3 Die Technologien Brennstoffzelle und Virtuelles Kraftwerk und ihre Bewertung im Hinblick auf eine zukunftsfähige Energieversorgung

Aufbauend auf den normativen Grundlagen des letzten Kapitels und dem Stand der technischen Entwicklung im Bereich der Brennstoffzelle bzw. ihrer Integration in Virtuelle Kraftwerke soll in diesem Kapitel eine Bewertung der Technologien im Hinblick auf deren Beitrag zu einer zukunftsfähigen Energieversorgung erfolgen. Zu diesem Zweck werden zunächst in Abschnitt 3.1 einige Grundlagen zu Brennstoffzellen und ihrer Verwendung als dezentrales Energiesystem diskutiert, bevor im Abschnitt 3.2 auf den Einsatz von Brennstoffzellen-Heizgeräten in der Hausenergieversorgung und der sich daraus ergebenden Konkurrenztechnologien eingegangen wird. In Abschnitt 3.3 wird zusätzlich die Einbindung der Anlagen in die bestehende Energieversorgung in Form von Virtuellen Kraftwerken diskutiert. In Abschnitt 3.4 wird die Wirtschaftlichkeit der Anlagen im Anlagenverbund analysiert, bevor in Abschnitt 3.5 eine Bewertung der Technologien im Hinblick auf die Zukunftsfähigkeit durchgeführt wird. In Abschnitt 3.6 werden Schlussfolgerungen aus den Ergebnissen des Kapitels gezogen.

3.1 Die Brennstoffzelle als dezentrales Energiesystem

3.1.1 Kraft-Wärme-Kopplung

Die Umwandlung von chemischer in elektrische Energie ist immer auch mit der Produktion von Wärme verbunden. Bei einem mit Kraft-Wärme-Kopplung betriebenen Energiesystem werden sowohl die elektrische Energie (Strom) als auch die anfallende Wärme zu großen Teilen genutzt. Hierdurch werden die Verluste minimiert und es lassen sich höhere Gesamtwirkungsgrade bzw. Brennstoffausnutzungsgrade realisieren.

Abbildung 3.1 vergleicht ein Brennstoffzellen-Kraft-Wärme-Kopplungs-System zur Hausenergieversorgung mit der getrennten Erzeugung bestehend aus Gasbrennwertkessel und konventionellem Kondensationskraftwerk. In beiden Fällen sollen 100 Einheiten Wärme und 26 Einheiten Strom erzeugt werden. Basierend auf einem erdgasbetriebenen System sind beim KWK-System (links) 157 Einheiten Erdgas notwendig, bei der getrennten

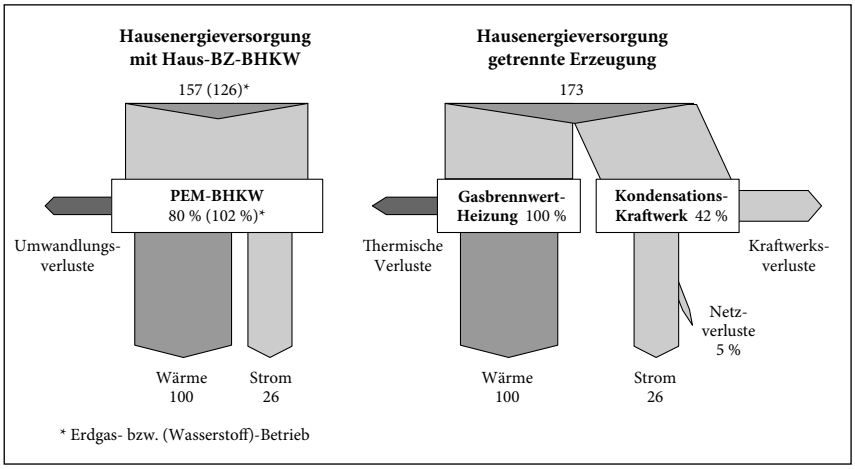

Abb. 3.1: Vereinfachte Energiebilanz für die Betriebsprozesse einer erdgasbasierten Hausenergieversorgung, dargestellt in einem sog. Sankey-Diagramm (vgl. Garche und Jörissen 2002)[24]

Erzeugung 173 Einheiten. Das Einsparungspotenzial durch die Kraft-Wärme-Kopplung beträgt somit ca. 10 Prozent[25]. Dieser Betrachtung liegt ein elektrischer Wirkungsgrad der Brennstoffzelle von ca. 16,6 Prozent zugrunde. Mit der fortschreitenden technischen Entwicklung werden Einsparungspotenziale größer als 20 Prozent angestrebt.

3.1.2 Die Brennstoffzellentechnologie

Dem Einsatz effizienter, schadstoffarmer sowie kostengünstiger Energieumwandlungstechniken kommt eine große Bedeutung zu. Insbesondere die Energieumwandlung mittels Brennstoffzellen wird für die Energieversorgung zunehmend interessanter. Das physikalische Prinzip der Brennstoffzelle wurde erstmals 1839 von dem Physiker und Juristen William Grove in Zusammenarbeit mit Christian Friedrich Schönbein beschrieben (Heinzel et al. 2006). Seit 1960 finden Brennstoffzellen in der amerikanischen Raumfahrt Anwendung. Eine forcierte Entwicklung bis hin zur Kommerzialisierung kann seit 1990 beobachtet werden. Hierbei liegt der Fokus sowohl auf stationärer als auch auf mobiler Anwendung. Zunehmend werden auch portable Applikationen entwickelt.

---

24 Diese vereinfachte Bilanz der Energieflüsse des Betriebs von Anlagen darf nicht mit der Lebenzyklusanalyse verwechselt werden, in der der gesamte Lebenszyklus bilanziert wird und die in Abschnitt 3.5 zur Bewertung der Technologien herangezogen wird.

25 Das Referenzsystem der getrennten Erzeugung entspricht dem Stand der Technik (in der Regel η_{el}<40%).

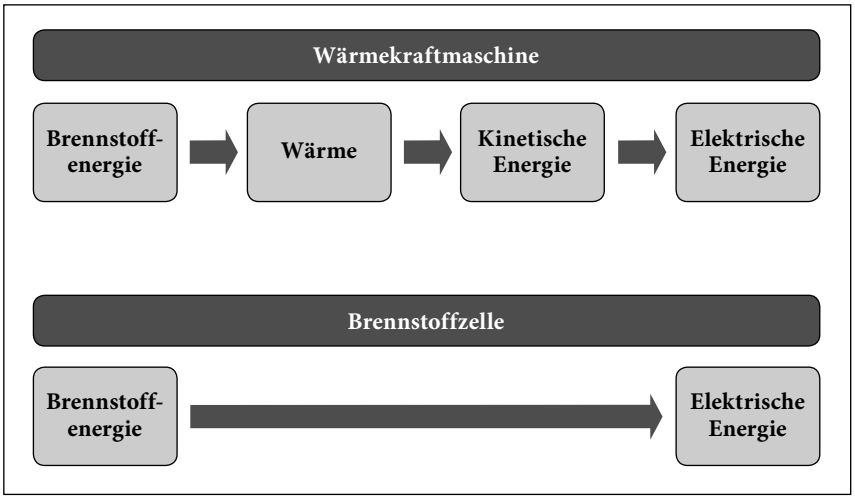

Abb. 3.2: Vergleich der Energieumwandlungsketten

Gegenüber konventionellen Wärmekraftmaschinen zur Stromerzeugung weist die Brennstoffzelle aufgrund einer vereinfachten Energieumwandlungskette erhebliche Vorteile auf (Abbildung 3.2). In der Brennstoffzelle wird die Energie des Brennstoffs (Wasserstoff, Erdgas, Biogas, etc.) direkt, d.h. ohne die Zwischenschritte über die Wärmeerzeugung und Umwandlung in kinetische Energie, in elektrische Energie umgewandelt, was sich unter anderem in einem höheren elektrischen Wirkungsgrad bemerkbar macht.

Das elektrochemische Funktionsprinzip einer Brennstoffzelle entspricht im Wesentlichen der Umkehrung der Elektrolyse. Hierbei reagieren die Eduktgase Wasserstoff und Sauerstoff unter Austausch von Elektronen gemäß folgender Reaktionsgleichung zu Wasser:

$$2H_2\,(g) + O_2\,(g) \rightarrow 2H_2O\,(l) \qquad (3.1)$$

Die wesentlichen Vorteile von Brennstoffzellen werden nachfolgend aufgeführt:

- Hoher elektrischer Wirkungsgrad;
- Hohe Modularität des Brennstoffzellenstapels;
- Bei Betrieb mit Wasserstoff keine schädlichen Emissionen in der Nutzungsphase (Schall und Schadstoffe);
- Keine beweglichen Teile (wartungsarmer Betrieb);
- Sehr gutes Teillast- bzw. Regelverhalten;
- Unterschiedliche Brennstoffzellentypen, Temperaturen und Leistungsgrößen ermöglichen verschiedene Einsatzbereiche.

Durch ihren planaren Aufbau wächst die Leistung der Brennstoffzelle proportional zur verbauten Fläche. Bei klassischen Kraftwerken ist die Leis-

tung hingegen proportional zum verbauten Volumen und die Kosten proportional zur Außenfläche. Die Brennstoffzelle weist damit im Bereich von Kleinanlagen prinzipielle Vorteile auf, die anderen Technologien im größeren Leistungsbereich. Zusätzlich erforderliche Peripheriegeräte wie z.B. Reformer, Gasaufbereitung und Wechselrichter relativieren den Vorteil allerdings etwas.

3.1.2.1 Brennstoffzellentypen

Grundsätzlich unterscheiden sich die verschiedenen Brennstoffzellentypen aufgrund der Art des eingesetzten Elektrolyten sowie der jeweiligen Arbeitstemperatur. Der Elektrolyt ist in erster Linie für den Namen des jeweiligen Brennstoffzellentyps verantwortlich. Man unterscheidet

- Alkalische Brennstoffzellen (AFC, Alkaline Fuel Cell),
- Protonenleitende-Brennstoffzellen (PEMFC oder PEFC, Proton Exchange Membrane Fuel Cell oder Polymer Electrolyte Fuel Cell),
- Phosphorsaure Brennstoffzellen (PAFC, Phosporic Acid Fuel Cell),
- Karbonatschmelze-Brennstoffzellen (MCFC, Molten Carbonat Fuel Cell) und
- Festoxid-Brennstoffzellen (SOFC, Solid Oxide Fuel Cell).

Hinsichtlich ihrer Arbeitstemperatur werden Brennstoffzellen darüber hinaus in Niedertemperatur- (AFC, PEMFC: 80°C), Mitteltemperatur- (PAFC: 200°C) und Hochtemperatur-Brennstoffzellen (MCFC, SOFC: 650–1.000°C) klassifiziert. Die Zellspannung einer Einzelzelle, bestehend

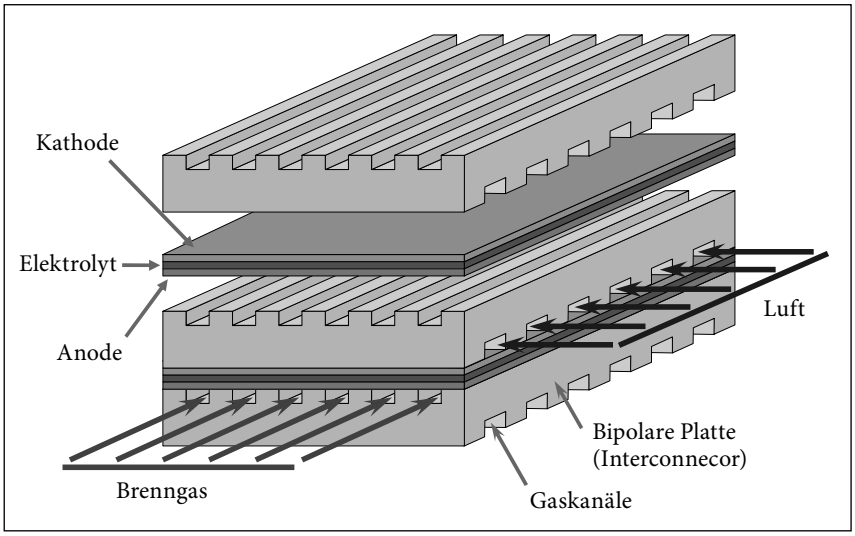

Abb. 3.3: Schematischer Aufbau einer Brennstoffzelle
(Quelle: IWE 2008)

aus Anode, Kathode, Elektrolyt und Bipolarplatte[26] (Abbildung 3.3), beträgt max. 1,23 Volt. Real liegt sie zwischen 0,5 und 1,0 Volt. Um entsprechende Leistungsklassen für die verschiedenen Anwendungsbereiche zu erreichen, werden mehrere Einzelzellen parallel sowie in Reihe zu einem sog. Stack geschaltet.

Polymermembran-Brennstoffzelle (PEMFC). Bei der Polymermembran-Brennstoffzelle (PEMFC – engl. Proton Exchange Membrane Fuel Cell) fungiert eine Kunststofffolie als Elektrolyt. Sie ist durchlässig für Protonen, d.h. für H^+-Ionen. Eingesetzt werden sulfonierte Teflon-Membranen, wie z.B. Nafion® von DuPont. Die Protonenleitfähigkeit der Membran stellt sich nur bei ausreichender Befeuchtung ein. Bei Betriebstemperaturen über 100°C trocknet die Zelle aus.

Die Membran ist beidseitig mit katalytisch wirksamem Elektrodenmaterial beschichtet. Als Katalysatoren werden Platin bzw. Ruthenium (Pt/Ru) verwendet. Die Elektronen werden über die Anode und Kathode abgeführt. Gleichzeitig dissoziieren an ihnen die Gasmoleküle. Die PEMFC braucht reines H_2 bzw. H_2-reiches Gas als Brennstoff. Die Reaktion an der Anode ist $H_2 \rightarrow 2H^+ + 2e^-$. Die freigewordenen Elektronen fließen durch den äußeren Stromkreis und die H^+-Ionen wandern durch die Membran zur Kathode wo sie mit dem Sauerstoff zu Wasser reagieren, gemäß der Reaktion $\frac{1}{2}O_2 + 2H^+ + 2e^- \rightarrow H_2O$.

Bedingt durch die niedrige Betriebstemperatur bis ca. 80°C reagiert die PEMFC sehr empfindlich auf Gehalte von Kohlenmonoxid, das den Katalysator schädigt. Daher ist die PEMFC auf eine aufwendige Aufbereitung des eingesetzten Gases angewiesen, die den CO-Gehalt minimiert. Durch seine thermische Trägheit beschränkt der Reformprozess die Dynamik des gesamten Brennstoffzellensystems. Der Zellstapel (Stack) selbst liefert bei Erhöhung der Gasmassenströme innerhalb von Sekunden eine höhere elektrische Leistung.

Die Kosten des Stacks werden im Wesentlichen durch die Konzentration des Katalysatormaterials und die Art der verwendeten Bipolarplatten bestimmt. Erhebliche Kosteneinsparungen werden auch durch die Optimierung von Balance-of-Plant-Komponenten der klassischen Verfahrenstechnik, d.h. der Peripherie- und Hilfsaggregate der Anlage, z.B. Reformer, Stromaufbereitung, Wassermanagement und Pumpen, erwartet.

Die sog. Hochtemperatur-PEM kann aufgrund der temperaturfesten Membran auf Polybenzimidazol-Basis (PBI) mit höheren Temperaturen von 150–180°C betrieben werden. Die höhere Temperatur hat zum einen Vorteile aufgrund des vereinfachten Wassermanagements im Stack als auch der reduzierten Anforderungen der Gasreinigung, da durch sie höhere Kohlen-

[26] Anode, Kathode = Elektroden. Elektrolyt: Trennung der Eduktgase sowie Ionentransport. Bipolarplatte: Kontaktplatte, Zu- und Abführung der Edukte und Produkte, sowie Wärmemanagement.

monoxid-Gehalte ohne Reformierung möglich sind. Des Weiteren lässt sich leichter Wärme auskoppeln. Nachteilig macht sich die Verwendung teurer korrosionsfester Werkstoffe bemerkbar, die notwendig sind, weil die Protonenleitung durch die in die PBI-Matrix eingebettete Phosphorsäure erfolgt.

Karbonatschmelze-Brennstoffzelle (MCFC). Die Karbonatschmelze-Brennstoffzelle (MCFC – engl. Molten Carbonate Fuel Cell) gehört zur Klasse der Hochtemperaturbrennstoffzellen. Ihre Arbeitstemperatur beträgt 650°C, was nicht nur die generelle Auskopplung von Wärme vereinfacht, sondern auch die Erzeugung von höherwertigem Prozessdampf erlaubt. Auch eine anschließende Dampf- oder Gasturbine zur weiteren Erhöhung des elektrischen Gesamtsystemwirkungsgrades kann verwendet werden.

Der Elektrolyt bei der MCFC besteht aus den Alkalikarbonaten Li_2CO_3 bzw. K_2CO_3, die in einer hochporösen Trägermatrix (z.B. Keramik) fixiert sind. Der Ladungstransport durch die Elektrolytmembran erfolgt durch CO_3^{2-}-Ionen. Die Karbonat-Ionen wandern von der Kathode zur Anode. Daher muss der Kathodenluft CO_2 beigemengt werden ($½O_2 + CO_2 + 2e^- \rightarrow CO_3^{2-}$). Auf der Anodenseite reagiert das Karbonat-Ion mit dem Brenngas und gibt Elektronen an den äußeren Nutzstromkreis ab ($H_2 + CO_3^{2-} \rightarrow H_2O + CO_2 + 2e^-$).

Das Prinzip, negative Ionen als Elektronendonatoren zur Brenngasseite wandern zu lassen, ermöglicht es, neben dem Wasserstoff weitere Energieträger direkt zu nutzen. Für die MCFC ist Kohlenmonoxid kein Katalysatorgift, sondern stellt einen Energieträger dar. Auch arbeitet sie auf einem genügend hohem Temperaturniveau, was bei ihr eine interne Reformierung ermöglicht. Dabei wird beispielsweise das Erdgas im Stack zum Synthesegas CO_2, CO und H_2 gewandelt, welches indirekt an der Anode verbrannt wird. Durch die endotherme Reaktion dieser internen Reformierung wird ein Teil der Abwärme des Stacks genutzt, um den Gehalt chemisch gebundener Energie im reformierten Gas zu erhöhen. Dieses Verfahren gibt einer Hochtemperatur-Brennstoffzelle im Betrieb mit Kohlenwasserstoffen einen signifikanten Wirkungsgradvorteil.

Die MCFC arbeitet in einem Temperaturbereich, der eine ausreichende Reaktionsgeschwindigkeit auch ohne teure Edelmetallkatalysatoren sicherstellt. Die Elektroden bestehen aus preiswerterem Nickel. Zudem ist die Betriebstemperatur nicht so hoch, dass bereits aufwendige Hochtemperaturwerkstoffe eingesetzt werden müssen.

Festoxid-Brennstoffzelle (SOFC). Die Festoxid-Brennstoffzelle (SOFC – engl. Solid Oxide Fuel Cell) ist ebenfalls eine Hochtemperaturbrennstoffzelle. Die Temperaturen von bis zu 1.000°C werden benötigt, damit der keramische Elektrolyt (z.B. yttriumstabilisiertes Zirkondioxid ZrO_2/Y_2O_3) für Sauerstoffionen leitfähig wird. Ähnlich wie in der MCFC wandern negativ geladene Teilchen, hier O^{2-}-Ionen, von der Kathodenseite (Luft) zur Anode (Brenngas). Die Reaktion an der Kathode lautet $½O_2 + 2e^- \rightarrow O^{2-}$, die an der Anode $H_2 + O^{2-} \rightarrow H_2O + 2e^-$.

Als Brenngas kann neben reinem Wasserstoff bzw. wasserstoffreichem Gas analog zur MCFC mit Hilfe der internen Reformierung auch Erdgas direkt oxidiert werden. Damit ist die SOFC anderen Brennstoffzellen mit vorgeschalteter Reformierung unter Effizienzgesichtspunkten überlegen. Die hohe Abgastemperatur ermöglicht bei größeren Aggregaten die weitere Nutzung der Abwärme durch Gasturbinen. Denkbar sind auch nachgeschaltete GuD[27]-Prozesse, was den Wirkungsgrad der Umwandlung von fossilen Energieträgern in Elektrizität weiter erhöhen kann. Reine Gas- und Dampfkraftwerke (vgl. Standort Irsching) sollen elektrische Wirkungsgrade von etwa 60% erreichen.

Nachteilig sind die hohen werkstofftechnischen Anforderungen, die die hohen Betriebstemperaturen stellen. Zudem muss die noch unzureichende Zyklenfestigkeit (Aufheiz- und Abkühlvorgang) verbessert werden. SOFC werden daher möglichst immer auf Betriebstemperatur gehalten, nur bei Störfällen oder zu Wartungsarbeiten wird der Stack abgekühlt.

Sonstige Brennstoffzellentypen. Der Vollständigkeit halber werden die vorgestellten Brennstoffzellentypen um drei weitere ergänzt. Diese werden jedoch in mittelfristiger Zukunft für die stationäre Energieumwandlung keine Rolle spielen:

- Alkalische Brennstoffzelle (AFC): In einer AFC (engl. Alkaline Fuel Cell) wird wässrige Kalilauge (30–45% KOH) umgewälzt. Der Ladungstransport erfolgt über die OH^--Ionen. Sie reagieren mit dem Wasserstoff zu Wasser und setzen dabei an der Anode Elektronen frei. Auf Kathodenseite werden neue Hydroxydionen gebildet: $\frac{1}{2}O_2 + H_2O + 2e^- \rightarrow 2\ OH^-$. Aufgrund des verwendeten Elektrolyten stellt die AFC höchste Ansprüche an die Gasreinheit. Sie wird daher in der Regel mit reinem Sauerstoff und Wasserstoff betrieben, da ansonsten Spuren von CO_2 mit dem Elektrolyten zu Kaliumcarbonat reagieren, welches auf Dauer die Poren der Elektroden verstopft.

