung im GuD-Kraftwerk mit Erdgaskessel und schließlich die ungekoppelte Stromerzeugung (Status 2010) ein. Beispielsweise weist die Brennstoffzelle im KWK-Betrieb gegenüber der ungekoppelten Stromerzeugung eine Primärenergieersparnis von ca. 40 % auf (DLR 1999). Die fossilen Systeme weisen einen vergleichsweise hohen Anteil an CO_2-Emissionen auf. Dadurch relativieren sich die Ergebnisse auf Ebene der vorgelagerten Brennstoffketten, wo u.a. der Anteil der treibhausgasrelevanten Methan-Leckagen an Transportleitungen für Erdgas bei etwa einem Drittel liegt.

Der Beitrag von erdgasbetriebenen Hochtemperatur-Brennstoffzellen als KWK-Anlage zur **Versauerung** stammt fast ausschließlich aus der vorgelagerten Brennstoffkette. Bei erdgasbetriebenen Gasturbinen kommt noch ein etwa gleich hoher Anteil direkter Betriebsemissionen hinzu. Bei der ungekoppelten Stromerzeugung (Strommix) tragen vor allem Kohlekraftwerke wesentlich mit SO_2- und NO_X-Emissionen zur Versauerung bei.

Die direkten Emissionen an Nicht-Methan-Kohlenwasserstoffen (NMVOC), die neben NO_X u.a. einen Indikator für die stratosphärische Ozonbildung sowie die Toxizität darstellen, sind hier vernachlässigbar. Dagegen fallen die NMVOC-Emissionen der Brennstoffkette für beide Erdgas-Technologien (Brennstoffzelle und Gasturbine) mehr ins Gewicht. Bei der KWK-Fahrweise sind die NMVOC-Emissionen - als einzige Ausnahme - höher als bei der ungekoppelten Stromerzeugung. Die NO_X-Emissionen sind deutlich geringer, was einen gewissen Ausgleich im Hinblick auf die Ozonproblematik schafft. Die **Summe der NO_X- und NMVOC-Emissionen von erdgasbetriebenen Gasturbinen-Anlagen ist um einen Faktor drei höher als bei vergleichbaren Brennstoffzellen-Anlagen**.

Die vergleichsweise hohen **kanzerogenen Emissionen** der biogen befeuerten KWK-Anlagen werden durch (Diesel-)Partikelemissionen in der Vorkette (Hackmaschine, Schlepper der Holzbereitstellung etc.) verursacht. Da diese Emissionen nicht in Ballungsgebieten sondern eher in dünner besiedelten Gebieten auftreten, ist diese Wirkungskategorie in der stationären Energieversorgung wenig relevant.

Bei **Kombination von Brennstoffzelle** (hoher Wirkungsgrad) **mit Bioenergieträgern** wie Biomasse (treibhausgasneutral) ist der Verbrauch an erschöpflichen Ressourcen und Treibhausgasemissionen bei KWK-Betrieb um eine Größenordnung geringer als bei der ungekoppelten Stromversorgung (DLR 1999).
Zusammenfassend lässt sich feststellen:

- **Brennstoffzellen** sind - bei Brennstoffgleichheit - **in Bezug auf** die betrachteten **Umwelteinwirkungen** (mit Ausnahme von NMVOC-Emissionen) den anderen untersuchten Systemen in **der industriellen Kraft-Wärme-Kopplung überlegen**.
- Die Minderungseffekte bei Treibhausgasen und beim Verbrauch erschöpflicher fossiler Ressourcen für den Übergang von einem fossilen auf einen regenerativen Brennstoff sind stärker ausgeprägt als beim Übergang von der ungekoppelten Stromerzeugung (Strommix) auf eine fossil betriebene Brennstoffzelle: In Bezug auf den Treibhauseffekt und den Verbrauch er-

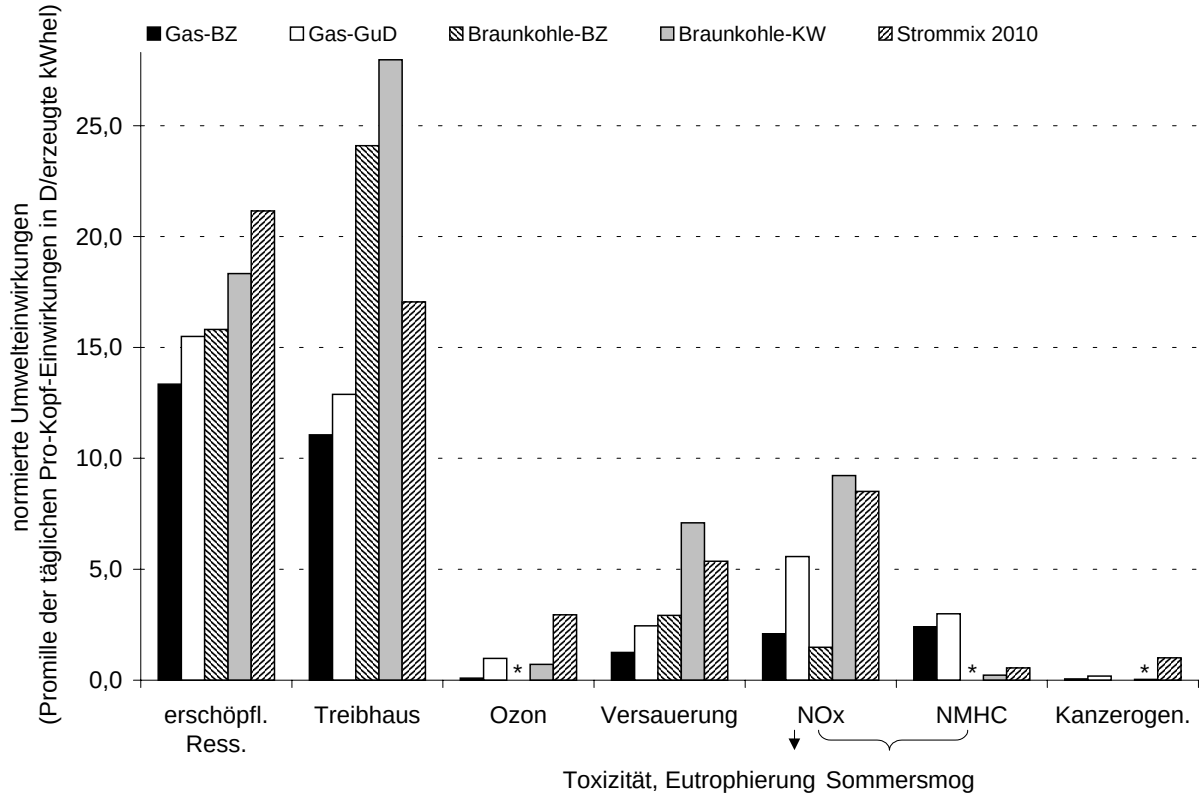
schöpflicher fossiler Ressourcen ist **der Brennstoff ausschlaggebender als die Energieumwandlungstechnik** (DLR 1999).

- Die Vorteile **biogener Brennstoffe** in Bezug auf Treibhauseffekt und Ressourcenverbrauch lassen sich unter Umweltgesichtspunkten effizient mit denen der Brennstoffzellen verknüpfen. Ingesamt gesehen können Brennstoffzellen bei weiterer Erschließung des Potenzials regenerativer Energieträger - auch unter Berücksichtigung der vorgelagerten Kette - einen deutlichen Beitrag zum Klimaschutz liefern.

Zentrale Stromerzeugung

Für die zentrale Stromerzeugung sind die Ergebnisse für die einzelnen Umwelteinwirkungen ähnlich denen der gekoppelten Systeme (DLR 1999) (Abb. 50 u. 51).

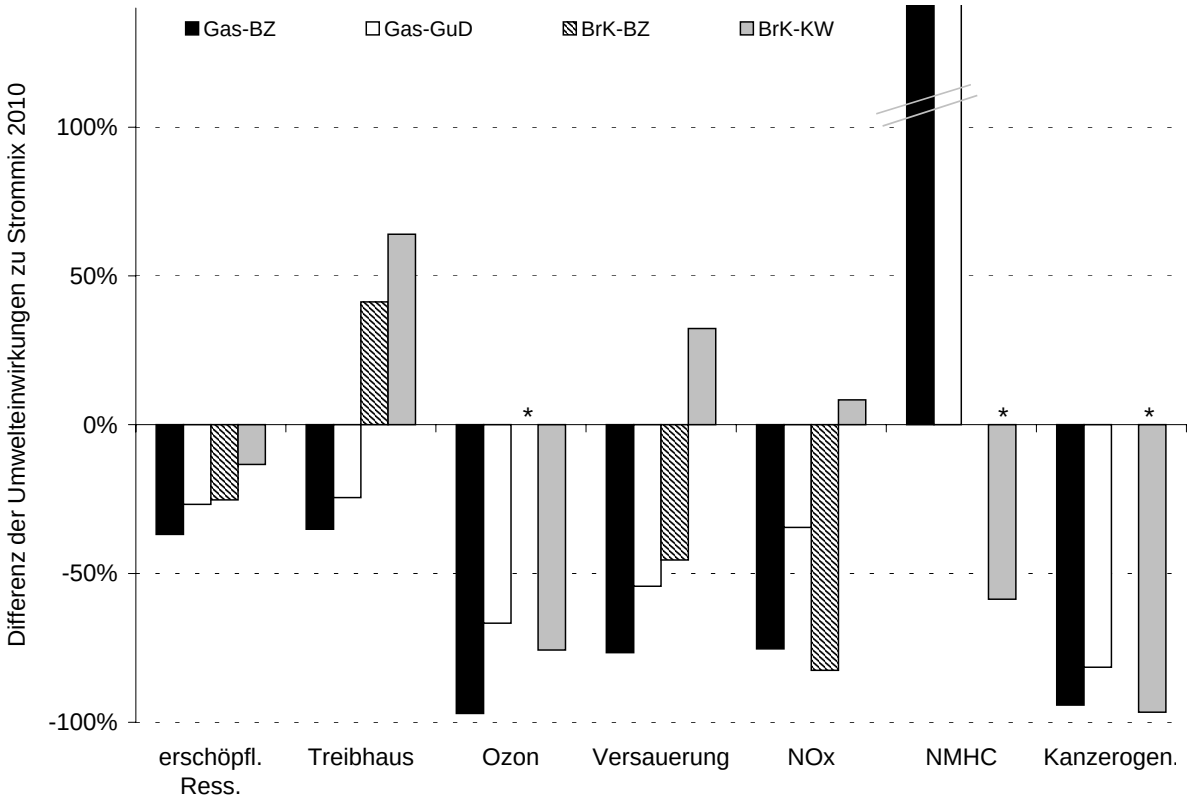
Abb. 50: Umwelteinwirkungen der ungekoppelten Stromerzeugung bezogen auf die jährlichen Pro-Kopf-Einwirkungen in Deutschland



* keine Daten verfügbar

Quelle: DLR 1999, S. 176

Abb. 51: Prozentuale Differenz der Umwelteinwirkungen von ungekoppelter Stromerzeugung in Deutschland zum Strommix 2010



* keine Daten verfügbar

Quelle: DLR 1999, S. 176

Die **Primärenergieersparnis** beim Einsatz von erdgasbetriebenen Brennstoffzellen gegenüber dem Strommix 2010 beträgt 37 % und liegt damit in derselben Größenordnung wie beim KWK-System (40 %). Aus Sicht der Primärenergieersparnis und der **Reduzierung von Treibhausgasemissionen** sind Brennstoffzellen somit für die reine Stromerzeugung als auch gekoppelt in KWK sinnvoll einsetzbar. Der Beitrag zur **Versauerung** fällt geringer aus in KWK. Bei den Pro-Kopf-Einwirkungen ist beispielsweise eine Verringerung der Versauerung bei der Erdgas-Brennstoffzelle um etwa die Hälfte im Vergleich zum Erdgas-GuD zu erkennen.

Hervorzuheben ist noch der Beitrag moderner **Braunkohle-Kraftwerke** zur Versauerung (Schwefelgehalt der Kohle), der trotz verbesserter Rauchgasentschwefelungsverfahren (Wirkungsgrad von 95 %)[31] relativ hoch ist. Bei Integra-

31 Wirkungsgrade heutiger Rauchgasentschwefelungsanlagen liegen bei 80 bis 85 %.

tion von Brennstoffzellen in Braunkohlekraftwerke ergibt sich aufgrund der Wirkungsgradsteigerung gegenüber zukünftigen Braunkohle-Kraftwerken eine Primärenergieeinsparung von 14 % und gegenüber dem Strom-Mix (Technologie- und Brennstoff-Mix) von 25 %. In Bezug auf Primärenergieeinsparungen könnte der Einsatz von Brennstoffzellen eine umweltverträglichere Braunkohlenutzung besser unterstützen als der konventioneller Technik. Allerdings besteht hier noch erheblicher Entwicklungsbedarf, und darüber hinaus sind höhere CO_2-Emissionen pro Brennstoff-Energieeinheit im Vergleich zu anderen Energieträgern zu berücksichtigen.

Brennstoffzellen können auch absolut einen Beitrag zu der Minderung von Umweltbeeinträchtigungen leisten. **Hochgerechnet auf Deutschland** wäre bei der Erzeugung von 100 TWh/a Strom[32] mit erdgasbetriebenen Hochtemperatur-Brennstoffzellen (inkl. der vorgelagerten Energieketten) verglichen mit ungekoppelter Stromerzeugung (Strommix 1996) eine **Reduktion von Treibhausgasen um bis zu 4 % und der Versauerung um fast 5 % in 2010** erreichbar.

Anteil der Energieketten an der Bilanz

Der Anteil der vorgelagerten Energieketten an der Ökobilanz ist für einzelne Techniken unterschiedlich (DLR 1999). Dieser Sachverhalt wird in Abbildung 52 nochmals verdeutlicht.

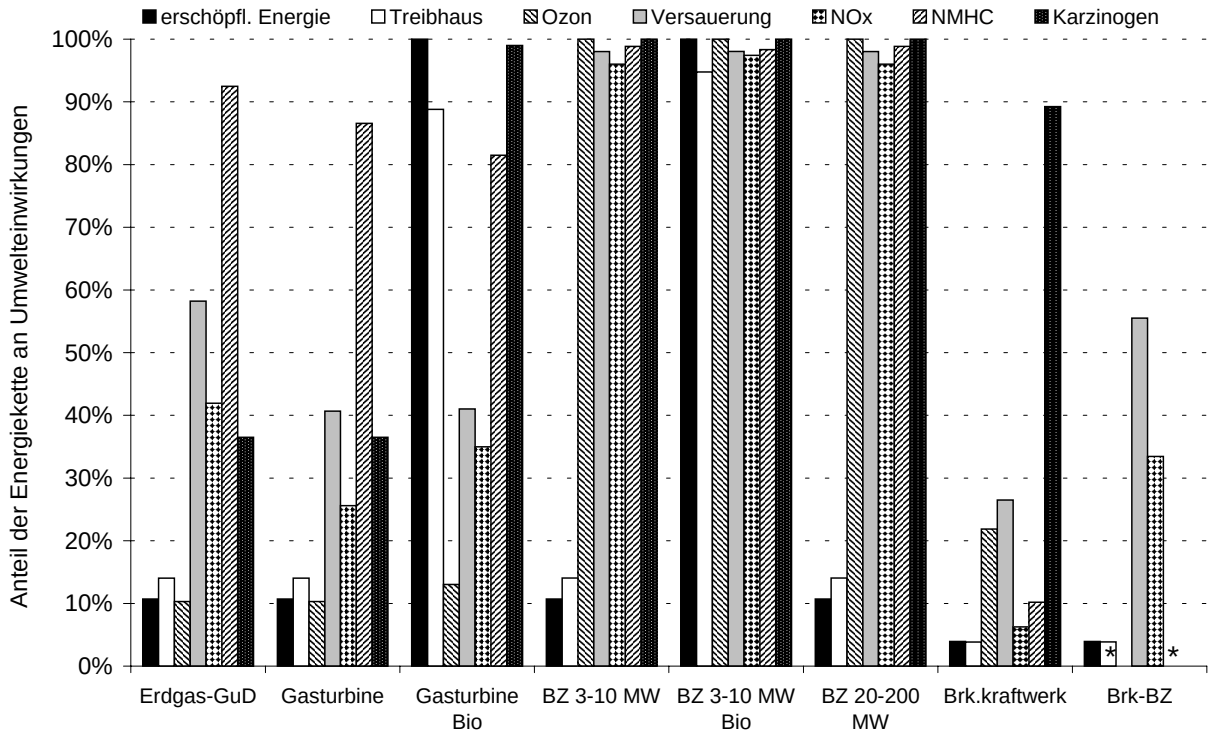
Die vorgelagerten Brennstoffketten wirken sich unterschiedlich auf die Gesamtbilanz aus. Der **Anteil der Brennstoffketten** an den Treibhausgasemissionen und am Ressourcenverbrauch liegt bei den untersuchten Systemen mit **fossilen Brennstoffen** nur bei 5-10 %. Damit wird der wesentlichere Anteil der Emissionen in der Nutzungsphase freigesetzt. Bei **biogenen Brennstoffen** liegt deren Anteil bei über 90 %. Bei biogen betriebenen Brennstoffzellen trifft dies auch für die anderen betrachteten Umweltwirkungen zu. In Bezug auf das Versauerungs-Potenzial und die Freisetzung von Stickoxiden ist der Anteil der vorgelagerten Brennstoffketten bei konventionellen Systemen mit 20-60 % deutlich höher.

Bei den Brennstoffzellen-Systemen überwiegt der Anteil der Energieketten an den Gesamtemissionen. Bei konventionellen Anlagen sind dies eher Emissionen am Standort. Die z.T. hohen Emissionsanteile vorgelagerter Brennstoff-

32 100 TWh Strom entsprechen bei KWK-Anlagen etwa 50 % ihres technischen Potenzials oder ca. 50 % des langfristig aus Braunkohle erzeugten Stroms (185 TWh/a nach Prognos/EWI 1998) (DLR 1999).

ketten bleiben auch den Brennstoffzellen, trotz ihrer lokalen Emissionsarmut, als "ökologischer Rucksack" erhalten.

Abb. 52: Einfluss der vorgelagerten Brennstoff-Energieketten für die Umwelteinwirkungen bei einzelnen Technologien



BZ=Brennstoffzelle, Brk=Braunkohle
* keine Daten verfügbar

Quelle: DLR 1999, S. 178

Fazit

Hochtemperatur-Brennstoffzellen schneiden unter Einbeziehung der vorgelagerten Energieketten - entweder als KWK-Anlage oder zur zentralen Stromversorgung eingesetzt - in Bezug auf untersuchte Umwelteinwirkungen **besser ab als konkurrierende konventionelle Systeme**. Beim Einsatz von biogenen Brenngasen wird der Wirkungsgradvorteil der Brennstoffzellen mit der Nutzung nicht treibhausgaswirksamer Ressourcen verbunden. Brennstoffzellen können auch absolut einen **Beitrag zu der Minderung von Treibhausgasemissionen** und der Versauerung leisten.

3.8 Fazit und Ausblick

Entwicklungsstand der Brennstoffzellen-Technik

Für Anwendungen in der industriellen Kraft-Wärme-Kopplung eignen sich aufgrund des erforderlichen Temperatur- und Wirkungsgradniveaus in der zentralen öffentlichen Stromversorgung am ehesten **Hochtemperatur-Brennstoffzellen (SOFC, MCFC)**. Zu ihren **wesentlichen Vorteilen** gehören ein hoher elektrischer Wirkungsgrad bzw. hohe Stromkennzahlen bereits bei kleiner Leistung, verbunden mit hohem Teillastwirkungsgrad, ein hohes Temperaturniveau der Abwärme, was sie für die Prozesswärmebereitstellung geeignet macht, ein schnelles Lastwechselverhalten sowie lokale Emissionsfreiheit.

Hochtemperatur-Brennstoffzellen befinden sich noch in einem **frühen Entwicklungsstadium**, so dass sich Aussagen zu deren Kenndaten wesentlich an öffentlich zugänglichen Entwicklungszielen von Herstellern orientieren. Das **Anfahren** von Hochtemperatur-Brennstoffzellen aus dem kalten Zustand dauert etwa 10-20 Stunden. Somit ist möglichst eine Dauerbetriebsweise mit einer jährlichen Auslastung von über 8.000 Stunden anzustreben.

Zu den **Problemfeldern** von Hochtemperatur-Brennstoffzellen gehören noch relativ hohe Investitionen in die Entwicklung, eine geringe Anzahl Pilotanlagen (wenig Betriebserfahrung im Praxiseinsatz), ein höherer Platzbedarf (die Optimierung des Flächenverbrauchs steht noch aus) und in gewisser Weise ihre Eignung für den Dauerbetrieb, der - etwa bei einem Einsatz mit Produktionsunterbrechungen - einen "Stand-by"-Betrieb auf hohem Temperaturniveau notwendig macht.

Brennstoffe und Brennstoffaufbereitung

Das einsetzbare **Brennstoffband** enthält neben Erdgas auch Synthesegase auf fossiler (z.B. wasserstoffreiche Gase aus der Industrie) oder regenerativer Basis (z.B. methanhaltige Gase) sowie Kohle und Methanol. Für die stationäre Energieversorgung in größeren Anlagen mit Hochtemperatur-Brennstoffzellen bieten sich in erster Linie Erdgas und wasserstoffhaltige Brenngase (Koppelprodukte aus der Industrie, Vergasung von Biomasse etc.) an. Darüber hinaus ist mit Hilfe der Kohlevergasung der Einsatz von Kohle möglich. Methanol wird in diesen Anlagengrößen eine untergeordnete Rolle spielen.

Hochtemperatur-Brennstoffzellen sind gegenüber Veränderungen in der Brenngaszusammensetzung wesentlich robuster als Mittel- und Niedertemperatur-Brennstoffzellen. Je nach Zusammensetzung der Brenngase ist eine **Aufbereitung** notwendig; eine **Reformierung** ist extern oder intern möglich.

Die **Brennstoff-Infrastruktur** ist im Falle des Einsatzes fossiler Brennstoffe für die Stromerzeugung - anders als im mobilen Sektor - kein relevanter Entscheidungsfaktor. Ausschlaggebend ist die Infrastruktur hingegen für Primärenergieträger, die - wie regenerative - flächig angeboten werden (z.B. Biomasse). Für Synthesegase, die als Kuppelprodukt in der Industrie anfallen, bietet sich eine Nutzung vor Ort an; infrastrukturelle Überlegungen entfallen hier.