  Die alkalische Brennstoffzelle gilt als technisch ausgereift und hat in vielen Raumfahrtmissionen ihre Leistungsfähigkeit unter Beweis gestellt. Für die terrestrische Energiebereitstellung im Luftbetrieb ist sie wegen ihrer CO_2-Unverträglichkeit nur unzureichend geeignet.
- Phosphorsaure Brennstoffzelle (PAFC): Brennstoffzellen vom Typ PAFC (engl. Phosphoric Acid Fuel Cell) arbeiten mit hochkonzentrierter Phosphorsäure als Protonenleitschicht. Ein Kunststoffvlies fixiert den in Gel-Form vorliegenden Elektrolyten. Wegen der starken Säure werden hochwertige Edelmetallkatalysatoren am Elektrodenmaterial benötigt. Durch die Betriebstemperatur von rund 200°C ist die Toleranz gegenüber Kohlenmonoxid höher als bei den Niedertemperatur-Brennstoffzellen wie

[27] In einem GuD-Prozess werden Gas- und Dampf-Turbinen in einer Weise hintereinandergeschaltet, dass möglichst viel Elektrizität erzeugt wird.

PEMFC oder AFC. Dadurch reicht eine Brenngasqualität, die durch Reformierung und nachfolgende Shift-Reaktionen erreicht wird.

– Direktmethanol-Brennstoffzelle (DMFC): Die DMFC (engl. Direct Methanol Fuel Cell) ist eine Variante der PEMFC. Auch hier ist der Elektrolyt eine Polymermembran, allerdings wird der Anode direkt eine wässrige Methanollösung zugeführt. Dadurch ist ein wasserstoffgenerierender Reformer überflüssig.

  Allerdings kommt dieser Brennstoffzellentyp im Wirkungsgrad und in der Leistungsdichte nicht an die Werte anderer BZ-Bauarten heran. Zum einen wird dafür die Diffusion des Methanols durch den Elektrolyten zur Kathode (Cross-Over-Effekt) verantwortlich gemacht, zum anderen verliert der Anodenkatalysator durch Zwischenprodukte der Methanoloxidation (insbesondere CO) an Aktivität. Zur Minimierung dieser nachteiligen Folgen sind noch weitere Anstrengungen in der Grundlagenforschung notwendig.

  Aufgrund des einfachen Aufbaus und des gut handhabbaren Energieträgers stellt die DMFC für die Zukunft eine interessante Option zur Versorgung von portablen Kleingeräten dar (vgl. Smart Fuel Cell). Sie hat das Potenzial, zu einer ernstzunehmenden Konkurrenz im Batterie- und Akkumulator-Sektor heranzuwachsen. Wegen ihrer geringen Leistungsdichte und des geringen Wirkungsgrades ist sie für die Erzeugung höherer Leistungen weniger geeignet.

3.1.2.2 Einsatzbereiche von Brennstoffzellen

Brennstoffzellen sind prinzipiell für portable und mobile Applikationen wie für stationäre Anwendungsbereiche gleichermaßen geeignet. Während der Fokus im portablen und mobilen Einsatzbereich auf die Bereitstellung von elektrischer Energie (Ersatz für Batterien und Akkumulatoren sowie in der Antriebstechnik) gelegt wird, steht im stationären Einsatzbereich die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) im Vordergrund. Bei der Kraft-Wärme-Kopplung werden sowohl der erzeugte Strom (= Kraft) als auch die bereitgestellte Wärme genutzt. Bei der Kuppelproduktion von Strom und Wärme fallen diese systembedingt immer gleichzeitig an und sind über die Stromkennzahl[28] unmittelbar miteinander verknüpft. Eine entkoppelte Erzeugung von Strom und Wärme mittels Brennstoffzellen ist nur mit zusätzlichen Speichersystemen möglich. Typische stationäre Anwendungen sind die Hausenergieversorgung und die Bereitstellung von Strom und Wärme in Blockheizkraftwerken (BHKW).

Ausschlaggebend für den Einsatz der verschiedenen Brennstoffzellentypen in den zuvor benannten Einsatzbereichen sind u.a. das geforderte Temperaturniveau, der Wirkungsgrad, die Lebensdauer, die Anzahl möglicher Start- und Stoppvorgänge sowie die Kosten für Anschaffung und Betrieb.

---

[28] Die Stromkennzahl ist definiert als Quotient aus Strom- zu Wärmeerzeugung.

Die Motivation, Brennstoffzellensysteme – insbesondere PEM-Systeme – in der Kraft-Wärme-Kopplung für stationäre Anwendungen einzusetzen, wird begründet durch:

- geringe Emissionen,
- geräuscharmer Betrieb,
- hervorragendes Teillastverhalten,
- Kopplung von Wärme- und Stromerzeugung direkt am Ort des Bedarfs,
- minimierter Wartungsbedarf aufgrund weniger bewegter Teile,
- zu erwartende günstige Kostenentwicklung durch Massenfertigung und Synergieeffekte und
- Möglichkeiten der Anwendung im kleinen Leistungsbereich, der bisher von keiner Technik wirtschaftlich abgedeckt wird.

Stationäre Brennstoffzellengeräte müssen sich in einem Konkurrenzumfeld behaupten. Dieses wird in Abschnitt 3.2.4 charakterisiert.

3.1.2.3 Kostenentwicklung

Zeitpunkt und Umfang der Marktpenetration von Brennstoffzellensystemen sind im hohen Maße von der Entwicklung der Kostenarten abhängig. Die Kosten des Brennstoffzellenstacks liegen etwa bei einem Drittel der Kosten für das Gesamtsystem. Zwei Drittel entfallen auf die Peripherie wie Gasaufbereitung, Inverter, Wärmeübertragung und Steuerung. Die zu erwartende Kostenentwicklung für den Brennstoffzellenstack ist Tabelle 3.1 zu entnehmen. Darüber hinaus fließen Betriebskosten, Brennstoffkosten sowie Vergütung und mögliche Förderung in die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung sowie die Verfügbarkeit von Konkurrenzsystemen ein.

Tab. 3.1: Kostenentwicklung für den Brennstoffzellenstack (vgl. Gummert und Suttor 2006)

€/kW$_{el}$	PEMFC	PAFC	MCFC	SOFC
Stand	5.000–10.000	3.000	>10.000	>10.000
Mittelfristig	1.500			
Langfristig	500			

Eine ökonomische Bewertung ist nur möglich, wenn für den jeweiligen Anwendungsfall die einzelnen Kosten für einen überschaubaren Betrachtungszeitraum entweder bekannt sind oder ermittelt werden können. Zum Nachweis der Wirtschaftlichkeit ist es erforderlich, einen Referenzfall zu definieren, der möglichst den derzeitigen Stand der Technik repräsentiert und die derzeitigen Randbedingungen berücksichtigt. Im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse wird ermittelt, ob diese Randbedingungen auch in näherer Zukunft noch Bestand haben werden oder inwiefern Veränderungen

der Randbedingungen Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit einer Anlage haben könnten.

3.1.3 Energiequellen und Energieträger für den Einsatz in Brennstoffzellen

Welche Energiequellen bzw. Energieträger zum Einsatz kommen, ist abhängig vom jeweiligen Brennstoffzellentyp. Abbildung 3.4 stellt die erforderliche Gasaufbereitung in Abhängigkeit vom Brennstoffzellentyp dar.

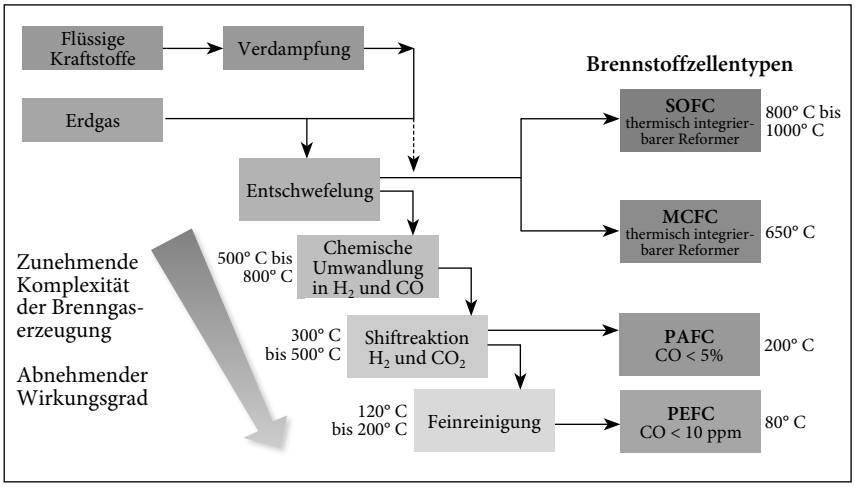

Abb. 3.4: Schritte der Gasaufbereitung in Abhängigkeit vom Brennstoffzellentyp
(Quelle: Forschungszentrum Jülich 2008)

Hochtemperaturbrennstoffzellen können das Brenngas (z.B. Erdgas) direkt an der Anode umsetzen. Hierbei wird das Brenngas intern aufgrund der hohen Temperaturen zu Wasserstoff reformiert. Bei Mitteltemperatur- und Niedertemperaturbrennstoffzellen müssen verschiedene Prozesse zur Gasaufbereitung vorgeschaltet werden, um aus dem Energieträger (z.B. Erdgas) Wasserstoff bzw. ein wasserstoffreiches Brenngas bereitzustellen. Je nach Brennstoffzellentyp müssen hier aufgrund des Elektrolyten sowie des verwendeten Katalysatormaterials enge Vorgaben bezüglich des Brenngases eingehalten werden (Feinreinigung). Da in der PEM-Brennstoffzelle selbst nur Wasserstoff als Brennstoff umgesetzt werden kann, muss der Wasserstoff zunächst aus einer Kohlenwasserstoff-Verbindung (z.B. Erdgas) generiert werden. Für die Wasserstoffbereitstellung existieren derzeitig verschiedene Ansätze, die zumeist eine zentrale oder eine dezentrale Dampfreformierung oder partielle Oxidation von Kohlenwasserstoffen vorsehen. Voraussetzung für alle Brennstoffzellensysteme ist eine vorhandene Infrastruktur für die Bereitstellung und den Transport der verwendeten Brenn-

stoffe. Aufgrund der bereits guten Verbreitung der Infrastruktur für Erdgas, bietet es sich an diese zu nutzen, um z.B. Erdgas oder Biogas in Erdgasqualität einzusetzen.

Die Verwendung von Wasserstoff stellt die beste Alternative zur Nutzung von Brennstoffzellen dar. Folgende Prozesse sind für die Wasserstoffproduktion denkbar:

- Durch Dampfreformierung sowie partielle Oxidation von fossilen Brennstoffen bzw. der autothermen Reformierung;
- Mittels Elektrolyse mit Strom aus erneuerbaren Energieträgern;
- Vergasung und Synthesegaserzeugung/Vergärung von Biomasse;
- Nebenprodukt der chemischen Industrie bzw. bei Raffinerieprozessen.

3.2 Brennstoffzellen-Heizgeräte in der Hausenergieversorgung

Je nach Brennstoffzellentyp sind unterschiedliche Anwendungsfälle für ihre stationäre Nutzung denkbar und können entsprechende Leistungsklassen definiert werden:

- *Hausenergieversorgung.* Die Brennstoffzelle bzw. das dazu korrespondierende Brennstoffzellen-Heizgerät ist auf die elektrische sowie thermische Bedarfsstruktur des Versorgungsobjektes ausgelegt. Die elektrische Versorgung erfolgt hierbei im Netzparallelbetrieb.
- *Siedlungsversorgung.* Während die Brennstoffzellen-Heizgeräte sich an dem lokalen Bedarf des einzelnen Versorgungsobjektes orientieren, obliegt der Brennstoffzelle hier die Versorgung größerer Siedlungsstrukturen. Bei der Dimensionierung der Brennstoffzelle müssen somit höhere Leistungsdaten realisiert werden als es bei der Hausenergieversorgung der Fall ist. Allerdings ist aufgrund der Vergleichmäßigung der Wärme- und Stromlasten in der größeren Grundgesamtheit der Siedlung die Leistung pro Wohneinheit geringer. Auch hier erfolgt die elektrische Versorgung im Netzparallelbetrieb.
- *Inselbetrieb.* Vergleichbar mit der Siedlungsversorgung werden hier mehrere einzelne Versorgungsobjekte bedient. Sofern innerhalb dieser Siedlung eine autarke Versorgung mit Strom und Wärme erfolgt, spricht man von einem Inselbetrieb. D.h., elektrische Energie und Wärme werden innerhalb der Siedlungsstruktur bereitgestellt und nicht extern, z.B. über das elektrische Netz, bezogen.

Der Inselbetrieb stellt einen interessanten Anwendungsfall für Brennstoffzellen dar, insbesondere für abgelegene oder noch nicht erschlossene Regionen. Allerdings soll dieser Fall nicht näher betrachtet werden. Unter anderem kann es zu Problemen in der autarken Stromversorgung kommen,

wenn Lastspitzen nicht abgefahren werden können, sofern die Anlagenleistung nicht hinreichend groß dimensioniert ist.

Die Siedlungsversorgung bietet aufgrund der darin integrierten Brennstoffzellen in größeren Leistungsklassen ein großes Potenzial im Kontext eines Virtuellen Kraftwerks, auf das noch später eingegangen wird.

Im Folgenden wird zunächst auf die Anforderungen in der Hausenergieversorgung eingegangen (Abschnitt 3.2.1), bevor der typische Aufbau eines Brennstoffzellengerätes zur Hausenergieversorgung dargestellt (Abschnitt 3.2.2) und der derzeitige Entwicklungsstand skizziert wird (Abschnitt 3.2.3). Im darauffolgenden Abschnitt 3.2.4 werden direkte Konkurrenztechnologien vorgestellt, worauf aufbauend Anforderungen an die technische Weiterentwicklung von Brennstoffzellen-Heizgeräten abgeleitet werden (Abschnitt 3.2.5). In Abschnitt 3.2.6 wird schließlich eine grobe Abschätzung von Potenzialen durchgeführt.

3.2.1 Charakteristika der Hausenergieversorgung

Üblicherweise im Haus genutzte Energieformen sind Wärmeenergie und elektrische Energie. Entsprechend lässt sich der Energiebedarf in Wärmebedarf und Strombedarf unterteilen.

3.2.1.1 Wärmebedarf

Der Gesamtwärmebedarf setzt sich aus dem Raumwärmebedarf, Wärmebedarf für die Warmwasserbereitstellung und sonstigen Prozessen zusammen. Während der Raumwärmebedarf vom Gebäudebestand abhängig ist, ist der Warmwasserwärmebedarf vom Nutzerverhalten beeinflusst.

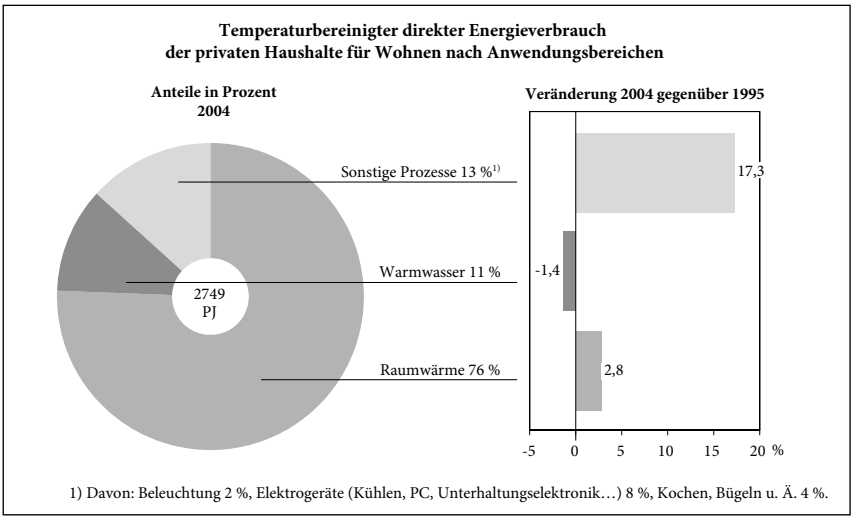

Abb. 3.5: Energieverbrauch der privaten Haushalte
(Quelle: Statistisches Bundesamt 2006:5)

Gemäß dem Statistischen Bundesamt (vgl. Statistisches Bundesamt 2006) entfallen 76 Prozent des Wärmeverbrauchs auf die Bereitstellung von Raumwärme. Weitere 11 Prozent müssen für die Warmwasserbereitstellung aufgebracht werden[29]. Der Anteil der Warmwasserbereitstellung an dem gesamten Wärmebedarf liegt hierbei zwischen 10 Prozent für den Gebäudealtbestand und 30 Prozent bei Niedrigenergiehäusern (s. Abbildung 3.5).

Die Bereitstellung von Wärme und Strom erfolgt zum großen Teil noch getrennt. D.h. während die zur Objektversorgung benötigte Wärme lokal mittels Brennwertkessel oder Ölheizung bereitgestellt wird, wird der Strom aus dem elektrischen Netz bezogen. Lag der jährliche Primärenergiebedarf im Jahr 1982 für den unsanierten Altbaubestand bei 300 kWh/m²a, so weisen Neubauten nach Energieeinsparverordnung (EnEV) einen um Faktor drei geringeren Wert auf (100 kWh/m²a). Nach Wolff (2006) sind 75 Prozent des Wohngebäudebestandes älter als 29 Jahre (entspricht Baujahr 1978). In den nächsten 20 Jahren sollen 50 Prozent aller Gebäude saniert werden. Im Jahr 1977 lag der jährliche Primärenergiebedarf bei 700 kWh/m²a. Somit wird deutlich, welches Energieeinsparungspotenzial hier vorliegt. Im Falle einer weitreichenden Sanierung wird jedoch zugleich der Betrieb der Brennstoffzellen-Heizgeräte erschwert werden.

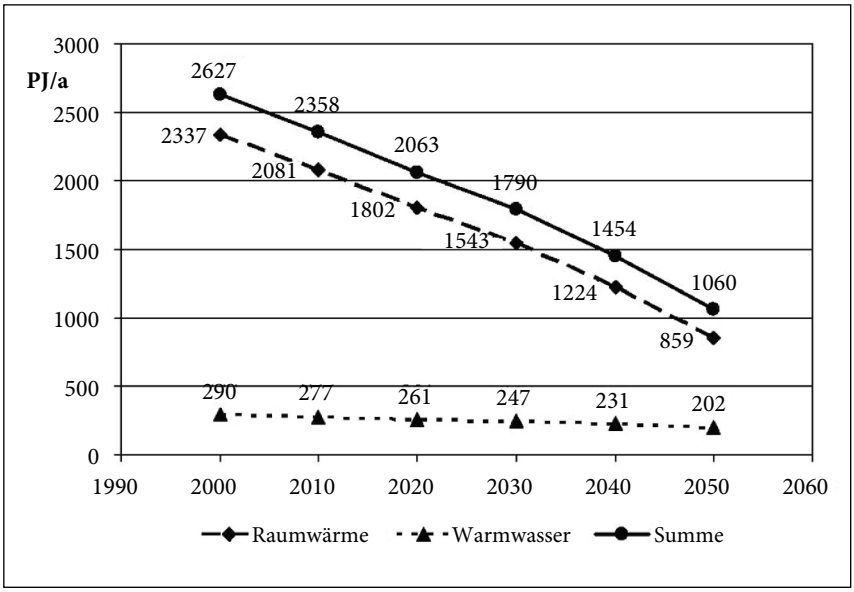

Abb. 3.6: Entwicklung des Endenergiebedarfs privater Haushalte in einem „Nachhaltigkeitsszenario" mit hohen Sanierungsraten und ambitionierten Gebäudestandards
(Quelle: Krewitt et al. 2004)

[29] Der VDEW (2007a) kommt mit 82 und 13 Prozent für 2005 auf ähnliche Zahlen.

Während der Energiebedarf für Bereitstellung der Raumwärme jährlich um anfangs 11 Prozent bis später (2030 bis 2040) um über 20 Prozent, je nach Annahmen für die Entwicklung des Energiesystems, sinken könnte (vgl. Abbildung 3.6), bleibt der Bedarf an Warmwasser im Vergleich nahezu konstant. Aufgrund des abnehmenden Raumwärmebedarfs steigt der Anteil der Warmwassererwärmung von 11 Prozent auf 19 Prozent an.