Technischer Vergleich mit konventionellen Heiz- und Stromkraftwerken

Brennstoffzellen-Systeme **konkurrieren** im unteren Leistungsbereich bis etwa 10 MW (el) mit Gasturbinen und Motor-BHKW und im oberen Leistungsbereich ab etwa 50 MW (el) mit GuD-Kraftwerken. Die konventionellen weisen gegenüber Brennstoffzellen-Anlagen einen deutlichen Praxisvorsprung auf, der sich auch in einem vergleichsweise niedrigen Kostenniveau widerspiegelt. Motoren und Gasturbinen besitzen immer noch ein erhebliches Entwicklungspotenzial etwa bzgl. Leistungsdichte, Wirkungsgrad und Emissionen. Eine zusammenfassende Darstellung der technischen Eigenschaften, der Erfüllung von Nutzeranforderungen an Kraftwerke und der Emissionen gibt Tabelle 33.

Obligatorische Anforderungen an alle Energiewandlungstechnologien sind u.a. Wirtschaftlichkeit bei Strombezug, Einhaltung von Emissionsvorgaben, zuverlässiger Betrieb. **Projektspezifische Anforderungen** sind z.B. die Umschaltbarkeit von Erdgas auf Heizöl (Dual-Fuel-Betrieb), die Einsetzbarkeit fester Brennstoffe oder die Einhaltung bestimmter Raummaße. Derzeit gibt es keine Energiewandlungstechnologie, die die vielschichtigen **Nutzeranforderungen** umfassend erfüllt. Je nach Einsatzbedingung(en) ergeben sich zwar individuelle Vorteile, dennoch müssen auch bei konventionellen Anlagen Kompromisse geschlossen werden. Dies stellt bis heute ein Grund für die verfügbare Technikvielfalt dar. Entsprechend weisen Techniken, die ein breites Anforderungsspektrum abdecken, Einsatzvorteile auf.

Höhere Stromkennzahlen von Hochtemperatur-Brennstoffzellen im KWK-Betrieb kommen dem Trend des steigenden Stromverbrauchs (absolut und in Relation zum Wärmeverbrauch) in der Industrie entgegen. Brennstoffzellen-Systeme sind deshalb optimal bei industriellen Verbrauchern mit hoher Stromintensität einsetzbar.

Tab. 33: Zusammenfassung von technischen Eigenschaften und Nutzeranforderungen an Kraftwerke und Emissionen

Parameter	*Dampf-turbinen-HKW*	*Gas-turbinen-HKW*	*Motor-BHKW*	*GuD-HKW*	*Kohle-kraft-werke*	*Hoch-temperatur-Brennstoffzellen (MCFC, SOFC)*
elektrischer Wirkungsgrad						
- bis 10 MW	niedrig - mittel	mittel	mittel - hoch	-	-	extrem hoch
- über 10 MW	-	mittel	mittel	sehr hoch	mittel	extrem hoch
Stromkennzahl	< 0,5	0,4-1,3	0,4-1,1	0,4-1,3	-	> 2
Gesamtwirkungsgrad bei KWK-Betrieb	mittel	hoch	hoch	hoch	hoch	vergleichbar mit Konkurrenz
Teillastwirkungsgrad	mittel	schlecht	mittel - gut	mittel - gut	mittel	sehr gut
Temperaturniveau						
- Raumwärme	möglich	möglich	möglich	möglich	möglich	möglich
- Prozessdampf	möglich	möglich	möglich	möglich	möglich	möglich
Betriebsweise						
- Grund-/Mittellast	ja	ja	ja	ja	ja	ja
- Spitzenlast		ja	ja			nur eingeschränkt
Dual-Fuel-Betrieb (Gas + Heizöl)	mit speziellen Anlagen möglich	mit speziellen Anlagen möglich	mit speziellen Anlagen möglich	mit speziellen Anlagen möglich	-	nicht bzw. eingeschränkt möglich
Wartungsaufwand	mittel	mittel	mittel - hoch	mittel	mittel	potenziell gering
Anfahrzeit (nach Betriebsunterbrechung von einigen Stunden	k.A.	5-20 min	ca. 5 min	20-50 min	2-3 h	je nach Brennstoff und Betriebsmodus
Lastwechselgeschwindigkeit	gut	gut	gut	gut	gut	potenziell hoch
Verfügbarkeit, automatischer Betrieb	gut	gut	gut	gut	gut	potenziell sehr gut (keine beweglichen Teile)

Tab. 33: Fortsetzung

Parameter	*Dampf-turbinen-HKW*	*Gas-turbinen-HKW*	*Motor-BHKW*	*GuD-HKW*	*Kohle-kraft-werke*	*Hoch-temperatur-Brennstoffzellen (MCFC, SOFC)*
Wirtschaftlich-keit	je nach Nutzer-kontext	je nach Nutzer-kontext	je nach Nutzer-kontext	sehr gut	gut	noch nicht erreicht
Umweltwirkungen						
-Ressourcenver-brauch	mittel	gut	gut	gut	schlecht - mittel	sehr gut
- Treibhauseffekt	mittel	gut	gut	gut	schlecht - mittel	sehr gut
- NO_X, Versaue-rung	schlecht - mittel	schlecht - mittel	schlecht - mittel	mittel	schlecht	sehr gut

Quelle: DLR 1999, S. 222

Hohe Teillastwirkungsgrade von Hochtemperatur-Brennstoffzellen kommen bei expliziten Teillastanforderungen, wie etwa in Regelkraftwerken oder beim gezielten An- und Abfahren von Wärme- oder Stromlasten bei KWK-Anlagen, zum Tragen. Zusammen mit ihrem **schnellen Lastwechselverhalten** könnte dies ein "wichtiger Pluspunkt" für Hochtemperatur-Brennstoffzellen im liberalisierten Energiemarkt sein, da aus Kostengründen der Ausbau von Versorgungsnetzen eher ab- und die Bedeutung von dezentral errichteter Regelkraftwerke eher zunehmen könnte. Gasturbinen- und Motor-BHKW sind ebenfalls schnell regelbar, dies jedoch bei schlechterem Teillastverhalten.

Bei Hochtemperatur-Brennstoffzellen wird die **gesamte Abwärme** flexibel auf einem **hohen Temperaturniveau** zur Verfügung gestellt. Dies ist bei Gasturbinen auch der Fall, bei Motoren nicht.

Für den **Flächenverbrauch** von Hochtemperatur-Brennstoffzellen liegen momentan wenig belastbare Aussagen vor. Jedoch weisen Brennstoffzellen-Pilotanlagen verglichen mit Gasturbinen oder Motoren einen höheren Flächenverbrauch auf. Bei Erreichen der Wirtschaftlichkeit ist davon auszugehen, dass ein vergleichbarer Lernkurven-Effekt eintreten könnte wie bei der derzeit einzigen kommerziell verfügbaren Brennstoffzelle der PAFC: Die "dritte Generation" der ONSI PC25 (200 kW (el)) liegt momentan im Flächenverbrauch etwas ungünstiger als ein Motor-BHKW. Der Flächenverbrauch kann mitentschei-

dend sein für die Installation von Hochtemperatur-Brennstoffzellen in vorgegebenen Einbauräumen (z.B. Energiezentralen) oder wegen der hohen Grundstückskosten für Bauland in Innenstädten.

Langfristig ist aufgrund des noch ausbaufähigen elektrischen Wirkungsgrades die **Kombination von Brennstoffzellen mit GuD-Technik** für hocheffiziente Gas- und Kohlekraftwerke interessant. Insbesondere könnte durch diese Kombination der CO_2-Nachteil des Brennstoffs Kohle weiter verringert werden, da vergleichbare Wirkungsgradsteigerungen mit konventionellen Kohlekraftwerken nicht zu erwarten sind.

Umweltrelevante Aspekte

Lokal betrachtet weisen Brennstoffzellen **"Null-Emissionen"** an Schadstoffen auf. **Emissionen entstehen** dagegen **in der vorgelagerten Energiekette** bei der Brennstoffbereitstellung. Die **gesamte Emissionsbilanz** (Brennstoffkette vom "Bohrloch" bis zum Betrieb vor Ort) weist bei Einsatz von Brennstoffzellen in der industriellen Eigenversorgung und in Kraftwerken (KWK-Einsatz) zur öffentlichen Stromversorgung **Minderungs-Potenziale** im Primärenergieverbrauch, bei den Treibhausgasen, der Versauerung sowie bei den Stickoxidemissionen auf. Diese liegen für Treibhausgase und dem Primärenergieverbrauch zwischen 20 und 40 % (industrielle KWK verglichen mit ungekoppelter Stromerzeugung und öffentliche Stromerzeugung mit zukünftigem Strom-Mix). Der mögliche Beitrag zur Verringerung von Versauerung und Emissionen an Stickoxiden liegt bei identischer Vergleichsbasis zwischen 40 und 70 %. Lediglich NMVOC nehmen bei der ungekoppelten Stromerzeugung im Vergleich zum zukünftigen Strommix zu. Insgesamt wird jedoch aufgrund der signifikant abnehmenden Emissionen an Stickoxiden das Sommersmog-Potenzial vermutlich nicht zunehmen. Die **Primärenergieersparnis** beim Einsatz von erdgasbetriebenen Brennstoffzellen gegenüber dem Strommix 2010 beträgt 37 % und liegt damit in derselben Größenordnung wie beim KWK-System (40 %). Aus Sicht der Primärenergieersparnis und der **Reduzierung von Treibhausgasemissionen** sind Brennstoffzellen somit sowohl für die reine Stromerzeugung als auch gekoppelt in KWK sinnvoll einsetzbar.

Die **vorgelagerten Brennstoffketten** wirken sich unterschiedlich auf die Gesamtbilanz aus. Bei den Brennstoffzellen-Systemen überwiegt der Anteil der Energieketten an den Gesamtemissionen. Bei konventionellen Anlagen sind dies eher Emissionen am Installationsort. Die z.T. hohen Emissionsanteile vor-

gelagerter Brennstoffketten bleiben den Brennstoffzellen, trotz ihrer lokalen Emissionsarmut, als "ökologischer Rucksack" erhalten.

Bei Integration von Hochtemperatur-Brennstoffzellen in **Braunkohlekraftwerke** kann durch die damit verbundene Wirkungsgradsteigerung gegenüber zukünftigen Dampfkraftwerken von einer Primärenergieeinsparung ausgegangen werden. Somit wäre eine umweltverträgliche Braunkohlenutzung mit Hilfe von Brennstoffzellen besser erreichbar, als mit konventioneller Technik. Dem stehen ein noch erheblicher Entwicklungsbedarf und im Vergleich zu anderen Energieträgern höhere CO_2-Emissionen gegenüber.

Der Einsatz vergaster oder vergärter (Rest-)**Biomasse** (regenerativer Energieträger mit fast neutraler CO_2-Bilanz, kein Verbrauch erschöpflicher Ressourcen) kann in Brennstoffzellen ohne deutliche Verschlechterungen in anderen Umweltwirkungskategorien erfolgen. Dagegen führen konventionelle Systeme zur Biomasse-Nutzung u.U. zu einer Erhöhung anderer Umwelteinwirkungen.

Auch **konventionelle Energieumwandlungstechniken** weisen unter Emissionsgesichtspunkten noch **deutliche Reduktions-Potenziale** auf (z.B. Ausstattung von Kraftwerksturbinen mit optimierten Low-NO_X-Brennern). Eine nationale **Verschärfung der Emissionsstandards für Energieumwandlungsanlagen** ist derzeit als Folge der Liberalisierung **nicht absehbar**. Zum einen werden voraussichtlich EU-weit nur noch vergleichbare Emissionsanforderungen durchsetzbar sein. Zum anderen verursacht eine "Übererfüllung" von Emissionsanforderungen auf der Betreiberseite zusätzliche Kosten und ist daher im Stromwettbewerb uninteressant. Eine **weitere Reduktion von Emissionen** konventioneller Anlagen ist von politischen Vorgaben abhängig. Im Gegensatz hierzu weisen Brennstoffzellen selbst bei Betrieb mit fossilen Brennstoffen vernachlässigbare Emissionen - quasi von vornherein "eingebaut" - auf.

Ökonomische Aspekte

Für den Einsatz in der industriellen KWK liegen die "zulässigen" (anlegbaren) **Investitionen** eines Hybrid-Systems (Hochtemperatur-Brennstoffzelle kombiniert mit Gasturbine) **etwa 15-20 % über** den spezifischen **Investitionen eines vergleichbaren Gasturbinen-Systems**, in der zentralen Stromerzeugung um **bis zu 30 % gegenüber** einem **GuD-System**. Die Höhe der Investitionen wird kommende Entscheidungen für Neuanlagen vermutlich dominieren. Bei vergleichbaren Stromgestehungskosten ergab die Abschätzung "zulässiger" Erstinvestition für das Brennstoffzellen-Modul ohne Einbindung im Leistungsbereich von 1-10 MW (el) eine Größenordnung von 1.400-2.100 DM/kW (el). Mit

abnehmender Leistung des konventionellen Vergleichssystems nehmen dessen spezifische Kosten und damit die Höhe der zulässigen Brennstoffzellen-Investitionen zu.

Der vergleichsweise **hohe elektrische Wirkungsgrad** von Brennstoffzellen in allen Leistungsbereichen **wirkt sich positiv auf die Brennstoffkosten** aus. Jedoch ist hierbei zwischen dem Einsatz von konventionellen Brennstoffen und deren Alternativen (z.B. Wasserstoff), für die noch keine Infrastruktur existiert, zu differenzieren.

Die Lebensdauer der Brennstoffzellen-Stacks ist begrenzt und liegt derzeit noch weit unterhalb üblicher Standzeiten konventioneller Technologien. Der dadurch notwendige **Stack-Wechsel** nach ca. 5 Betriebsjahren wirkt sich **negativ** auf die Stromgestehungskosten aus.

Unter der Annahme gleich bleibender gesetzlicher Vorschriften zur Höhe der Emissionen für (konventionelle) Energieumwandlungsanlagen ist **für potenzielle Betreiber** eines Brennstoffzellen-Systems **kein ökonomischer Vorteil** erkennbar. Dies könnte sich etwa bei Verschärfung von Emissionsgrenzwerten ändern. Darüber hinaus sind aus **volkswirtschaftlicher Sicht** beim Einsatz von Brennstoffzellen weitere Aspekte interessant und wären in eine Bewertung mit einzubeziehen wie etwa ein zurückgehender Verbrauch fossiler Ressourcen und möglicherweise neue Arbeitsplätze. Auch unter dem Gesichtspunkt signifikant steigender Ölpreise können sich Veränderungen in der ökonomischen Bewertung ergeben.

Einsatzpotenzial von Hochtemperatur-Brennstoffzellen in Deutschland

Der **Einsatz von Hochtemperatur-Brennstoffzellen** in der stationären Energieversorgung wird **kurz- bis mittelfristig** zuerst **in dezentralen Anlagen mit kleiner Leistung** erfolgen, um dort Erfahrungen unter Praxisbedingungen zu sammeln. Mit einem Einsatz von Hochtemperatur-Brennstoffzellen in Kraftwerken ist eher **langfristig** zu rechnen.

Aufgrund des frühen Entwicklungsstadiums der Hochtemperatur-Brennstoffzellen wurden bisher nur relativ **wenige Demonstrationsanlagen** installiert. Eine **Markteinführung** von Hochtemperatur-Brennstoffzellen wird erst nach erfolgreicher Demonstration ihrer technischen Reife erfolgen. Hierfür sind Vorleistungen zu erbringen, die die momentan auftretende **Differenz zwischen Marktpreis und den zunächst noch hohen Fertigungskosten** abdecken. Brennstoffzellen-Anlagen können als KWK-System betrachtet werden. Sie würden sich dann im "klassischen" **dezentralen KWK-Markt** positionieren.

Aufgrund der Liberalisierung wird u.a. davon ausgegangen, dass dieser Markt schrumpft, was auch Marktchancen von Brennstoffzellen negativ beeinflusst.

Die **Kopplung von Hochtemperatur-Brennstoffzellen mit Gasturbinen** eröffnet ein **attraktives Marktsegment**, da hiermit eine weitere Verbesserung des Gesamtwirkungsgrades und damit eine Verringerung der Emissionen einhergeht. Dies trifft auch auf eine Integration in Kohlegas-GuD-Kraftwerken zu, deren Markteinführung mittelfristig zu erwarten ist. Mit Hilfe der Kohlevergasung kann eine effizientere Nutzung heimischer Rohstoffe (z.B. Deutschland, China, Indien) erfolgen, was u.U. Exportmärkte erschließen hilft.

Rahmenbedingungen des Energiemarktes

Die **Liberalisierung der Energiemärkte** ist durch sinkende Strompreise und zunehmende Planungsunsicherheiten gekennzeichnet. Dieser Trend spiegelt sich im Wunsch nach kurzen Amortisationszeiten neuer Anlagen zur Reduktion des Investitionsrisikos wider. Dadurch werden eher Neuanlagen mit geringen Anfangsinvestitionen begünstigt. Effiziente Energieumwandlungskonzepte, wie Brennstoffzellen und andere KWK-Anlagen, die vergleichsweise hohe Anfangsinvestitionen aufweisen und sich langfristig über die Brennstoffeinsparung rentieren, haben deshalb, trotz im Mittel vergleichbarer Stromgestehungskosten, im liberalisierten Markt **Nachteile**. Andererseits wird seitens der EU eine Förderung von KWK-Anlagen angestrebt, was zu einem Aufbau entsprechender europäischer Exportmärkte führen könnte.

In der Stromversorgung wird zukünftig von einer stärkeren **Tendenz zur Dezentralisierung** ausgegangen. Anstelle von wenigen großen werden voraussichtlich mehrere räumlich verteilte, kleinere Anlagen zugebaut, was u.a. das Investitionsrisiko verringert. Für den Betrieb solcher Anlagen eignen sich die Brennstoffzelle, aber auch Motoren oder Gasturbinen. Damit hängt die Marktintegration einer neuen Technik (Brennstoffzelle) davon ab, ob sie bei der Befriedigung des entsprechenden Bedarfes an Zubau in diesem Marktsegment konkurrenzfähig ist.

VI. Mini-Brennstoffzellen für tragbare Anwendungen

Der **Trend hin zu tragbaren, elektronischen Kleingeräten** mit integrierter Energieversorgung, wie Laptops, Notebooks, Funk- und schnurlosen Telefonen, Fernseher, Video-Kameras, hat in den letzten Jahren deutlich zugenommen. Diese werden üblicherweise mit Batterien oder Akkumulatoren betrieben. Interessant sind Brennstoffzellen in diesem Anwendungssegment, weil mit ihnen möglicherweise die netzunabhängigen Betriebszeiten deutlich verlängert und Platzprobleme bei Kleingeräten besser als bisher gelöst werden können.

In diese Richtung zielen auch internationale Forschungs- und Entwicklungsarbeiten von Mini-Brennstoffzellen und deren Komponenten. Speziell mit dem Kleinst-Leistungsbereich befassen sich in **Nord-Amerika** derzeit relativ viele Firmen und Institutionen[33], vielfach mit Unterstützung des Department of Energy (DOE). In **Japan** wird seit langem intensiv an Wasserstofftechnologien gearbeitet, wobei auch Mini-Brennstoffzellen mittlerweile von einigen Elektronikfirmen[34] entwickelt werden. In **Europa** wird unterschiedlich stark in diesem Bereich[35] gearbeitet. Zumeist liegen Forschungsprioritäten zur Entwicklung von Brennstoffzellen eher im mobilen und/oder stationären Anwendungsbereich (z.B. Deutschland) als im Bereich tragbarer Anwendungen.

1. Relevante Brennstoffzellen-Typen

Aufgrund des **limitierten Platzangebotes** in elektronischen Kleingeräten sowie einer u.a. aus Sicherheitsgründen möglichst **geringen Betriebstemperatur** bieten sich für den "Hausgebrauch" eher Niedrigtemperatur-Brennstoffzellen an.

---

33 Amerika: Analytic Power Corp., American Power, Athur D-Little, Ballard Power Systems, Inc., Dais Corp., DCH Technology, Inc., Energy Partners, Energy Research Corp., (Mikro-Direktmethanol-Brennstoffzelle), Energy Related Devices, Inc., Fuel Cells 2000, H- Power, Jet Propulsion Laboratory, California, Institute of Technology, Los Alamos National Laboratory, M-C Power Group, Plug Power, Space Power Institute, Auburn University u.a.

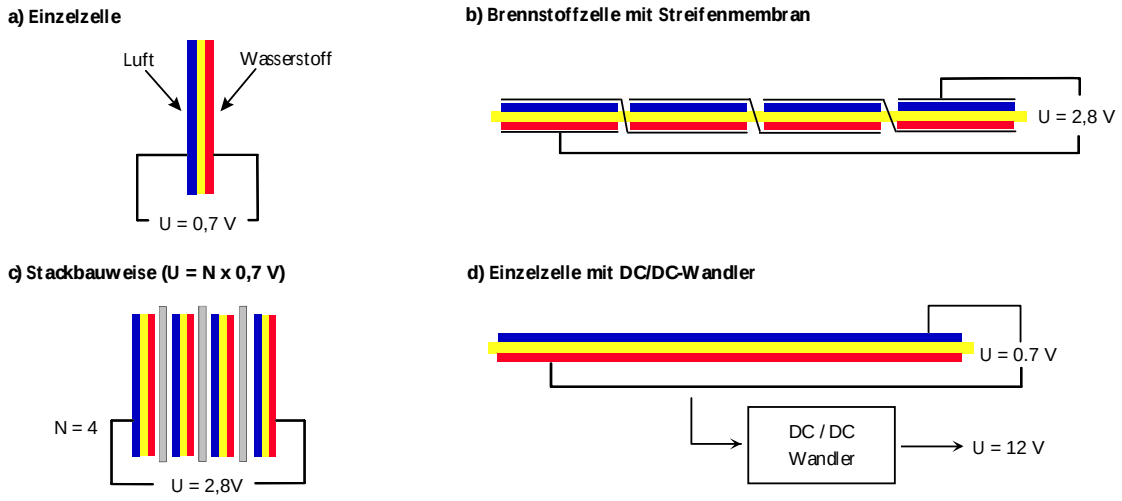
34 Japan: National/Panasonic, Sanyo, Sony, Toshiba u.a.

35 Europa: DeNora S.p.A, Automobilkonzerne in Kooperation mit Brennstoffzellenherstellern, DLR, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme, KFA Jülich, Proton Motor GmbH, Siemens AG, ZSW und diverse Hochschulinstitute

Zu den bisher für Kleingeräte getesteten Brennstoffzellen gehören die Polymermembran-Brennstoffzelle (PEMFC) und die Direktmethanol-Brennstoffzelle (DMFC), wobei erstere u.a. aufgrund von Synergieeffekten aus allen anderen Einsatzbereichen für Brennstoffzellen bis dato einen deutlich höheren Entwicklungsstand erreicht hat. Die alkalische Brennstoffzelle (AFC) kommt für den Einsatz in Kleingeräten insoweit nicht in Betracht, als dass die notwendige Gasaufbereitung (CO_2-Entfernung aus der Luft etc.) für Kleinstanwendungen zu aufwendig ist.

Die **PEMFC** weist eine hohe Flexibilität in Bezug auf Lastverhalten und Bauweise auf. Als funktionelle Bauweisen (Abb. 53) werden die kompakte Stackbauweise sowie das räumlich flacher angeordnete Konzept der sog. Streifenmembran (Vorteil z.B. in Laptops) praktiziert. Die **Praxistauglichkeit der PEMFC-Konzepte ist absehbar**.

Abb. 53: Konzepte zur räumlichen Anordnung von Brennstoffzellen



U = Spannung, N = Anzahl der Zellen

Quelle: ISE 1999, S. 8

Die **DMFC** ist in ihrer Entwicklung im Vergleich zur PEMFC deutlich zurück. Es gibt lediglich einzelne Demonstrationsgeräte (z.B. Batterieladegerät für Handys). Die Mini-Ausführungen weisen jedoch noch alle bekannten Probleme der DMFC auf, wie Potenzialverluste an der Anode (Methanolseite) aufgrund geringer Katalysatoraktivität, Wirkungsgradeinbußen infolge von Methanoldiffusion durch die Membran, Potenzialverluste an der Kathode (Luftseite) aufgrund von Mischpotenzialbildung (ZSW 2000). Die **Praxistauglichkeit der DMFC ist noch nicht abzusehen**.

2 Brennstoffe und ihre Aufbereitung

Brennstoffseitig wird bei der PEMFC für Mini-Brennstoffzellen momentan reiner Wasserstoff favorisiert. Somit liegt ein Forschungsschwerpunkt auf einer effizienten Gestaltung der Wasserstoffspeicherung. Dennoch gibt es auch zur Reformierung kohlenstoffstämmiger Energieträger (z.B. Propan, Butan) zu Wasserstoff Ansätze. Für die DMFC wird Methanol benötigt.

Wasserstoff

Das einfachste Brennstoffzellen-System ergibt sich bei der Verwendung von Wasserstoff. Mini-Brennstoffzellen (**PEMFC**) beziehen **reinen Wasserstoff** am effektivsten direkt aus einem Speichermedium. Von den bekannten Speichervarianten für Wasserstoff (Kap. II.4) wird für bisher vorgestellte Demonstrationsanlagen (z.B. H Power Corp. (USA), ISE (Deutschland)), v.a. auf **Metall-Hydride**[36] zurückgegriffen. Für Demonstrationsgeräte im Labormaßstab können diese über eine Wasserstoffflasche beladen werden. Die Speicherung von flüssigem Wasserstoff bei extrem tiefen Temperaturen (LH2) ist für portable Anwendungen tendenziell weniger geeignet. Die Wasserstoffspeicherung unter hohem Druck (DH2) ist bei zentraler Befüllung der Druckflaschen durchaus geeignet, wobei hier noch einzelne Sicherheitsaspekte (s.u.) zu klären sind. Die attraktivste Form der Wasserstoffspeicherung - die in Carbon-Fasern (Nanofibres) - befindet sich noch im Forschungsstadium; mit ihrer Verfügbarkeit wäre die Wasserstoffversorgung portabler Geräte wesentlich einfacher zu realisieren (Abb. 54).

36 Metallhydride sind Metallpulver, an welchen größere Mengen H_2 chemisch gebunden werden können. Ihre Speicherkapazität liegt zurzeit bei ca. 1,4 Gew.-%, was ca. 3.000 Wh/l oder 500 Wh/kg (H_2) entspricht (ISE 1999 u. 2000). Auch sicherheitstechnisch betrachtet weisen Metallhydridspeicher Vorteile auf, da durch die mit dem Entladen verbundene Abkühlung des Wasserstoffspeichers nur ein definierter Wasserstoffstrom abgegeben wird. Somit würde sich der Speicher bei einem Defekt abkühlen und nicht den gesamten Speicherinhalt in kurzer Zeit frei geben.

Abb. 54: Wasserstoff-Speicher für tragbare Brennstoffzellen-Systeme

Speicherkapazität	Nano >	MH >	LH2 >	DH2
Eignung für tragbare Systeme	FuE (noch nicht verfügbar)	Druck zwischen 0,5 und 20 bar bei Raumtemp., sicherer Haushaltsbetrieb möglich, aktuell bevorzugt	hohe Anford. an Tankisolation (-253°C), hoher Energieaufwand	hohes Druckniveau (200-300 bar), Wiederbefüllung nur zentral möglich (Sicherheit im Haushalt)

MH = Metallhydrid, LH2 = H_2 aus Flüssiggastanks, DH2 = H_2 aus Druckgastanks

Quelle: Zusammenstellung des TAB

Für den "Hausgebrauch" stellt sich aus heutiger Sicht das Problem der Wasserstoffbereitstellung zur Füllung der Hydridspeicher. Als **Perspektive für die Zukunft** bieten sich hierfür zwei Varianten an: die Verwendung eines Mini-Elektrolyseurs und/oder der Aufbau eines Distributionsnetzes zum Austausch leerer Wasserstoffspeicher (ISE 1999). Beim **Mini-Elektrolyseur** kann die Wiederbefüllung des Wasserstoffspeichers direkt im Haushalt, Büro oder unterwegs erfolgen. Wie beim Ladegerät für Li-Ionen-Akkus werden hierfür Strom (fossil und/oder regenerativ) aus dem Netz und zusätzlich Wasser (destilliert) benötigt. Der entstehende Wasserstoff wird gespeichert, der Sauerstoff wird an die Umgebung abgegeben. Alternativ bzw. ergänzend könnte ein **Netz von Versorgungsstellen** (Tankstellen, Bahnhöfen, Flughäfen etc.) aufgebaut werden, wo leere Speicher gegen volle ausgetauscht werden könnten. Damit wäre gleichzeitig auch ein Recycling-Erfassungs-System vorhanden.

Reformierung kohlenstoffstämmiger Brennstoffe

Bei tragbaren Kleingeräten mit Brennstoffzellen erscheint eine externe Reformierung kohlenstoffstämmiger Brennstoffe zu Wasserstoff etwa für eine **PEMFC** auf den ersten Blick weniger praktikabel. Zum einen, weil ein tragbares Kleingerät mit zusätzlichem Reformer tendenziell unhandlicher wird und zum anderen, weil für Kleingeräte ausgelegte Mini-Reformer bisher nicht entwickelt wurden. Die Miniaturisierung von (konventionellen) Groß-Reformern stellt jedoch bereits für Brennstoffzellen-Systeme zur Hausenergieversorgung ein

technisches Problem dar. Allerdings wurde bereits ein Mini-Reformer zur partiellen Oxidation (u.a. Fa. Epyx (USA)) (Baker 2000) für 100 W vorgestellt, welcher auch Gasreinigungsstufen in kompakter Form enthält. **Mikroreaktoren** sind noch ein **FuE-Thema**.

Direktverstromung von Alkoholen

Für die dezentrale Strombereitstellung, z.B. als Ladestation für Handys, eignet sich auch die **DMFC**. Die Direktverstromung von Methanol ist interessant, weil Methanol eine hohe Energiedichte aufweist. Bisher wurden 3-5%ige **wässrige Methanol-Lösungen** für Mini-DMFC getestet, was allerdings einer vergleichsweise geringen Energiedichte entspricht. Ethanol ist prinzipiell auch einsetzbar, jedoch erfolgt mit Hilfe derzeit verfügbarer Katalysatoren noch keine vollständige Umsetzung des Ethanols in der Brennstoffzelle zu Kohlendioxid und Wasser. Beim Methanol - einem flüssigen, bisher unüblichen Brennstoff im "Hausgebrauch" - ist die Frage des "Handlings" anders einzustufen als bei Ethanol. Hier ist im Vergleich zu Ethanol von einer Chemikalie auszugehen, deren Vertrieb laut Chemikaliengesetz gewissen Anforderungen unterliegt. Von einer etwa 3%igen Fertig-Lösung gehen jedoch keine wesentlichen Gefahren für die Gesundheit aus. Eine Gegenüberstellung von physikalischen, chemischen und Kenndaten von Methanol und Ethanol findet sich im Anhang 1.18.

Sicherheit von Wasserstoffspeichern

Druck- sowie Hydrid-Wasserstoffspeicher können derzeit zwar vertrieben werden (ISE 1999 u. 2000), jedoch stellt ihre Zulassung für die Benutzung und den **Transport in Flugzeugen** ein Problem dar. Dies ist z.B. ein Handicap für Brennstoffzellen-betriebene Laptops, deren Verbreitung bei einem Benutzungsverbot in Flugzeugen beeinträchtigt wäre. Für Einzelkomponenten zur Sicherheitsabschaltung des Brennstoffzellen-Systems, wie Druckminderer, Mikroventile und Mikro-Controller, ist eine offiziell anerkannte Sicherheitsanalyse erforderlich. Mit einem entsprechenden **Genehmigungsverfahren** - auf Hersteller- oder Behördenseite - hätten weitere FuE-Bemühungen einen verlässlicheren Rahmen und mittelfristig hätte auch der Vertrieb Brennstoffzellen-integrierter Kleinstgeräte eine bessere Chance.

Fazit

Als Brennstoff für tragbare elektrische Kleingeräte mit PEMFC wird momentan reiner Wasserstoff, für die DMFC eine wässrige Methanol-Lösung eingesetzt. Für die Verwendung haushaltstypischer kohlenstoffstämmiger Brennstoffe wie Propan oder Butan werden Mini-Reformer entwickelt. Von den bekannten Speichervarianten für Wasserstoff wird momentan auf Metall-Hydride zurückgegriffen. Für den Transport von Druckwasserstoffspeichern in Flugzeugen sind noch Sicherheitsfragen zu klären. Vom Speichervolumen her betrachtet wären sog. Nano-Speicher ideal, jedoch noch nicht verfügbar. Die Wasserstoffspeicherung wird zunehmend zu einem Schlüsselfaktor für den Einsatz von Brennstoffzellen; sie ist bisher noch nicht optimal gelöst.

3. Konventionelle Systeme

In Konkurrenz zur Brennstoffzelle stehen alle diejenigen Systeme, mit denen bisher Energie gespeichert wurde. Gängig sind Einweg-Batterien und wiederaufladbare Akkumulatoren.

3.1 Batterien und Akkumulatoren

Momentan sind etwa 81% aller verkauften Kleingeräte-Batterien **Einweg-Batterien** (Primärzellen). Nur etwa 25-34% aller in den Verkehr gebrachten Batterien werden zur Entsorgung zurückgegeben. Die verbleibende größere Restmenge gelangt entweder in den Hausmüll oder lagert längere Zeit in den Haushalten (Umwelt 2000) u.a. deshalb, weil es Kleinst-Geräte (z.B. Armbanduhren, Taschenrechner) gibt, deren Lebensdauer der einer Primärzelle ähnelt. Dort ist es weder sinnvoll, wiederaufladbare Akkumulatoren noch Brennstoffzellen einzusetzen.

Somit kommen als adäquate Vergleichsbasis für Mini-Brennstoffzellen-Systeme nur Akkumulatoren (Sekundärzellen) in Frage. Energiedichten, Entwicklungsstand und Kosten der vier gängigsten fasst Tabelle 34 zusammen. Der **Bleiakkumulator** wird vorwiegend im größeren Leistungsbereich (Starterbatterie, Notstromversorgung etc.) eingesetzt. Er spielt für den Einsatz in tragbaren Kleingeräten keine wesentliche Rolle. Der **Nickel/Cadmium-Akkumulator** ist momentan am Weitesten verbreitet. Er weist einen relativ geringen

Preis bei einer relativ guten **Zyklenstabilität** auf. Als Weiterentwicklung ist der **Nickel/Metallhydrid-Akkumulator** zu sehen, welcher höhere Energiedichten bei schlechterer Zyklenfestigkeit aufweist. **Lithium-Ionen-Akkumulatoren** weisen derzeit die höchste Energiedichte bei einem allerdings relativ hohen Preis auf. Ihre Verbreitung auf dem Markt nimmt deutlich zu. Li-Ionen Akkumulatoren, welche in höherwertigen Geräten dominieren, werden zurzeit zu über 90 % in Japan hergestellt (ISE 1999).

Tab. 34: Energiedichten, Entwicklungsstand und Herstellungskosten von Akkumulatoren

Akku	*gewichtsbezogene Energiedichte [Wh/kg]*	*volumenbezogene Energiedichte [Wh/l]*	*Herstellungskosten [DM/Wh]*	*Einsatz*
Bleiakkumulator	35	70	k.A.	Starterbatterie, Notstromaggregat etc.
Nickel-Cadmium-Akku	35	80	1,50	Niedrigpreisgeräte
Nickel-Metallhydrid-Akku	50	160	2,50	höherwertige Geräte
Lithium-Ionen-Akku	120	260	7,50	Hochpreissegment

k.A. = keine Angaben, da für weitere Betrachtung nicht relevant

Quelle: Zusammenstellung aus Design 1997, ISE 1999, Knowledge 1999 und Varta 1996

Zu den konstruktionsbedingten Problemen von Akkumulatoren gehören die **Selbstentladung** bei längerem Nichtbetrieb und der sog. **Memoryeffekt**. Nach längerer Lagerung (vor allem bei über 20°C) können Nutzungseinschränkungen auftreten. Die geringe Anzahl der Be- und Entladungszyklen (ca. 300 je nach Typ; ISE 1999) beeinflusst die **Lebensdauer** und die entstehenden **Abfallmengen**. Die Geschwindigkeit des Be- und Entladens macht sich nur bei älteren Akkumulator-Typen negativ bemerkbar. Derzeit werden Universalladesysteme entwickelt, die für den jeweiligen Akku eine optimale Ladestrategie ermitteln (Fink et al. 1998).

Weiterentwicklungen von Li-Ionen-Akkus beziehen sich v.a. auf die Optimierung bestehender Anordnungen im - etwa in Laptops - zur Verfügung stehenden Raum. Platzeinsparungen werden von einer Weiterentwicklung ultra-

dünner Lithium-Polymer-Akkus erwartet. Von diesen erhofft man sich, neben besonders flachen Bauweisen, einen Teil der fertigungstechnischen Probleme konventioneller Flüssigelektrolyt-Systeme (z.B. besonderer Gehäuseaufbau der Auslaufen des flüssigen Elektrolyten verhindert) zu beseitigen (VDI 1999).

3.2 Konventionelle Alternativen zu Akkumulatoren

Konventionelle Alternativen zur Energiebereitstellung für tragbare Systeme sind z.B. sog. Mikroturbinen und mittels Körperkraft angetriebene Generatoren. **Mikroturbinen** mit angekapseltem Mikrogenerator bis zur Größe eines Hemdknopfes wurden als Prototyp entwickelt (vom Massachusetts Institut of Technology) (IMT 1998). Diese sind ca. ein Viertel kleiner als Akkus und erreichen bis zu 20 h Laufzeit; Energieträger ist Butan (in Tanks). Eine andere Möglichkeit ist der Antrieb eines **Generators mit einem Zugseil**. Dabei wird eine Feder manuell mittels Kurbel gespannt. Eine nach diesem Prinzip funktionierende Energieversorgung für Radios wurde von BayGen Power Ltd. (Südafrika) entwickelt (ISE 1999).

Fazit

Hauptkonkurrenz der Brennstoffzellen-Systeme sind wiederaufladbare Akkumulatoren. Die höchste Energiedichte - allerdings auch den höchsten Preis - weisen derzeit Lithium-Ionen-Akkumulatoren auf. Zu den Vorteilen der Akkus gehören deren Verfügbarkeit sowie ihre Praxis- und Markterprobung. Probleme treten hinsichtlich Zyklenstabilität, Selbstentladung und Memoryeffekt auf. Weiterentwicklungen bei Akkumulatoren zielen v.a. auf neue Geometrien. Derzeit sind keine prinzipiell neuen Akku-Systeme zu erwarten. Alternativen (z.B. Mikroturbinen) sind momentan von untergeordneter Bedeutung.

4. Nutzeranforderungen

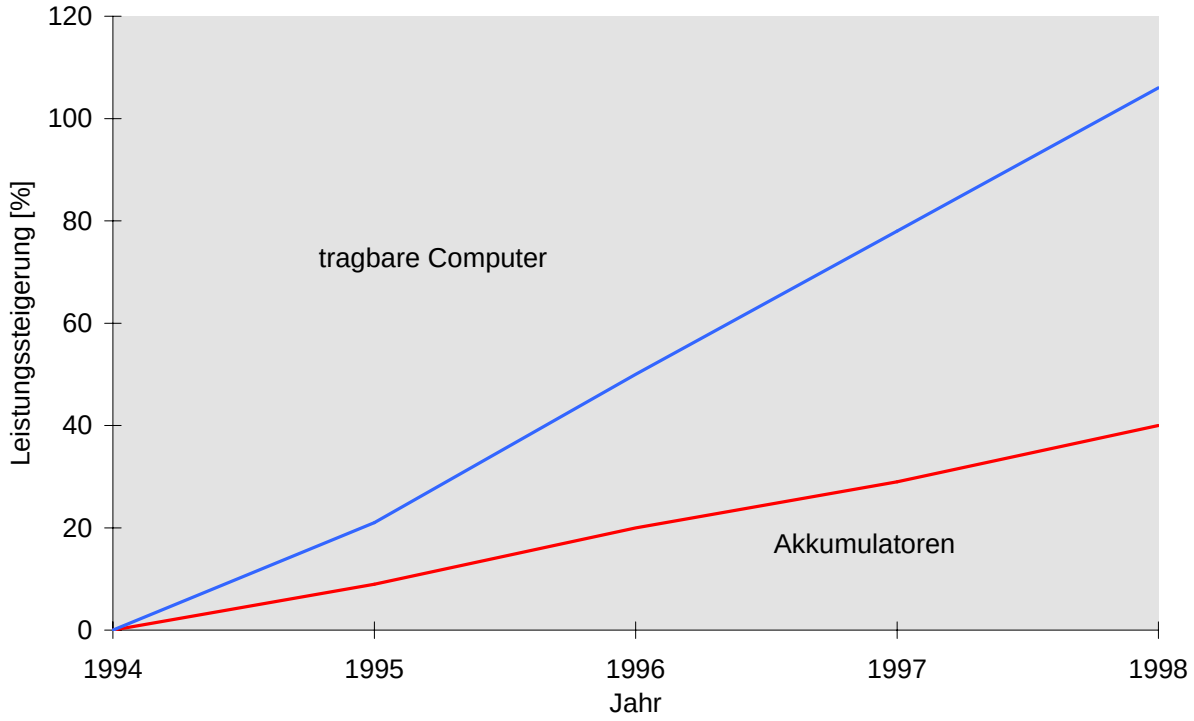
Bei tragbaren Geräten steht aus Nutzersicht eine möglichst lange Unabhängigkeit von einem stationären Stromnetz im Vordergrund. Ferner ist von der Erwartung einer deutlich **längeren netzunabhängigen Arbeitszeit** sowie dem Wunsch, die Kleingeräte **an jeden beliebigen Ort** mitzunehmen, auszugehen.

Die Realisierung dieser Kundenwünsche könnte allerdings höhere Preise zur Folge haben.

Wiederaufladbare Akkumulatoren weisen eine begrenzte Laufzeit pro Ladezyklus auf. Nach einer Erhebung belief sich die Laufzeit von tragbaren Computern mit Li-Ionen-Akkumulatoren auf 1 h 12 min bis 3 h 58 min; im Durchschnitt ergaben sich 2 h 55 min (ISE 1999). Mit den zurzeit besten Li-Ionen-Akkus kann ca. 30 Minuten mit Video-Kameras (PC 1998) gearbeitet werden, was aus Anwendersicht ungenügend ist.

Feststellbar ist, dass der Energieverbrauch neuer, verbesserter tragbarer Kleingeräte schneller zunimmt als die Energiedichte weiter entwickelter Akkumulatoren (Abb. 55). Damit nehmen deren realisierbare Betriebszeiten ab.

Abb. 55: Entwicklung der Leistungsaufnahme von Laptops im Vergleich zu Verbesserungen der Kapazität von Akkumulatoren



Quelle: ISE 1999, Knowledge 1999

Der Nutzenergiebedarf der Kleingeräte (z.B. für Informationsübertragung beim Telefon) ist relativ gering. Durch schlechte Ladewirkungsgrade von Akkumulatoren und einem ständigen Energieverbrauch im Stand-by-Betrieb ergibt sich ein Eigenbedarf an Energie, der um Größenordnungen über dem eigentlichen

Nutzenergiebedarf liegen kann (Fink et al. 1998). Eine Gesamtbetrachtung zeigt, dass sich der Energiebedarf der Kleingeräte mittlerweile zu einem nicht mehr zu vernachlässigenden Anteil am Haushaltstromverbrauch summiert.

Die **Auslegung der Brennstoffzelle** für Kleingeräte muss nicht zwingend nach dem Spitzenlastbedarf, z.B. bei der eigentlichen Informationsübertragung erfolgen. Um ein für den Nutzer akzeptables Verhältnis zwischen Leistung, Handhabbarkeit (Größe, Gewicht) und Anschaffungspreis zu gewährleisten, könnten bei der Dimensionierung des Brennstoffzellen-Systems auch **Zusatzenergiespeicher** zur Abpufferung von Spitzenlast eingebaut werden. Hierfür eignen sich sog. Supercaps (hochleistungsfähige Kondensatoren) oder eine Batterie. Denkbar ist auch eine permanente Nachladung eines integrierten Akkumulators (Wasserstoff 1998) für Anwendungen mit kleinem Verbrauch im Stillstand und kurzfristigen Spitzen (z.B. Handys, optische bzw. akustische Signale). Dementsprechend kann die "teure" Brennstoffzelle kleiner dimensioniert werden.