3.2.1.2 Strombedarf

Anders als beim Wärmebedarf, der vom Gebäudebestand und im besonderen Maße vom Benutzerverhalten abhängig ist, können die entsprechenden Strombedarfswerte genauer beziffert werden. Nicht nur die absoluten Tageswerte, sondern auch der Tagesverlauf können detailliert beschrieben werden (s. Abbildung 3.7). Hierzu werden vom VDEW standardisierte Lastprofile erstellt und publiziert. In Abhängigkeit von der Ausstattung und in einem Haushalt lebenden Personen wird der Jahresstrombedarf wie folgt abgeschätzt:

Tab. 3.2: Stromverbrauch in dt. Haushalten in 2005 (VDEW 2006b)

Personen pro Haushalt	Strombedarf [kWh/a]
1	1.790
2	3.030
3	3.880
4	4.430

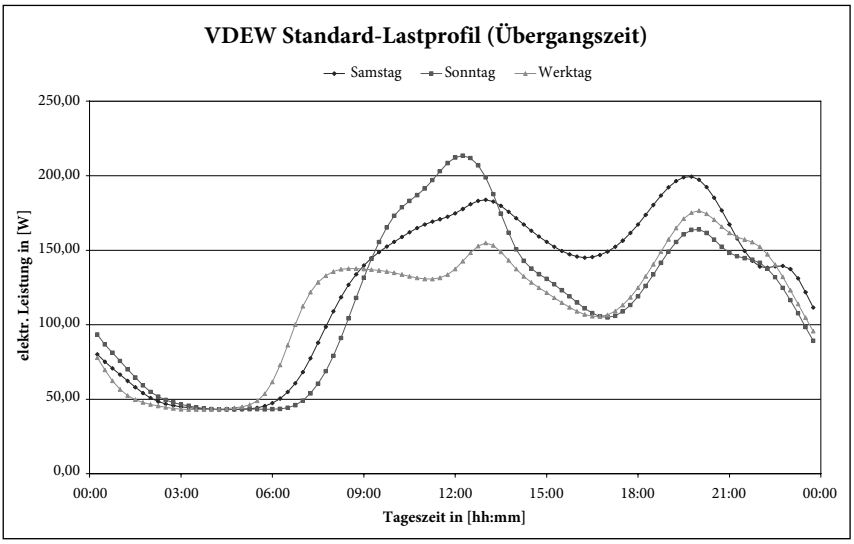

Abb. 3.7: VDEW-Lastprofil für Haushalte für die Übergangszeit (Quelle: eigene Darstellung nach Meier et al. 1999)

Anhand Abbildung 3.7 ist deutlich zu erkennen, dass die Stromnachfrage tageszeitlichen Schwankungen unterliegt. Ein typisches Lastprofil besteht aus 96 Viertelstundenwerten, so dass die real auftretenden kurzfristigen Lastspitzen aufgrund der Mittelung heraus geglättet werden. Da diese Lastspitzen nur im Sekunden- und Minutenbereich auftreten, können diese nicht durch ein Brennstoffzellen-Heizgerät abgedeckt werden.

3.2.2 Aufbau des Brennstoffzellen-Heizgerätes für die Hausenergieversorgung

3.2.2.1 Typische Komponenten von Brennstoffzellen-Heizgeräten

Als Kernstück des Brennstoffzellen-Heizgerätes haben sich Brennstoffzellen des Typs PEMFC (z.B. Vaillant: 4,6 kW_{el}) sowie SOFC (z.B. Sulzer: 1 kW_{el}) durchgesetzt. Im Fall der PEM-Brennstoffzelle muss der Brennstoff Erdgas in einem Reformer in ein wasserstoffreiches Gasgemisch umgewandelt werden. Dem Reformierungsprozess schließt sich die Gasreinigung an. Diese Prozessschritte entfallen bei der SOFC, da hier die Reformierung aufgrund der höheren Temperaturen intern erfolgt. Um für den Verbraucher Strom und Wärme nutzbar zu machen, werden noch ein Wechselrichter sowie ein Wärmeübertrager benötigt (s. Abbildung 3.8). Zusätzlich muss das System um eine Steuerungseinheit ergänzt werden.

3.2.2.2 Gesamtsystem

Um hohe Ausnutzungsgrade zu erreichen, muss das Brennstoffzellen-Heizgerät an die Bedarfsstruktur des Versorgungsobjektes angepasst sein. Die Dimensionierung kann sich sowohl an den elektrischen als auch thermischen Bedarf orientieren.

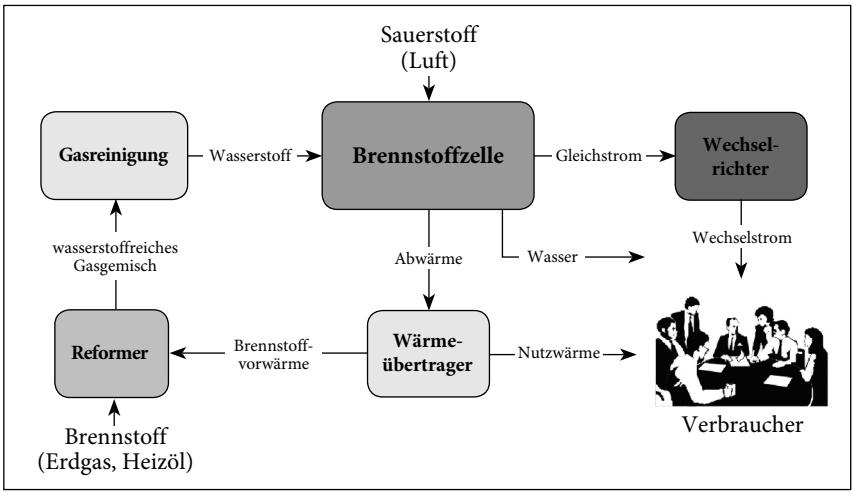

Abb. 3.8: Systemkomponenten eines Brennstoffzellen-Heizgerätes

- *Thermische Auslegung.* Um einen kontinuierlichen Betrieb des Brennstoffzellen-Heizgerätes zu ermöglichen, empfiehlt sich die Auslegung angepasst an den Wärmebedarf für die Warmwasserbereitstellung. Diese Größe ist zum einen unabhängig von Art und Bestand des Versorgungsobjektes. Zum anderen ist die Nachfrage nach Warmwasser nicht – bzw. nur in sehr geringem Maße – abhängig von der Jahreszeit. Stillstandzeiten in den Sommermonaten können somit vermieden werden. Ist die Auslegungsgröße der maximale Wärmebedarf, so werden im Winter erhebliche Stromüberschüsse erzeugt, die in das elektrische Netz eingespeist werden. Im Sommer hingegen müsste dann verstärkt elektrische Energie aus dem Netz bezogen werden.
- *Elektrische Auslegung.* Soll das Brennstoffzellen-Heizgerät auf den elektrischen Bedarf des Versorgungsobjektes hin dimensioniert werden, so muss zwischen Ein- und Mehrfamilienhäusern differenziert werden. Studien zeigen, dass sich für Einfamilienhäuser eine elektrische Leistungsgröße von 1 bis 1,5 kW_{el}[30] und für Mehrfamilienhäuser Leistungen im Bereich von 5 kW_{el} anbieten.

Das Brennstoffzellen-Heizgerät wird hierbei nicht auf Spitzenlasten ausgelegt. Das bedeutet, dass die elektrischen Lastspitzen im Haushalt durch das elektrische Netz abgefangen werden. Ferner wird immer ein Spitzenlastkessel (z.B. Brennwertkessel/-therme, modulierend) vorhanden sein, um die thermischen Lastspitzen abfangen zu können. Die Auslegung auf den Wärmbedarf bedingt in der Regel eine höhere Anlagenleistung als eine elektrische Auslegung. Zudem muss bei der elektrischen Auslegung berücksichtigt werden, dass das Koppelprodukt Wärme jederzeit im Versorgungsobjekt untergebracht werden kann.

Um den Bedarf an Warmwasser jederzeit ohne Verzögerung decken zu können, ist ein Warmwasserspeicher im Gesamtsystem vorhanden. Der Warmwasserspeicher kann zudem für die Entkopplung von erzeugter Wärme und Strom eingesetzt werden, was vor allem im Kontext eines Virtuellen Kraftwerks sinnvoll ist (s. Abschnitt 3.3).

3.2.2.3 Anforderungen an ein Brennstoffzellen-Heizgerät

Für die Hausenergieversorgung müssen bezüglich der elektrischen Leistung kleine Einheiten zur Verfügung stehen. Brennstoffzellen können diese Anforderung aufgrund ihrer modularen Bauweise gut erfüllen. Ferner muss gewährleistet sein, dass sich die Geräte schnell anfahren lassen sowie Lastwechseln schnell gefolgt werden kann. Diese Bedingung gilt – unabhän-

[30] Audring et al. (2001): Maximale Deckung der elektrischen Energie im EFH mit einer Anlagenleistung von 0,8 bis 1,0 kW_{el}. Es kann eine elektrische Bedarfsdeckung von 90 Prozent erreicht werden. Bezüglich des thermischen Bedarfs eines Einfamilienhauses stellt sich die maximal Deckung bei einer Anlagenleistung von 4 bis 5 kW_{th} ein.

gig von der Betriebsweise der Brennstoffzellen-Heizgeräte – für die reine Hausenergieversorgung (hier Komfortgarantie für die Nutzer) als auch im Sinne eines Virtuellen Kraftwerks. Um nutzbare Wärme auskoppeln zu können, müssen die Brennstoffzellen ein geeignetes Temperaturniveau von mindestens 70°C aufweisen.

3.2.3 Stand der Technik

Um den Stand der Technik aufzuzeigen wird im Folgenden eine Übersicht über den Entwicklungsstand bei Firmen gegeben, die auf dem deutschen Markt anbieten[31]:

- *Vaillant.* Die Firma Vaillant entwickelt seit 1998 Brennstoffzellen-Heizgeräte in Kooperation mit dem amerikanischen Brennstoffzellen-Entwickler Plug Power. Aufgrund der Leistungsklasse von 4,6 kW elektrischer und entsprechend 11 kW thermischer Leistung eignet sich das Gerät, basierend auf einer PEM-Brennstoffzelle, für die Versorgung von Mehrfamilienhäusern oder kleinen Gewerbeeinheiten. Im Rahmen eines von der EU geförderten Projektes wurden 31 Brennstoffzellen-Heizgeräte in Versorgungsobjekten installiert und zu einem Virtuellen Kraftwerk über die gemeinsame Leitstelle der Universität Duisburg-Essen vernetzt. Dabei wurde ein elektrischer Wirkungsgrad von ca. 35 Prozent angestrebt und maximal 30 Prozent erreicht. Der Gesamtwirkungsgrad liegt zwischen 80 und 90 Prozent. Die aktuellen Entwicklungen zielen auf den Einfamilienhaussektor ab. Hier kommt eine Hochtemperaturbrennstoffzelle des Typ SOFC in Kooperation mit der Firma Webasto zum Einsatz. Die Aktivitäten im Bereich der PEM-Brennstoffzelle konzentrieren sich auf die HT- (Hochtemperatur-) PEM-Brennstoffzelle, die eine bessere Wärmeauskopplung mit einer Vereinfachung des Gesamtsystems vereint.
- *Viessmann.* Seit 2000 entwickelt Viessmann Brennstoffzellen-Heizgeräte auf PEM-Basis. Die Leistungsdaten von 2 kW_{el} und 3,5 kW_{th} orientieren sich an den Versorgungsaufgaben eines Einfamilienhauses. Beim Brennstoffzellen-Heizgerät setzt Viessmann vollständig auf eigene Entwicklungsarbeit. Sowohl die Gasaufbereitung als auch der Brennstoffzellenstack selbst werden von Viessmann gefertigt. Es wird ein elektrischer Wirkungsgrad von mehr als 32 Prozent angestrebt.
- *Buderus.* In Kooperation mit dem amerikanischen Brennstoffzellen-Hersteller UTC Fuel Cells entwickelt Buderus Brennstoffzellen-Heizgeräte auf PEM-Basis mit der Leistung 3.5 kW_{el} bzw. 8–9 kW_{th}. Als Versorgungsobjekte kommen somit sowohl Ein- als auch Mehrfamilienhäuser in Betracht (Stand 2003) (Kooperation: RWE & Idatech). Auch hier wird

[31] Die folgenden Informationen basieren auf Angaben einzelner Hersteller, dem Informationsangebot der Initiative Brennstoffzelle (www.initiative-brennstoffzelle.de mit Stand 31.1.2008) sowie Blesl et al. (2006).

ein elektrischer Wirkungsgrad von 35 Prozent angestrebt, bisher allerdings erst 29 Prozent erreicht.

- *Hexis.* Die Firma Hexis entwickelt Brennstoffzellen-Heizgeräte auf Basis der Hochtemperaturbrennstoffzelle SOFC. Das Brennstoffzellen-Heizgerät Galileo 1.000 N erzeugt dabei 1 kW elektrische und 2,5 kW thermische Leistung und ist somit primär für den Einsatz in Einfamilienhäusern konzipiert. Bisher wurden in Feldtests elektrische Wirkungsgrade zwischen 25 und 30 Prozent erreicht. Die Zielvorstellung liegt bei 35 Prozent.
- *Ceramic Fuel Cells Limited.* Die australische Firma Ceramic Fuel Cells Limited entwickelt das SOFC-Brennstoffzellenmodul Gennex™, die als Mikro-BHKW in Kombination mit Brennwertkesseln, Wärmepumpen und Lüftungssystemen oder als alleinstehender Stromgenerator zur Hausenergieversorgung dienen soll. Hier wird derzeit ein elektrischer Wirkungsgrad von 45 Prozent erreicht, angestrebt werden mehr als 50 Prozent. Der Gesamtwirkungsgrad ist abhängig von der Abgaswärmenutzung und beträgt zwischen 60 und 85 Prozent.
- *Baxi Innotech.* Seit 2002 gehört die European Fuel Cell GmbH zur Baxi-Gruppe, 2007 erfolgte die Umfirmierung in Baxi Innotech GmbH. Ziel der EFC ist die Entwicklung und Herstellung eines Brennstoffzellen-Heizgerätes auf Basis einer PEM-Brennstoffzelle für Einfamilienhäuser. Das Gerät BETA 1.5 erzeugt 1,5 kW elektrische und 3 kW thermische Leistung. Wie bei den anderen Herstellern liegt der erreichte elektrische Wirkungsgrad zwischen 28 und 30 Prozent und somit unter dem angestrebten Ziel von 35 Prozent.

Für den Technologievergleich ist neben dem elektrischen auch der Gesamtnutzungsgrad von entscheidender Bedeutung. Auf Grund der Vielzahl der Wärmequellen ist es in einem Brennstoffzellen-Heizgerät schwieriger, die gesamte anfallende Wärme zu nutzen. Anders als in einem konventionellen Gaskessel oder in Stirling- oder Ottomotoren werden daher Gesamtnutzungsgrade von über 90 Prozent voraussichtlich nicht oder nur mit erheblichem Aufwand erreichbar sein.

3.2.4 Direkt konkurrierende Technologien

In verschiedenen Bereichen sind konkurrierende Technologien zum Brennstoffzellen-Heizgerät auszumachen. Zum einen werden größere Brennstoffzellensysteme entwickelt, die unter anderem zur Siedlungsversorgung eingesetzt werden und hier in direkter Konkurrenz stehen. Zum anderen werden weitere Technologien verwendet, um kleine KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung unter 50 kW zu produzieren, die alternativ zu einem Brennstoffzellen-Heizgerät zur Hausenergieversorgung verwendet werden können. Des Weiteren können fortgeschrittene Wärmeversorgungssysteme nach konventioneller Bauart alternativ installiert werden. Außerdem ste-

hen die Brennstoffzellen-Heizgeräte in direkter Konkurrenz mit anderen Systemen zur verbrauchernahen Stromerzeugung. Die wichtigsten Konkurrenzsysteme aus diesen Bereichen werden im Folgenden diskutiert.

3.2.4.1 Größere Brennstoffzellen in der Siedlungs-, gewerblichen und industriellen Kraft-Wärme-Kopplung

Die Zahl der Brennstoffzellensysteme im Leistungsbereich über 10 kW_{el} entwickelt sich kontinuierlich, aber vergleichsweise langsam. Rund 900 Systeme sind kumulativ bis 2007 installiert worden. Im Bereich der größeren BZ-Systeme (100 kW–250 kW) sind die folgenden Technologien zu nennen:

PAFC-Systeme haben ihre technologische Reife erwiesen, mit mehreren hundert Systemen der Firmen ONSI bzw. UTC (200 kW) wurde langjährige Betriebserfahrung gesammelt und wurden elektrische Nutzungsgrade um 40 Prozent sowie Gesamtnutzungsgrade um 80 Prozent erzielt. Jedoch stellte sich nicht der erhoffte Kostendegressionseffekt ein. Die Herstellungskosten blieben im Bereich 4.000–5.000 US$/$kW_{el}$.

Große PEMFC-Systeme haben sich in der Erprobung als außerordentlich problematisch erwiesen. Durch die Reformierung und Gasfeinreinigung sowie das Wassermanagement bieten sich mannigfaltige verfahrenstechnische Herausforderungen. Schwierigkeiten gab es auch im Bereich der Wärmeauskopplung, da das Temperaturniveau zu niedrig war. Ballard hat beispielsweise die Entwicklung stationärer Großmodule aufgegeben und konzentriert sich nun auf die Automobile PEM.

Bereits weit fortgeschritten ist die technische Entwicklung im Bereich der MCFC. Nahezu 40 Prozent der in 2007 neu installierten großen Brennstoffzellensysteme waren MCFC. Dies ist unter anderem dem Erfolg der Systeme von Fuel Cell Energy (FCE) und dem europäischen Partner CFC Solutions zuzuschreiben. Die sog. Hot-Module-Systeme sind zusammen mit dem Großmotorenanbieter MTU entwickelt worden. Dabei befinden sich alle heißen Bauteile (Stack, Umwälzgebläse, Heizregister, katalyt. Brenner, etc.) in einem thermisch isolierten Kessel. Die anwendungsabhängigen Subsysteme (Wechselrichter, Brennstoffaufbereitung, Wärmeauskopplung u.a.) können per Baukastensystem ergänzt werden. Das Hot-Module leistet 245 kW_{el} bei einem elektrischen Wirkungsgrad größer als 45 Prozent. Maximal 180 kW Wärme können ausgekoppelt werden. Technologisch sind diese Systeme weit fortgeschritten und der Kleinserie sehr nahe. Kostenseitig berichtet FCE, dass die Systeme spezifische Kosten um die 3.200 US$/$kW_{el}$ erreichen.

Im Bereich der SOFC entwickelt Siemens Westinghouse weiterhin sein tubulares System, dessen Betriebsfestigkeit und thermische Zyklenfestigkeit demonstriert wurden. Allerdings ist die Leistungsdichte der Zellstapel noch nicht ausreichend und soll durch verbessertes Design erhöht werden.

Die Idee, eine Hybrid-Anlage mit SOFC und Gasturbine zu konzipieren, ist leider nicht realisiert worden, da die Gasturbine nicht in der passenden Größe zur Verfügung stand und verfahrenstechnische Probleme auftraten.

3.2.4.2 Mikro-KWK-Technologien

Die Brennstoffzelle als Heizgerät für Ein- oder Mehrfamilienhäuser gehört der kleinsten Klasse von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen an, der sog. Mikro-KWK[32]. Sie wird direkt gegen bestehende Technologien antreten müssen, die zum Teil schon länger am Markt präsent sind. Vor allem an den Leistungsdaten kommerziell erhältlicher Produkte sowie deren Kapitalbedarf und Wartungsaufwand wird sich die Brennstoffzelle messen lassen müssen.

Die klassischen Mikro-KWK-Systeme sind als Wegbereiter für die Brennstoffzelle zu werten, die den Markt für die stromerzeugende Heizung im Heizungshandwerk, den Verteilnetzbetreibern, Herstellern von Heiztechnik-Systemen, aber auch beim Kunden öffnen.

Motorisches Blockheizkraftwerk. Motorische Blockheizkraftwerke (BHKW) sind etablierte Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, die von der über hundertjährigen Entwicklungsgeschichte von Otto- und Dieselmotoren profitieren. Sie sind im Leistungsbereich von wenigen kW_{el} bis in Dimensionen von mehreren MW kommerziell verfügbar. In stationären Anwendungen werden sie mit Heizöl (Diesel-Motor) bzw. Gas (Otto-Motor) angetrieben. Es gibt auch Varianten mit biogenen Brennstoffen wie z.B. Pflanzenöl oder Biogas. Für die Investitionskosten eines Gas-BHKWs in Abhängigkeit der Größe ergibt sich die Kostenfunktion in Abbildung 3.9.

Der Kurbelwellenantrieb des Motors ist an einen Generator gekoppelt, mit dem Strom erzeugt wird. Die entstehende Wärme wird über das Kühlwasser, einen Ölkühler bzw. über Abgaswärmetauscher ausgekoppelt. Bei größeren Anlagen steht letzterer zur Generierung von Hochtemperaturwärme zur Verfügung.

Der Leistungsbereich von BHKW-Modulen für die Mikro-KWK erstreckt sich in etwa von 1 bis 30 kW_{el}. Mit einer Stromkennzahl von rund 0,5 ergibt sich ein doppelt so großer verfügbarer Wärmestrom. Der elektrische Wirkungsgrad liegt bei 25–32 Prozent, der thermische Wirkungsgrad in der Bandbreite von 55–65 Prozent. Der Systempreis beginnt ab ca. 15.000 Euro für einen 5 kW_{el} „Dachs“ der Firma Senertec. In Japan verkauft Honda seit zwei Jahren erfolgreich ein 1 kW_{el}-Mikro-BHKW für umgerechnet 5.000 Euro. Es wird allerdings nur dort und seit 2007 auf dem nordamerikanischen Markt vertrieben. Seit der Markteinführung im Jahr 2003 wurden bereits über 75.000 Maschinen abgesetzt, was vor allem dem Engagement der beteiligten Gasversorger zuzuschreiben ist.

Nachteilig sind die aufgrund des Verbrennungskonzeptes entstehenden Emissionen an Stickoxiden, Kohlenmonoxid, Rußpartikeln sowie unvoll-

[32] Unter Mikro-KWK-Anlagen werden verstanden: gemäß KWK-G § 7 (4) S. 2: KWK-Geräte bis 50 kW_{el}, teilweise auch noch kleinere KWK-Geräte, so z.B. bis 15 kW_{el} bei Pehnt et al. (2006a).

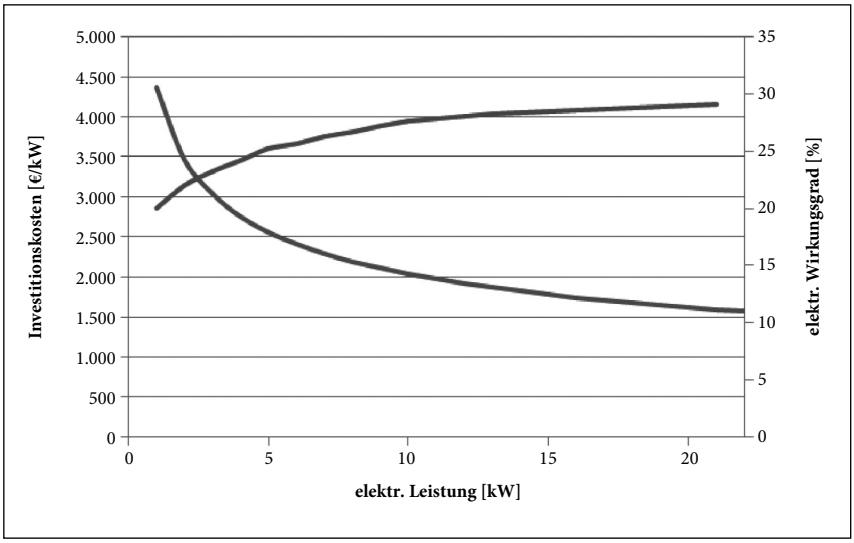

Abb. 3.9: Spezifische Investitionskosten und elektrischer Nutzungsgrad von Gas-Motor-BHKWs
(Quelle: eigene Darstellung nach ASUE 2005)

ständig und nicht verbrannten Kohlenwasserstoffen. Weiterhin sind die Wartungsintervalle mit 2.000–4.000 h bei Gasmotoren relativ kurz. Die Wartungsintervalle von (Bio-)Dieselmotoren liegen noch darunter. Zusätzlich sind die Steuerungen wegen des ungünstigen Teillastverhaltens meist auf einen Taktbetrieb eingestellt. Eine Modulation der Leistung findet nicht statt. Eine Ausnahme hiervon bilden drehzahlvariable Motoren, die über einen Umrichter als stufenloses Getriebe mit maximalem Drehmoment und damit minimalen Wirkungsgradverlusten auch im Teillastbetrieb wirtschaftlich Strom ins 50 Hz-Netz einspeisen können. Dieses Verfahren nach Ryhiner (1998) wird bislang von PowerPlus (Ecopower) und Spilling (Powertherm) angewendet.

Mikrogasturbine Kleine Gasturbinen im Leistungsbereich von 30–200 kW mit akzeptablem elektrischem Wirkungsgrad sind erst seit wenigen Jahren serienreif. In diesem Leistungsbereich wird üblicherweise mit einstufigen Radialturbinen und -verdichtern gearbeitet. Mikrogasturbinen sind vergleichbar mit den Turboladern im Automobilsektor und drehen im Bereich von 100.000 Umdrehungen pro Minute. Die hohe Abgastemperatur erleichtert die Wärmenutzung, daher eignen sich die Kleinstturbinen als Lieferanten von Prozesswärme. Die Kraft-Wärme-Kopplung wird durch kompakter gebaute Wärmetauscher und ein höheres Antriebstemperaturniveau erleichtert.

Das getriebelose Generatorkonzept für diese Frequenzen beruht auf Erfolgen in der Leistungselektronik und der Werkstoffkunde. Dabei dreht der

permanenterregte Generator mit derselben Geschwindigkeit wie die Turbinenwelle. Der Hochfrequenz-Strom wird gleichgerichtet und über Wechselrichter in das 50 Hz-Netz eingespeist. Durch die Entkopplung von Turbinendrehzahl und Netzfrequenz mit Hilfe dieses elektronischen Getriebes wurde der Teillastbetrieb optimiert.

Im Vergleich zu Motoren führt die kontinuierlich arbeitende Brennkammer der Gasturbine zu deutlich niedrigeren Emissionswerten. Neben Bowman und Turbec ist der bekannteste Vertreter dieser Gattung die Capstone Mikrogasturbine. Die ölfreie Lagerung der Capstone-Turbine trägt zusätzlich zur Abgasreduktion bei. Des Weiteren können die Wartungsintervalle auf 8.000 h ausgedehnt werden. Der elektrische Wirkungsgrad liegt bei den Kleinstturbinen mit 25–30 Prozent unterhalb von Motor-BHKW, der investive Aufwand beträgt rund 1.000 €/kW_{el}.

Stirling-Motor. Der Stirling-Motor erzeugt über einen geschlossenen Gaskreislaufprozess mechanische Energie, die über einen Generator in Strom umgewandelt wird. Das Konzept profitiert von der externen stationären Verbrennung, die flexibel auf verschiedene Brennstoffe angepasst werden kann, günstige Abgaswerte liefert und über einen weiten Bereich modulierbar ist.

Der „Whispergen", eine Entwicklung aus Neuseeland, stößt hierzulande auf Interesse, weil die britische E.ON-Tochter Powergen den Heizkraftblock während der kommenden Jahre in Stückzahlen von mehreren Zehntausend installieren will. Die Fertigung der europäischen Serienbaureihe soll in Zusammenarbeit mit der spanischen Mondragón Corporación Cooperativa Mitte 2008 anlaufen.

Der „Whispergen" hat nur einen geringen elektrischen Wirkungsgrad von unter 10 Prozent. Die elektrische Leistung beträgt 1 kW, die thermische 7 kW. Zusätzlich ist ein Brenner mit einer Leistung von 5 kW_{th} integriert. Der geringe Preis von rund 5.000 Euro und die geringe Stromkennzahl charakterisieren ihn als Wärmeerzeuger, der ohne große Zusatzinvestition auch in geringem Umfang Strom produziert.

Ein größerer Stirlingmotor kommt von der Stuttgarter Firma Solo Stirling, die nach ihrem Konkurs 2007 nun unter dem Namen des neuen Schweizer Investors Stirling Systems firmiert. Die elektrische bzw. thermische Leistung liegt zwischen 2–9,5 kW bzw. 8–26 kW. Der elektrische Wirkungsgrad beträgt 25 Prozent. Ein Modul ist für rund 25.000 Euro zu bekommen.

Ebenfalls mit größerer Leistung ist der „sunmachine" Stirling ausgestattet (1,5–3 kW_{el} und 4,5–10,5 kW_{th}). Durch die Befeuerung mit Holzpellets statt Erdgas weist er ein Alleinstellungsmerkmal auf, was allerdings auch zu zusätzlichen technischen Herausforderungen in Bezug auf das Brennerdesign sowie die Prozessführung zur Vermeidung von Ascheanbackungen am Wärmetauscher führt.

Weitere Stirlingentwicklungen sind im Leistungsbereich um 1 kW zu beobachten, in dem der Freikolbenmotor ein bevorzugtes Konzept ist, wie z.B. bei der niederländischen Enatec oder der schon oben erwähnten Stirling Systems. Deren Stirling Energy Module (SEM) zeigt als Labormuster bereits elektrische Wirkungsgrade von knapp 20 Prozent (vgl. Keller 2006).

Dampfmotor. Die Renaissance der Dampfmaschine wurde von der Firma enginion eingeleitet, sie entwickelte einen Dampfmotor bzw. eine Dampf-Expansionsmaschine auf Flügelzellenbasis. Im November 2005 musste die Firma Insolvenz anmelden. Wie bei der Stirling-Maschine sollte die Wärmeerzeugung in stationärer Verbrennung mittels eines Porenbrenners erfolgen. Die Vorteile des Stirling-Motors wie gute Modulationsspanne, niedrige Emissionswerte und der Einsatz verschiedener Brennstoffe gelten auch für den Dampfmotor.

Ein weiterer Typ von Dampfmotor mit geschlossenem Kreislauf wird mit dem „lion" von der Firma Otag angeboten. Ein mit 2.400 bis 4.500 Hübe/Minute schwingender Doppelfreikolben gibt bei diesem Gerät Energie an einen Lineargenerator ab. Seine Leistung beträgt 0,3 bis 2,0 kW_{el} und 3,0 bis 16,0 kW_{th}. Der Modulpreis liegt bei ca. 12.500 Euro. Er ist aufgrund der hohen Modulationsspanne und der hinreichenden thermischen Leistung auf den monovalenten Betrieb im Einfamilienhaus ausgelegt.

3.2.4.3 Konventionelle fortschrittliche Heizungstechnologien

Eine Vielzahl von Wärmebereitstellungstechnologien ohne KWK ist bereits auf dem Markt und wird kontinuierlich weiterentwickelt. Im Folgenden wird nur eine Auswahl von zukunftsweisenden Technologien dargestellt.

Gasbrennwertkessel: Mittlerweile gehört die Gas-Brennwerttechnik zu den Standard-Heizungstechnologien. Die Kühlung des Rauchgases auf eine Temperatur, bei der das entstehende Wasser auskondensiert, erlaubt theoretisch Kesselwirkungsgrade, die zwischen 100 Prozent und 108 Prozent liegen. In der Praxis wird dieser Wert jedoch aufgrund unterschiedlicher Anwendungskontexte (Lastsituation, Vor-/Rücklauftemperaturen etc.) mitunter deutlich unterschritten. Nach neueren Erkenntnissen ist – abweichend von den Annahmen in Krewitt et al. (2004), deren Ergebnisse eine Grundlage für Abschnitt 3.5 darstellen – von Jahresnutzungsgraden von unter 100 Prozent auszugehen.

Mit Investitionskosten für ein Einfamilienhaus von ca. 3.000 Euro sind Gas-Brennwertkessel deutlich günstiger als gleichwertige Heizsysteme[33] und zeichnen sich durch niedrigen Platzbedarf aus. Geringer Verbrauch und Betriebskosten sowie komfortable Regelbarkeit sorgen dafür, dass diese Systeme inzwischen in 75 Prozent der Neubauten installiert werden (ASUE 2007). In Deutschland sind derzeit, mit steigender Tendenz, etwa 8,7 Mio.

[33] Niedertemperatur-Ölkessel ca. 4.500 €, Wärmepumpe ca. 9.500 €, Pelletkessel ca. 11.000 €.

Gasheizkessel in Betrieb, womit knapp 48 Prozent aller Wohnungen mit Erdgas beheizt werden (Statistisches Bundesamt 2003b). Unter den fossilen Energieträgern hat Gas durch dessen hohen Wasserstoffanteil den geringsten CO_2-Ausstoß. Durch Einspeisung von Biogas ins Erdgasnetz kann der klimarelevante CO_2-Ausstoß weiter gesenkt werden.

Holzpelletkessel/Holzpelletöfen. Bedingt durch die steigenden Öl- und Gaspreise und die Förderung im Rahmen des Marktanreizprogramms hat die Nutzung von Feuerungen mit biogenen Feststoffen deutlich zugenommen. Neben Scheitholz, Hackschnitzeln und Stroh können Holzpellets eingesetzt werden. Die heutigen modernen Feuerungen wurden bereits sowohl im Bereich der Wirkungsgrade als auch der Emissionen verbessert. Der Wirkungsgrad einer guten Holzpelletheizung liegt bei rund 90 Prozent.

Pelletöfen sind für die Aufstellung in Wohnräumen geeignet, wodurch ausgereifte Heiztechnik mit wohnlichen Reizen verknüpft wird. Über eine Wassertasche wird ein Großteil der Heizenergie in einem Pufferspeicher geladen und dann bei Bedarf zur Warmwasser und Heizwasserbereitstellung entnommen. Auch diese Öfen verfügen inzwischen über Wirkungsgrade von 90 Prozent. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass ein Teil der Wärme in den Raum abgestrahlt wird. Um eine im Sommer unnötige Überhitzung des Gebäudes zu vermeiden, sollte eine zusätzliche Heizung eingebaut werden. Hochgedämmte Pelletöfen mit einer maximalen Wärmeabgabe von 5 Prozent sind momentan in der Erprobung.

2006 wurden in Deutschland ungefähr 40.000 Anlagen zur Holzfeuerung (58 Prozent Pelletkessel, 38 Prozent Scheitholzkessel) mit einer Gesamtleistung von ca. 1.000 MW_{th} installiert. Die Kosten für kleine Kessel zur Holzfeuerung blieben in den vergangenen Jahren nahezu konstant und beliefen sich bei Pelletkesseln mit einer Leistung bis 20 kW_{th} auf ca. 1.150 €/kW_{th} (Handbeschickte Kessel bis 20 kW_{th}: 700 €/kW_{th}).

Ein entscheidender Faktor für den zukünftigen Erfolg von Holzfeuerungsanlagen ist ein konstant günstiger Brennstoffpreis. Besonders zwischen April 2006 und Januar 2007 haben die Preise für Holzpellets um 35 Prozent signifikant auf 258 €/t (5,4 Cent/kWh) angezogen und lagen damit in etwa auf dem gleichen Niveau wie leichtes Heizöl, sind anschließend aber wieder deutlich abgesunken.

Für das Jahr 2007 brach der Absatz bei Biomassefeuerungsanlagen laut Bundesindustrieverband Deutschland Haus-, Energie- und Umwelttechnik e.V. (BDH) um etwa 70 Prozent ein. Als Grund hierfür sind die Verunsicherungen der Kunden durch schwankende Preise zu nennen. Aber auch der Absatz anderer Kesseltypen ist im selben Zeitraum massiv eingebrochen. Es wird erwartet, dass die inzwischen gesunkenen Kesselpreise diesen Abschwung zumindest teilweise wieder auffangen werden.

Wärmepumpen. Innerhalb weniger Jahre hat sich der Einsatz von Wärmepumpen rapide gesteigert. Wärmepumpen heben das Temperaturniveau ei-

nes Wärmestromes unter Einsatz von Antriebsenergie auf eine nutzbare Temperatur an. Der als Wärmequelle dienende Energieträger (Wasser, Luft, Erdreich etc.) ist mit dem Kreisprozess über einen sog. Verdampfer gekoppelt. Im Verdampfer wird das flüssige Kältemittel verdampft. Dabei wird die notwendige Verdampfungswärme der Wärmequelle entzogen. Das verdampfte Kältemittel wird vom Verdichter angesaugt, auf den Kondensationsdruck mit höherer Temperatur verdichtet und anschließend dem Verflüssiger (Kondensator) zugeführt. Durch die Kondensation des Arbeitsmitteldampfes wird diese Wärme an die Wärmesenke, z.B. das Heiznetz, abgegeben. Das flüssige Kältemittel wird über ein Expansionsventil entspannt und in den Verdampfer zurückgeführt (Kunis et al. 1997). Elektrisch betriebene Kompressionswärmepumpen zur Wärmeversorgung von Wohngebäuden sind Serienprodukte und stellen eine ausgereifte Technik dar. Gaswärmepumpen verschiedener technischer Bauarten sind allerdings noch in der Entwicklung.

Zur Bewertung von Maschinen wird allgemein die Jahresarbeitszahl herangezogen, die das Verhältnis aus Outputenergie zum geleisteten Input charakterisiert. Bedingt durch den Arbeitsprozess sind die Leistungs- und Arbeitszahlen einer Wärmepumpe von der Temperatur der Wärmequelle und von dem Temperaturhub der Wärmepumpe selbst abhängig. Aufgrund dieser internen und externen Einflüsse sind die realen Arbeitszahlen, auch bei baugleichen Anlagen und Systemen, in der Praxis unterschiedlich.

Die erreichbare Arbeitszahl ist insbesondere von der Auslegung und Realisierung der Anlage, dem Carnot-Gütegrad, dem Temperaturverlauf der Wärmequelle und der Wärmesenke (z.B. Fußboden- oder Radiatorheizung) abhängig. Für schlecht abgestimmte Systeme (inkl. Speicherverluste) können sich Arbeitszahlen von lediglich 2,5 ergeben, bei effizienteren Systemen deutlich mehr. Bei einer guten Bauausführung, wie der Wahrung einer hinreichend geringen Heizkreisrücklauftemperatur, engen Maschen der Flächenheizung und ohne Brauchwarmwasserbereitstellung sind Jahresarbeitszahlen von 3,9 bis 4,2 real erreichbar. Bestimmte Sonderbauformen erreichen auch – je nach Einsatzbedingung – darüber hinausgehende Werte. Umfassende Feldtests untersuchen derzeit die berechneten und die in der Praxis realisierbaren Jahresarbeitszahlen. Mit Brauchwarmwasserbereitstellung sinken die erreichbaren Jahresarbeitszahlen aufgrund des hohen Temperaturhubs zum Teil erheblich.

Relativ neu ist die Kombination von Sole-Wärmepumpen mit Solarkollektoranlagen. Reicht die Sonneneinstrahlung nicht aus, um genügend warmes Wasser bereitzustellen, kann diese Wärme auf einem niedrigen Temperaturniveau in die Wärmebezugsquelle der Wärmepumpe eingespeist werden. Im Falle einer Erdreichwärmepumpe kann so einer möglicherweise dauerhaften Abkühlung des Erdreichs entgegengewirkt werden, wodurch die Leistungszahlen dauerhaft auf einem hohen Niveau bleiben und die Auslastung der Solaranlage steigt.

Auf die Kosten einer wärmepumpenbetriebenen Heizungsanlage haben Faktoren, wie die gewählte Wärmequelle (Luft, Boden, Wasser), Bodenbeschaffenheit, vorhandenes und gewünschtes Temperaturniveau, etc. entscheidenden Einfluss, wodurch die Investitionskosten von Ort zu Ort einer großen Spreizung unterliegen können. Insgesamt ist jedoch mit deutlich höheren Investitionen als bei fossiler Feuerungstechnik zu rechnen.

Thermische Solaranlagen. Solaranlagen nutzen die direkte Einstrahlung der Sonne zur Erwärmung von Wasser. Je nach Art der Wärmedämmung unterscheidet man Flach-, Vakuumröhren- und Schwimmbadkollektoren. Die Verbesserungen der letzten Jahre konzentrierten sich auf eine verbesserte Transmission der Sonnenstrahlen durch die Glasabdeckung, auf effektivere selektive Absorberbeschichtungen und auf einen verbesserten Wärmeübergang zwischen dem Absorber und den wasserdurchflossenen Röhrchen, welche die Wärme aus dem Absorberblech herausleiten.

Eine typische Kollektoranlage mit einer Größe von 6 m² kann bis zu 60 Prozent des Warmwasserbedarfs eines Einfamilienhaushalts decken. Im Sommer können so in der Regel 100 Prozent der Warmwasserbereitstellung übernommen werden, wobei im Winter das bei sonnenreichen Tagen vorerwärmte Wasser mit konventioneller Technik nachgeheizt bzw. komplett erwärmt werden muss. In den letzten Jahren wurden vermehrt größere Anlagen auch zur Heizungsunterstützung errichtet.

Aufstellungsort, Ausrichtung und Auslegung einer Anlage haben entscheidenden Einfluss auf die Energieausbeute. Sollen nur 30 Prozent des jährlichen Warmwasserbedarfs solar gedeckt werden, so sind Systemausbeuten von 650 kWh/m²a möglich. Bei typischen Warmwasseranlagen mit einem Deckungsanteil von 60 Prozent sinkt die Ausbeute bereits auf 380 kWh/m²a. Reicht die Größe des Kollektorfeldes aus, um in den Übergangsmonaten auch noch einen Teil des Raumwärmebedarfs zu decken, so entstehen während der Sommermonate ungenutzte Wärmeüberschüsse, welche die solare Ausbeute auf 230 kWh/m²a sinken lassen. Möglichkeiten, diese Überschüsse sinnvoll zu nutzen, gibt es bereits bzw. sind in Erprobung. Ansätze hierfür sind saisonale Speichersysteme (großvolumige Wasserspeicher und Adsorptionsspeicher) oder die Regeneration der Wärmequellen von Wärmepumpen.

Die Kosten einer kompletten Anlage liegen derzeit inkl. Speicher, Verrohrung und Montage mit rund 700 €/m² für Flach- und 1.100 €/m² für Röhrenkollektoren auf einem relativ konstantem Niveau im Vergleich zu den Vorjahren. Trotz des erhöhten Absatzes in 2005 und 2006 konnte aufgrund stark gestiegener Rohstoffpreise besonders für Kupfer keine Preissenkung der Anlagen erzielt werden. Jedoch stieg die Leistungsfähigkeit der Anlagen in zehn Jahren um ca. 5 Prozent.

3.2.4.4 Hausnahe Technologien zur Stromerzeugung

Photovoltaik. Die PV-Technologie ist bisher die einzige solare Stromerzeugungsvariante in Deutschland. Steigender Wirkungsgrad der einzelnen Komponenten, unkomplizierter modularer Aufbau und die vergütete Einspeisung ins Stromnetz verbunden mit sinkenden Kosten machen diese Technik auch für private Anwender interessant. Einmal installiert kann eine solche Anlage in der Regel für mindestens 25 Jahre ohne größeren Aufwand betrieben werden.

Die Stromgestehungskosten dieser kleinen Anlagen unterliegen, abhängig von Anwendungsbereich, Technologie und Anbieter, relativ großen Schwankungen, wodurch eine eindeutige Aussage zu treffen schwierig ist. Als Richtwert kann mit Investitionskosten bezogen auf die Maximalleistung von etwa 5.000 €/kW_{el} (±30 Prozent) gerechnet werden. Allein zwischen 1990 und 2003 sanken diese um 60 Prozent, hiervon um 25 Prozent allein in den vier Jahren zwischen 1999 und 2003. Seit 2003 konnte die Reduktion der Produktionskosten durch Siliziumknappheit und Nachfrageüberhang nicht mehr an den Endkunden weitergegeben werden. Durch den enormen Ausbau von Produktionskapazitäten in der gesamten Wertschöpfungskette (Silizium, Wafer, Zellen, Module, Wechselrichter und weitere Systemkomponenten), besonders in Ostdeutschland, ist bis 2012 mit einer Halbierung der Stromgestehungskosten zu rechnen (Pehnt et al. 2006b; BMU 2007a).