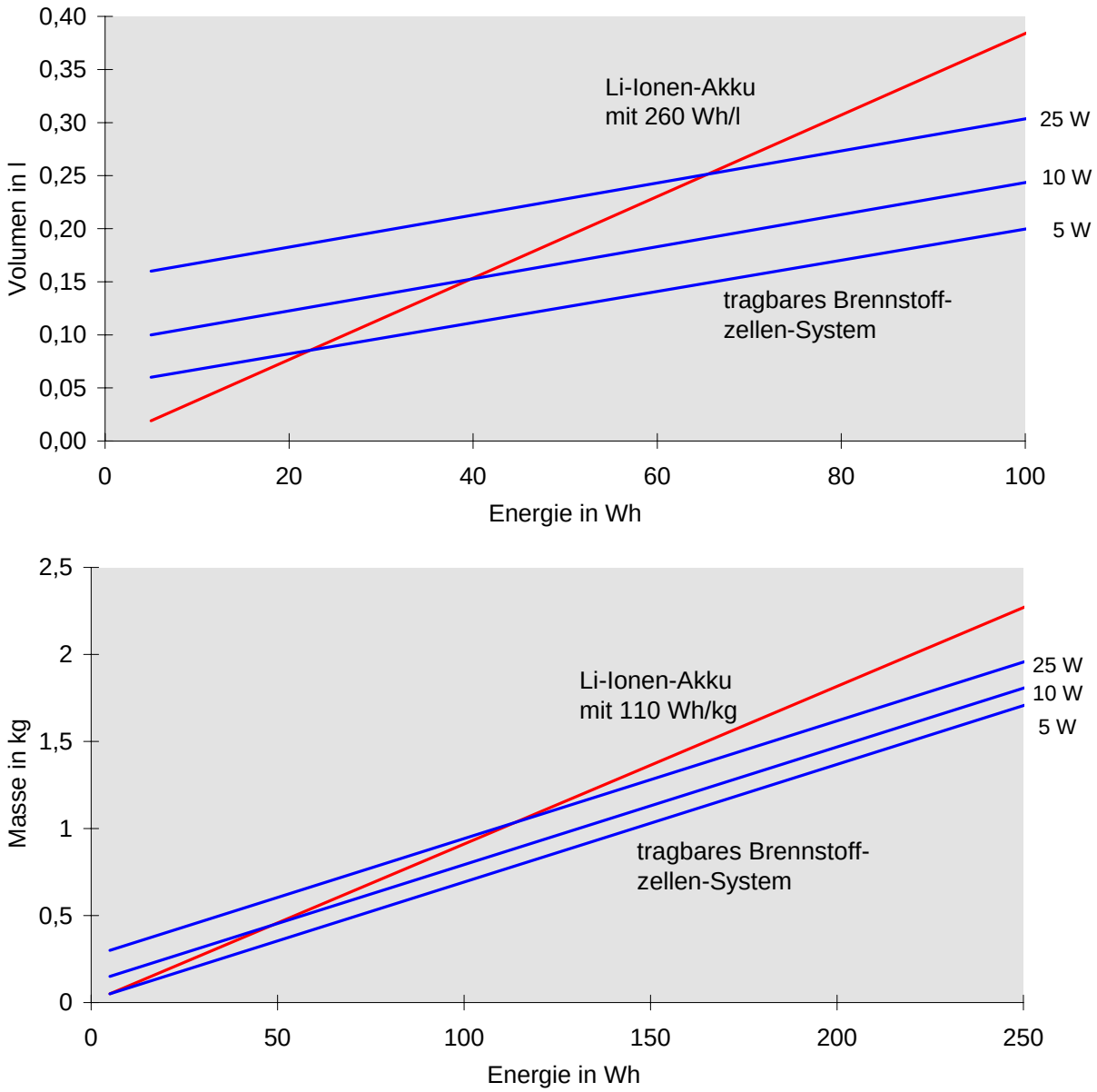
Damit besteht potenziell ein **Bedarf an neuen Energieversorgungskonzepten**, die den in Kleingeräten **verfügbaren Platz optimal nutzen** (hohe Energiedichte), die **Handlichkeit** des Gerätes nicht einschränken (kleine Maße und geringes Gewicht) und die **Laufzeit deutlich verlängern**.

5. Technische Aspekte

Als Referenz für einen Vergleich wird dem Mini-PEMFC-System mit Metallhydrid-Speicher für Wasserstoff der derzeit leistungsfähigste Li-Ionen-Akkumulator gegenübergestellt. Außer dem Ventil zum Öffnen und Schließen des Hydridwasserstoffspeichers sind bei beiden **keine bewegten mechanischen Teile** vorzufinden. Im Unterschied zu gängigen Batterie- und Akkumulatorsystemen sind bei der Brennstoffzelle **Energieerzeugung** (Zelle) **und Energiespeicher** (Brennstoffversorgung) **räumlich getrennt**. Die eigentlichen Reaktionspartner (Wasserstoff bzw. Methanol und Sauerstoff der Luft) sind nicht Bestandteil der Brennstoffzelle. Damit kann so lange Energie bereitgestellt werden wie extern Brennstoff zugeführt wird. Die Leistung der Brennstoffzelle und die Kapazität des Wasserstoff- bzw. Methanolspeichers sind daher unabhängig voneinander wählbar. Bei längerer Lagerung ohne Betrieb des Kleingerätes kann die Brennstoffzufuhr unterbrochen werden, so dass im Gegensatz zu Akkumulatoren **keine Selbstentladung** auftritt.

Metallhydridspeicher und Brennstoffzelle werden als System zusammen auf die Leistung des Kleingerätes ausgelegt. Dabei ergibt sich in Bezug auf Kapazität und resultierendes Gewicht sowie Volumen ein linearer Zusammenhang (Abb. 56).

Abb. 56: Volumen und Gewicht eines tragbaren Brennstoffzellen-Systems in Abhängigkeit von der Kapazität



Quelle: ISE 1999; Annahmen zur Berechnung: gravimetrische Energiedichte von Hydridspeichern 200 Wh/kg, volumetrische Energiedichte von Hydridspeichern 750 h/l

Ausgehend von einem tragbaren, mit Wasserstoff und Luftsauerstoff betriebenen System, bestehend aus Brennstoffzelle und Metallhydridspeicher (ohne Pumpe), ergibt sich im Vergleich zu Li-Ionen-Akkumulatoren in Bezug auf Volumen und Gewicht, dass erst **ab einer bestimmten Kapazität** die Energiedichte eines Li-Ionen-Akkus übertroffen wird. Je höher die Leistung desto später wird dieser Punkt überschritten. Weiterhin spielt die Häufigkeit der Nachladung des Speichers eine Rolle. Prinzipiell kann ein Wasserstoffspeicher (Speicherung als Druckwasserstoff oder in Metallhydrid) mehrere tausend mal be- und entladen werden. Die **Anzahl der Ladezyklen** ist im Vergleich zu Akkumulatoren **nicht begrenzt**.

Eine Variante der PEMFC - die **DMFC** - ist für den Einsatz in Kleinstgeräten eine interessante Alternative, weil flüssiges Methanol eine hohe Energiedichte besitzt. Dadurch ließe sich etwa die Kompaktheit des Systems verbessern. Bei einem Vergleich eines DMFC-Systems mit einem Li-Ionen-Akkumulator ergeben sich ähnliche Zusammenhänge wie bei der PEMFC.

Beim Einsatz kleiner Brennstoffzellen spielen **materialtechnische Aspekte** aus Gründen des Gewichtes und der Kosten (Verwendung leichter Standardmaterialien) eine Rolle.

Entstehendes Wasser auf der Luftseite der Brennstoffzelle verdampft bei kleinen Anwendungen (z.B. Handy). Sofern größere Mengen an Wasser entstehen (z.B. Laptop), besteht die Gefahr einer Wassersättigung der Luft. Eine daraus resultierende Tropfenbildung kann zur Verstopfung von Kanälen führen. In diesen Fällen muss für ein **Wassermanagement** gesorgt werden. Hierfür ist die Entwicklung von Konzepten notwendig, die in allen Betriebszuständen sowie bei längerer Lagerung eine sichere Funktion ermöglicht.

Bei Batterien ist eine Anzeige, die den Ladezustand der Batterie wiedergibt Stand der Technik. Entsprechend wäre eine **Füllstandsanzeige** für Hydridspeicher hilfreich. Diese müsste noch entwickelt werden. Zum FuE-Bedarf gehört auch die Entwicklung von Mikroventilen zum gasdichten Verschließen des Wasserstoffbehälters.

6. Ökonomische Aspekte

Für eine ökonomische Betrachtung werden die jeweiligen Gesamtsysteme als Vergleichsbasis herangezogen. Dies bedeutet für den Li-Ionen-Akkumulator, dass auch die Einbindung (Ladeelektronik, Anschlüsse, platzsparende Anordnung

im Laptop etc.) in den angesetzten Preis integriert sind. Leistungsfähige Akkumulatoren sind momentan relativ teuer. Für ein System "Laptop mit Batterie" mit Li-Ionen-Akkumulatoren werden nach Herstellerangaben 10 DM/Wh angesetzt. Da die maximale Zahl der Ladezyklen bei Li-Ion-Akkumulatoren bei etwa 300 und die eines Metallhydridspeichers in Kombination mit einer Brennstoffzelle bei bis zu 1.000 liegt, wurden für eine exemplarische Vergleichsrechnung entsprechend drei Batterien zu Grunde gelegt (Tab. 35).

Tab. 35: Verhältnis spezifische Anschaffungskosten der Gesamtsysteme und Kosten der Energieträgerbereitstellung

Parameter	*Li-Ionen-Batterie-System für Laptop*	*drei Li-Ionen-Batterien (für 1.000 Zyklen)*	*Brennstoffzellen-System mit Hydridspeicher*
Investition Batterie bzw. Brennstoffzelle [DM/Wh]	10	30	10 (Annahme)
Lebensdauer Akku bzw. Hydridspeicher [Anzahl der Ladezyklen]	300	1.000	1.000
Strom (Haushaltstarif) [Pf/kWh]	30	30	30
Wirkungsgrad des Batterieladegerätes []	0,7	0,7	-
Wirkungsgrad der H_2-Erzeugung mittels Haushaltsstrom (Elektrolyseur) []	-	-	0,7
Wirkungsgrad der Brennstoffzelle) []	-	-	0,5
Ergebnis [DM/Wh]	10 + 0,13	30 + 0,43	10 + 0,86

Quelle: Zusammenstellung aus ISE 1999 u. 2000

Unter der Annahme, dass ein Brennstoffzellen-System mit Metallhydridspeicher (Wasserstoff wird über einen Haushaltselektrolyseur erzeugt) auch 10 DM/Wh kosten würde, zeigen die Ergebnisse, **dass die spezifischen Anschaffungskosten für beide Gesamt-Systeme signifikant höher wären als die Kosten der Ener-**

gieträgerbereitstellung. Die Brennstoffzellen-Systeme wären bei vergleichbarer Anzahl von Ladezyklen bei den spezifischen Anschaffungskosten um einen Faktor drei preiswerter und bei der Energieträgerbereitstellung um einen Faktor zwei teurer. Die Bereitstellung des Wasserstoffs über einen Haushaltselektrolyseur ist zwar etwas teurer, dominiert jedoch nicht die Gesamtkosten des Brennstoffzellen-Systems. Bei vergleichbaren spezifischen Anschaffungskosten beider Systeme relativiert sich **bei** den **hohen Preisen für Li-Ionen-Akku-Systeme** der **Einsatz von** vergleichsweise teurerem **Wasserstoff**.

Betrachtet man das Brennstoffzellen-System ohne Elektrolyseur, können herstellungsseitige **Kostenziele** nur eingeschränkt ermittelt werden, weil belastbare Kostenangaben nur für Einzelkomponenten vorliegen. Eine darauf aufbauende grobe Analyse möglicher Produktionskosten ergab nach (ISE 1999), dass allein für die PEMFC-Brennstoffzelle (Membran/Elektroden-Einheit, Hydridmaterial, Speicherbehälter, Zellrahmen, Mikrokomponenten) mit einer Leistung von 30 W (150 Wh (el)) in etwa 50 DM erwartet werden können. Hinzu kämen Kosten für einen Elektrolyseur, die aufgrund ähnlicher Bauteile auf eine vergleichbare Größenordnung geschätzt werden. Somit erscheint für Mini-Brennstoffzellen-Systeme das **Kostenniveau von Li-Ion-Akkumulator-Systemen erreichbar** zu sein.

7. Ökologische Aspekte

Bei der Betrachtung der ökologischen Aspekte wird zwischen der Bereitstellung des Energieträgers (Wasserstoff, Strom), der Nutzung vor Ort und der Entsorgung differenziert.

Energieträgerbereitstellung

Akkumulatoren werden mittels Strom aus dem öffentlichen Netz geladen, mit dem auch Mini-Elektrolyseure betrieben werden. Emissionen treten hierbei entsprechend dem aktuellen "Strommix" bei der Stromerzeugung (z.B. im Kraftwerk) und entlang der vorgelagerten Brennstoffketten (Kohlebereitstellung etc.) auf. Der benötigte **Strom**, z.B. für einen Mini-Elektrolyseur, **kann auch regenerativ erzeugt werden** (z.B. über eine Solarzelle).

Beim Einsatz **kohlenstoffhaltiger Brennstoffe** (Propan, Butan, Methanol) entstehen ebenfalls Emissionen bei deren Bereitstellung. Hier treffen in Bezug

auf vorgelagerte Emissionen die in den Kapiteln III, IV und V getroffene Aussagen zu. Diese Brennstoffe sind momentan jedoch von untergeordneter Bedeutung.

Da die ökologische Relevanz der **Wasserstoffbereitstellung** für tragbare Anwendungen eine untergeordnete Rolle spielt, konzentriert sich die Diskussion eher auf den erzielbaren Komfort für den Verbraucher als auf verschiedene Bereitstellungspfade. Insgesamt gesehen ist die Speicherbefüllung für Kleingeräte mit geringerem Aufwand verbunden als für größere. Bei der Versorgung des Mini-Brennstoffzellen-Systems mit Wasserstoff wird dessen **Emissionsbeitrag** eher **durch** die **lange Lebensdauer der Brennstoffzelle** und **weniger durch** den **Brennstoffpfad dominiert** (ISE 1999).

Nutzung

Beim Gebrauch der Kleingeräte, also dem eigentlichen Betrieb der **Brennstoffzelle**, entsteht bei der PEMFC nur Wasser als Reaktionsprodukt, welches verdunstet. Bei der DMFC ergibt sich aus dem Methanol-Einsatz, dass neben Wasser auch noch Kohlendioxid entsteht. Jedoch ist die CO_2-Freisetzung bei 3-5%igen Methanol-Lösungen vergleichsweise gering. Auch beim Betrieb von **Akkumulatoren** treten vor Ort keine Emissionen auf.

Entsorgung

Aus Kostengründen wird eher auf Standardmaterialien zurückgegriffen, was bei der **Entsorgung von Brennstoffzellen** hilfreich ist. Dabei können bestehende Verfahren zur umweltgerechten Entsorgung einzelner Komponenten der Brennstoffzelle eingesetzt werden. Zum Beispiel können aufgebrachte Katalysatormaterialien (Platin)[37] zurück gewonnen und wieder verwertet werden. Die Zellrahmen mit den Gasleitstrukturen bestehen aus Kunststoff und können ebenfalls wieder verwertet werden. Von den Metallhydridspeichern können die Speichermetalle regeneriert und erneut verwendet werden (ISE 1999).

Im Gegensatz hierzu gestaltet sich die Entsorgung von Primär- und Sekundärbatterien trotz der Batterieverordnung von 1998 problematisch. Nach einer Studie des Umweltbundesamtes (Baumann/Muth 1997) stellen Batterien insgesamt die bedeutendste Produktgruppe für die Schwermetallbelastung im Haus-

37 Die minimale Mengenaufbringung auf eine Membran liegt etwa bei 0,15 mg/cm^2, wobei eine weitere Reduktion der Katalysatormenge angestrebt wird (Siemens 1998).

müll dar, so dass eine **Reduzierung des Müllaufkommens an** verbrauchten bzw. defekten **Akkumulatoren** notwendig wäre. Beispielsweise wurde von ISE (1999) errechnet, dass sich bei einem geschätzten Aufkommen von weltweit ca. 500 Mio. Stück Alt-Akkus im Jahre 2001 das Müllaufkommen in diesem Segment beim Einsatz von Brennstoffzellen - aufgrund ihrer längeren Lebensdauer - auf 1/10 bis 1/20 reduzieren lassen würde.

Fazit

Aus ökologischer Sicht liegt ein wesentlicher Vorteil der Mini-Brennstoffzellen im Vergleich zu Akkumulatoren in ihrer **deutlich längeren Lebensdauer**. Hierdurch werden **Emissionen** aus der Stromversorgung des Elektrolyseurs zur Wasserstoffbereitstellung **relativiert**. Die **Nutzbarkeit regenerativer Energiequellen** zur dezentralen Wasserstofferzeugung ist gegeben. Ein zusätzlicher ökologischer Vorteil der Brennstoffzelle ergibt sich aus der Wiederverwendbarkeit einzelner Komponenten. Ein verbreiteter Einsatz von Mini-Brennstoffzellen würde dazu führen, dass sich das Müllaufkommen an Akkumulatoren reduziert.

8. Marktperspektiven

Mini-Brennstoffzellen für den tragbaren Einsatz haben ein nicht zu vernachlässigendes Marktvolumen. Der Markt für tragbare elektronische Kleingeräte ist im Vergleich zur stationären Energieversorgung und der im Fahrzeug allerdings anders strukturiert. **Kleingeräte weisen** oft relativ **kurze Lebenszyklen auf** (z.B. 2-3 Jahre für tragbare Computer), so dass eine Markteinführung neuer Energieversorgungssysteme relativ schnell möglich ist. Bei entsprechender Kundenpräferenz, z.B. für eine längere Laufzeit des Kleingerätes, dürfte auch die Bereitschaft zunehmen, eine vergleichsweise teurere, jedoch qualitativ hochwertige Energieversorgung mit hoher Kapazität zu erwerben.

Der weltweite Markt für tragbare Kleinsysteme mit integrierter Energieversorgung wird als wachsend eingeschätzt (Tab. 36). Dabei spielen auch neu entwickelte Geräte wie Organizer, Handheld-PC für tragbaren Datentransfer und Zugang zum Internet eine wesentliche Rolle.

Tab. 36: Prognose der Entwicklung des weltweiten Marktes für tragbare elektronische Geräte (in Mio.)

	1996	*2001*	*2006*
Einheiten tragbarer Geräte	1.580	4.140	6.525

Quelle: FhG 1998, ISE 1999

Zur **Markteinführung** von Brennstoffzellen-Systemen in Kleingeräten bieten sich **zwei Varianten** an. Zum einen können herkömmliche Akkus beim normalen **Wechselrhythmus** problemlos durch Brennstoffzellen-Systeme ersetzt werden. Dem Vorteil einer schnellen Marktpräsenz steht der Nachteil gegenüber, dass bei der Vielzahl bestehender Systemvarianten keine optimale (räumliche) Unterbringung des Brennstoffzellen-Systems in das Kleingerät erfolgen kann. Dies ist z.B. als flache Zelle im Boden des Laptops bei **Einbau** der Mini-Brennstoffzellen **während der Herstellung** als Grundausstattung der Kleingeräte möglich.

9. Fazit und Ausblick

Die Vorteile, die von Brennstoffzellen in Kleingeräten erwartet werden, liegen in einer deutlichen Erhöhung netzunabhängiger Betriebszeiten bei Nutzung eines begrenzten Platzangebotes, akzeptablem Gewicht, flexibler Lastdynamik und relativ niedrigen Betriebstemperaturen (bis zu Raumtemperaturen).

Entwicklungsstand der Brennstoffzellen-Technik

Für tragbare elektrische Kleingeräte sind besonders Niedertemperatur-Brennstoffzellen wie die PEMFC und die DMFC geeignet. Für sog. CCC-Anwendungen (Computer, Cellular Phones, Camcoder) werden voraussichtlich **Membran-Brennstoffzellen** (PEMFC) am ehesten die Marktreife erreichen. **Direktmethanol-Brennstoffzellen** (DMFC) haben ebenfalls gute Chancen, befinden sich jedoch zurzeit noch im Laborstadium.

Zur Nutzung des limitierten Platzangebotes in Kleingeräten bieten sich unterschiedliche räumliche Anordnungen an. Die **Miniaturisierung aller Kompo-**

nenten des Brennstoffzellen-Systems stellt eine Herausforderung aufgrund der **Platzbeschränkung** in Kleingeräten dar. Hier bieten sich unterschiedliche räumliche Anordnungen der Brennstoffzellen (Kompakt-Stack, planar) an.

Brennstoffe und deren Bereitstellung

Als Brennstoff für tragbare elektrische Kleingeräte, die mit einer PEMFC ausgestattet sind, ist der Einsatz von reinem **Wasserstoff** aufgrund der resultierenden Handlichkeit solcher Systeme vorzuziehen. Aus Gründen der Brennstofflogistik kommen auch haushaltstypische, kohlenstoffstämmige Brennstoffe in Betracht. Hierzu sind Mini-Reformer notwendig, an denen bereits gearbeitet wird. Diese beanspruchen jedoch zusätzlich Gewicht und Platz.

Für die DMFC wird eine wässrige **Methanol**-Lösung eingesetzt. Der Direkteinsatz von Methanol ist im Brennstoffzellen-System energetisch gesehen günstiger als eine erneute Reformierung zu Wasserstoff.

Von den bekannten **Speichervarianten für Wasserstoff** kommen momentan v.a. **Metall-Hydridspeicher** zum Einsatz. Beim Einsatz von Druckwasserstoffspeichern sind Sicherheitsfragen, etwa beim Transport der Kleingeräte in Flugzeugen, noch ungeklärt (Genehmigungsverfahren). Nano-Speicher wären auch hier optimal, sind jedoch noch nicht verfügbar. Die **Wasserstoffspeicherung** wird zunehmend zu einem **Schlüsselfaktor** für den Einsatz von Brennstoffzellen.

Ein **wesentlicher Nachteil** für Mini-Brennstoffzellen liegt im Falle des Einsatzes von PEMFC momentan im Fehlen einer **"flächendeckenden" Wasserstoffbereitstellung**. Ein weiteres Problem besteht darin, dass für die Wasserstoffnutzung bisher keine technischen Normen existieren (z.B. Sicherheit von Druckspeichern bei Transport in Flugzeugen).

Vergleich mit Batterien und Akkumulatoren

Die Konkurrenztechnologie bei den tragbaren elektrischen Kleingeräten sind herkömmliche **Batterien und Akkumulatoren** (Primär- und Sekundärzellen). Die **"Messlatte"** ist der **Lithium-Ionen-Akkumulator**, der nach heutigem Stand der Technik die höchste Energiedichte - allerdings auch den höchsten Preis aller Akkumulatoren - aufweist. Andere Alternativen (z.B. Mikroturbinen) sind derzeit von untergeordneter Bedeutung.

Die **Vorteile** von Batterien und Akkumulatoren liegen in ihrer heutigen **Verfügbarkeit zu Marktpreisen**. **Nachteile** sind in der **geringen Anzahl der Ladezyklen** (Batterien einmal, Akkus in Abhängigkeit von Nutzerverhalten bis

zu dreihundertmal) und in dem sich daraus ergebenden **Entsorgungsproblem** von Batterien zu sehen. **Probleme** treten hinsichtlich **Zyklenstabilität**, **Selbstentladung** und **Memoryeffekt** auf. Weiterentwicklungen bei Akkumulatoren zielen eher auf neue Geometrien. Prinzipiell sind keine neuen Akku-Systeme zu erwarten.

Durch den Einsatz von Brennstoffzellen kann die Lebensdauer der Mini-Energieversorgung im Vergleich zu Akkus verlängert werden. Die **Laufzeit** wiederaufladbarer Akkumulatoren ist eine **Funktion des Nutzerverhaltens**. Bei der Mini-Brennstoffzelle ist sie - aufgrund der räumlichen Trennung von Zelle und Brennstoffspeicher - eine Funktion der extern zugeführten Brennstoffmenge. Nebeneffekt ist dabei, dass durch diese Trennung keine Selbstentladung auftreten kann. Darüber hinaus sind die einsetzbaren Metallhydridspeicher bis zu eintausendmal wiederbeladbar.