Kleine Windkraftanlagen. Die Dimensionen kleiner Windkraftanlagen erlauben den Aufbau auf Gebäuden und verfügbaren Freiflächen, da eine Genehmigungspflicht in der Regel erst ab einer Nabenhöhe von 10 m besteht. In den vergangenen Jahren kamen immer wieder neue kleine Windkraftanlagen (Leistungsbereich von 0,1 bis 10 kW) zur Akkuladung und Netzeinspeisung auf den Markt – viele davon verschwanden aufgrund technischer Probleme jedoch ebenso schnell wieder. Darunter sind neben den bekannten Horizontalläufern auch Anlagen mit vertikaler Achse zu finden (Savonius- oder Darrieusrotor).

Technisch gestaltet sich die Einbindung von kleinen Windkraftanlagen in vorhandene Versorgungssysteme als schwierig. Werden Anlagen im Inselbetrieb z.B. für Gartenlauben, Segelyachten oder Wohnmobile betrieben, stellen schwankende Leistungen durch turbulente Windverhältnisse und Böen noch lösbare Probleme dar. Kritischer wird dies im wirtschaftlich sinnvollen Netzparallelbetrieb. Hier ist eine reibungslose Zusammenarbeit von Windrad, Wechselrichter, Netzüberwachung und Vorschaltgeräten notwendig, um Schäden an den Komponenten zu verhindern und gleichzeitig eine hohe Windenergieausbeute zu erreichen. Als problematisch haben sich hier beispielsweise plötzlicher Leerlauf des Windrades bei Netztrennung und schnell wechselnde Spannungen der Windgeneratoren herausgestellt.

Auch wenn Komponenten für den Betrieb einer netzparallelen kleinen Windkraftanlage verfügbar sind, ist die Technik noch nicht so weit ausgereift und aufeinander abgestimmt, dass ein modularer Aufbau – wie bei PV-Anlagen – möglich ist. Selbst die Nutzung der Windenergie zur effizienten Warmwasserbereitung ist nicht ganz einfach. Die Heizstäbe müssen auf die maximale Leistung des Windrades ausgelegt sein, welches hierfür wiederum eine sinnvolle Spitzenleistung von mindestens 3 kW haben sollte. Läuft die Anlage in Teillast, wird der Stab jedoch nicht einmal lauwarm.

Die Kosten am Markt erhältlicher kleiner Windkraftanlagen liegen mit beispielweise 1.300 Euro für eine 0,3 kW-Anlage (Ampair Pacific 300) oder ca. 16.000 Euro bei einer 5 kW-Anlage (SMA Aerosmart5) auf einem relativ hohen Niveau (Johnson et al. 2006). Eine Untersuchung von Einsatzmöglichkeiten und Wirtschaftlichkeit einer vertikalen 5 kW-WKA der Firma TASSA und dem Vergleich mit anderen Anlagentypen dieser Leistungsklasse, ergab, dass die ermittelten Stromgestehungskosten der Anlagen je nach untersuchtem Standort bei der TASSA-Anlage zwischen 0,18 €/kWh und 0,38 €/kWh lagen und damit in etwa gleich auf (SMA Aerosmart5) bzw. deutlich unter denen der Vergleichsanlagen (Ropatec WRE.060) waren (s. Daum 2007). Trotzdem ist selbst unter bestmöglichen Windverhältnissen ein wirtschaftlicher netzparalleler Betrieb nicht gewährleistet (Daum 2007). Eine Anwendung in abgelegenen Orten stellt für solche Anlagen die bestmögliche Option dar.

3.2.4.5 Vergleichender Überblick über die Konkurrenztechnologien

In Tabelle 3.3 wird ein Überblick über die verschiedenen Konkurrenztechnologien gegeben. Zusammenfassend ist zunächst zu erkennen, dass die Konkurrenztechnologien bei den Mikro-KWK-Anlagen bezüglich des Brennstoffeinsatzes etwas flexibler sind als Brennstoffzellen. Bei ihnen sind keine weiteren Aufbereitungsschritte notwendig, um Biogas zu verwenden. Zudem können andere Mikro-KWK-Anlagen auch Flüssiggase (LPG), Pellets und Öl direkt als Brennstoff verwerten. Bei der Nutzung von Sonnen- und Windenergie legt man sich natürlich auf eine Energiequelle fest.

Tab. 3.3: Vergleich konkurrierender Versorgungssysteme für die Hausenergieversorgung

Eigenschaft	Kraft-Wärme-Kopplungs-Technologien							Wärmeerzeugung				Stromerzeugung	
	Brennstoffzelle		Motor-BHKW		Stirlingmotor		Dampf-motor	Brenn-wert-kessel	Therm. Solar-anlage	Elektr. Wärme pumpe	Holz-pellet-Heizung	Photo-voltaik	Kleine Wind-kraft-anlagen
	PEMFC	SOFC											
Typischer Brennstoff bzw. Energiequelle	H_2, aufbe-reitetes Biogas	H_2, aufbe-reitetes Biogas	Erdgas, LPG	Erdgas, Heizöl, PÖl, LPG	Erdgas, LPG	Erdgas, LPG, Pellets	Erdgas, LPG	Erdgas, LPG	Sonnen-strahlung	Strom und Erd-wärme	Holz pellets	Sonnen-strahlung	Wind
Brennstoffflexibilität	H_2	H_2	H_2, Biogas	H_2, Biogas	Fest, flüssig, gasf.	Fest, flüssig, gasf.	Fest, flüssig, gasf.	Flüssig, gasf.	–	–	Sonstige biogene Pellets	–	–
Elektrische Leistungs-klasse (kW_{el})	2–5	1–10	1	5	1	3–10	0,3–2	–	–	–	–	ab ~2	0,1 - 10
Elektrischer Jahresnutzungsgrad heute (zukünftig) in Prozent	<30 (35)	25–30 (40)	(20)	25	(10)	(15–25)	10	–	–	–	–	Volllast-std. 700–1.100 h	Volllast-std. max. 900 – 1.800 h
Gesamter Jahresnutzungs-grad heute (zukünftig) in Prozent	70 (85)	70 (85)	(85)	90	(85)	(85–95)	95	97	500–700 kWh/Jahr/ m^2	COP ca. 3 (4)	90		
Investitionskosten heute (zukünftig) in €/kW_{th} bei Wärmetechnologien), sonst in €/kW_{el}	n.a.	n.a.	5.700	3.300	(5.500)	(3.300–5.500)	6.000 (3.000)	150	700–1.000 [€/m^2]	7.000–12.000 (p.Stk)	9.000–14.000 (p.Stk)	4.000–5.000	n.a.
Direkte Schadstoffemissionen	Gering	Gering	Mäßig (Gas)	Mäßig (Gas), Hoch (Heizöl)	Gering	Gering	Gering	Gering	–	Mäßig (Strom-Mix)	Mäßig	–	–
Lärmemissionen	Gering	Gering	Mäßig	Mäßig	Gering	Gering	Gering	Gering	–	Gering	Gering	–	Mäßig
Entwicklungsstand	F&E	F&E	Serie (Japan, USA)	Serie	Pilot	Pilot	Pilot	Serie	Serie	Serie	Serie	Serie	Markt-reif

Die Leistungsgrößen anderer Mikro-KWK-Anlagen bewegen sich im gleichen Bereich wie die Brennstoffzellengeräte. Nur Dampfmotor und Windkraftanlagen werden auch auf kleinere Leistungsgrößen als 1 kW_{el} ausgelegt.

Der große Vorteil der Brennstoffzellengeräte zeigt sich im Bereich der Jahresnutzungsgrade. Bei den elektrischen Jahresnutzungsgraden schneiden Brennstoffzellengeräte deutlich besser ab als die alternativen Mikro-KWK. Sie erreichen heute bereits 30 Prozent, erwartet werden bis zu 40 Prozent. Die erreichten Gesamtnutzungsgrade liegen bei den ausgereiften Geräten bereits sehr hoch. Motor-BHKW mit etwa 5 kW_{el} erreichen z.B. bereits 90 Prozent Gesamtnutzungsgrad. Brennstoffzellengeräte liegen mit derzeit etwa 70 Prozent Gesamtnutzungsgrad und erwarteten etwa 85 Prozent darunter. Allerdings sind diese hohen Gesamtnutzungsgrade mit den hohen elektrischen Nutzungsgraden auch bei Geräten mit nur etwa 1 kW_{el} Leistung erreichbar. Damit sind sie unter den Mikro-KWK-Anlagen in dieser Leistungsklasse konkurrenzlos effizient.

Die Investitionskosten für Brennstoffzellenanlagen können noch nicht genau angegeben werden. Alternative Mikro-KWK-Anlagen liegen im Bereich von einigen tausend Euro pro kW_{el} installierter Leistung. Pro installierter thermischer Leistung in kW_{th} ergeben sich deutlich niedrigere Preise von etwa 600 bis über 1.000 Euro. Der Brennwertkessel als etabliertes Heizungssystem ist mit 150 Euro pro kW_{th} installierter Leistung deutlich günstiger.

3.2.5 Anforderung an die technische Weiterentwicklung

Folgende Anforderungen werden an die Technik gestellt:

- *Kosten.* Damit Brennstoffzellen-Heizgeräte am Markt erfolgreich sein können, muss eine deutliche Kostendegression erfolgen. Die spezifischen Kosten für ein Vaillant-Brennstoffzellen-Heizgerät belaufen sich derzeit auf etwa 11.000 EUR/kW_{el}. Ein leistungsseitig vergleichbares Motor- BHKW liegt mit ca. 3.000 EUR/kW_{el} deutlich darunter. Betrachtet man das System nur wärmeseitig, so müssen die spezifischen Kosten für einen Brennwertkessel als Vergleichswert herangezogen werden. Diese liegen bei etwa 150 EUR/kW_{th}. Abschätzungen für die zu erreichenden Kosten erfordern jedoch zusätzlich die Berücksichtigung der zukünftigen Entwicklung konkurrierender Technologien sowohl auf der Wärme- als auch auf der Stromerzeugungsseite.
- *Energieeffizienz.* Insbesondere im unteren, für die Hausenergie interessanten Leistungsbereich weisen Brennstoffzellen im Vergleich zu einem motorbetriebenen BHKW einen höheren elektrischen Wirkungsgrad auf und haben das Potenzial, Jahresnutzungsgrade von um 40 Prozent zu erreichen (s. z.B. Nishi et al. 2006 und Tabelle 3.3). Der Wirkungsgrad der HT-Brennstoffzellen liegt aufgrund der internen Reformierung hö-

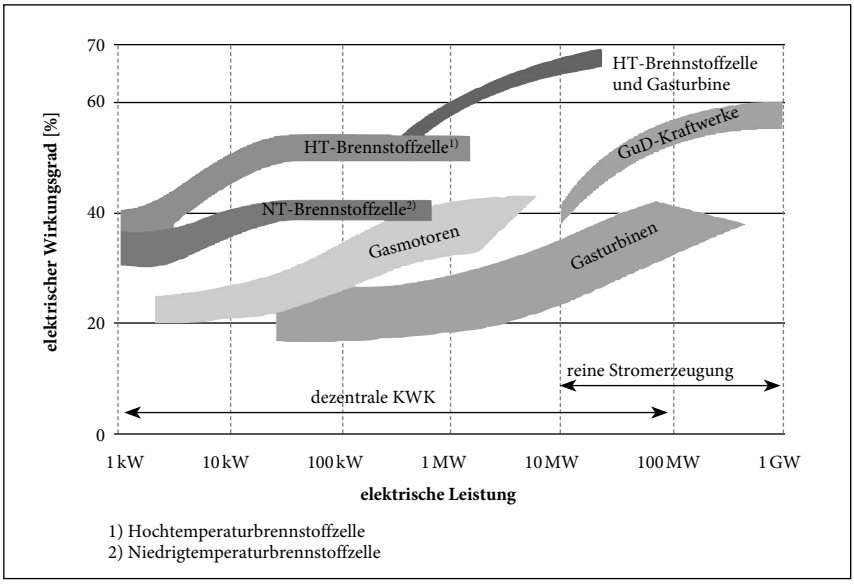

Abb. 3.10: Vergleich der Wirkungsgrade dezentraler Energiesysteme (Quelle: IBZ 2008)

her als bei den NT-Brennstoffzellen, da die Abwärme des Hochtemperatur-Stacks für die endotherme Reformierungsreaktion genutzt werden kann (s.a. Abbildung 3.10).

- *Lebensdauer.* Anders als im mobilen Anwendungsbereich müssen Brennstoffzellen für stationäre Applikationen eine hohe Lebensdauer aufweisen. Bei einer angenommenen Vollbenutzungsdauer von 8.000 h/a (für Versorgungsobjekte ≥ Mehrfamilienhäuser) und 5 Jahren Lebensdauer je Brennstoffzellenstack entspricht dies einer Lebensdauer von 40.000 Betriebsstunden. Brennstoffzellen des Typ PAFC (200 kW_{el}) haben diese Anlagenlebensdauer demonstriert. Für den Bereich der Hausenergieversorgung auf Basis von PEM-Brennstoffzellen steht dieser Beweis noch aus. Hier liegt die Lebensdauer bei ca. 2.000 Stunden (s. u.a. Weindorf und Bünger 1997).
- *Serviceintervalle, kompakte Abmessungen.* Ausschlaggebend für die Akzeptanz von Brennstoffzellen-Heizgeräten sind neben monetären Aspekten eine einfache Installation sowie die problemlose Wartung der Anlage. Die Abmessungen eines Brennstoffzellen-Heizgerätes müssen denen eines konventionellen Heizkessels entsprechen. Andere Abmessungen oder Bauformen bedingen Probleme bei der Einbringung in den Heizungskeller sowie der Installation der Anlage. Ähnliches gilt für Kosten und Häufigkeit von notwendigen Wartungsarbeiten. Krewitt et al. (2004) gehen von jährlichen Wartungskosten in Höhe von 5 Prozent der

Erstinvestitionskosten aus. Für die Wartung von konventionellen Techniken werden 1,5 Prozent angesetzt.

– *Akteure.* Art und Umfang der Akteure sind stark abhängig von dem Betreibermodell und dem Versorgungsobjekt an sich. Drei Akteure werden jedoch stets involviert sein. Dazu gehören der Hersteller, das Energieversorgungsunternehmen und das Handwerk. Letztgenannter Akteur muss auf die neue Technologie und die Anbindung an bestehende Heizungssysteme geschult werden, da sich die Systeme – Brennstoffzellen-Heizgeräte und konventionelle Systeme – nicht unmittelbar miteinander vergleichen lassen. Entfernt man sich von dem Einfamilienhaussektor als Versorgungsaufgabe hin zum Mehrfamilienhaus, so können noch weitere Akteure, z.B. Wohnungsbaugesellschaften etc., in Betracht kommen.

Tab. 3.4: Überschlägige variable Kosten der Stromerzeugung mit Brennstoffzellen-Heizgeräten pro erzeugter Kilowattstunde Strom (basierend auf BNetzA 2007)

Kosten in Cent/kWh_{el}	**Elektrischer Wirkungsgrad (Gesamtwirkungsgrad 90%)**	
	35%	**55%**
Gasbezug (7 Ct/kWh)	20,6	13,1
Wartung (2 Ct/kWh_{el})	2	2
Vermiedener Gasbezug	11,3	4,6
Kosten pro kWh_{el}	11,3	10,5

Wenn man vereinfacht annimmt, dass der Wirkungsgrad dem Nutzungsgrad entspricht, lassen sich mit ihm die Bezugskosten für Erdgas berechnen. Spezifische Wartungskosten ergeben sich zusätzlich zu etwa 2 Cent/kWh_{el}. Die variablen Kosten für den Betrieb einer Anlage ergeben sich daraus nach derzeitigen Preisen zu 22,6 Cent/kWh_{el} bzw. 15,1 Cent/kWh_{el}. Gegenzurechnen ist allerdings der vermiedene Gasbezug für die Wärmeversorgung von 11,3 bzw. 4,6 Cent/kWh_{el}. Dem gegenüber stehen die Erlöse aus der Verwendung des Stroms. Diese können je nach Betreibermodell sehr unterschiedlich sein und werden in Abschnitt 3.4.1 zusammen mit Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen detaillierter diskutiert.

3.2.6 Marktpotenzial

Bis Ende des Jahrzehnts werden voraussichtlich einige tausend Brennstoffzellen-Heizgeräte (BZH) im Rahmen von Feldtests installiert sein (BZ Bündnis 2004). Sofern der Preisunterschied zum konventionellen Heizkessel hinreichend klein ist, besteht ein großes theoretisches Potenzial in der häuslichen Anwendung. Nach Grafe (2007) werden in Deutschland 18 Mio.

Haushalte[34] mit Erdgas versorgt. Allein in Deutschland werden jährlich rund 600.000 Heizgeräte installiert. Der Absatzmarkt wird auf jährlich 90.000 Brennstoffzellen-Heizgeräte in Deutschland und 500.000 Geräte in der EU geschätzt. Für eine detaillierte Abschätzung der Potenziale müssen zusätzlich die zukünftige Entwicklung konkurrierender Technologien und die Konkurrenzfähigkeit der KWK auf der Umweltseite berücksichtigt werden. Entsprechende Zahlen werden in Abschnitt 3.5.4 diskutiert. Aufgrund des modularen Aufbaus ermöglicht die Brennstoffzelle eine bessere Leistungsanpassung als ein Motor-BHKW. Dadurch lassen sich auch kleinere Leistungsklassen abdecken, was somit zu einer Vergrößerung der Marktchancen führt.

Eine Marktanalyse hat ergeben, dass im Jahr 2010 der Umsatz mit stationären BZ-Systemen aller Größen inklusive der dazugehörigen Dienstleistungen in Europa voraussichtlich einen Wert von über 2,5 Mrd. EUR annehmen wird. Allerdings schränkt der deutlich sinkende Raumwärmebedarf das Potenzial von KWK-Systemen respektive Brennstoffzellen-Heizgeräten erheblich ein (Unternehmensberatung Kaiser 2000). Durch den Wegfall großer Wärmespitzen wird der Wärmelastgang des Versorgungsobjektes zwar vergleichmäßigt, jedoch ist der Jahreswärmebedarf – auch inkl. Warmwasserbereitung – unter Umständen so gering, dass aufgrund geringer Volllastbenutzungsstunden die Anlage nicht wirtschaftlich betrieben werden kann. Weitere Hemmnisse ergeben sich durch zusätzliche Speicherkosten aufgrund der zeitlichen Abweichungen von Strom- und Wärmebedarf.

3.3 Integration von Brennstoffzellen-Mikro-KWK-Anlagen in die bestehende Energieversorgung

3.3.1 Mögliche Betriebsweisen von Mikro-KWK-Anlagen

Im Gegensatz zu großen Kraftwerken sind Mikro-KWK-Anlagen in Versorgungsobjekte eingebaut, deren Energiebedarf zumindest teilweise durch die Anlagen gedeckt wird. Pro Einheit erzeugten Stroms entsteht immer auch Wärme, die genutzt werden sollte und umgekehrt. Wie bereits in Abschnitt 3.2.2 erwähnt, können die Brennstoffzellen-Heizgeräte, wie auch andere Mikro-KWK-Anlagen, entsprechend dem Wärme- oder dem Strombedarf des Objekts ausgelegt werden. Allerdings kann durch sie weder die thermische Versorgung noch die elektrische Versorgung des Hauses vollständig gewährleistet werden. Dazu sind ein zusätzlicher Heizkessel und eine zusätzliche elektrische Versorgung erforderlich. Die elektrische Zusatzversorgung erfolgt in den meisten Fällen durch Anschluss ans Stromnetz.

[34] Wohngebäudebestand, DENA (2005): 61% EFH, 20% ZFH, 13% 3–6WE, 4% 7–12WE, 2% >12WE.

Zur zeitlichen Entkopplung der Wärme- und Stromlieferung der Mikro-KWK-Anlage wird das Versorgungssystem üblicherweise mit einem Wärmespeicher[35] ausstattet, der den typischen Wärmebedarf von etwa ein bis zwei Tagen speichern kann. Die Anlage kann dann maximal so lange in Betrieb genommen werden, bis der Wärmespeicher gefüllt ist. Über die Stromkennzahl der Anlage ergibt sich aus dem täglichen Wärmebedarf des Objekts die elektrische Tagesproduktion.