Bei Mini-Brennstoffzellen-Systemen **dominiert** wie bei Li-Ionen-Akkumulatoren der **Anschaffungspreis**. Die Kosten der Energieträgerbereitstellung sind deutlich geringer. Die Herstellung von Wasserstoff dominiert nicht die Energiekosten des Brennstoffzellen-Systems. Eine Kostenabschätzung für die einzelnen Komponenten eines Mini-Brennstoffzellen-Systems auf Basis heute verfügbarer Daten ergab, dass das **Kostenniveau von Li-Ionen-Akkumulatoren erreichbar** erscheint.

Ökologische Aspekte

Vor Ort entstehen bei der PEMFC nur Wasser, bei der DMFC neben Wasser noch CO_2 in geringen Mengen. Wasserstoff kann über einen Mini-Elektrolyseur erzeugt werden, dessen Strom auch regenerativ bereitgestellt werden kann.

Der **Emissionsbeitrag** von Mini-Brennstoffzellen wird nicht wesentlich durch den Brennstoffpfad bestimmt, sondern eher durch die lange Lebensdauer des Brennstoffzellen-Systems. Die Diskussion verschiedener Varianten zur Bereitstellung von Wasserstoff konzentriert sich daher auf den erzielbaren Komfort für den Verbraucher. Aufgrund der längeren Lebensdauer und der Recyclierbarkeit einiger ihrer Komponenten könnten Brennstoffzellen bei Substitution von signifikanten Mengen an Akkumulatoren einen **Beitrag zur Müllvermeidung** leisten.

Einsatzpotenzial von Mini-Brennstoffzellen

Die Entwicklung des **Energieverbrauchs tragbarer Kleingeräte** hat sich **von** dem der **Energiedichte neuer Akkumulatoren entkoppelt**. Der Energieverbrauch neuer Kleingeräte nimmt schneller zu als die Energiedichte neuer Batterien. Es wird erwartet, dass der **Markt für Kleingeräte** weiter **expandiert**, so dass auch der Bedarf an Batterien und Akkumulatoren zunimmt. Dieser Bedarf könnte auch durch Mini-Brennstoffzellen-Systeme (z.B. mit Metallhydridspeicher) gedeckt werden.

FuE-Bedarf

Neben der Erhöhung der Leistungsdichte der Brennstoffzellen (Optimierung der Membran/Elektroden-Einheiten) steht insgesamt die Verbesserung der **Zuverlässigkeit** des gesamten Brennstoffzellen-Systems (Prüfung und evtl. Zertifizierung) im Mittelpunkt der FuE-Bemühungen. Dabei spielen die Entwicklung von Konzepten zum **Wassermanagement** innerhalb der Brennstoffzelle, welche in allen Betriebszuständen sowie bei längerer Lagerung sicher funktionieren soll, eine Rolle, ferner die **Entwicklung von Mini-Reformern** für kohlenstoffstämmige Brennstoffe.

In Bezug auf einen Einsatz von **Wasserstoff** in Beruf und Haushalt ist die Peripherie der Brennstoffzelle aus **Sicherheitsgründen** heraus zu optimieren. Für Druckwasserstoffspeicher sind etwa für den Einsatz in Kleingeräten noch Sicherheitsfragen beim Transport in Flugzeugen ungeklärt (**Genehmigungsverfahren für Sicherheitsprüfung von Druckspeichern**). Hierzu ist die **Entwicklung von Schnellverschlüssen**, die ein einfaches und sicheres Wechseln des Wasserstoffbehälters ermöglichen, erforderlich. Darüber hinaus sind **Mikropumpen und -ventile** eine Option, die ein gasdichtes Verschließen des Wasserstoffbehälters bei einer Notabschaltung etwa beim Auftreten von Undichtigkeiten gewährleisten. Die Entwicklung von **Füllstandsanzeigen für Wasserstoffspeicher** (z.B. bei Metallhydriden) analog zu Batterieleistungsanzeigen ist ebenfalls noch notwendig.

Die **Weiterentwicklung der Wasserstoffspeicherung** (z.B. Nano-Speicher) wird allgemein als dringlich angesehen, da sich die Wasserstoffspeicherung für alle Anwendungen zunehmend als **ein Schlüsselfaktor** herauskristallisiert.

Literatur

1. In Auftrag gegebene Gutachten

DLR-ITT (Deutsche Forschungsgesellschaft für Luft- und Raumfahrt e.V. - Institut für Technische Thermodynamik) (1999): Analyse von Einsatzmöglichkeiten und Rahmenbedingungen verschiedener Brennstoffzellensysteme in Industrie und zentraler öffentlicher Stromversorgung (Autoren: Dienhart, H, Pehnt, M, Nitsch, J.). Stuttgart

FZJ (Forschungszentrum Jülich GmbH: Institut für Werkstoffe und Verfahren der Energietechnik (IWV-3), Programmgruppe Systemforschung und technologische Entwicklung (STE)) (1999): Systemvergleich: Einsatz von Brennstoffzellen in Straßenfahrzeugen (Autoren: Biedermann, P., Birnbaum, K. U., Grube, T., Höhlein, B., Menzer, R., Walbeck, M.). Jülich

IFEU (Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH) (1999): Ökologischer Vergleich von Kraftfahrzeugen mit verschiedenen Antriebsenergien unter besonderer Berücksichtigung der Brennstoffzelle (Autoren: Patyk, A., Höpfner, U.). Heidelberg

ISE (Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme) (1999): Mini-Brennstoffzellen: Entwicklungsstand, Einsatzmöglichkeiten sowie Marktchancen für den zukünftigen Einsatz. Freiburg

LBST (L-B-Systemtechnik GmbH) (1999): Analyse von Einsatzmöglichkeiten und Rahmenbedingungen von Brennstoffzellen in Haushalten und im Kleinverbrauch in Deutschland und Berlin (Autoren: Berthold, O., Bünger, U., Niebauer, P., Schindler, Schurig, V., Weindorf, W.), Ottobrunn (Gutachten im Auftrag des Deutschen Bundestages/TAB, BEWAG AG und GASAG AG)

2. Weitere Literatur

ASUE (Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch) (1999): Contracting in der kommunalen und industriellen Energieversorgung. Kaiserslautern

ASUE (Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch) (1996): Energiebedarf in Krankenhäusern, BHKW in Krankenhäusern. Kaiserslautern, S. 6

BAER, E., FELWOR, P., KIRCHHOFF, H., ZIEGELMANN, G. (1999): Ende oder Fortbestand der KWK- Fernwärmeversorgung? In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 49(5)

BAKER, E.G. (2000): Microchannel Fuel Processing for Portable Power Applications. In: 2nd Annual Advances in R&D for the Commercialisation of Small Fuel Cells and Battery Technologies in Portable Applications. The Knowledge Foundation, 26. - 28. April 2000, New Orleans (USA)

BAUMANN, W., MUTH, A.: Batterien, Daten und Fakten zum Umweltschutz. Studie im Auftrag des UBA, Berlin

BENTLEY, J.M. ET AL. (1997): Multi-Fuel Processor for Small Scale Fuel Cell Systems. Proc. 38th Battery Symposium of Japan, 12 November 1997

BERG, J. (1999): Brennstoffzellen-Euphorie? Energiedepesche Nr. 1, März

BEYER, L., JANNEMANN, T.B. (1997): Analyse und Bewertung von Kostensenkungspotentialen im Bereich der Gasverwendung. In: Gas Erdgas gwf 138(1), S. 46-59

BGR (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe) (1999): XVII Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 1998. Hannover

BGW (Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft e.V.) (1999): Informationen des BGW, http://www.erdgasfahrzeuge.de/welcome/maintankstellenwirtschaft.htm

BGW (Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft) (1996): Vollkostenvergleich Heizung und Warmwasserbereitung für Neubauten. Schriftenreihe 39, Bonn

BGW (Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft) (1999): Heizkostenvergleich für den Neubau. Bonn

BLANDOW, V., BÜNGER, U., ECKSTEIN, U., LOERBROKS, A., MAIER, S., NIEBAUER, P. (1997): Die Bedeutung von Energiespeichern in zukünftigen Niedrigenergiehäusern. Studie der L-B-Systemtechnik für die Mannesmann Pilotentwicklung, Ottobrunn

BOHN, D. (1999): Das Entwicklungspotential der Gasturbine ist noch lange nicht ausgeschöpft. In: ASUE (Hg.): Tagungsband Turbo-KWK '99 - Kraft-Wärme-Kopplung mit Gasturbinen. Fachtagung 24./25. März 1999 in Köln, S. 151-158

BRAMMER, F.A., BIEHLE, P., STEINER, M. (1997): Erfahrungen mit dezentraler Energieversorgung mit PAFC-Heizkraftwerken. In: Energietechnische Gesellschaft (Hg.): ETG-Tage '97 vom 20.-24.07.1997, ETG-Fachbericht Nr. 66, Berlin, Offenbach, S. 189-207

BWK (1999): SOFC-Kraftwerk für den Hausbedarf. In: Brennstoff-Wärme-Kraft (BWK) Bd. 51 (Heft 11/12), S. 24-25

CHEN, T.-P., WRIGHT, J.D., KRIST K. (1997): SOFC System Analysis. In: Proceedings of the Fuel Cells '97 Review Meeting. FETC publication, www.fetc.doe.gov

CONNEMANN (1999b): Ölmühle Connemann. Persönliche Mitteilung, Dezember 1998

CONNEMANN, J., FISCHER J., (1999a): Biodiesel Processing Technologies. International Liquid Biofuels Congress, Curitiba, Brazil, July 19-22 http://www.biodiesel.de/biodiesel1998.htm

DELUCHI, M.A. (1991): Emissions of greenhouse gases from the use of transportation fuels and electricity. Center for Transportation Research, Argonne National Laboratory, Illinois, USA

DESIGN (Design & Elektronik) (1997): Ausgabe Juli, S. 103

DIETHELM, R. (1999): Feldtests mit Hochtemperatur-Brennstoffzellen-Systemen für die Haustechnik. Vortrag auf der 4. Sitzung der Arbeitsgruppe Brennstoffzelle (Landesinitiative Zukunftsenergien NRW), am 01.03.1999, Duisburg

DIETHELM, R., BRUN, J., GAMPER, TH., KELLER, M., KRUSCHWITZ, R., LENEL, D. (1997): Status of the Sulzer Hexis solid oxide fuel cell (SOFC) system development. In: Stimming et al. 1997, S. 79-87

DIJKEMA, G.P.J., GRIEVINK, J., LUTEIJN, C.P., WEIJNEN, M.P.C.: The Chemical Industry, a Novel Market Niche for Fuel Cells? In: 1996 Fuel Cell Seminar. Orlando (USA), p. 477-480

DLR-ITT (Deutsche Forschungsgesellschaft für Luft- und Raumfahrt e.V. - Institut für Technische Thermodynamik) (1997): Technischer Stand und wirtschaftliches Potential der Brennstoffzellen-Technologie im internationalen Vergleich (Autoren: Fischer, M., Nitsch, J., Schnurnberger, W.). Gutachten im Auftrag des Deutschen Bundestages, Stuttgart

DLR-ITT (Deutsche Forschungsgesellschaft für Luft- und Raumfahrt e.V. - Institut für Technische Thermodynamik) (1994): Wirtschaftliches und ausschöpfbares Potential der Kraft-Wärme-Kopplung in Baden-Württemberg. Untersuchung im Auftrag des Wirtschaftsministeriums Baden-Württemberg (Autoren: Nitsch, J. et al.), Stuttgart

E&M (Energie & Management) (1999): Neues Mini-BHKW-Angebot. In: Energie & Management, Ausgabe August

EHRENBERG, S.G., TANGREDI, T.N. WNEK, G.E (1996): Impact of new PEM fuel cell materials on commercialisation. In: Conf. Proc. "Fuel Cell 2000", Orlando Florida, November 18-20, 1996

ENERGIE (1999): Die Wahrheit des Wettbewerbs. In: Energie Spektrum, Heft 5, S. 34 - 35

EnWG (Energiewirtschaftsgesetz) (1998): Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts. Bgbl Teil I Nr. 23, ausgegeben zu Bonn 28.04.1998

EP (Europäisches Parlament) (1996): Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19.12.1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt (ABl. EG 1997 Nr. L 27 S. 20)

EP (Europäisches Parlament) (1998): Richtlinie 98/30/EG des Europäischen Parlaments und Rates vom 22. Juni 1998 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt (ABl. EG 1998 Nr. L 204)

ESPINO, R.L., ROBBINS, L.J. (1997): Fuel Infrastructure Considerations for Fuel Cell Vehicles. Proc. 30th Annual ISATA Conference, Florence (I), 16.-19.6.1997

ESSO (1999b): Erdgas-Auto. Esso AG, http://www.esso.de/umwelt/erdgas/erdgas_01.html, Februar 1999

ETSU (1995): Alternative Road transportation fuels - a preliminary life-cycle study for the UK (Autoren: Gover, M. P. et al.). Harwell, UK

EWAG (1998): TÜV-Unterlagen zur Vermessung der ONSI-PAFC bei der EWAG. Nürnberg

EYERER (1996): P. Eyerer: Ganzheitliche Bilanzierung. Berlin u. a.

FCTAP (Fuel Cell Technical Advisory Panel) (1998): Status and Prospects of Fuel Cells as Automobile Engines. A Report of the Fuel Cell Technical Advisory Panel prepared for the State of California Air Resources Board (Autoren: Kalhammer, F. R. et al.), Sacramento, CA, July

FHG (1998): Fraunhofer Verbund Mikrotechnik

FINK, ST., LANGGAßNER, W., WAGNER, U. (1998): Ganzheitliche energetische Bilanzierung von batteriebetriebenen Kleingeräten. In: Elektrizitätswirtschaft 97(13), S. 29-34

FVV (Forschungsvereinigung Verbrennungskraftmaschinen e.V.) (1998): Brennstoffzellen-Studie - Ganzheitliche Systemuntersuchung zur Energiewandlung durch Brennstoffzellen (Autoren: Höhlein, B., Biedermann, P., Menzer, R., Grube, Th. (Forschungszentrum Jülich), Nitsch, J., Dienhart, H., Pehnt, M. (ITT-DLR), Wagner, U., Dreier, T. (Institut für Energietechnik der TU München)). Vorhaben 686, Heft 657, Abschlußbericht, Frankfurt am Main

GEMIS (1998): Gesamt-Emissions-Modell integrierter Systeme (GEMIS). Version 3.03, Öko-Institut Freiburg

GRUBEL, H., WEINMANN, O. (1999): Wasserstoff speist Brennstoffzellen-BHKW. In: Sonnenenergie & Wärmetechnik, Heft 2, S. 52-55

HB (1999): Brennstoffzelle für den Haushalt. In: Handelsblatt, 12.01.1999

HEEK, K.H. VAN (1995): Erzeugung und Konditionierung von Gasen für den Einsatz in Brennstoffzellen. In: VDI-Berichte Nr. 1174 "Energieversorgung von Brennstoffzellen", Düsseldorf, S. 97-115

HEIMING, A., HUPPMANN, G., AASBERG-PETERSEN, K. (1999): Auslegung und Betrieb einer Karbonatschmelze-Brennstoffzelle (MCFC) in der 100-kW-Leistungsklasse. In: gwf Gas erdgas 140(7), S. 433-438

HEINRICH, F., BRÜCK, W., LANHABEL, S. (1998): Betriebserfahrungen mit einer PAFC-Brennstoffzelle im Nahwärmenetz der Saarbrücker Wohnsiedlung Nachtweide. In: VDI-Berichte Nr. 1383, Energieversorgung mit Brennstoffzellenanlagen '98, Verein Deutscher Ingenieure (VDI) (Hg.), S. 107 - 127

HEW (Hamburger Elektrizitätswerke AG) (1999): Wasserstoff-Energie Island Transfer. http://www.hew.de/umwelt/index.html

HEW/HEINGAS (1998): Pilotprojekt Brennstoffzellen BHKW - Wasserstoff für eine saubere Zukunft. Produktbroschüre

HEXIS (Sulzer Hexis AG) (2000): Hexis 2001. In: http://www.hexis.ch/27_hex20.htm, Winterthur

HGC (HAMBURG GAS CONSULT GMBH (1998): Brennstoffzellen-BHKW-Planung, Aufstellung und Betrieb. Euroheat & Power-Fernwärme International 3/1998, S. 36-43

HOFFMANN, TH. (1997): Persönliche Mitteilung. VDEW, Frankfurt a.M.

HSU, M., NATHANSON, D. (1998): Ztek Advanced Planar Solid Oxide Fuel Cell for Distributed Generation. In: 1998 Fuel Cell Seminar, Palm Springs (Kalifornien, USA), S. 17-20

IEA/AFIS (International Energy Agency - Automotive Fuels Information Service) (1996): Automotive Fuels Survey, Part 2 - Distribution and use (Autoren: Walwijk, M. van, Bückmann, M., Troelstra, W. P., Achten, P. A. J.)

IFEU (Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH) (2000): Perspectives of Fuel Cell Application of Vehicles; Statement by U. Höpfner; IEA-GEE Workshop "Fuel Cell Policy", Berlin 28-29 June; auf Basis von Knörr, W., Höpfner, U., Nagel, H.-J., Patyk, A. (1999): Daten- und Rechenmodell: Energieverbrauch und Schadstoffemissionen aus dem motorisierten Verkehr in Deutschland 1980 bis 2020, sowie: TREMOD (Transport Emission Estimation Model). Im Auftrag des Umweltbundesamtes, Berlin

IKARUS (1994): Instrumente für Klimagas-Reduktions-Strategien. Forschungsvorhaben des Bundesministeriums für Forschung und Technologie. Teilprojekt 4 "Umwandlungssektor". Federführung: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart, IKARUS-Bericht Nr. 4-06(1), Forschungszentrum Jülich, 1994

IMG (Institut für Maschinen, Antriebe und elektronische Gerätetechnik GmbH Nordhausen) (2000): Kommentargutachten zum Thema Alternative Antriebe unter dem Gesichtspunkt zukünftiger Entwicklungen auf dem Gebiet der Verbrennungsmotoren. (Autoren: Gebhardt, S., Jahn, J.). Nordhausen

IMT (Institut für Mikrostrukturtechnik) (1998): New Scientist (Ausgabe August). Forschungszentrum Karlsruhe

ISE (Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme) (2000): Persönliche Mitteilung. 24.08.2000

ISO (1997): Umweltmanagement - Ökobilanz - Prinzipien und allgemeine Anforderungen. DIN EN ISO 14040, Deutsches Institut für Normung (DIN, Hg.), Beuth Verlag, Berlin

JAERSCHKY, R., WEINZIERL, K. (1997): Entwicklung der Brennstoffzellen-Technik in Nordamerika. In: Elektrizitätswirtschaft 96 (1/2), S. 26-29

JAKUBKE, H.-D., JESCHKE, H. (Hg.) (1987): Chemie - Brockhaus abc. Leipzig

KATO, A. et al. (1998): R&D of 1000 kW-Class MCFC Pilot Plant. In: Conference Proc. Fuel Cells - Clean Energy for Today's World. November 16-19, Palm Springs, S. 44-47

KHANDKAR, A., ELANIAN, S., HARTVIGSEN, J., ROWLEY, D., THARP, M. (1998): Recent Progress in SOFCOs Planar SOFC Development. In: Fuel Cell Seminar. Palm Springs (Kalifornien, USA) (1998)

KNOWLEDGE (The Knowledge Foundation) (1999): Commercialization of Small Fuel Cells & the latest Battery Technologies for Portable Applications, April 29-30

KUIPERS, J.A. (1998): 100 kWe SOFC System. Experiences from a User Point of View. In: Fuel Cell Seminar. Palm Springs (Kalifornien, USA) (1998)

LBST (L-B-Systemtechnik GmbH) (1998a): Persönliche Mitteilung. P. Berger (MTU), Dezember

LBST (L-B-Systemtechnik GmbH) (1998b): Persönliche Mitteilung. Joh. Vaillant GmbH & Co., November

LBST (L-B-Systemtechnik GmbH) (1999a): Eigene Berechnungen. Ottobrunn

LBST (L-B-Systemtechnik GmbH) (1999b): Persönliche Mitteilung. Siemens AG Energieerzeugung (KWU) (Herr Voigtländer)

LBST (L-B-Systemtechnik GmbH) (1999c): Persönliche Mitteilung. Joh. Vaillant GmbH & Co. vom 22.04.1999

LBST (L-B-Systemtechnik GmbH) (2000): Persönliche Mitteilung von Herrn P. Niebauer vom 24.05.2000. Ottobrunn

LEDJEFF, K. (1995a): Brennstoffzellen - ein Überblick. In: Ledjeff 1995b, S. 25-44

LEDJEFF, K. (Hg.) (1995b): Brennstoffzellen (Entwicklung, Technologien, Anwendung). Heidelberg

LEßWING, G., MEYER-FALCKE, A. (Hg.) (1998): Fachdatenbank Arbeitschutz (CD-Version). Markt Schwaben

MANNESMANN (1999): Erdgastankstellen - Technologie für die Zukunft. Mannesmann-DEMAG

MARCENARO, B. (1999): Persönliche Mitteilung vom Juni. Ansaldo Ricerche

MENZER, R., HÖHLEIN, B. (1997): Verfahrensanalyse der Stromerzeugung für Fahrzeugantriebe mit Methanol als Energieträger und Brennstoffzellen als Energieumwandlungssystem. Berichte des Forschungszentrums Jülich GmbH Jül-3445, Jülich

MENZER, R., HÖHLEIN, B., SCHMIDT, V.M. (1998): Verfahrenskonzepte für den Betrieb eines Direkt-Methanol-Brennstoffzellen-Systems. Berichte des Forschungszentrums Jülich GmbH Jül-3489, Jülich

MINH, N., ANUMAKONDA, A., CHUNG, B., DOSHI, R., FERRALL, J. ET AL. (1998): Solid Oxide Fuel Cell Technology. In: Fuel Cell Seminar, Palm Springs (Kalifornien, USA) (1998)

MITCHELL, W.L. (1997): Fuel Flexible Processor for Transportation. Proc. Commercializing Fuel Cell Vehicles 1997, Frankfurt, 20 - 22 Oct.