Im Rahmen der durch den Verbrauch im Objekt und den technischen Möglichkeiten der Geräte vorgegebenen Restriktionen sind prinzipiell drei verschiedene Fahrweisen der Anlagen möglich:

- *Wärmegeführte Betriebsweise.* Die wärmegeführte Betriebsweise orientiert sich an dem lokalen Wärmebedarf im Versorgungsobjekt. Bei entsprechender Dimensionierung der Geräte auf den Wärmebedarf lässt sich hierbei die beste Ausnutzung erzielen. Der Wärmebedarf kann entweder direkt oder über einen Speicher gedeckt werden (s. auch Jungbluth 2007). Der erzeugte Strom wird entweder im Objekt verbraucht oder ins elektrische Netz eingespeist. Die Netzrückspeisungen erfolgen unkontrolliert.
- *Stromgeführte Betriebsweise.* Bei der stromgeführten Betriebsweise erfolgt der Betrieb der Brennstoffzellen-Heizgeräte soweit möglich gemäß dem lokalen Strombedarf des Versorgungsobjektes. Aufgrund begrenzter Laständerungsgeschwindigkeiten und der Maximallast der Anlagen können Stromspitzen teilweise jedoch nicht abgedeckt werden. Merkmale der stromgeführten Betriebsweise sind die Minimierung des Netzbezuges und die damit einhergehende Vermeidung der Netzeinspeisung.
- *Extern geführte Betriebsweise*[36]. Die Betriebsweise kann durch externe Vorgaben gesteuert werden. Dies können konkrete Vorgaben für einen Fahrplan sein, die kontinuierlich geändert werden oder täglich gleich sind. Bei änderbaren Vorgaben gibt es die Möglichkeiten einer direkten Steuerung der Anlagen von extern und eines dezentralen Managementsystems, das aufgrund von extern vorgegebenen Daten eine optimale Betriebweise vor Ort ermittelt und umsetzt. Dabei sind sowohl Restriktionen bezüglich der maximalen Wärmeproduktion und der Möglichkeiten zur Laständerung sowie der Maximallast der Anlagen zu berücksichtigen. Bei entsprechenden externen Vorgaben erfolgt bei dieser Betriebsweise eine kontrollierte Einspeisung ins Netz.

---

[35] Als Wärmespeicher können reine Brauchwasserspeicher oder auch kombinierte Speicher von Brauchwarmwasser und Heizwärme eingesetzt werden. Auch die thermische Trägheit des Baukörpers kann als Speicher genutzt werden, indem die Solltemperatur innerhalb einer Bandbreite leicht variiert wird.

[36] Die hier mit „extern geführt“ benannte Betriebsweise wird oftmals auch als „netzgeführt“ bezeichnet. Da die Vorgaben für den Anlagenbetrieb nach der definierten Betriebsweise nicht notwendigerweise durch das Netz bzw. aufgrund der Netzbewirtschaftung vorgegeben werden, wird hier analog zu Jungbluth (2007) die Bezeichnung „extern geführt“ bevorzugt.

Eine extern geführte Betriebsweise erfordert bei schnell wechselnden Anforderungen an die Anlagen eine zentrale Steuerungsmöglichkeit der einzelnen dezentralen Anlagen. Alle drei Betriebsweisen sind durch die zunächst nicht vorgesehenen Möglichkeiten zur Nutzung der Wärme außerhalb des Objekts durch den Verbrauch im Objekt „wärmebedarfgedeckelt".

3.3.2 Integration dezentraler Anlagen ins Stromnetz

Das elektrische Netz ist so ausgelegt, dass der Lastfluss vertikal erfolgt, also von der höchsten zur niedrigsten Spannungsebene („top down"). Während die stromgeführte, objektorientierte Betriebsweise lediglich den Lastfluss im elektrischen Netz mindert, erfolgen sowohl bei der wärmegeführten als auch bei der extern geführten Betriebsweise Rückspeisungen in das übergeordnete elektrische Netz („bottom up"). In der Studie werden Anlagen in der Hausenergieversorgung betrachtet. Die Einspeisung der Anlagen erfolgt dementsprechend in das Netz, aus dem auch Strom von Haushalten entnommen wird, in die Niederspannungsebene des lokalen Verteilnetzes.

Bei der stromgeführten Betriebsweise ist das Brennstoffzellen-Heizgerät problemlos parallel zum Netz zu betreiben. Mittels normierter und skalierbarer Standardeinspeiseprofile kann die Stromproduktion der Brennstoffzellen-Heizgeräte respektive der verminderte Netzbezug bei der Fahrplanerstellung des Bilanzkreisveranwortlichen berücksichtigt werden.

Eine Netzbeeinflussung bei der wärmegeführten Betriebsweise kann insbesondere in der Übergangszeit und in den Sommermonaten (in denen vor allem der Warmwasserbedarf abgedeckt wird) durch eine unregelmäßige Einspeisung entstehen. Inwiefern diese Einflüsse tatsächlich in einem solchen Maße auftreten werden, dass es zu Störungen des Netzes kommt, ist umstritten. Jungbluth (2007) z.B. zitiert Quellen, die aus detaillierten Studien ableiten, dass keine Rückwirkungen zu beobachten sein werden (Arndt el al. 2002; Schwaegerl 2004), aber auch Studien, die die Notwendigkeit von Einzelbetrachtungen betonen (Audring et al. 2001; Friedrich 2003). Vor allem für den Anschluss vieler unregelmäßig einspeisender dezentraler KWK-Anlagen werden Netzrückwirkungen mit negativen Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit und -qualität erwartet, die durch den derzeit kontinuierlich wachsenden Anteil von Anlagen im Bereich erneuerbarer Energien noch verstärkt werden (s. z.B. Handschin et al. 2003; Franz et al. 2006).

Folgende Einzelaspekte sind bei den Netzauswirkungen zu betrachten:

- *Schutzkonzepte.* Um Fehlfunktionen zu vermeiden und den Schutz von Anlagen, Stromnetz und Personen nach wie vor zu gewährleisten, sollten die jeweiligen Schutzkonzepte überarbeitet werden. Das verwendete Schutzkonzept für das Netz etwa, baut auf einer selektiven Auslösung auf, die richtungsabhängig ausgelegt ist. Damit funktioniert es bei der stärkeren Einspeisung dezentraler Anlagen und damit verbundenen Be-

lastungs- und Richtungsänderungen nicht mehr zuverlässig (Handschin et al. 2003; Pehnt et al. 2006a). „Hinzu kommt die Gefahr der Inselnetzbildung bei fehler- oder wartungsbedingter Freischaltung von Netzbezirken, welche im heutigen Schutzkonzept nicht berücksichtigt werden" (Handschin et al. 2003:2). Dadurch sind vor allem die Arbeitssicherheit und der Personenschutz gefährdet. Des Weiteren kann es durch fehlende Frequenz- und Spannungsregelung zur Schädigung von Betriebsmitteln und Verbrauchern kommen (Hauptmeier 2007). Auch gewollte Inselnetzbildung ist in den Schutzkonzepten zu beachten (ebd.).

Die Schutzmaßnahmen beziehen sich konkret auf die adäquate Ausgestaltung der Anlagen, Anbindung der Anlagen an das Netz und des Stromnetzes selbst. Diese Maßnahmen sollten frühzeitig angegangen werden, um mit Hilfe entsprechender Abstimmungen zwischen den Beteiligten ein stimmiges Gesamtkonzept für Schutzmaßnahmen für einen hohen dezentralen Anteil zu erarbeiten und umzusetzen.

- *Spannungshaltung.* Zur Gewährleistung der Stromqualität sind Grenzen für eine Spannungserhöhung und -erniedrigung vorgegeben. Die derzeit erlaubten Abweichungen nach IEC 60038 betragen nach oben 6 Prozent und nach unten 10 Prozent des Nennwerts. Da die Spannung in einem Verteilnetz in Richtung des Stromflusses abfällt, wird am Transformator an der Überleitung von der Mittelspannungs- zur Niederspannungsleitung die Netzspannung etwas über den Sollwert eingestellt. Damit wird eine Spannung von etwa 98 Prozent des Nennwertes beim Verbraucher angestrebt. Wird auf der Niederspannungsebene eingespeist, kann sich der Stromfluss umkehren und damit Spannung zum Leitungsende hin angehoben werden, so dass die ohnehin erhöhte Spannung dazu führt, dass der obere Grenzwert verletzt wird. Dieses Problem kann bereits bei geringer dezentraler Einspeisung auftreten (s. Franz et al. 2006).

  Neben der Regelung bzw. Abschaltung von Lasten und Einspeisern kann eine gezielte Blindleistungseinspeisung dezentraler Erzeugungsanlagen sowie eine automatische Spannungsregelung am Ortsnetztransformator oder an Wechselrichtern dezentraler Anlagen, die sich an der aktuellen Last- und Einspeisesituation orientiert, durchgeführt werden. Zur Steuerung am Ortsnetztransformator können Messwerte aus dem Netz bezogen werden, die mit Einrichtungen zur Netzüberwachung oder elektronischen Stromzählern an kritischen Stellen des Netzes gewonnen werden können. Diese letzte Lösung bedarf jedoch noch einiger Forschung und Entwicklung (ebd.). Ein entsprechendes Forschungsprogramm, das die informations- und kommunikationstechnischen Möglichkeiten in der Energiewirtschaft erforschen und entwickeln soll, ist vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie ins Leben gerufen worden (BMWi 2007).
- *Spannungsqualität.* Neben der Höhe der Spannung entstehen auch Störungen im zeitlichen Spannungsverlauf. Solche Verzerrungen treten

durch Verbraucher auf, die den Strom nicht in der gleichen Form (sinusförmig) abnehmen wie er vom Stromnetz angeboten wird und führen zur Abflachung des Spannungsscheitels. Solche Effekte treten z.B. durch Gleichrichternetzteile ohne Leistungsfaktorkorrektur, Dimmer und Motorsteuerungen auf (s. Franz et al. 2006).

Verzerrungen in der Spannung kann mit lokalen Maßnahmen, z.B. mit entsprechenden intelligenten Wechselrichtern entgegengewirkt werden, die Oberschwingungen kompensieren können (s. ebd. 59). Bereitstellung von Kurzschlussleistung durch dezentrale Anlagen könnte gerade an schwachen Netzausläufern das Netz stabilisieren, wodurch ggfs. auf Ausbaumaßnahmen verzichtet werden kann. Derzeit müssen hingegen Einspeiser mit kleiner Leistung im Niederspannungsnetz bei Kurzschlüssen im Netz unverzüglich abschalten – mit entsprechend destabilisierender Wirkung. Aus Hoch- und Höchstspannungsebene hingegen wird verlangt, dass im Kurzschlussfall ein Zeit lang weiter eingespeist wird, um Schutzmaßnahmen auslösen zu können (s. ebd. 60).

Im Falle eines kompletten Netzausfalls kann mit Hilfe von dezentralen Anlagen für eine unterbrechungsfreie Stromversorgung gesorgt werden. Dabei ist auf entsprechende Schutzmaßnahmen Rücksicht zu nehmen (s.o.).

Die meisten der angesprochenen Maßnahmen zur Netzstabilisierung sind durch lokale technische Anpassung im Netz oder bei den Anlagen umsetzbar. Die meisten Aufgaben können etwa von Wechselrichtern kommunikationslos geregelt werden. Eine kurzfristig gezielte und korrekte Bereitstellung von Blindleistung hingegen erfordert eine übergeordnete Netzregelung oder ein dezentrales Regelkonzept mit aufgeschalteten Statistiken (s. z.B. De Brabandere et al. 2006; Engler 2005; Piagi und Lasseter 2006). Für ersteres sollte eine entsprechende Kommunikationsinfrastruktur aufgebaut werden, die eine schnelle Kommunikation in Echtzeit ermöglicht (s. Franz et al. 2006).

Das Auftreten negativer Netzrückwirkungen hängt von den eingesetzten Netzbetriebsmitteln und den sonstigen Einspeisungen ab. „Die maximale Anlagenleistung, die insgesamt ohne Beeinträchtigung der Stromversorgung an ein Niederspannungsnetz angeschlossen werden kann“ (Krewitt et al. 2004:95) wird auch als Netzanschlusskapazität bezeichnet. Als kritisch kann sich vor allem die Haltung der Spannungshöhe erweisen. Sind negative Netzrückwirkungen zu beobachten, d.h. treten Engpässe bei der Einleitung von Strom ins Netz auf und ist damit die Netzanschlusskapazität erreicht, hat der Netzbetreiber das Recht, den Anschluss von Anlagen einzuschränken (s. Abschnitt 5.6.1). Sind die Engpässe temporär zu beobachten, wird eine entsprechende Steuerbarkeit und Steuerung von neuangeschlossenen Anlagen gefordert. Ist das Netz zu jeder Zeit ausgelastet, kann der Neuanschluss komplett verweigert werden. In Anbetracht dro-

hender Netzauswirkungen bei einer großen Zahl dezentraler Anlagen stellt z.B. die Energietechnische Gesellschaft (ETG) im Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE) Forderungen nach der Netzkonformität, Zuverlässigkeit und technischer Steuerbarkeit von neuen Erzeugern in dem Bereich „erneuerbarer und verteilter Erzeugung" (ETG-VDE 2006:15,15ff).

Um keine unnötigen Hemmnisse für die Technologien entstehen zu lassen, aus Vorsorgegesichtspunkten gegenüber der Versorgungssicherheit und um das Potenzial dezentraler KWK-Technologien ausschöpfen zu können, sollten netzseitige Einflüsse und mögliche Maßnahmen zu ihrer Vermeidung bzw. Möglichkeiten zur Stärkung der Netzstabilität durch dezentrale Einspeiser bei ihrer Implementierung von vorneherein entsprechend ausreichend berücksichtigt werden.

3.3.3 Integration dezentraler Anlagen zu einem Virtuellen Kraftwerk

3.3.3.1 Die Idee des Virtuellen Kraftwerks

Eine Forderung, die aus der Notwendigkeit einer Netzsteuerung erwächst, lautet, Kommunikationsmöglichkeiten zur Steuerung der Anlagen zu etablieren. Bei einer Vielzahl von Kleinanlagen ist es zudem sinnvoll, die Anlagen im Verbund zentral koordiniert zu steuern. Erst dadurch erschließen sich alle Möglichkeiten der dezentralen Anlagen, zum Netzmanagement beizutragen (s. Abschnitt 3.4.2). Für diese Art der Zusammenschaltung dezentraler Einzelanlagen wurden bereits sehr unterschiedliche Konzepte entwickelt. Sie werden im Allgemeinen unter dem Stichwort „Virtuelles Kraftwerk" diskutiert.

In der Literatur sind die unterschiedlichsten Definitionsansätze zum Virtuellen Kraftwerk zu finden (s. z.B. Arndt et al. 2002). Alle Definitionen haben eine gemeinsame Ausgangssituation: den Zusammenschluss von Energieumwandlungssystemen. Dabei werden weder Art noch Beschaffenheit der Systeme näher berücksichtigt.

Einfache Definitionen beschreiben das Virtuelle Kraftwerk als Kommunikationssystem oder aber als Einbindung dezentraler Energieumwandlungsanlagen in elektrische Netze. Eine weitere Definition sieht das Virtuelle Kraftwerk bereits in abschaltbaren Lasten, um somit den Spitzenstromverbrauch zu minimieren. Ein weitergehender Definitionsansatz beschreibt das Virtuelle Kraftwerk als informationstechnische Vernetzung dezentraler Anlagen mit einem zentralen Lastmanagement.

Der Begriff „Virtualität" spezifiziert ein Objekt, das zwar nicht physisch, aber doch in seiner Funktionalität vorhanden ist. Um dem Namen gerecht zu werden, müssten die zuvor genannten Ansätze um diese Funktionalität erweitert werden. Entsprechend wird in dieser Studie folgende Definition eines Virtuellen Kraftwerkes verfolgt:

Ein *Virtuelles Kraftwerk* ist ein Netzwerk, bestehend aus einer Anzahl von kleineren dezentralen Stromerzeugungsanlagen, die miteinander verbunden sind und in der Lage sind, zentrale disponible Kraftwerksleistung zu ersetzen.

Um eine technische Koordination der Einzelanlagen durchführen zu können, ist es in einem Virtuellen Kraftwerk notwendig, dass die dezentralen Anlagen zentral gesteuert werden können und sich diese Steuerung auf die bereitgestellte elektrische Leistung auswirkt. Die Definition berücksichtigt ausnahmslos dezentrale Energieumwandlungssysteme[37]. Hintergrund dieser Definition ist die beabsichtigte Substitution von Spitzenstrom und damit von konventioneller Kraftwerkstechnik. KWK-Anlagen nehmen gegenüber dezentraler Stromerzeugung aus fluktuierenden regenerativen Energiequellen wie Windkraft- und Photovoltaikanlagen eine besondere Rolle ein, da sie im Rahmen der besprochenen Restriktionen unabhängig steuerbar sind. Prinzipiell können sie zu jeder Zeit Strom bereitstellen, während die aktuelle Leistungsfähigkeit von Windkraft- und Photovoltaikanlagen von den aktuellen Witterungsverhältnissen bezüglich Windgeschwindigkeit bzw. Sonneneinstrahlung abhängt. Zur Koordination ist der Zusammenschluss der Anlagen zu einem Virtuellen Kraftwerk hilfreich.

Auf der Basis von Erzeugungsprofilen, die von dem übergeordneten Kraftwerksmanagement berücksichtigt werden können, werden prognostizierte Einspeisungen von fluktuierenden Stromerzeugern in die Planung möglich. Schwankungen in der Strombereitstellung solcher Anlagen können auf diese Weise durch ihre Einbindung zumindest teilweise innerhalb eines solchen Virtuellen Kraftwerks durch andere Anlagen abgedeckt werden. Z.B. können KWK-Anlagen dann Strom produzieren, wenn durch die im Netzverbund enthaltenen dezentralen Photovoltaikanlagen und Windanlagen aufgrund der Witterung keine Stromerzeugung prognostiziert wird.

3.3.3.2 Definition der Versorgungsaufgabe

Mit der Nutzung von Brennstoffzellen im Sinne der Kraft-Wärme-Kopplung lassen sich, eingebunden in Virtuelle Kraftwerke, unterschiedliche Versorgungsaufgaben realisieren. Der stationäre Einsatzbereich von Brennstoffzellen erstreckt sich von der Hausenergieversorgung über Anwendungen in Gewerbe und Industrie bis hin zum Inselbetrieb. Der Fokus soll zunächst auf die Hausenergieversorgung gelegt werden, da hier – wie bereits

[37] Unter „dezentralen Energieumwandlungssystemen“ werden in der Studie Energieumwandlungsanlagen verstanden, die Nutzenergie nahe am Verbraucher erzeugen. Große Windkraftparks fallen unter anderem nicht darunter, weil sie aufgrund ihrer Größe und ihres Installationsortes eine ganz andere Problematik aufweisen als verbrauchernahe Kleinanlagen.

erwähnt – ein entsprechendes Potenzial zu erwarten ist. Im Kontext der Hausenergieversorgung wird die Versorgung von Ein- und Mehrfamilienhäusern mit Brennstoffzellen-Heizgeräten betrachtet.

Vorangegangene Studien haben gezeigt, dass sich hinsichtlich des Jahresstromverbrauchs hier Leistungsklassen von 1 bis 5 kW_{el} anbieten. Aufgrund der kleinen Leistung der einzelnen Brennstoffzellen-Heizgeräte wird schnell ersichtlich, dass eine große Anzahl an Einzelanlagen benötigt wird, um eine nennenswerte Regelleistung zu erhalten. Eine Integration von Brennstoffzellen größerer Leistungsklassen (>200 kW_{el}) eröffnet die Möglichkeit, eine höhere kumulierte Regelleistung zu erhalten. Insbesondere die Anwendung in Wohnungssiedlungen und im Gewerbe muss hier näher betrachtet werden. Bei letztgenanntem ist die Kombination mit Absorptionskälteanlagen (Klimatisierung, Tieftemperaturanwendungen) eine interessante Anwendung.

3.3.4 Anforderungen an ein Virtuelles Kraftwerk

Sofern im Fall der rein stromgeführten Betriebsweise auf Erzeugerprofile zurückgegriffen werden kann, bedarf es weder einer zusätzlichen Kommunikationstechnik noch zusätzlicher Managementsysteme. Die Stromeinspeisung bei wärmegeführter Betriebsweise könnte in die Planungen des Bilanzkreisverantwortlichen einbezogen werden, wenn ebenfalls Erzeugerprofile für die thermischen Seite vorlägen - dies ist jedoch nicht der Fall. Sofern das Virtuelle Kraftwerk als Bereitstellung von Regelleistung verstanden wird (extern geführte Betriebsweise), muss ein Managementsystem die einzelnen dezentralen Anlagen steuern können (Gateway-Rechner). Für den Austausch von Daten respektive Lastprofilen können unterschiedliche Kommunikationstechniken zum Einsatz kommen, z.B. Modem/ISDN, LAN/DSL, GSM, FRS, PLC usw.

3.3.4.1 Gateway-Rechner

Notwendig wird der Einsatz eines Gateway-Rechners, wenn mehrere einzelne Brennstoffzellen-Heizgeräte zu einem Brennstoffzellen-Heizgeräte (BZH)-Park zusammengeschlossen werden, der dann von zentraler Stelle aus angesprochen wird. Die Funktion des Gateway-Rechners gegenüber dem EVU besteht darin, die Einzelleistungen aller angeschlossenen Brennstoffzellen-Heizgeräte in der Summe als ein BZH-Kraftwerk darzustellen. Das Managementsystem des EVU bzw. der Dispatcher muss somit nicht auf jedes einzelne Brennstoffzellen-Heizgerät Rücksicht nehmen bzw. mit diesem kommunizieren. Netzanforderungen werden somit unmittelbar an den in das Managementsystem eingebundenen Gateway-Rechner weitergeleitet, der diese an die von ihm gesteuerten Brennstoffzellen-Heizgeräte weitergibt. Aus Sicht des Last-Dispatchers sollte das BZH-Kraftwerk sich wie ein in seiner Erzeugung in gewissen Grenzen plan- und steuerbares Kraftwerk darstellen. Die wichtigsten Beschränkungen resultieren aus der Kuppelproduktion von Strom

und Wärme. Die Wärmeproduktion ist mit einer Unschärfe in der Prognose verbunden, wobei die Entkopplung von Wärmebedarf und Stromerzeugung systemabhängig ist. Da diese Problemstellung bei Interaktionen zwischen jedem Lastdispatcher-System mit Brennstoffzellen-Heizgeräten auftritt, ist ein universeller Einsatz des Gateway-Rechners gewährleistet. Im Wesentlichen muss der Gateway-Rechner folgende Aufgaben und Schnittstellen abdecken:

- Management der angeschlossenen Brennstoffzellen-Heizgeräte in Form eines BZH-Parks;
- Verarbeitung der Anforderungen des Dispatchers (externes Lastprofil).