MOLL W., GAYER, A., KARKOWSKI, G., REITER, K., SCHRAMM, R. (1996): Braunkohlenverstromung in SOFC-Brennstoffzellenkraftwerken. In: Brennstoffzellen im Energiemarkt. Köln, S. 155-172

MOLL, W., FINKER, A., PETERS, K.-M., HUPPMANN, G., RUDBECK, P. (1995): Kraftwerksstudie auf Basis der Schmelzcarbonat-Brennstoffzellen-Technologie (MCFC). In: VGB Kraftwerkstechnik Jg. 75, S. 26-31

MPE (Mannesmann Pilotentwicklung) (1998): Fuel Cell Systems for Transportation, International Energy Agency. Contribution to Subtask C: Fuel Supply Systems - Methanol, München

MTU (1999): Das Hot Module - Technologie für die Kraft-Wärme-Kopplung der Zukunft. Pressemitteilung vom 24. November, www.mtu-friedrichshafen.com/de/th/pr224.11.99_3.htm

NIERHAUVE, B. (1998a): Neue Herausforderungen an die Energieversorgung des Straßenverkehrs - Was die Autos zukünftig antreibt. In: Kolloquium der Aral-Forschung, Essen, 28.08.1998

ÖKO-HAUS (1998): Ordentlich eingeheizt. Test von Gas-Brennwertheizgeräten. In: Öko-Haus (Heft 4)

ÖKO-TEST (1996): Energie aus dem Schornstein. In: Öko-Test "Bauen, Wohnen, Renovieren" (Sonderheft Nr. 20)

PANIK, F. (1999): Kleine Zelle, große Wirkung: Bald fahren Autos sauber mit Wasserstoff. VDI-Nachrichten vom 31.12.1999

PC (PC mobil) (1998), S. 13 f.

POWER, H. (2000): Produktinformation, Belleville (NJ, USA)

PROGNOS (1996): Energiereport II. Die Energiemärkte Deutschlands im zusammenwachsenden Europa - Perspektiven bis zum Jahr 2020, Untersuchung der Prognos AG im Auftrag des BMWi (Bonn), Stuttgart

PROGNOS (1998): Prognos AG und Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln. Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt. Trendskizze, Basel, Oktober 1998

PROGNOS (Prognos AG) (1999): Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt. Untersuchung im Auftrag des BMWi (Hg.), Berlin

PROGNOS/EWI (Prognos AG und Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln) (1998): Trendskizze. Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt. Untersuchung im Auftrag des BMWi (Hg.), Berlin

PRUSCHEK, R., OELJEKLAUS, G., HAUPT, G., ZIMMERMANN, G. (1996): Überblick über Wirkungsgradsteigernde Maßnahmen bei Kombiprozessen und Verbesserungspotentiale von Kraftwerken mit integrierter Kohlevergasung (IGCC) - Wirkungsgrad, Kostenwirksamkeit und Verfügbarkeit. VDI Berichte Nr. 1280

RENSFELT, E., HALLGREN, A. (1997): Biomass gasification in Sweden. Country report. Unveröffentlichtes Manuskript

RIPPEL, R. (1998): Die SOFC Technologie und deren Anwendung im dezentralen Energiemarkt. In: Energieversorgung mit Brennstoffzellenanlagen '98 - Stand und Perspektiven. Tagung VDI-GET vom 24./25. März 1998, Essen

ROSENBAUER, G., KRAFT-WÖLFEL, G. (1998): Kleinst-Blockheizkraftwerke - Betriebserfahrungen, Wirtschaft, Emissionen. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 48(6)

SCHUBERT, E. (1999): Erhard Schubert (GM-GAPC) im Interview. Mot 2/1999, S. 42-44

SEIDEL, M., WEYAND, M. (1999): Netzzugang auf dem deutschen Erdgasmarkt. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 19(9), S. 603 - 605

SENERTEC (1998): Moderne Heiz-Technik in altem Gemäuer. In: Senertec News, September

SENERTEC (Hg.) (1997): Die (Energie)Rechnung mit dem Wirt gemacht. In: Energie und Umwelt 02/97, Schweinfurt

SIEMENS (1998): Siemens Forschung und Innovation. II/98, S. 27

SINGHAL, S.C. (1997): Recent progress in tubular solid oxide fuel cell technology. In: Stimming et al. 1997, S. 37-50

STABU (Statistisches Bundesamt) (1997): Statistisches Jahrbuch 1997 für die Bundesrepublik Deutschland. Stuttgart

STABU (Statistisches Bundesamt) (1999): Sonderauswertung der 1%-Gebäude- und Wohnungsstichprobe 1993. Im Auftrag von BEWAG, GASAG und TAB, Wiesbaden

STABU (Statistisches Bundesamt) (Hg.) (1995): Bautätigkeit und Wohnen, 1%-Gebäude- und Wohnungsstichprobe 1993. Fachserie 5 (Heft 1), Gebäude und Grundstücke - Struktur und Nutzung, Wiesbaden

SULZER (Suzer Hexis Ltd.) (2000): Persönliche Mitteilung vom 10.08.2000

SUTTOR, W., MÜLLER, A. (1999): Das Mini-Blockheizkraftwerk - Eine Heizung, die auch Strom erzeugt. Heidelberg, S. 102 - 103

TAB (Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag) (1997): Monitoring "Nachwachsende Rohstoffe", Vergasung und Pyrolyse von Biomasse (Autoren: Rösch, Ch., Wintzer, D.). TAB-Arbeitsbericht 49, Bonn

THYSSENGAS (1999): Persönliche Mitteilung. Thyssengas GmbH, Januar

TNO (TNO Road Vehicles Research Institute) (1997): Global assessment of Dimethylether as an automotive fuel (Autoren: Verbeek, R. P., Doorn, A. van). TNO Report 96.OR.VM.029.1/RV

TÜV (1998): Energieträger Wasserstoff, Mobilität - Wärme - Strom. TÜV Bayern - Sachsen

UBA (Umweltbundesamt) (Hg.) (1995a): Methodik der produktbezogenen Ökobilanzen - Wirkungsbilanz und Bewertung. UBA-Texte 23/95, Berlin

UBA (Umweltbundesamt) (Hg.) (1995b): Ökobilanz für Getränkeverpackungen. UBA-Texte 52/95, Berlin

UBA (Umweltbundesamt) (1996): Arbeiten des Umweltbundesamtes zur Wirkungsabschätzung (Autor: Paulini, I.). In: FGU (Hg.): Produktbezogene Ökobilanzen IV, Berlin

UBA (Umweltbundesamt) (1997): Daten zur Umwelt, Der Zustand der Umwelt in Deutschland. Berlin

UBA (Umweltbundesamt) (1999): Statement von Prof. Dr. Andreas Troge und Reinhard Kolke (Umweltbundesamt) auf der Wissenschafts-Pressekonferenz zum Thema "Automobile Brennstoffzellenkur?" am 11. Mai 1999 in Bonn

UHRIG, M. (1996): Erfahrungen beim Einsatz von Brennstoffzellen. In: Zeitschrift des Schweizerischen Gas- und Wasserfaches gwa 3/96

UMWELT 2000: Akkus auf dem Vormarsch. In: Umwelt und ökologische Briefe (Heft 1), S. 4

VAILLANT (Joh. Vaillant GmbH & Co.) (1999): Vaillant entwickelt in deutsch-amerikanischer Allianz Heiztechnik der Zukunft. Presseinformation vom 16.09.1999, http://www.vaillant.de/deutsch/presse/jv_presseinfo_s055.htm, Remscheid

VAILLANT (Joh. Vaillant GmbH & Co.) (2000): Persönliche Mitteilung. 01.08.2000

VARTA (1996): Varta Spezialreport, Li-Ion Technologie. Düsseldorf, S. 9

VDEW (Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke e.V.) (1999): Unveröffentlichte Informationen zum Regellastgang

VDEW (Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke e.V.), BGW (Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft e.V.) (Hg.) (1997): Begriffsbestimmungen der Versorgungswirtschaft. Teil B, Heft 2: Fernwärme, Frankfurt a.M., Bonn

VDI (1999): Neue Akku-Technik macht Handys und Notebooks schlanker. In: vdi nachrichten vom 10.09.1999 (Nr. 36), Düsseldorf

VERBEEK, H.M. (1999): Field Test of a 100 kWe SOFC in Westervoort (The Netherlands): Intermediate Report on Results. In: Proceedings of The 3rd International Fuel Cell Conference, November 30-December 3, 1999, Nagoya, S. 333-336

VEYO, S.E., FORBES, C.A. (1998): Westinghous Science & Technology Center, Pittsburg, USA: Demonstrations Based on Westinghouse's Prototype Commercial AES Design, Proceedings: Third European Solid Oxide Fuel Cell Forum 2-5 June 1998, Nantes (France), S. 79-86

VFI (VDMA-Gesellschaft für Forschung und Innovation mbH) (1999): Entwicklung eines effizienten und kostengünstigen Direkt-Methanol-Brennstoffzellen-Systems, 1. Zwischenbericht, Frankfurt

VIK (Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft) (1998): Praxisleitfaden zur Förderung der rationellen Energieverwendung in der Industrie. Essen

WAGNER, H.-J., KÖNIG, S. (1997): Brennstoffzellen - Funktion, Entwicklungsstand, künftige Einsatzgebiete. In: Elektrizitätswirtschaft 96 (1/2), S. 15-22

WALLENTOWITZ, H., BIERMANN, J.-W., BADY, R., RENNER, C. (1999): Strukturvarianten von Hybridantrieben. Vortrag auf der VDI-Tagung "Hybridantriebe", München, 25./26.02.1999

WASSERSTOFF (1998): Wasserstoff-Gazette. 1. Quartal, S. 9

WILLIAMS, M., BINDER, M. (1998): Status of U.S. Stationary Power Plant Development. In: Conference Proc. Fuel Cells - Clean Energy for Today's World, November 16-19, Palm Springs

ZETEK (1999): www.zetekpower.com/zegen.html

ZeTek (2000): Information von ZeTek Power Plc auf der Hannovermesse am 23.02.2000

ZITTEL, W. (1994): Wasserstoff im Gasnetz. In: Energiespektrum, Ausgabe 9/94

ZITTEL, W. (1997): Untersuchung zum Kenntnisstand über Methanemissionen beim Export von Erdgas aus Rußland nach Deutschland. Endbericht, L-B-Systemtechnik GmbH, Ottobrunn

ZSW (Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung) (2000): Direkt-Methanol-Brennstoffzellen. Anwendung als Batterieladegerät (Kurzinformation), Ulm

Anhang

1. Ergänzende Tabellen

1.1 Brennstoffzellen im Überblick

	Alkalische Brennstoff-zelle	*Polymer-Elektrolyt-Membran Brennstoff-zelle*	*Phosphor-saure Brenn-stoffzelle*	*Schmelz-karbonat-Brennstoff-zelle*	*Oxid-keramische (Festelektro-lyt-) Brenn-stoffzelle*
Kurzform	AFC	PEMFC	PAFC	MCFC	SOFC
Betriebs-temperatur	60-200°C	80-100 C	150-250 C	550-650°C	900-1100°C
Brennstoff (Anode)	hochreiner Wasserstoff oder CO_2-freies Reformat	Wasserstoff, Methanol oder Refor-mat (mit <10 ppm CO)	Wasserstoff, Erdgas oder Reformat (mit <10 ppm CO)	Erdgas, Kohlegas	Erdgas, Kohlegas
Oxidant (Kathode)	hochreiner Sauerstoff	Sauerstoff oder Luft	Sauerstoff oder Luft	Kohlen-dioxid, Sauerstoff oder Luft	Sauerstoff oder Luft
Elektrolyt	Kalilauge	Polymer	Phosphor-säure	Karbonat-schmelze	Festoxid
Katalysator (Anode-Kathode)	Ni oder Pt-Ag	Pt/Ru-Pt	Pt-Pt	Ni-NiO	Ni/Zr_2O_3-$LaSrMnO_3$
Reformierung	-	extern	extern	extern/intern	extern/intern
Wirkungsgrad (%)	40-60	40-60	40-50	> 60	> 60
Leistungs-bereich	100 W-20 kW	100 W-10 MW	200 kW-10 MW	> 100 MW	> 100 MW
Entwick-lungsstand	kommerziell verfügbar	Prototypen	Kleinserie	Prototypen	Prototypen
Einsatz-gebiete	Raumfahrt, Militärtechnik	Fahrzeug-antriebe, Hausenergie-versorgungen, portable Anwendungen	Heizkraft-werke	Heizkraft-werke, Kraftwerke	Heizkraft-werke, Kraftwerke

1.2 Charakteristika ausgewählter konventioneller und alternativer Kraftstoffe

	Benzin	*Diesel*	*Methanol*	*Ethanol*	*RME*	*CNG*
Dichte (kg/l)	0,735	0,843-0,848	0,7914	0,7843	0,83	0,4225
Energieinhalt (MJ/kg)	43,65	45,15	23,86	29,73	37,02-37,2	55,53
Energieinhalt (MJ/l)	32,1	38,16	18,9	23,32	32,43-33,11	23,46
entspricht bei Benzin = 1	*1*	*0,84*	*1,70*	*1,38*	*0,97-0,99*	*1,37*
Siedepunkt [°C]	37-205	140-360	65	79		-161,6
ROZ	91-97	-25	112	111		130
Cetan-Zahl	0-5	45-55	5	5	45-59	0

1.3 Spezifikationen der Fahrzeuge für die ökologische Bewertung: Basisdaten und Energieverbräuche

	*Antriebs-leistung**	*Gesamt-masse***	*Wirkungs-grad (NEFZ)*	*Verbräuche*			
				NEFZ	*ECE warm*	*EUDC*	*Auto-bahn*
	[kW](Rad)	*[kg]*	*[%]*	*[MJ/100 km]*			
ICE							
Otto	45,0	1.038	24,0	133[a]	124	127	189
Diesel	45,0	1.059	28,0	115[b]	104	112	166
CNG	45,0	1.071	24,0	135	127	129	190
LNG	45,0	1.047	24,0	134	125	128	190
CGH_2	45,5	1.176	24,0	143	138	135	193
LH_2	45,0	1.056	24,0	134	126	128	190
DME	45,0	1.079	25,5	128	106	129	167
RME	45,0	1.061	28,0	115[c]	104	112	166
DieselHybrid	44,9	1.035	33,0	96[d]	82	96	158
Brennstoffzelle							
CGH_2	42,0	1.080	40,9	80	79	80	150
LH_2	42,0	996	40,8	76	74	77	147
MeOH	43,0	1.153	32,2	106	112	103	179
MeOH (DMFC)	43,0	1.111	31,0	111	117	108	188
DME	44,0	1.152	32,2	109	116	106	185
Benzin	45,0	1.201	26,6	136	140	129	225
EtOH	44,0	1.158	26,6	132	144	132	230
Batterie-E-Mobil	45,5	1.225	80,1	44	37	49	91

* Netto-Leistung (Nenn-Leistung am Rad)
** Fahrzeug-Gesamtmasse einschl. Fahrer
[a] 4,11 l/100 km, [b] 3,22 l/100 km, [c] 3,55 l/100 km, [d] 2,70 l/100 km

Quelle: Zusammenstellung des TAB aus ifeu 1999 und FZJ 1999, Werte z.T. gerundet

1.4 Konzeptübergreifende Fahrzeug-Spezifikationen und Fahrergewicht

Fahrzeug-Spezifikationen	
Luftwiderstandsbeiwert	0,3
Querschnittsfläche	2 m^2
Rollwiderstandsbeiwert	0,008
Höchstgeschwindigkeit	170 km/h
Beschleunigung 0-100km/h	15 s
Reichweite	500 km
FZ-Masse OHNE Antriebsstrang	750 kg
Fahrergewicht	75 kg

Quelle: TAB

1.5 Anzahl der beheizten Wohneinheiten in Deutschland nach Baualtersklassen für 1995 und 2010

Baualtersklassen	*Anzahl Wohngebäude (in 1.000) mit*					
	1 WE	*2 WE*	*3-4 WE*	*> 4 WE*	*Summe*	*Proz. Anteil*
Stand: 1995						
bis 1918	1.800	725	310	350	3.185	20,3 %
1919 bis 1948	1.600	550	210	280	2.640	16,8 %
1949 bis 1968	2.600	1.000	300	500	4.400	28,0 %
1969 bis 1978	1.600	425	140	270	2.435	15,5 %
1979 bis 1990	1.600	350	90	200	2.240	14,3 %
1991 bis 1995	500	150	50	100	800	5,1 %
Summe	**9.700**	**3.200**	**1.100**	**1.700**	**15.700**	**100 %**
Stand: 2010						
bis 1918	1.350	630	250	250	2.480	13,8 %
1919 bis 1948	1.400	510	190	240	2.340	13,0 %
1949 bis 1968	2.550	985	290	490	4.315	24,0 %
1969 bis 1978	1.600	425	140	270	2.435	13,5 %
1979 bis 1990	1.600	350	90	200	2.240	12,4 %
1991 bis 1995	500	150	50	100	800	4,4 %
1996 bis 2000	700	200	80	150	1.130	6,3 %
2001 bis 2005	700	200	80	150	1.130	6,3 %
2006 bis 2010	700	200	80	150	1.130	6,3 %
Summe	**11.100**	**3.650**	**1.250**	**2.000**	**18.000**	**100 %**

WE: Wohneinheiten

Quelle: LBST 1999 auf Basis von Prognos 1996, StaBu 1997, StaBu 1999

1.6 Referenzobjekte Kleinverbrauch

Referenzobjekt	*Bedarf Nutzwärme*	*Wärme-höchstlast*	*VBNS Verbraucher*	*P_{th} (BHKW)*	*P_{th}-Anteil (BHKW)*	*VBNS (BHKW)*	*Q_{th} (BHKW)*	*Anteil Q_{th} (BHKW)*	*Quelle*
	[kWh/a]	*[kW]*	*[h]*	*[kW]*	*[%]*	*[%]*	*[kWh/a]*	*[%]*	
Öffentliche Verw./Bürogeb.									
Verwaltungsgebäude	800.000	500	1.600	100	20	5.200	520.000	65	(DLR-ITT 1994)
"Zeche Holland"	484.500	285	1.700	12,5	4,4	7.500	93.750	19	(Senertec 1998)
Bildung und Forschung	2.000.000	900	2.222	300	33	4.800	1.440.000	72	(DLR-ITT 1994)
Schulzentrum	474.800	518	917	12,5	2,4	5.072	63.400	13	(ASUE 1999)
Sport									
Hallenbad	2.000.000	750	2.667	300	40	5.800	1.740.000	87	(DLR-ITT 1994)
Krankenhäuser									
500 Betten	10.000.000	3.200	3125	1.400	44	6.000	8.400.000	84	(DLR-ITT 1994)
500 Betten	9.800.000	4.500	2178	640	14	7.000	4.480.000	46	(ASUE 1996)
500 Betten	9.942.000	3.200	3.062	640	20	7.162	4.584.000	46	(LBST 1999]
Andere soziale Einrichtungen									
Altenheim	2.000.000	750	2.670	300	40	5.800	1.740.000	87	(DLR-ITT 1994)
Hotel und Gaststätten									
"Ökotel"	84.000	40	2.100	12,5	31	5.600	70.000	83	(Suttor/Müller 1999)
"City-Inter-Hotel"	976.500	465	2.100	12,5	3	7.500	93.750	10	(Senertec 1997)
Handwerk, Kleinindustrie etc.									
Gewerbegebiet	6.600.000	3.600	1.830	720	20	5.420	3.902.400	59	(DLR-ITT 1994)

Quelle: LBST 1999

1.7 Zusammenstellung der Ergebnisse (Stromerzeugungs- und CO_2-Einsparpotenziale) für den Kleinverbrauch

	30 %-Szenario				*10 %-Szenario*				*5 %-Szenario*			
	Potenzial install. Leistung und Strom-erzeugung		*CO_2-Einspar-potenzial*		*Potenzial install. Leistung und Strom-erzeugung*		*CO_2-Einspar-potenzial*		*Potenzial install. Leistung u. Strom-erzeugung*		*CO_2-Einspar-potenzial*	
	[MW(el)]	*[GWh(el)]*	*[kt/a]*	*[%]*	*[MW(el)]*	*[GWh(el)]*	*[kt/a]*	*[%]*	*[MW(el)]*	*[GWh(el)]*	*[kt/a]*	*[%]*
Krankenhäuser	347-740	2.430-4.438	955-1.525	8,1-12,9	116-247	810-1.479	318-508	2,7-4,3	58-123	405-740	159-254	1,4-2,2
Schulen	145-849	736-4.076	469-1.410	3,5-10,7	48-283	245-1.359	156-470	1,2-3,6	24-142	123-679	78-235	0,6-1,8
Bäder	215	1.249	419	14,0	72	416	140	4,7	36	208	70	2,3
Banken, Versicherungen	42-207	315-1.078	176-391	4,0-9,0	14-69	105-359	59-130	1,3-3,0	7-35	52-180	29-65	0,7-1,5
Sonst. Dienst-leistungen	140-692	1.051-3.597	767-1.479	3,8-7,2	47-231	350-1.199	256-493	1,3-2,4	23-115	175-599	128-247	0,6-1,2
Gebiets-körperschaften	182-900	1.368-4.679	1.182-2.117	4,0-7,2	61-300	456-1.560	394-706	1,3-2,4	30-150	228-780	197-353	0,7-1,2
Gartenbau	11	53	51	1,3	4	18	17	0,4	2	9	9	0,2
Landwirtschaft	7-152	57-1.229	250-561	1,6-3,5	2-51	19-410	83-187	0,5-1,2	1-25	10-205	42-94	0,3-0,6
Hotels, Gastgewerbe	45-504	340-2.822	297-993	3,0-10,1	15-168	113-941	99-331	1,0-3,4	8-84	57-470	50-165	0,5-1,7
Industrielle Kleinbetriebe	444	2.406	898	6,7	148	802	299	2,2	74	401	150	1,1
Handwerk	307	1.665	626	6,0	102	555	209	2,0	51	277	104	1,0
Baugewerbe	335	1.816	616	5,4	112	605	205	1,8	56	303	103	0,9
Wäscherei/Reinigung	55	296	88	5,6	18	99	29	1,9	9	49	15	0,9
Großhandel	308	1.669	641	6,9	103	556	214	2,3	51	278	107	1,2
Einzelhandel	757	4.101	1589	7,7	252	1.367	530	2,6	126	684	265	1,3
Summe	3.341-6.474	19.553-35.173	9.025-13.405	5,0-7,5	1.114-2.158	6.518-11.724	3.008-4.468	1,7-2,5	557-1.079	3.259-5.862	1.504-2.234	0,8-1,2