3.3.4.2 Kommunikation

Im Hinblick auf einen BZH-Park, der eine Vielzahl von Brennstoffzellen-Heizgeräten umfassen kann, kommen folgende Punkte in Betracht:

- Zusammenfügen von Brennstoffzellen-Heizgeräten in einem Cluster:
  - Organisation mehrerer BZH zu einer Gruppe;
  - Ansprechen von einzelnen Gruppen;
  - Transparenz des Systemverhaltens;
- Unidirektionale Kommunikation (Funkrundsteuerung):
  - Bei dieser Kommunikationsart erhält der Gateway-Rechner keine vollständigen Informationen von allen Brennstoffzellen-Heizgeräten; insbesondere nicht über deren tatsächliche Erzeugung;
  - Kostengünstige und transparente Kommunikationsform, die im Bereich von Nachtspeicherheizungen bereits seit Jahrzehnten gängige Praxis darstellt. Differenziertes Ansprechen von BZH-Gruppen ist möglich;
- Kommunikation via Modem:
  - Der Gateway-Rechner spricht jedes einzelne Brennstoffzellen-Heizgerät an und übermittelt die entsprechenden Anforderungen;
  - Gleichzeitig können diverse Grunddaten vom Brennstoffzellen-Heizgerät empfangen werden (→ u.a. Feedback möglich);
  - Ein einmaliger Kommunikationsaufbau pro Tag via Modem ist für die Übertragung der Messdaten in der Regel ausreichend;
  - Die Steuerung der einzelnen Brennstoffzellen-Heizgeräte, insbesondere eine situationsabhängige Reaktion, bedarf darüber hinaus evtl. eines mehrfachen Kommunikationsaufbaus pro Tag;
  - Verschiedene Kommunikationstechniken können eingesetzt werden (z.B. GSM-Modem, DSL, (Funk)Rundsteuerung) (optional).

Je nach Betreiber und Geschäftsmodell sind unterschiedliche Kombinationen von zentraler Steuerung und dezentralen Managementsystemen sinnvoll. Hagström et al. (2008) geben z.B. Empfehlungen für die verschiedenen Kombinationen von Betreibern/Geschäftsmodellen (Gas- und Stromhändler, Netzbetreiber), dezentraler bzw. zentraler intelligenter Systeme und bidirektionale, unidirektionale oder keine Kommunikation für Virtuelle Kraftwerke.

Soll das Virtuelle Kraftwerk Regelleistung zur Verfügung stellen, so müssen mehrere tausend Einzelanlagen zusammen geschaltet sein, denn dazu müssen mindestens 15 MWel angeboten werden können (VDN 2007b).[38] Die extern geführte Betriebsweise im Kontext eines Virtuellen Kraftwerks bedingt weitere Anforderungen an die Energiesysteme. Das Netzmanagement muss mit einer festen Verfügbarkeit der Anlagen kalkulieren. Auf Stillstandzeiten hervorgerufen durch technische Mängel oder Wartungsarbeiten soll hier nicht eingegangen werden. Vielmehr sind es direkte Anforderungen an das System. So dürfen sich zahlreiche Start-Stopp-Vorgänge nicht bzw. nicht im besonderen Maße auf die Leistung des Brennstoffzellen-Heizgerätes auswirken. Wichtigste Voraussetzung an das System ist, dass die angeforderte Leistung exklusiv zur Verfügung steht und nicht im eigentlichen Versorgungsobjekt benötigt wird. Das bedeutet, dass die dabei anfallende Wärme im Objekt untergebracht werden muss. Wenn zur Zeit der externen Anforderung kein Wärmebedarf im Objekt besteht, so ist die Wärme in einen Wärmespeicher abzuführen. Aufgabe des lokalen Energiemanagements ist es, freie Speicherkapazitäten vorzuhalten. Andernfalls steht das Brennstoffzellen-Heizgerät dem Virtuellen Kraftwerk – zumindest für das entsprechende Zeitfenster – nicht zur Verfügung.

3.3.4.3 Bewertung

Bezüglich der Informations- und Kommunikationstechnologie sowie der Möglichkeit der externen Steuerung von Brennstoffzellen-Heizgeräten lässt sich ein Virtuelles Kraftwerk prinzipiell realisieren. Dies wurde bereits in entsprechenden Feldtests mit einigen Brennstoffzellen-Heizgeräten erfolgreich demonstriert.

Im Winter ist aufgrund des ausreichend großen Wärmebedarfs des Objektes ein Volllastbetrieb des Brennstoffzellen-Heizgerätes wahrscheinlich. Die Restriktionen durch den Objektwärmebedarf sowie anlagenspezifischen Parametern kommen insbesondere in den Übergangs- und Sommermonaten zum Tragen. Eigene Simulationsrechnungen zeigen, dass das Potenzial des Brennstoffzellen-Heizgerätes durch die Wärmerestriktion von 100 Prozent auf 65 Prozent abgesenkt wird.[39] Bedingt durch die anlagenspezifischen Parameter wird das Potenzial weiter auf 57 Prozent abgesenkt. Hier besteht noch weiteres Entwicklungspotenzial bezüglich der Brennstoffzellen-Heizgeräte. Zudem müssen die Gerätekosten vermindert und der Systemaufbau vereinfacht werden, um sich gegen Konkurrenzsysteme behaupten zu können.

---

[38] 15 MW_{el} =15.000 kW_{el}. $P_{el,max,BZH}$ = 4,6 kW. Bei 100 Prozent Verfügbarkeit (= keine Wärmerestriktion, o.ä.) müssten somit mindestens 3.260 Anlagen installiert und alle auf Volllast betrieben werden. Hierbei wird kein Strom im Versorgungsobjekt genutzt, sondern zu 100 Prozent eingespeist.

[39] Betrachtet wurde ein Brennstoffzellen-Heizgerät mit 4,6 kW elektrischer und 11 kW thermischer Leistung in einem Mehrfamilienhaus.

In Anlehnung an die erweiterte Definition ist kein weiterer Kommunikationsaufwand notwendig. Sofern die externe Steuerung individuell erfolgen soll, ist jedoch mit einem erhöhten Aufwand bezüglich Kommunikationstechnik und lokalem Energiemanagement zu rechnen. Betrachtet man die Leistungsgrößen für die Hausenergieversorgung, so wird deutlich, dass hier mehrere tausend einzelne Brennstoffzellen-Heizgeräte gesteuert werden müssten, um einen positiven Effekt im Sinne der Bereitstellung von Regelleistung zu erzielen. Diese zusätzlichen Kosten dürfen jedoch nicht zu einer Verzögerung der Markteinführung von Brennstoffzellen-Heizgeräten führen. Um sich am Regelenergiemarkt zu beteiligen, werden daher Brennstoffzellen-Heizgeräte im Verbund mit anderen dezentralen Stromerzeugern größerer Leistung eher das Ziel eines Virtuellen Kraftwerks erreichen.

3.4 Wirtschaftlichkeit von Brennstoffzellen-Heizgeräten in Virtuellen Kraftwerken

Die zukünftige Wirtschaftlichkeit von Brennstoffzellen-Heizgeräten und ihrer Steuerung, z.B. in einem Anlagenverbund wie einem Virtuellen Kraftwerk, hängt bedeutend davon ab, wie sich die Technologie, der Energiebedarf und die Rahmenbedingungen zukünftig entwickeln werden. Zudem lassen sich Mikro-KWK-Anlagen wie Brennstoffzellen-Heizgeräte sehr unterschiedlich betreiben. Die wirtschaftlichste Variante hängt unter anderem von Geräte-Charakteristika wie Anfahrgeschwindigkeit, Lastwechselgeschwindigkeit und Höhe des Jahresnutzungsgrades bei unterschiedlicher Fahrweise ab. Die Vergütungen hängen zudem davon ab, wie das Betreibermodell aufgebaut ist. Umfangreiche Betrachtungen in dieser Hinsicht wurden von Mitze (2003) und Jungbluth (2007) unternommen. Bevor diese Betrachtungen herangezogen werden (Abschnitt 3.4.3), sollen die Nutzen und Erlöse, die nach den derzeitigen Rahmenbedingungen möglich sind, diskutiert werden. Die Diskussion erfolgt unterteilt nach den Nutzen, die durch den Betrieb dezentraler KWK-Einzelanlagen entstehen (Abschnitt 3.4.1), und den Nutzen, die sich zusätzlich ergeben, wenn man die Anlagen nicht einzeln, sondern koordiniert betreibt (Abschnitt 3.4.2).

3.4.1 Nutzen und mögliche Erlöse durch den Betrieb dezentraler KWK-Anlagen

Nutzen und damit Möglichkeiten zur Vergütung der entsprechenden Leistungen durch die dezentrale Energieversorgung in KWK-Anlagen ergeben sich in folgenden Bereichen:

- *Effizienz der Energieumwandlung und -verteilung.* Durch die gekoppelte Erzeugung von Wärme und Strom und ihren lokalen Verbrauch entstehen, wie in Abschnitt 3.1.1 diskutiert, Effizienzvorteile, die sich ökonomisch in einem geringeren Ressourcenverbrauch und geringeren Emis-

sionen von CO_2 äußern. Zudem hat das spezielle technische Konzept der Brennstoffzelle, in der keine thermische Verbrennung stattfindet, sondern in der die chemische Energie direkt in Gleichstrom umgesetzt wird, den Vorteil, dass verfahrensbedingt weniger Emissionen anderer Gase wie NO_X entstehen.

Die Vorteile durch den geringeren Ressourcenverbrauch äußern sich direkt in den geringeren Brennstoffkosten pro erzeugter Menge Nutzenergie. Stationäre Kleinanlagen können derzeit ihre Vorteile gegenüber der direkten Konkurrenz dezentraler Anlagen im Bereich der Treibhausgasemissionen nicht nutzen, weil Kleinanlagen derzeit nicht in den Handel von Zertifikaten für Treibhausgasemissionen einbezogen sind. Vorteile bezüglich Treibhausgasen entstehen bei Brennstoffzellen gegenüber Technologien, die über thermische Verbrennung betrieben werden, vor allem im Bereich der Methanemissionen, die bei unvollständiger thermischer Verbrennung auftreten. Gegenüber zentralen fossilen Kraftwerken sind Brennstoffzellen derzeit allerdings ökonomisch im Vorteil, da sie im Gegensatz zu diesen keine Zertifikate für Treibhausgasemissionen vorhalten müssen. Durch Ausgleichsprojekte im Rahmen des Joint Implementation-Mechanismus, die durch ausländische Investoren durchgeführt werden, können jedoch über den Einsatz von Mikro-KWK-Anlagen Verbesserungen des Treibhausgas-Ausstoßes im Vergleich zu herkömmlichen Technologien erreicht und damit Zertifikate auf den Investor übertragen werden (s. auch Jungbluth 2007:27).

Durch geringere Emissionen von anderen Gasen als Treibhausgasen, die unter anderem zu Versauerung, Eutrophierung und Gesundheitseffekten führen können, sind geringere externe Kosten als bei zentralen Kraftwerken zu erwarten. Diese Verringerung externer Kosten stellt einen Beitrag zur Gesamtwirtschaftlichkeit dar, wird jedoch derzeit noch nicht vergütet. Die Höhe entstehender externer Kosten wird in der Analyse der Technologien im Hinblick auf ihre Zukunftsfähigkeit (Abschnitt 3.5) abgeschätzt.

- *Vergütung nach dem KWK-Gesetz.* Im KWKG ist zusätzlich zu dem Erlös durch den Verkauf des Stroms ein Zuschlag festgelegt, der von der Art der eingesetzten Anlage abhängt. Für Brennstoffzellen beträgt dieser einheitlich 5,11 Cent pro Kilowattstunde Strom. Für den Gesamterlös ergeben sich aus dem Gesetz die folgenden Möglichkeiten:
  - Vereinbarter Preis für den KWK-Strom + KWK-Zuschlag;
  - „Üblicher Preis“ (Preis für Grundlaststrom an der Strombörse EEX) + vermiedene Netznutzungsentgelte + KWK-Zuschlag;
  - Angebotspreis eines Dritten + KWK-Zuschlag.

  Nähere Details können Abschnitt 5.4.2 entnommen werden.
- *Vergütung nach dem EEG.* Bei der Verwendung von Biogas wird im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) eine Vergütung für

Kleinanlagen zwischen 15 bis annähernd 30 Cent gezahlt.[40] Dabei kann das Biogas direkt aus einer Biogasanlage genutzt werden oder Biogas in Erdgasqualität von einem entfernten Anbieter bezogen werden. In diesem Fall wird Biogas in Erdgasqualität in der bezogenen Menge ins Erdgasnetz eingespeist und kann an anderer Stelle vom Kunden entnommen werden (s. auch Abschnitt 5.4.2).

- *Mineralölrückvergütung.* Die bei dem Bezug von Gas gezahlte Mineralölsteuer bzw. Energiesteuer wird teilweise zurückvergütet. Die Höhe der Rückvergütung ist abhängig vom Jahresnutzungsgrad der Anlage. Unter den Annahmen von Jungbluth (2007) erhalten Anlagen mit Jahresnutzungsgraden größer 60 Prozent eine Rückvergütung in der Höhe von 0,366 Cent/kWh_{Ho} und Anlagen mit Jahresnutzungsgraden größer 70 Prozent eine Rückvergütung in der Höhe von 0,55 Cent/kWh_{Ho}. Es ist davon auszugehen, dass diese Regelung für Anlagen, die mechanische Energie als Zwischenprodukt aufweisen, eindeutig auch auf Brennstoffzellen zu übertragen ist.
- *Stromsteuerbefreiung.* Für die Stromerzeugung in Anlagen mit einer elektrischen Leistung kleiner 2 MW, ergibt sich die Befreiung von der Stromsteuer, wenn der Strom selbst bzw. „vor Ort" verbraucht wird. Dies gilt auch, wenn die Anlage von einem Dritten betrieben wird. Inwiefern auch Anbieter, die den Strom im „gleichen Gebiet" wiederverkaufen unter die Regelung fallen, wie in Jungbluth (2007) angenommen, ist noch nicht ausreichend gerichtlich geklärt (s. Abschnitt 5.7.1). Die Höhe der Stromsteuerersparnis beträgt 2,05 Cent/kWh_{el}.
- *Vermiedene Konzessionsabgabe.* Die Konzessionsabgabe fällt an, sobald Leitungen genutzt werden, die in öffentlichen Verkehrswegen verlegt sind. Sie werden von Kommunen erhoben und variieren in ihrer Höhe. Private Verbraucher zahlen nach Jungbluth (2007) einen Preis von etwa 1 Cent/kWh_{el}. Wird der Strom nicht ins öffentliche Netz eingespeist, entfällt die Abgabe.

3.4.2 Zusätzliche Nutzen und mögliche Erlöse durch den koordinierten Betrieb dezentraler Anlagen

Betrachtet man die Mikro-KWK-Anlagen nicht als Einzelanlagen, sondern bündelt sie zusammen, können weitere Nutzen generiert werden. Weitere Potenziale ergeben sich, wenn die dezentralen Anlagen im Sinne eines Virtuellen Kraftwerks zentral wie ein einzelnes großes Kraftwerk gesteuert werden können. Diese Nutzen können unter den richtigen Rahmenbedingungen abgeschöpft werden und entsprechend in einer Vergütung für die Dienstleistungen durch die Betreiber dezentraler Anlagen bzw. des Virtuellen Kraftwerks münden. Im Einzelnen ergeben sich die folgenden Möglichkeiten:

[40] Die genauen Zahlen sind derzeit noch in der Diskussion.

- *Sicherheit und Qualität der Elektrizitätsversorgung.* Durch Leistungen, die die Netzsicherheit bzw. -stabilität fördern und die Qualität der Elektrizitätsversorgung verbessern, wie etwa bei gezielter Blindleistungsbereitstellung und der besseren Ausnutzung vorhandener Netzressourcen, können Netzausbauten später erfolgen. Dadurch entstehen den Verbrauchern bzw. den Verteilnetzbetreibern zusätzliche Nutzen, die entsprechend vergütet werden können. Derzeit kann eine Vergütung auf der Basis individueller Absprachen erfolgen.
- *Regelenergie.* Um eine qualitativ ausreichende Elektrizitätsversorgung zu gewährleisten, ist es notwendig, soweit möglich zu jedem Zeitpunkt für einen physikalischen Ausgleich von Mehr- oder Mindereinspeisungen ins Stromnetz zu sorgen. Dieser Ausgleich wird in Deutschland auf Übertragungsnetzebene von den vier Übertragungsnetzbetreibern durchgeführt. Zu diesem Zweck sind die deutschen Stromnetze in vier Regelzonen unterteilt. Der zuständige Übertragungsnetzbetreiber beschafft sich für den Ausgleich über Auktionen sog. „Regelenergie", die aus drei verschiedenen Komponenten besteht: Primär-, Sekundär- und Tertiär- (oder Minuten-) Reserveleistung. Die Primärreserveleistung muss direkt angefahren werden können und spätestens innerhalb von 30 Sekunden vollständig zur Verfügung stehen. Der maximale Zeitraum für den Leistungsabruf beträgt 15 Minuten. Die Sekundärreserveleistung muss zwischen 30 Sekunden und einer Stunde nach der Anfrage verfügbar sein. Vollständige Verfügbarkeit ist nach 5 Minuten gefordert. Der Abruf funktioniert automatisch. Die Minutenreserveleistung muss innerhalb von 15 Minuten nach telefonischem Abruf des Netzbetreibers zur Verfügung stehen. Bei mehreren Störungen kann eine Leistungsabgabe für bis zu mehrere Stunden erforderlich sein (s. ÜNB 2007). Während Primär- und Sekundärreserveleistung seit Dezember 2007 jeweils für einen Monat in der ersten Hälfte des Vormonats ausgeschrieben werden, erfolgt die Ausschreibung der Minutenreserve seit Dezember 2006 in allen Regelzonen jeweils am vorhergehenden Werktag. Dazu wird in Deutschland eine gemeinsame Internetplattform der vier Übertragungsnetzbetreiber genutzt. Aufgrund der technischen Anforderungen für die Strombereitstellung und der Ausschreibungspraxis bietet sich der Minutenreservemarkt für dezentrale Anlagen an.

  Um am Regelenergiemarkt anbieten zu können, muss ein Präqualifikationsverfahren durchlaufen werden, in dem für Minutenreserve unter anderem eine Mindestleistung von ±15 MW gefordert wird. Diese kann mit dezentralen Kleinanlagen nur erreicht werden, wenn eine entsprechend große Zahl von Anlagen in einem Virtuellen Kraftwerk zusammengekoppelt werden kann. Bei einer bereitstellbaren Leistung bei typischen Anlagen von 1 bis 4,6 kW_{el} pro Kleinanlage müssen nach den Vorgaben etwa 3.300 bis 15.000 Anlagen gekoppelt werden, bei kleineren Leistungsklassen entsprechend mehr. Eine weitere Möglichkeit besteht

darin, die Beschaffung von Regelenergie auf Verteilnetzebene transparenter und allgemein zugänglich zu gestalten, so dass ein Markt entsteht an dem auch kleinere Virtuelle Kraftwerke ihren Strom als Regelenergie direkt dem Verteilnetzbetreiber anbieten könnten.

- *Ausgleichsenergie.* Die Stromnetze in Deutschland sind zunächst nach den Übertragungsnetzbetreibern in vier Regelzonen und diese wiederum in viele Bilanzkreise unterteilt. Der Bilanzkreisverantwortliche hat die Aufgabe in seinem jeweiligen Bilanzkreis für eine ausgeglichene rechnerische Bilanz von Einspeisungen und Entnahmen zu sorgen. Dazu meldet er dem Übertragungsnetzbetreiber jeweils am Vortag die Fahrpläne der Stromerzeugung und des Verbrauchs in seinem Bilanzkreis. Die gegenüber den realen Einspeisungen jeweilig bilanzierten Mehreinspeisungen bzw. Mindereinspeisungen entsprechen der Ausgleichsenergie, die der Bilanzkreisverantwortliche vom Übertragungsnetzbetreiber beziehen muss bzw. vergütet bekommt (s. u.a. die Verbändevereinbarung 2 plus (VVII+) (BDI et al. 2001)). Die Bilanz erfolgt jeweils in 15-Minuten-Abschnitten. Bis 45 Minuten vor jeder Viertelstunde hat der Bilanzkreisverantwortliche die Möglichkeit, seinen jeweiligen Fahrplan anzupassen (§ 5 Abs. 2 StromNZV). Zusätzlich hat er die Möglichkeit, ohne Genehmigung des Übertragungsnetzbetreibers die regelzoneninternen Fahrpläne bis 16 Uhr des auf den Erfüllungstag folgenden Werktags zu ändern (§ 5 Abs. 3 StromNZV). Außerdem hat er innerhalb der 15 Minuten-Perioden die Möglichkeit, dezentrale Anlagen zur Einhaltung der prognostizierten Werte einzusetzen (vgl. Jungbluth 2007:25f). Der Nutzen ergibt sich aus den vermiedenen Kosten der bei Fahrplanabweichungen vom Übertragungsnetzbetreiber zu beziehenden Ausgleichsenergie. Durch weitere Flexibilisierungen der Fahrplanmeldungen könnten in dem Bereich weitere Potenziale für die Nutzung dezentraler Anlagen erschlossen werden.
- *Reduktion der Höchstlast.* Die Kosten der Nutzung elektrischer Netze werden in den Spannungsebenen prinzipiell nach der zeitgleichen Höchstlast aller Abnehmer ermittelt. Das gilt sowohl für den Einzelkunden, dessen Anlage gemessen wird, gegenüber dem Verteilnetz als auch für den Verteilnetzbetreiber, der Energie aus dem Übertragungsnetz bezieht. Durch eine gezielte Einspeisung zu bestimmten Zeiten können die Höchstlast und damit die vorgelagerten Netzkosten verringert werden. Durch die Entlastung ihrer Netze und Umspannanlagen können unter Umständen auch Betriebskosten im Bereich des betriebenen Netzes selbst eingespart werden. Dies kann durch Vorgabe von festen Fahrplänen, Lastprofilen oder direkte Steuerung der einzelnen Anlagen erreicht werden (Jungbluth 2007).
- *Bereitstellung von Spitzenlast.* Große Energieversorger können ihre Spitzenleistung senken und den zusätzlich benötigten Strom statt von der Leipziger Strombörse (EEX) alternativ durch den Kauf von Spitzenstrom

aus Mikro-KWK-Anlagen decken bzw. diese selbst betreiben. Auf diese Weise kann z.B. teilweise der Ausfall von Einspeisungen durch erneuerbare Energien gedeckt werden. Allein durch eine Zusammenfassung dezentraler Anlagen, auch ohne Steuerung, ergibt sich aufgrund des Auftretens von Spitzen zu unterschiedlichen Zeiten eine gewisse, jedoch nicht vollkommene, statistische Vergleichmäßigung. Da nach der derzeitigen Regelung dabei die KWK-Einspeisevergütung wegfällt, ist das Erlöspotenzial vergleichsweise gering (Schulz 2007).