Quelle: LBST 1999

1.8 Referenzdaten PAFC-BHKW

Parameter	*Dimen-sion*	*Status 1998*		*Status 2010*	
Anlagen Nr.		1 kommer-ziell	2 Demo-anlage	3 (ONSI)	4 (ANSALDO)
Elektrische Nennleistung	MW(el)	200	5.000	100-500	800
Wärmeleistung	MW(th)	max. 210[1]			
Brennstoff		Erdgas	Erdgas	Erdgas	Wasserstoff 50-100 Vol %
Druck	bar	atm.	6	atm.	atm.
Kenndaten:					
- Nennspannung	mV/Zelle	650		680	
- Nennstromdichte	mA/cm^2	215	300	250	
- Betriebstemperatur	°C	200		200	
- Anfahrzeit aus kalt. Zustand	h	4		4	
- aus warmem Stand By	h	2,5		2,4	
- kleinste Teillast	% Nennl.	50		50	
- Standzeit Zellstack	h	ca. 40.000		ca. 70.000	
- Degradation	%/1.000 h	0,31		0,13	
Wirkungsgrad bei Nennlast					
- elektrisch, Betriebsbeginn	%	40,0	46,2	42	ca. 50
- nach 40.000 h		35,0			
- Gesamtwirkungsgrad	%	70-80	78	75-80	bis 80
Temperatur der Nutzwärme	°C	60-120			
Spez. Invest. (DM 1998)	DM/kW(el)	5.000		2.400	
davon Zellstack		ca. 30-40 %			
Betriebskosten/Instandhaltung	Pf/kWh(el)	ca. 7,7		ca. 2,4	
davon Stackersatz[2]		2,4		0,6	

Anlage 1: Kenndaten der ONSI PC25C
Anlage 2: Testanlage von Fuji (Minato-Ku, 1995-1997)
Anlage 3: weiterentwickelte ONSI-Anlage
Anlage 4: Systemkonzept Fa. Ansaldo
zulässiger CO Gehalt im Brenngas Eintritt Zelle: 1 Vol %
1) Wärmeleistung sinkt mit zunehmender Rücklauftemperatur
2) Kosten Stack in 1998 mit 1900 DM/kW(el), in 2010 mit 950 DM/kW(el) angesetzt

Quelle: DLR-ITT 1999 (S. 96) nach Onsi 1996; Bozzoni 1997

1.9 Referenzdaten MCFC-KWK-Anlage, Status 2010, Brennstoff Erdgas

Anlage	*Dimension*	*1*	*2a*	*2b*
Leistungsbereich	MW(el)	0,3-1,0	3-10	
Konzept		Solobetrieb	Solobetrieb	Hybridkonzept mit Dampf-turbine
Betriebstemperatur	°C	650	650	650
Anfahrzeit aus kaltem Zu-stand aus warmem Stand-By		20	20	20
Standzeit Zellstack	h	40.000	40.000	40.000
Degradation	%/1.000 h	0,25	0,25	0,25
Nettoleistung elektrisch thermisch*	 MW(el)	 0,30 0,14	 3,0 1,6	 3,0 1,2
Stromkennzahl		2,1	1,9	2,6
Nettowirkungsgrad - elektrisch, Betriebsbeginn - gesamt elektr. Wirkungsgrad nach 40.000 h	 % % 	 54 80 48,6	 54 80 48,6	 60 80 54
Temperatur der Nutzwärme	°C	90 °C Heißwasser bzw. Prozessdampf (bis 400 °C)		
Wärmebedarf im Stand-By		etwa 5% der Wärmeleistung		
Spez. Investitionen (DM 1998) Anteil Zellstack	DM/kW(el)	Ziel: 2.000-2.300 ca. 40-50%	Ziel: 2.000 ca. 40-50%	
Betriebskosten, einschl. Stackaustausch	Pf/kWh(el)	3	3	3

drucklose Systeme, Nennspannung ca. 0,80-0,85 V/Zelle, Stromdichte ca. 200 bis 250 mA/cm^2
1 US$ = 1,6 DM
* Abkühlung der Abgase auf etwa 100 °C
Anlage 1: in Anlehnung an mtu Hot-Module
Anlage 2a: in Anlehnung an Zielwerte von mtu und ERC
Anlage 2b: in Anlehnung an Hot-Module mit Dampfturbine

Quelle: DLR ITT 1999

1.10 Referenzdaten SOFC-KWK-Anlage, Status 2010, Brennstoff Erdgas und Braunkohle

Anlage	*Dimension*	*1*	*2*	*3*	*4*
Leistungsbereich	MW(el)	0,1-0,5	3-10	20-200	355 siehe Anhang
Brennstoff		Erdgas	Erdgas	Erdgas	Braunkohle
Konzept		Solobetrieb	Hybrid	Hybrid	
Anfahrzeit aus kaltem Zustand	h	28 (Ziel: 8)	k.A.	k.A.	28
Standzeit Zellstack	h	40.000	40.000	40.000	
Nettoleistung elektrisch thermisch	MW(el)	0,3 0,18	3,0 0,95	40 -	355 -
Stromkennzahl, Betriebsbeginn		1,7	3,0		
Nettowirkungsgrad* – elektrisch, Betriebsbeginn – gesamt elektr. Wirkungsgrad (Mittel über Lebensdauer)	 % % %	 50 80 47	 60 80 57	 68-70 65	 54 51

* im Nennpunkt, Prozesswärmeerzeugung

Quelle: DLR-ITT 1999

1.11 Referenzdaten Kraftwerke, Status 1998 und Status 2010

Parameter	*Dimension*	*Steinkohle-Kraftwerk*			*Braun-kohle*	*Erdgas-GuD-Kraftwerk*	
Typ		IGCC	Dampfkraft-werk		Dampf-KW		
Anlagen Nr.		1	2	3	4	5	6
Elektr. Leistung, netto	MW(el)	-- 600	200 --	600 600	800 800	180 180	600 600
Nettowirkungsgrad	%	-- 53	41 --	45 50	42 46	53 58	55 60
Planungszeit/Bauzeit	a	-- / -- -/4	2/3	2/3	2/3,5	1,5/2,5	1,5/2,5
Techn.-Lebensdauer	a	-- 25	35	35	35	35	35
Spez. Investionen	DM/kW(el)	-- 2.150-2.250	3.190 --	2.057 2.160	2.640 2.640	1.320 1.320	1.045 1.045
Personalbedarf	Pers.	220	180	220	260	70	80
Instandhaltung, Wartung, Versicherung	% IK/a	2,5	2,2	2,1	2	1,7	1,7
Var. Betriebskosten	Pf/kWh(el)		0,34	0,34	0,48	0,10	0,10
Brennst.-Kosten 2010	Pf/kWh(Hu)	1,1	1,1	1,1	1,0	2,5	2,5
Stromgestehungs-kosten Status 2010							
7.000 h/a		6,6		6,6	7,4	7,1	6,2
4.500 h/a		8,9		8,8	--	8,5	7,2
Direkte Emissionen							
CO_2					113.660	59.270	59.270
CO 1998	mg/MJ(in)				*20*	*10*	*10*
CO 2010					**6**	**10**	**10**
SO_2 1998					*132*	*0,5*	*0,5*
SO_2 2010					**44**	**0,5**	**0,5**
NO_X 1998					*85*	*68*	*68*
NO_X 2010					**63**	**30**	**30**
CH_4					1	4,2	4,2
NMHC					1,5	2,1	2,1
Staub 1998					*16*	*0,3*	*0,3*
Staub 2010					**4**	**0,3**	**0,3**

Status 1998=kursiv; Status 2010 = fett

Quelle: DLR-ITT 1999

1.12 Referenzdaten Dampfturbinen-Heizkraftwerk (Kommunales Steinkohle-Dampfturbinen-Heizkraftwerk, Entnahme-Kondensation)

	Dimension	*zirkulierende Wirbelschicht*			
		Status 1998		Status 2010	
Technik					
Kondensationsbetrieb, netto Voll-Last:					
- elektr. Leistung	MW(el)	60	150	60	150
- elektr. Wirkungsgrad	%	40,0	41,5	44,0	45,7
Betrieb mit max. Wärmeaus-kopplung Voll-Last					
- elektr. Leistung	MW(el)	47,0	12,0	47,0	120,0
- thermische Leistung	MW(th)	81,9	192,7	74,4	175,2
- Brennstoffleistung	MW(Br)	151,6	363,6	137,8	330,6
- Stromkennzahl		0,57	0,62	0,63	0,68
- elektr. Wirkungsgrad	%	31,0	33,0	34,1	36,3
- therm. Wirkungsgrad	%	54,0	53,0	51,0	50,0
- Gesamt-Wirkungsgrad	%	85,0	86,0	85,1	86,3
Stromverlustkennziffer bei max. Wärmeauskopplung	MW(el)/MW(th)	0,159	0,156	0,175	0,171
typische Vorlauftemperaturen[1]	°C	90-130	90-130	90-130	90-130
Brennstoff		Steinkohle		Steinkohle	
Kosten (DM 1996)					
Planungszeit	a				
Bauzeit	a				
technische Lebensdauer	a	30	35	30	35
spez. Investitionen	DM/kW(el)	3.300	2.900	3.300	2.900
Personalbedarf	Personen	45	75	45	75
Instandhaltung, Wartung, Versicherung	% IK/a	3,5	3,5	3,5	3,5
variable Betriebskosten	Pf/kWh(el)	0,63	0,61	0,63	0,61
Brennstoffkosten (Kohle)	DM/kWh(Hu)	0,018	0,018	0,018	0,018

1) min. 90 °C für WW im Sommer

Quelle: DLR-ITT 1999 nach Daten aus Traube, Schulze, 1995

1.13 Referenzdaten Gasturbinen-HKW, Status 1998 und Status 2010

Parameter		*Dimen-sion*	*Kenndaten (Betrieb mit Erdgas)*		
Anlagen Nr.			1	2	3
Elektrische Leistung		MW(el)	1	5	20
Leistungsbereich			0,8-1	3-10	
Elektrischer Wirkungsgr.	1998*	%	*25,0*	*29,0*	*33,0*
	2010*	%	**27,5**	**41,0**	**42,0**
Heißwassererzeugung[1]					
Wärmeleistung	1998	MW(th)	*2,4*	*9,4*	*31,5*
	2010		**2,1**	**5,4**	**20,5**
Stromkennzahl	1998	P(el)/P(th)	*0,42*	*0,52*	*0,63*
	2010		**0,48**	**0,93**	**0,98**
Gesamtwirkungsgrad		%	85	85	85
Prozessdampferzeug. 10-14 bar[2]					
Wärmeleistung	1998	MW(th)	*2,0*	*7,9*	*25,5*
	2010		**1,7**	**4,1**	**15,7**
Stromkennzahl	1998	P(el)/P(th)	*0,50*	*0,63*	*0,79*
	2010		**0,58**	**1,21**	**1,27**
Gesamtwirkungsgrad		%	75	75	75
Brennstoff			Erdgas (Heizöl ist auch möglich)		
Planungszeit/Bauzeit		Monate	6/3	6/3	6/3
Techn.-Lebensd. Anlage/ Einbindung		a	15/20	15/20	15/20
Kosten DM	1998				
Spez. Invest. Gesamtanlage[3]		DM/kW(el)	2.600	1.700	1.300
Spez. Invest. Maschinenpackage[4]			1.390	1.020	930
Instandhaltung, Versicherung, Personal		% IK/a	2,0	2,0	2,0
Variable Betriebskosten		Pf/kWh(el)	1,0	1,0	1,0
Stromgestehungskosten	2010[5]				
5.000 h/a			10,7	8,5	7,5
7.000 h/a			8,9	7,3	6,6
Stromgestehungskosten	2010[6]				
7.000 h/a			11,3	8,8	7,7

Tab. 1.13: Fortsetzung

Parameter		*Dimen-sion*	*Kenndaten (Betrieb mit Erdgas)*	
Direkte Emissionen				
CO_2		mg/MJ	59.270	59.270
CO		(input)	42	42
SO_2			0,5	0,5
NO_X	1998		*126*	*126*
NO_X	2010		**63**	**63**
NMHC			4	4
Staub			0,3	0,3

1) Abkühlung der Abgase auf 100 °C; 2) Abkühlung der Abgase auf 160-180 °C; 3) mit Gebäude, Schornstein, Einbindung, Steuerung; 4) GT mit Generator uns Steuerung auf Grundrahmen montiert, einschl. Abhitzekessel; 5) Annuitätenmethode, Abschreibung = techn. Lebensdauer (15 a GT, 20 a Einbindung), 7% Zins, Wärmegutschrift = Brennstoffpreis, konst. Brennstoffpreise = 2,7 Pf/kWh, Kenndaten der Heißwassererzeugung; 6) Abschreibung der Gesamtanlage von 8 Jahren
* Vollast-Wirkungsgrad bei Inbetriebnahme, durch Alterung Abzug von 1-2%-Punkte

Status 1998=kursiv; Status 2010 = fett

Quellen: DLR-ITT 1999 nach Daten aus IKARUS TP4, 1994; KWK-Aktuell; Attig, 1997; Solar Turbines, 1999; Heinisch, 1998; GEMIS, 1998; ABB 1999; ATS-Facts, 1998

1.14 Referenzdaten GuD-HKW mit Entnahme-Kondensationsturbine Status 1998 und Status 2010

Parameter		*Dimension*			
Anlagen Nr.			1	2	3
Kondensationsbetrieb					
Elektrische Leistung		MW(el)	24	50	100
Elektr. Wirkungsgrad	1998	%	*43,5*	*51,5*	*53,0*
	2010		**47,7**	**56,7**	**58,3**
max. Wärmeauskopplung[1]:					
Elektrische Leistung, netto		MW(el)	20	43	87
Nettowirkungsgrad[2]	1998	%	*40*	*44*	*46*
	2010		**44**	48,5	50,6
Gesamtwirkungsgrad		%	85	88	88
Stromkennzahl	1998	P(el)/P(th)	*0,9*	*0,98*	*1,1*
	2010		**1,1**	**1,2**	**1,3**
Planungszeit/Bauzeit		a		1,5/2,5	1,5/2,5
Technische Lebensdauer		a	20	35	35
Spez. Invest. Gesamtanlage		DM/kW(el)	2.400	2.000	1.600
Personalbedarf		Pers.	10	15	30
Instandhaltung, Wartung, Versicherung, Personal		% IK/a	4,0	4,0	4,0
Variable Betriebskosten		Pf/kWh(el)	0,6	0,2	0,1
Stromgestehungskosten 2010[3] 7.000 h/a		Pf/kWh(el)	8,5	7,0	6,9

1) Heizwassererzeugung, Vorlauftemperatur 90-130 °C; 2) Vollast-Wirkungsgrad bei Inbetriebnahme, durch Alterung Abzug von 1-2%-Punkte (mittlerer Wirkungsgrad); 3) Kostenrechnung: Annuitätenmethode, 20 Jahre Abschreibung = techn. Lebensdauer = 20 a, 7% Zins, konst. Brennstoffpreise=2,7 Pf/kWh, Wärmegutschrift = Brennstoffkosteneinsparung im Kessel

Status 1998=kursiv; Status 2010 = fett

Quelle: DLR-ITT 1999 nach Daten aus Traube, Schulz, 1995

1.15 Referenzdaten Motor-HKW für Industrie und öffentliche Versorgung, Status 1998 und Status 2010

Parameter		*Dimension*	*Gas-Otto-Motor*			*Gas-Diesel*
Anlagen Nr.			1	2	3	4
Elektrische Nennleistung		MW(el)	0,4	1,04	2,9	5,1
Wärmeleistung[1]	1998	MW(th)	*0,64*	*1,44*	*3,2*	*5,2*
	2010		**0,53**	**1,17**	**2,8**	**4,7**
Stromkennzahl	1998	P(el)/P(th)	*0,62*	*0,72*	*0,90*	*0,98*
	2010		**0,75**	**0,89**	**1,04**	**1,08**
Elektr. Wirkungsgrad[2]		%	*33,5*	*36,9*	*40,6*	*43*
	1998		**37,5**	**41,4**	**43,7**	45,2
	2010	%	87,5	87,9	85,6	87,0
Gesamtwirkungsgrad[1]						
Brennstoff				Erdgas		Erdgas mit Zündöl oder Heizöl
Technische Lebensdauer						
Motor		a	15	15	15	15
Peripherie			20	20	20	20
Spez. Invest. DM	1998	DM/kW(el)				
Gesamtanlage[3]	1998		*2.000*	*1.800*	*1.600*	2.500
	2010		**1.760**	**1.600**	**1.420**	
BHKW-Modul[4]	1998		1.200	1.000	*900*	1.800
	2010		**960**	**800**	**720**	
Instandhaltung, Versicherung		% IK/a	3,5	2	2	2
Var. Betriebskosten (Vollwartung)		Pf/kWh(el)	3,0	2,0	1,1	0,8
Stromgestehungskosten 2010[5]		Pf/kWh(el)	10,9	8,9	7,8	
5.000 h/a			9,5	7,8	6,8	
7.000 h/a						
Direkte Emissionen			*	*	*	
CO_2		mg/MJ	55.600	55.600	55.600	
CO		(input)	102	102	102	
SO_2			0,5	0,5	0,5	
NO_X			**79**	**79**	**79**	
NMHC			24	24	24	

alle Kenndaten gelten für Voll-Last

1) Heizwassererzeugung, Vorlauftemperatur ca. 90 °C; 2) Vollast-Wirkungsgrad bei Inbetriebnahme, durch Alterung Abzug von 1%-Punkt (mittlerer Wirkungsgrad); 3) inkl. Abgasanlage, Einbindung (Brennstoff, Elektro, Hydraulik), Steuerung usw.; 4) Motor, Generator, Steuerschrank, Einbau; 5) Kostenrechnung: Annuitätenmethode, Abschreibung: Modul 15 a, Einbindung 20 a, 7% Zins, konst. Brennstoffpreise = 2,7 Pf/kWh, Wärmegutschrift = Brennstoffkosteneinsparung des Kessels

* ½-TA-Luft wird erfüllt; Status 1998=kursiv; Status 2010 = fett

Quelle: DLR-ITT 1999 nach Daten aus Traube, Schulz, 1995

1.16 Kenndaten der KWK-Vergleichssysteme und Abschätzung der zulässigen BZ-Investitionen (Status 2010)

	Dimension	*Gasturbine*	*Brennstoffzelle MCFC oder SOFC Hybridsystem*
Elektrische Leistung	MW(el)	5,0	5,0
Thermische Leistung	MW(th)	4,2	2,0
elektr. Nettowirkungsgrad	%		
- Inbetriebnahme		40	60
- Mittelwert über Lebensdauer		38	57
Gesamtwirkungsgrad	%	75	80
Auslastung bei Nennlast	h/a	7.000	7.000
Stromerzeugung	MWh(el)	35,0	35,0
Wärmeerzeugung	MWh(th)	29,5	14,1
Investitionen		1.700	2.640*
davon Modul	DM/kW(el)	1.020	1.960*
davon Einbindung	DM/kW(el)	680	680
Fixe Betriebskosten	%/Invest, a	2,0	**
Variable Betriebskosten	Pf/kWh(el)	1,0	0,3
Stromgestehungskosten nach Wärmegutschrift	Pf/kWh(el)	8,2	8,2

Kostenrechnung: Annuität mit 7% Zins, Abschreibung = 15 Jahre (Modul) und 20 Jahre (Einbindung), Brennstoff = 2,7 Pf/kWh, Wärmegutschrift = Brennstoffeinsparung des Kessels (eta = 90%)

* zulässige Investitionen einschl. abgezinster Ersatzinvestitionen des BZ-Stack

** bei BZ 70% des absoluten Betrages der GT

Quelle: DLR-ITT 1999

1.17 Kenndaten von Gaskraftwerken (Status 2010)

	Dimension	*konventionelles GuD-Kraftwerk*	*Brennstoffzellen-Kraftwerk SOFC oder MCFC*
Elektrische Nettoleistung	MW(el)	200-600	200 Anteil der BZ etwa 60 %
elektrischer Nettowirkungsgrad	%		
- Betriebsbeginn		58,0-60,0	68,0
- Mittelwert über Lebensdauer		56,0-58,0	65,0
Auslastung bei Nennlast	h/a	7.000	7.000
Investitionen	DM/kW(el)	1.440-1.040	2.450-1.800*
Fixe Betriebskosten	%/Invest, a	3,6-2,7	absolute Kosten: 30 % des GuD-Kraftwerk
Variable Betriebskosten	Pf/kWh(el)	0,10	30 % des GuD
Stromgestehungskosten	Pf/kWh(el)	**7,3-6,2**	7,3-6,2
davon Kapitalkosten		1,94-1,41	3,33-2,43
davon Betriebskosten		0,85-0,51	0,25-0,15
davon Brennstoffkosten		4,46-4,31	3,68-3,68

Kostenrechnung: Annuität mit 7 % Zins, Abschreibung = 20 Jahre, Brennstoff = 2,5 Pf/kWh
* zulässige Investitionen, enthalten Stackersatzinvestitionen (abdiskontiert auf das Inbetriebnahmejahr)

Quelle: DLR-ITT 1999

2. Tabellenverzeichnis

Tab. 1: Gängige Brennstoffzellen-Typen und ihre Bezeichnung 35
Tab. 2: Brennstoffzellen-Einteilung nach Temperatur und Elektrolyt..... 36
Tab. 3: Anforderungen verschiedener Brennstoffzellen-Typen an die ..... Brenngaszusammensetzung 49
Tab. 4: Brennstoffe für Brennstoffzellen und technische Alternativen 53
Tab. 5: Berücksichtigte Wirkungskategorien und zugeordnete Parameter..... 66
Tab. 6: Zuordnung der Emissionen zu Immissions-Ortsklassen, differenziert nach Wirkungskategorien, für regional begrenzte Wirkungen..... 68
Tab. 7: Grundlagen zur Ermittlung der spezifischen Beiträge (Energieverbrauch und Emissionen in Deutschland im Jahr 2010: Pkw-Verkehr und übrige Sektoren inkl. übriger Straßenverkehr) und spezifische Wirkungsbeiträge 69
Tab. 8: Kriterien und Vorschläge zur Rangbildung der betrachteten Wirkungskategorien nach dem Kriterium der ökologischen Gefährdung 71
Tab. 9: Übersicht der verschiedenen Konzepte für den Fahrzeugantrieb mit Brennstoffzellen 87
Tab. 10: Übersicht über die untersuchten Optionen für Pkw nach Antriebskonzept und eingesetztem Energieträger 95
Tab. 11: Wirkungsbilanzen der untersuchten Optionen für Pkw..... 109
Tab. 12: Wirkungsbilanzen der untersuchten Optionen für Pkw..... 110
Tab. 13: Wirkungsbilanzen der untersuchten Optionen für Pkw..... 111
Tab. 14: Untersuchte Antriebssysteme und Energieträger (Abkürzungen zu Tab. 11-13)..... 112
Tab. 15: Überblick über Heizkraftwerks-(HKW)-Typen..... 144
Tab. 16: Hauptkomponenten von konventionellen Heizungssystemen im Vergleich zu Brennstoffzellen-BHKW 158
Tab. 17: Unterschiedliche Perspektiven auf die Brennstoffzelle: Anwender, Hersteller, Installateur, Dienstleister (exemplarisch) 162
Tab. 18: Anlagengröße für die Hausenergieversorgung 171
Tab. 19: Ausgewählte Brennstoffversorgung für kleine Brennstoffzellen-BHKW und deren konventionelle Vergleichssysteme 171
Tab. 20: Zusammenstellung der für weitere Detailbetrachtungen getroffenen Annahmen für das PEMFC-System 173
Tab. 21: Vergleich erdgasbetriebener Verbrennungsmotor- mit erdgasbetriebenen Brennstoffzellen-BHKW 175

Tab. 22: Spezifische Grenzinvestitionen für Brennstoffzellen-BHKW 180
Tab. 23: Erwartete Investitionen von Brennstoffzellen-BHKW im Kleinverbrauch im Vergleich zu Verbrennungsmotoren-BHKW (Gas) 183
Tab. 24: Verwendete Emissionsfaktoren für Brennstoffzellen-BHKW und konventionelle Heizungsanlagen (Bezug: Brennstoffinput) 185
Tab. 25: Emissionsfaktoren für die Bereitstellung der relevanten Energieträger (Deutschland, 2010) 187
Tab. 26: Nennleistung der Brennstoffzellen-BHKW für die Fälle 1 und 2 (unterschiedliche spezifische (Grenz-)Investitionen für das System) 190
Tab. 27: Klimarelevante Emissionen von erdgas-, heizöl- und methanolbetriebenen Brennstoffzellen-BHKW (als CO_2-Äquivalente) 197
Tab. 28: Überblick der Brennstoffzellen zur stationären Energieversorgung 210
Tab. 29: Vergleich von konventioneller mit Brennstoffzellen-Technik anhand ausgewählter Nutzeranforderungen für industriell eingesetzte KWK-Systeme 225
Tab. 30: Vergleich von konventioneller mit Brennstoffzellen-Technik anhand ausgewählter Nutzeranforderungen für Kraftwerke der öffentlichen Stromversorgung 227
Tab. 31: Ausgewählte Kennwerte der Energieumwandlungsanlagen 232
Tab. 32: Zusammenfassende Darstellung des Verbrauchs erschöpflicher Ressourcen, des Treibhaus-Potenzials und der Versauerung (Angaben pro MJ des jeweiligen Brenn- bzw. Kraftstoffs) bei der Bereitstellung verschiedener Energieträger für das Jahr 2010 239
Tab. 33: Zusammenfassung von technischen Eigenschaften und Nutzeranforderungen an Kraftwerke und Emissionen 251
Tab. 34: Energiedichten, Entwicklungsstand und Herstellungskosten von Akkumulatoren 263
Tab. 35: Verhältnis spezifische Anschaffungskosten der Gesamtsysteme und Kosten der Energieträgerbereitstellung 269
Tab. 36: Prognose der Entwicklung des weltweiten Marktes für tragbare elektronische Geräte (in Mio.) 273

3. Abbildungsverzeichnis

Abb. 1: Behandelte Einsatzbereiche 26
Abb. 2: Arbeitsweise einer Brennstoffzelle im Vergleich zur konventionellen Stromerzeugung 29
Abb. 3: Funktionaler Aufbau einer Brennstoffzelle mit saurem Elektrolyten 32
Abb. 4: Prinzipieller Aufbau eines Stacks (Beispiel mit phosphorsauren Brennstoffzellen) 33
Abb. 5: Beispiele für technisch realisierte Brennstoffzellen-Stacks, hier von DeNora (links) und Ansaldo (rechts) 33
Abb. 6: Brennstoffpfade für Brennstoffzellensysteme 46
Abb. 7: Zusammenhang zwischen Betriebstemperatur der Brennstoffzelle und geforderter Brennstoffreinheit 47
Abb. 8: Vorgehensweise bei einer Produktökobilanz 62
Abb. 9: Brennstoffzellensysteme für Kraftfahrzeuge: weltweite Aktivitäten 92
Abb. 10: Kraftstoffverbrauch (l_{Benzin}/100 km beziehungsweise l_{Diesel}/100 km) für Verbrennungsmotoren (ICE) und für Brennstoffzelle (H_2, Methanol, Benzin) als Funktion des Testgewichts (Pkw) 99
Abb. 11: Vergleich des Beitrages zum Treibhauseffekt 101
Abb. 12: Vergleich des Beitrages zum stratosphärischen Ozonabbau 102
Abb. 13: Vergleich des Kanzerogenitätspotenzials 103
Abb. 14: Vergleich des Versauerungspotenzials 104
Abb. 15: Vergleich des Eutrophierungspotenzials 105
Abb. 16: Vergleich des Ressourcenverbrauches 106
Abb. 17: Vergleich des Ozonbildungspotenzials 107
Abb. 18: Vergleich des Aufwandes für die Bereitstellung verschiedener Energieträger 114
Abb. 19: Prognose der Entwicklung der direkten Emissionen des Straßenverkehrs (ohne Einführung von Brennstoffzellen-Fahrzeugen) 131
Abb. 20: Betrachtete Leistungsbereiche für den Einsatz von Brennstoffzellen in der stationären Energieversorgung 135
Abb. 21: Emissionen an Massenschadstoffen in Deutschland im Jahre 1994 137
Abb. 22: Vorgehensweise bei der Auswahl repräsentativer Referenzanlagen und Systemvarianten 146
Abb. 23: Hauptkomponenten von Heizungssystemen (Erdgas, Heizöl, Fernwärme) 157

Abb. 24: Installiertes Heizungssystem und eingesetzter Brennstoff in Einfamilienhäusern in Deutschland (Baualtersklasse 1991-1993) 160
Abb. 25: Ausgewählte Einflussfaktoren für Auslegung und Implementierung von konventioneller und alternativer Technik 163
Abb. 26: Exemplarische Darstellung des Lastganges eines Einfamilienhauses (36-sec-Messwerte und 15-min-Mittelwerte) 164
Abb. 27: Mögliche Versorgungsmodelle mit Brennstoffzellen-BHKW 166
Abb. 28: Wirkungsgrade eines erdgasbetriebenen Brennstoffzellen-BHKW mit einem Erdgas-Brennwert-Heizkessel 170
Abb. 29: Abhängigkeit der Investitionen für Erdgas-Brennwert-Heizungssysteme von der Gebäudegröße 176
Abb. 30: Abhängigkeit der Investitionen für Heizöl-Niedertemperatur-Heizungssysteme von der Gebäudegröße 177
Abb. 31: Spezifische Kosten von Erdgas-Brennwertheizkesseln als Funktion der Nennleistung 177
Abb. 32: Komponenten des Brennstoffzellen-Systems für die Kostenbetrachtung 179
Abb. 33: Betreiber kleiner BHKW zur Hausenergieversorgung 181
Abb. 34: Berücksichtigung vorgelagerter Brennstoffpfade für die Hausenergieversorgung 186
Abb. 35: Zulässige Investitionen (mit MWSt) der Brennstoffzellen-BHKW für die Varianten 1, 2 und 4 (Tab. 19) 189
Abb. 36: Zulässige Investitionen (mit MWSt) der Brennstoffzellen-BHKW für die Varianten 1 und 4 (Darstellung praxisrelevanter Fälle) 191
Abb. 37: Relative Änderung der Energieträgerstruktur des Sektors Haushalte bei 10%iger Implementierung von Brennstoffzellen-BHKW in Bezug auf die Trendskizze (Prognos/EWI 1998) (Deutschland, 2010) 193
Abb. 38: Relative Änderung der CO_2-Emissionen im Vergleich zur Trendskizze von (Prognos/EWI 1998) (Deutschland, 2010) 194
Abb. 39: Schadstoffemissionen von Brennstoffzellen-BHKW und konventionellen Heizungssystemen am Beispiel eines großen MFH ohne (Abb. oben) und mit (Abb. unten) Stromgutschrift 196
Abb. 40: Mit Brennstoffzellen-BHKW ausstattbare Wohngebäude (Fall 1 und Fall 2) 199
Abb. 41: CO_2-Einsparpotenziale für die drei Ausbauszenarien (Kleinverbrauch Deutschland) 200
Abb. 42: Analysierte Energieketten für industrielle und öffentliche Stromversorgung bis zur "Schnittstelle Nutzer" 217

Abb. 43: Heutige und zukünftige elektrische Wirkungsgrade von Kraftwerken auf Erdgasbasis 229
Abb. 44: Kostenstruktur (bezogen auf die Stromerzeugung) des Hybrid- und des Gasturbinen-Systems (5 MW (el)) bei gleichen Stromgestehungskosten 235
Abb. 45: Abschätzung von lokal freigesetzten Emissionen einzelner Anlagen für das Jahr 2010 238
Abb. 46: Ausgewählte Referenzsysteme für den ökologischen Vergleich für das Jahr 2010 240
Abb. 47: CO_2-Emissionen aus Anlagen zur Stromerzeugung mit verschiedenen Brennstoffen und Techniken (inkl. vorgelagerter Energieketten) 241
Abb. 48: Umwelteinwirkungen der industriellen Kraft-Wärme-Kopplung im Vergleich zur ungekoppelten Stromerzeugung bezogen auf die jährlichen Pro-Kopf-Einwirkungen in Deutschland für das Jahr 2010 242
Abb. 49: Prozentuale Differenz der Umwelteinwirkungen von industrieller Kraft-Wärme-Kopplung zur ungekoppelten Stromerzeugung in Deutschland für das Jahr 2010 243
Abb. 50: Umwelteinwirkungen der ungekoppelten Stromerzeugung bezogen auf die jährlichen Pro-Kopf-Einwirkungen in Deutschland 245
Abb. 51: Prozentuale Differenz der Umwelteinwirkungen von ungekoppelter Stromerzeugung in Deutschland zum Strommix 2010 246
Abb. 52: Einfluss der vorgelagerten Brennstoff-Energieketten für die Umwelteinwirkungen bei einzelnen Technologien 248
Abb. 53: Konzepte zur räumlichen Anordnung von Brennstoffzellen 258
Abb. 54: Wasserstoff-Speicher für tragbare Brennstoffzellen-Systeme 260
Abb. 55: Entwicklung der Leistungsaufnahme von Laptops im Vergleich zu Verbesserungen der Kapazität von Akkumulatoren 265
Abb. 56: Volumen und Gewicht eines tragbaren Brennstoffzellen-Systems in Abhängigkeit von der Kapazität 267

4. Abkürzungen

AFC	Alkaline Fuel Cell (Alkalische Brennstoffzelle)
BHKW	Blockheizkraftwerk
BA	Brennstoffaufbereitung
BZ	Brennstoffzelle(n)
CARB	California Air Resources Board
CGH_2	Gasförmiger Wasserstoff in unter Druck verdichteter Form
CNG	Compressed Natural Gas (Erdgas in unter Druck verdichteter Form)
DME	Dimethylether
CH_4	Methan
CO_2	Kohlendioxid
DMFC	Direct Methanol Fuel Cell (Direktmethanol-Brennstoffzelle)
el	elektrisch (im Zusammenhang mit Leistungsangaben z.B. kW)
EFH	Einfamilienhaus
EUDC	Extra-Urban Driving Cycle
EVU	Energieversorgungsunternehmen
ICE	Internal Combustion Engine (Verbrennungsmotor)
IGCC	Integrated Coal Gasification Combined Cycle Gas Turbine
IPP	Independend Power Producer
GuD	Gas- und Dampfturbine(n)
HKW	Heizkraftwerk
KEA	Kumulierter Energieaufwand
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LH2	Wasserstoff in durch Tiefkühlung erreichter flüssiger Form
LNG	Liquified Natural Gas (verflüssigtes Erdgas)
MCFC	Molten Carbonate Fuel Cell (Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle)
MFH	Mehrfamilienhaus
NEFZ	Neuer Europäischer Fahrzyklus
NT	Niedertemperatur
NH_3	Ammoniak
NO_X	Summenbezeichnung für Stickoxide
N_2O	Distickstoffoxid (Lachgas)
RME	Rapsölmethylester
RW	Raumwärme
PAFC	Phosphoric Acid Fuel Cell (Phosphorsaure Brennstoffzelle)
PEMFC	Proton Exchange Membrane Fuel Cell (Polymerelektrolyt-Membran-Brennstoffzelle oder Polymermembran-Brennstoffzelle)
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell (Oxidkeramische Brennstoffzelle)
SULEV	Super Ultra Low Emission Vehicle
th	thermisch (im Zusammenhang mit Leistungsangaben z.B. kW)
ULEV	Ultra Low Emission Vehicle
WW	Warmwasser
ZEV	Zero Emission Vehicle (Nullemissions-Fahrzeug)
η	Wirkungsgrad

Glossar

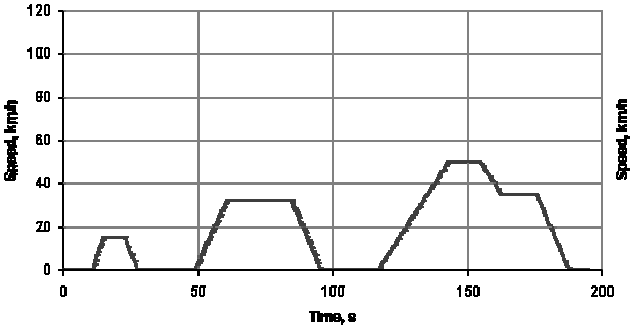
Barwertmethode - (auch Kapitalwertmethode) ist ein Verfahren der dynamischen Investitionsrechnung, welches den Barwert (also den Gegenwartswert zum Entscheidungszeitpunkt) einer zukünftigen Zahlung ermittelt. Dabei werden Zinsen einer zukünftigen Zahlung mit Hilfe eines Abzinsungsfaktors berücksichtigt. Ein Investition ist vorteilhaft, wenn der Kapitalwert ≥ 0 ist, bei mehreren Alternativen ist diejenige mit dem höchsten Kapitalwert interessant.

Baualtersklasse - auf das Baujahr (Jahr der Bezugsfertigstellung) bezogene Klassifizierung von Gebäuden.

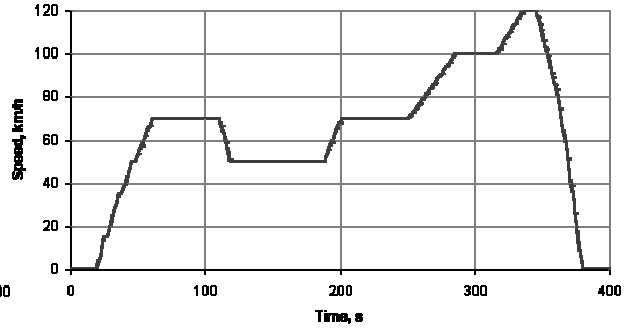
Blockheizkraftwerk (BHKW) - Heizkraftwerk, welches für die Bedarfsdeckung in einem räumlich begrenzten Versorgungsgebiet ausgelegt ist (ursprünglich Häuserblock) (vgl. VDEW/BGW). BHKW können durch gleichzeitige Strom- und Wärmeerzeugung die Energie des Brennstoffs bis zu ca. 90 % ausnutzen. Sie zeichnen sich durch zumeist kleinere Anlagengrößen und eine verbrauchernahe Installation aus. Gängige elektrische Leistungen heutiger Blockheizkraftwerke liegen im Bereich von 5 kW bis 10 MW. Zumeist werden hier Verbrennungsmotoren oder Gasturbinen mit Generatoren eingesetzt. Ein Einsatz von Brennstoffzellen wird angestrebt.

Contracting - Finanzierungsalternative für neue und für Sanierung vorhandener Nutzenergieanlagen mit zwei Varianten, dem Anlagen- und dem Energiesparcontracting. Gemeinsam ist beiden Varianten, dass der Energienutzer mit mindestens einem weiteren Partner, dem Contractor, ein Vertragswerk (den Contract) abschließt (ASUE 1999). Der Contractor übernimmt Ausführung und Finanzierung der Anlage. Am Ende der Vertragslaufzeit geht die Anlage in das Eigentum des Energienutzers über. Die Refinanzierung erfolgt aus dem Cash-Flow der Investition. Beim Anlagen-Contracting wird auf Grundlage von Investition und erwarteten Betriebskosten ein Nutzenergiepreis kalkuliert. Beim Energiesparcontracting amortisiert sich die Investition über die durch Erneuerung einer vorhandenen Anlage freigesetzten Energieeinsparpotentiale.

Fahrzyklus - Prüfverfahren, bei dem auf dem Rollenprüfstand zur Feststellung des Abgasverhaltens eines Pkw bestimmte Geschwindigkeiten, Beschleunigungen und Bremsungen gefahren werden müssen. Dabei dürfen bestimmte - für Europa durch EU-Richtlinien festgelegte - Höchstgrenzwerte für Schadstoffe nicht überschritten werden. Der Neue Europäische Fahrzyklus (NEFZ) setzt sich zusammen aus der Simulation von Stadtfahrten (ECE-Stadtfahrzyklus) und außerstädtischen Fahrten bis max. 120 km/h (EUDC).



ECE-Zyklus



EUDC

Grenzinvestitionen - (spezifische G.) stellen ein Maß für die Wirtschaftlichkeit des Brennstoffzellen-BHKW dar. Äquivalent verwendete Begriffe sind "maximal zulässige Investitionen" oder "anlegbare Kosten" für Brennstoffzellen-Systeme.

H-Gas - Beschreibung einer Klasse von Erdgasqualitäten mit vergleichsweise höherem Heizwert als sog. L-Gas (low quality).

Kleinverbrauch - fasst den Energieverbrauch in Handel, Gewerbe und Dienstleistungen zusammen. Die Mehrzahl der vertretenden Wirtschaftsbranchen kommen aus dem Dienstleistungsbereich.

Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) - gleichzeitige Umwandlung von eingesetzter Energie in mechanische oder elektrische Energie und Wärme in einer technischen Anlage (Anmerkung: Soweit die elektrische Energie und die Wärme in der Anlage selbst verbleiben, handelt es sich nicht um KWK (z.B. zur regenerativen Speisewassererzeugung)) (vgl. VDEW/BGW).

Kraft-Wärme-Kopplungsanlage - Einrichtung, in der der technische Prozess der KWK stattfindet. KWK-Anlagen können z.B. sein Dampfturbinen-, Gasturbinen-, Verbrennungsmotoren- und Brennstoffzellen-Anlagen.

L-Gas - Beschreibung einer Klasse von Erdgasqualitäten mit vergleichsweise niedrigerem Heizwert als sog. H-Gas (high quality).

Reformer - technische Anlage, in der die Aufbereitung von Brennstoffen zu für Brennstoffzellen geeignete Brenngase erfolgt. Reformer sind wichtige funktionale Bestandteile vieler Brennstoffzellen-Systeme.

Reformierung - Die Aufbereitung von Brennstoffen zu für Brennstoffzellen geeignete Brenngase wird als Reformierung bezeichnet. Dabei kann die Reformierung in einer separaten technischen Anlage ("externe Reformierung" - die Standardlösung) oder aber in der Zelle selbst ("interne Reformierung" - nur bei den Hochtemperaturbrennstoffzellen MCFC und SOFC möglich) erfolgen.

Stack - Für technische Brennstoffzellen schaltet man - um höhere Spannungen und Leistungen erzielen zu können - mehrere Einzelzellen in Reihen- oder Parallelschaltungen zusammen. Wegen ihrer Stapelform werden diese Reihenschaltungen nach ihrem englischen Begriff "Stacks" genannt.

stromgeführt - Bezeichnung für Betriebsweise einer KWK-Anlage (Gegenteil: wärmegeführt). Dabei wird die Anlage primär entsprechen eines gewünschten Strombedarfes gefahren. Die miterzeugte Wärme kann entweder direkt genutzt, gespeichert oder muss weggekühlt werden.

Stromgestehungskosten - Kosten pro erzeugter kWh; errechnen sich aus den Investitionen sowie den Betriebskosten.
Stromkennzahl - Die Stromkennzahl von Energieanlagen mit KWK gibt das Verhältnis der beiden in Koppelproduktion erzeugten Energieformen elektrischer Strom und Wärme an. Hohe Stromkennzahlen (etwa 1 - 2) besitzen mit Verbrennungsmotoren betriebene BHKW, die niedrigsten Stromkennzahlen (0,1 - 0,2) weisen Dampfturbinenanlagen auf.
odorieren - geruchsfreie Gase (z.B. Erdgas) mit intensiv riechenden Substanzen anreichern (aus Sicherheitsgründen).
wärmegeführt - Bezeichnung für Betriebsweise einer KWK-Anlage (Gegenteil: stromgeführt); dabei wird die Anlage primär entsprechend eines gewünschten Wärmeabedarfs gefahren. Der miterzeugte Strom wird entweder im Betrieb genutzt oder in das Stromnetz (z.B. gegen Vergütung nach Verbändevereinbahrung) eingespeist.
Wohneinheiten - bezeichnen in der Erfassung des Statistischen Bundesamtes Zusammenfassungen nach außen abgeschlossener, zusammenhängender Räume, die nahezu ausschließlich zu Wohnzwecken genutzt werden im Sinne der Führung eines Haushaltes (vgl. StaBu 1995). Mehrere Wohneinheiten in einem Wohngebäude, die nur von einem Haushalt genutzt werden, gelten als eine Wohneinheit.
Wohngebäude - bezeichnen in der Erfassung des Statistischen Bundesamtes Gebäude, die mindestens zur Hälfte (gemessen an der Gesamtnutzung) Wohnzwecken dienen. Neben Ein- oder Mehrfamilienhäusern werden auch Gebäude miterfasst, die neben Wohnungen z.B. Kanzleien, Arztpraxen oder Geschäfte beherbergen (vgl. StaBu 1995).
ZEV-Mandate - Gesetzgebung des US-Bundesstaates Kalifornien, gemäß welcher ab 2003 vier Prozent aller in diesem Staat neu verkauften Personenwagen frei von Schadstoffemissionen aus dem Fahrzeug (Zero Emission Vehicle, ZEV) sein müssen. Darüber hinaus sind weitere sechs Prozent schadstofffreie Fahrzeuge vorgeschrieben, die jedoch auch über sogenannte Credits ausgewiesen werden können. Credits erhalten sogenannte Super Ultra Low Emission Vehicles (SULEV), Fahrzeuge mit sehr niedrigen Schadstoffemissionen. Dazu zählen neben den SULEV-Standard einhaltenden benzinbetriebenen Fahrzeugen auch Hybridfahrzeuge, Fahrzeuge mit Erdgasantrieb oder Fahrzeuge mit Brennstoffzellenantrieb. Die Höhe der Credits wird nach einem komplexen Berechnungssystem bestimmt, in das neben Emissionswerten auch andere technische Kriterien eingehen. Bei einem - für Benzin-SULEV geltenden - ZEV-Credit von 0,2 würde der Verkauf von fünf SULEV-Fahrzeugen wie der Verkauf von einem Null-Emissions-Fahrzeug (ZEV) gewertet.

TAB

Büro für Technikfolgen-Abschätzung
beim Deutschen Bundestag

Neue Schönhauser Str. 10 · 10178 Berlin
Telefon: 0 30 / 28 49 10
Telefax: 0 30 / 28 49 11 1
e-mail: buero@tab.fzk.de
Internet: www.tab.fzk.de
ISSN-Print 2364-2599
ISSN-Internet 2364-2602