- *Vorhersagbare Stromerzeugung.* Durch die statistische Analyse zusammengekoppelter Anlagen können synthetische Produktionsprofile abgeleitet werden, die die Einspeisung der dezentralen Anlagen zuverlässig und planbar machen. Dieser Vorteil schlägt sich in einer geringeren Netzlast nieder und erhöht den elektrizitätswirtschaftlichen Wert des Stroms. Er kann z.B. durch den Netzbetreiber vergütet werden (Maubach und Schmidt 2007). Mit einer zusätzlichen Steuerbarkeit im Sinne der in dieser Studie verwendeten Definition eines Virtuellen Kraftwerks sind bessere Prognosegenauigkeiten zu erwarten und können die Produktionsprofile außerdem aktiv gestaltet und damit besser der Nachfrage angepasst werden.
- *Stromverkauf am Spotmarkt.* Strom kann ebenfalls auf dem Spotmarkt der Leipziger Strombörse verkauft werden. Die Preise variieren zwischen wenigen Cent und mehreren zehn Cent pro Kilowattstunde elektrischem Strom. Der mittlere Preis für Strom ergab sich für 2006 zu 5,079 Cent/kWh_{el} (Phelix-Day-Base) und für Spitzenlastzeiten (zwischen 8 und 20 Uhr) zu 6,381 Cent/kWh_{el} (Phelix-Day-Peak) (BNetzA 2007). Damit ist der Preis gegenüber 2005 und den vorherigen Jahren gestiegen. Die Terminkontrakte für das Folgejahr zeigen weiter die Erwartung steigender Spotmarktpreise an. Im Spitzenlastbereich liegen die Jahresmittelwerte der Preise bereits über 8 Cent/kWh_{el}. Das minimale Handelsvolumen ist auf 100 kWh festgelegt (Jungbluth 2007:27), so dass zur Teilnahme am Markt eine Kopplung mehrerer kleiner Anlagen notwendig ist.
- *Reduktion von Netzverlusten.* Durch die dezentrale Stromproduktion nahe am Verbraucher können Netzverluste vermieden werden. Derzeit betragen die Verluste etwa vier Prozent des Stromverbrauchs (VDEW 2006a). Diese Reduktion der Netzverluste macht sich vor allem dann bemerkbar, wenn der Strom bereits vor Ort verbraucht wird. Wenn ein Stromversorger als Betreiber eines Virtuellen Kraftwerkes Kunden im lokalen Bereich beliefert, kann er diesen technischen Effizienzvorteil nutzen.

Aus den diskutierten Aspekten ist zu ersehen, dass es eine Reihe von Bereichen gibt, in denen zusätzliche Nutzen durch die Verknüpfung dezentraler Anlagen zu einem Kraftwerksverbund entstehen. Einige dieser Bereiche sind bereits mit der Installation und dem Betrieb von Managementsys-

temen direkt an den dezentralen Anlagen zu erschließen. Auf diese Weise kann den Kraftwerken z.B. vorgegeben werden, dass sie zu bestimmten Stunden Strom liefern. Die zusätzliche zentrale Analyse von Anlagedaten erlaubt eine Planbarkeit der Stromproduktion. Durch eine zusätzlich implementierte zentrale Steuerung der dezentralen Anlagen werden noch genauere Anpassungen der Stromproduktion auf vorgegebene Fahrweisen ermöglicht. Unter anderem kann dadurch eine weitere Verbesserung der Prognosesicherheit erreicht werden. Im Virtuellen Kraftwerk Unna, das vorwiegend aus KWK-Anlagen besteht, wurden beispielsweise Prognosegüten von über 95 Prozent erreicht (Hennig 2006). Die zentrale Steuerung der Anlagen im Sinne eines Virtuellen Kraftwerks ist notwendig, wenn Strom kurzfristig gezielt produziert und gebündelt am Markt angeboten werden soll.

3.4.3 Analysen zur Wirtschaftlichkeit von Brennstoffzellen-Heizgeräten unter den gegebenen Rahmenbedingungen

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen sind so aufgebaut, dass jeweils von bestimmten Geschäfts- und Betriebsmodellen ausgegangen wird, die zu verschiedenen Kosten und Möglichkeiten in den Vergütungen führen. Unterschiedliche Betriebsmodelle können durchaus gemischt werden. So ist es z.B. möglich, zu bestimmten Zeiten einem vorgegebenen Fahrplan zu folgen oder den Strom bei Bedarf und entsprechendem Angebot extern zu verkaufen und ihn in der restlichen Zeit zur Versorgung im Objekt (Eigenversorgung oder Kunden im Objekt) zu nutzen.

Die Stromgestehungskosten ergeben sich aus den Investitionskosten für das Brennstoffzellen-Heizgerät, dem Wärmespeicher und Installationskosten sowie Wartungskosten und Gasbezugskosten, verringert um die jeweiligen Kosten eines alternativen konventionellen Wärmesystems. Brennstoffzellen befinden sich nach wie vor in der Erprobungsphase, deshalb sind Kostenschätzungen für die Investitionen bisher nur eingeschränkt möglich.

Im Bereich der variablen Kosten ist zu unterscheiden, wer der Betreiber der Anlage ist. Gegenüber einem Privatnutzer hat ein Contractor bzw. eine Firma die Möglichkeit, Gas und Strom zu deutlich günstigeren Kosten zu beziehen. Die Annahmen in den Rechnungen bei Jungbluth (2007) orientieren sich an Durchschnittspreisen, die in einer Studie des World Energy Council veröffentlicht wurden (WEC 2004). Für den Gasbezug ergeben sich 4,88 Cent/kWh (H_u)[41] bei der Nutzung nicht sehr effizienter Mikro-KWK (kleiner 60 Prozent Jahresnutzungsgrad) und 4,28 Cent/kWh (H_u) bei der

[41] H_u ist der „untere Heizwert" H_u bzw. der „Heizwert" und beinhaltet die Energie, die bei der Verbrennung eines Gases frei wird, wenn zum Ende der Verbrennung das entstehende Wasser dampfförmig vorliegt. Im Gegensatz dazu enthält der „obere Heizwert" H_o oder auch der „Brennwert" zusätzlich die Energie, die bei der Kondensation des Wassers frei wird. Für Erdgas beträgt das Verhältnis H_o/H_u etwa 1,1 (Jungbluth 2007).

Tab. 3.5: Varianten von möglichen Erlösen entsprechend den Annahmen in Jungbluth (2007:52)

Betreiber	Zweck	Abnehmer	Erlös	Erlöswert (Cent/kWh$_{el}$)
Privat	Substitution des Strombezugs	Eigenversorgung	Vermiedene Strombezugskosten	ca. 17
Contractor (Versorger, Händler)	Direktverkauf im Objekt	Endkunde im Objekt	Verm. Stromeinkauf des Contractors + verm. Netznutzungsentgelte (NNE) (komplett) (+ wegf. Stromsteuer)[a] (+ wegf. Konzessionsabgabe)	ca. 3 + 6 (+ 2,05)[a] (+ 1)
Jeder	Netzeinspeisung	Verteilnetzbetreiber	Üblicher Preis (Baseload EEX) + verm. NNE (+ KWK-Bonus)	ca. 3,5 + 0,25 (+ 5,11)
Jeder	Verkauf an der Börse, Erfüllung sonstiger Lieferverträge	Händler, Großkunden (über Spotmarkt usw.)	Strompreis (z.B. Spotmarkt) + verm. NNE (+ KWK-Bonus)	ca. 3 (0–170) + 0,25 (+ 5,11)
Jeder	Verkauf von Regelenergie (Minutenreserve)	Übertragungsnetzbetreiber	Regelenergiepreis + verm. NNE (+ KWK-Bonus)	ca. 7,5–9,5 (55–76) + 0,25 (+ 5,11)
Jeder, Steuerungsvorgaben vom Bilanzkreisverantwortlichen	Vermeidung von Ausgleichsenergie	Variabel bzw. Bilanzkreisverantwortlicher	Vermiedene Kosten an Ausgleichsenergie (anteilig) als Bonus	≤ ca. 6,5

[a] Die Stromsteuer entfällt nur bei ausreichender „räumlicher Nähe" des Stromverbrauchs zur Stromerzeugung

Nutzung effizienter Mikro-KWK (größer 70 Prozent Jahresnutzungsgrad). Für gewerbliche Nutzung wurde ein Preis von 2 Cent/kWh (H_u) angenommen. Für den mittleren Strompreis für Privatkunden (inklusive Kosten der Stromerzeugung, Kosten der Netznutzung, Marge, Umlage des KWK-Zuschlags, Umlage des EEG-Zuschlags, Konzessionsabgabe, Stromsteuer und Mehrwertsteuer) wurde von 17 Cent/kWh$_{el}$ ausgegangen.

In der Summe ergibt sich eine Reihe von Möglichkeiten für Erlöse durch den Betrieb dezentraler Mikro-KWK-Anlagen. In Tabelle 3.5 sind die Annahmen für die derzeit möglichen Varianten für effiziente Mikro-KWK-

Anlagen wie Brennstoffzellen-Heizgeräte, die in Jungbluth (2007) verwendet wurden, aufgelistet.

Zur Wirtschaftlichkeitsanalyse müssen umfassende Annahmen bezüglich der Betriebsweise der Anlagen sowie zur Entwicklung des Wärmebedarfs und der Technologien getroffen werden. Eine detaillierte Analyse der Betriebsweise von Brennstoffzellenanlagen hat Mitze (2003) am Beispiel von drei Objekten durchgeführt. Nach einer umfangreichen Betrachtung der beteiligten Akteure für verschiedene Optionen bezüglich des Betriebs der Anlagen, hat er letztendlich drei Geschäftsmodelle entwickelt, deren Wirtschaftlichkeit er untersucht hat:

- Eigenversorgung: Der Gebäudebesitzer bzw. -bewohner betreibt die Anlage zur reinen Eigenversorgung. Die Anlage wird wärmegeführt betrieben und der Strom wird soweit möglich auch für den Eigengebrauch genutzt.
- Contracting: Ein unabhängiger Contractor handelt Strom stundengenau am EEX-Spotmarkt über einen Intermediär und kauft den benötigten Strom zum gewichteten durchschnittlichen Spotmarktpreis. Die Anlage wird wärmegeführt betrieben und der Strom wird komplett am Spotmarkt verkauft.
- „Virtuelles Kraftwerk“: Ein Energieversorger betreibt ein Virtuelles Kraftwerk von dezentralen Brennstoffzellen-Heizgeräten und bietet die Regelleistung am Markt für Minutenreserve an. Dazu wird jeweils am Tag zuvor anhand von Erfahrungswerten geprüft, ob in den Objekten genügend Wärme abgenommen wird, um die Anlagen für die Angebotszeit im Teillastbetrieb betreiben zu können. Nicht als Regelenergie verwendeter Strom wird am Spotmarkt verkauft.

Die drei Geschäftsmodelle wurden jeweils für drei verschiedene Objekte durchgerechnet, ein Einfamilienhaus, ein Mehrfamilienhaus und eine Schule. Unter der Berücksichtigung der Erlöse minus den variablen Kosten, d.h. Kosten des Strom- und Gasbezugs, ist der Betrieb der Brennstoffzellenanlagen in allen Varianten wirtschaftlich deutlich vorteilhafter als die angenommene alternative mit Erdgas betriebene Wärmeversorgung, für die ein Jahresnutzungsgrad von 99 Prozent angenommen wurde. Die Eigenversorgung stellte sich vor allem für die privaten Objekte als besonders wirtschaftlich heraus. Die Contracting-Variante lohnte sich hier ebenfalls. Bei der Schule gab es zwischen den zwei Geschäftsmodellen nur geringe Unterschiede. Das hier verfolgte Konzept des Virtuellen Kraftwerkes für die Bereitstellung von Regelenergie lohnte sich unter den gegebenen Rahmenbedingungen im Vergleich zur alternativen Energieversorgung bei dem Einfamilienhaus gar nicht und beim Mehrfamilienhaus bzw. bei der Schule nur in geringem Maße. Grund ist vor allem die geringe Abfrage der Regelenergie. In der Studie wurden 5 Prozent Auslastung der Minutenreserve angenommen. Um beim Mehrfamilienhaus und der Schule mit dem Geschäfts-

Tab. 3.6: Varianten von möglichen Erlösen entsprechend den Annahmen in Jungbluth (2007:52)

Gebäude	Investition [€/kW$_{el}$]	Erfolgreichste Anlagengröße		Kapitalwert [€]	Vollbenutzungsstunden pro Jahr	Thermischer Deckungsanteil [%]	Anzahl der Starts pro Jahr
		ca. kW$_{el}$	kW$_{th}$				
Private Eigennutzung							
EFH15	1.500	< 0,2	0,29	200	> 7.100	< 54	< 77
EFH100	1.500	0,2	0,29	300	7.900	15	38
EFH300	1.500	0,4	0,57	600	8.000	10	38
KMH50	1.500	1,5	2,1	4.000	6.300	48	120
KMH100	1.500	2	2,9	4.800	6.500	37	125
KMH300	1.500	3	4,3	7.000	7.400	25	110
GMH50	1.500	4,2	6	13.800	6.200	53	125
GMH100	1.500	5	7,1	15.900	6.500	38	118
GMH300	1.500	6	8,6	22.000	7.700	19	75
Contractingmodelle							
EFH15	1.000	0,3	0,43	190	5.700	65	145
EFH15[a]	-	-	-				
EFH100	1.000	1,8	2,6	1.100	4.400	72	460
EFH100[a]	-	-	-				
EFH300	1.000	3,5	5	3.660	5.500	66	760
EFH300[a]	1.854	3	4,3	900	5.800	58	630
KMH100	1.000	6	8,6	4.200	4.600	77	430
KMH100[a]	1.762	4	5,7	1.050	5.400	61	275
GMH100	1.000	11	15,7	11.000	5.200	65	300
GMH100[a]	1.510	10,5	15	5.550	5.300	64	285

Legende: „EFH“: Einfamilienhaus, „KMH“: Kleines Mehrfamilienhaus, „GMH“: Großes Mehrfamilienhaus, „15“, „50“, „100“, „300“: Wärmebedarf des jeweiligen Referenzgebäudes in kWh$_{th}$ pro Quadratmeter und Jahr. Die Werte entsprechen aufsteigender Reihenfolge: Passivhausstandard, Niedrigenergiehausstandard, Neubaustandard (EnEV), Altbaustandard.

[a] Verwendung einer Kostenfunktion, die berücksichtigt, dass aufgrund der weitgehend fixen Einbaukosten für alle Anlagengrößen, kleine Anlagen überproportional teuerer sein könnten als große. Die angenommenen Kosten liegen für eine 500W-Anlage bei 2.500 €/kW$_{el}$, für eine 1 kW-Anlage bei 2.250 €/kW$_{el}$ und bei einer 10 kW-Anlage bei etwa 1.500 €/kW$_{el}$.

model „Virtuelles Kraftwerk“ ähnlich wirtschaftlich zu sein wie bei der Eigenversorgung und dem Contracting-Modell, müssten die Preise auf dem Regelenergiemarkt nach diesem Modell nach Mitze (2003) etwa um das drei bis vierfache höher sein. Die Ergebnisse sind besonders sensitiv bezüg-

lich Änderungen in den Strom- und Gaspreisen sowie der Förderung nach KWKG.

Jungbluth (2007) hat den Betrieb von Brennstoffzellenanlagen in verschiedenen Referenzgebäuden, unter Annahme unterschiedlicher Raumwärmestandards sowie unter Variation der Betriebsweise und der Anlagengröße auf technische, einzelwirtschaftliche, umweltseitige und gesamtwirtschaftliche Aspekte untersucht. Zur Auslegung und Wirtschaftlichkeit der Anlagen ergeben sich aus der Studie folgende Aussagen:

- Bei entsprechender Vergütung, die etwa in der Höhe des Strompreises liegt, der bei Strombezug vom privaten Betreiber zu zahlen wäre bzw. der Möglichkeit zur Verrechnung mit dem insgesamt bezogenen Strom, ergibt sich als ökonomisch erfolgreichste Fahrweise eine extern geführte, bei der die Wärmeversorgung mit Hilfe eines Speichers erfolgt und keine Überproduktion von Wärme stattfindet. In Zeiten, in denen dieser Preis nicht erreicht werden kann, bietet sich eine rein wärmegeführte Fahrweise mit Speicherbewirtschaftung an. Eine dem Strombedarf des Objekts folgende stromgeführte Fahrweise stellt sich nach den Analysen von Jungbluth (2007) sowohl nach technischen als auch nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten für Brennstoffzellenanlagen in Ein- und Mehrfamilienhäusern als nicht sinnvoll heraus. Gründe sind unter anderem die hohe Zahl von Start- und Stoppvorgängen sowie die geringe Gesamtabdeckung des Bedarfs. Für andere Mikro-KWK-Anlagen und spezielle Objekte können stromgeführte Fahrweisen vor allem dann lukrativ sein, wenn keine zum Preis des Strombezugs vergleichbare Vergütung des produzierten Stroms erfolgt (s. z.B. Mühlstein 2005).
- Unter der Annahme konstanter spezifischer Investitionskosten von 1.500 €/kW_{el} ergeben sich die ökonomisch optimalen Anlagengrößen bei privater Eigenversorgung für Ein- und Zweifamilienhäuser zu wenigen hundert Watt. Bei einem hohen Wärmebedarf von ca. 300 kWh_{th} pro Quadratmeter Wohnfläche und Jahr, was dem Standard im Altbau entspricht, liegt die optimale Größe bei 400 Watt (W_{el}) (s. Tabelle 3.6). Bei Contractingmodellen können die Größen aufgrund geringerer Kosten je nach Wärmebedarf deutlich gesteigert werden. Im Niedrigenergiehaus (50 kWh_{th}/m^2/Jahr) ergibt sich dann eine Größe von 300 W_{el}, beim Standard nach Energieeinsparverordnung (EnEV) (100 kWh_{th}/m^2/Jahr) eine Größe von 1,8 kW_{el} und im Altbau eine Größe von 3,5 kW_{el}. Dazu sind jedoch spezifische Investitionskosten von etwa 1.000 €/kW_{el} zu erreichen. Bei höheren Investitionskosten können Anlagen nur in Einfamilienhäusern ökonomisch betrieben werden, die Altbaustandard entsprechen. Die optimale Größe liegt dann im Contracting-Fall bei 3 kW_{el}.
- In Mehrfamilienhäusern lassen sich deutlich höhere optimale Anlagengrößen, auch bei etwas höheren spezifischen Investitionskosten, errei-

chen. Je nach Betreibermodell und Wärmebedarf liegen diese zwischen 1,5 und 11 kW (s. Tabelle 3.6).

- Der zusätzlich erwirtschaftete Kapitalwert (Barwert der gesamten zusätzlichen Erlöse) variiert je nach Annahme sehr stark (s. Tabelle 3.6). Die höchsten zusätzlichen Erlöse ergeben sich für die Eigennutzung in Mehrfamilienhäusern. Dadurch sind zum Teil erhebliche Mehrinvestitionen möglich. In Einfamilienhäusern sind die Kapitalwerte durchweg vergleichsweise gering. Die angegebenen Investitionskosten sollten hier also auch den Wärmespeicher beinhalten, sofern dieser noch nicht im bestehenden Wärmeversorgungssystem enthalten ist.
- Die höchsten Deckungsanteile auf der Wärmeseite ergeben sich für Contractingmodelle dadurch, dass größere Einheiten wirtschaftlich betrieben werden können. Allerdings steigt die Höhe der Startvorgänge deutlich an.
- Eine externe Vorgabe eines Lastprofils sowie die Bereitstellung von Regelenergie wurden für ein Einfamilienhaus mit Neubaustandard durchgerechnet. Anlagengröße, Kapitalwerte und der thermische Deckungsanteil erhöhen sich dadurch. Die Anzahl der Starts nimmt, vor allem für die Regelenergiebereitstellung, deutlich zu.
- Die Wirtschaftlichkeit der Anlagen hängt wesentlich von den ökonomischen Rahmenbedingungen ab. Der Strom- und Gaspreis, gewährte Vergütungen sowie Investitions- und Betriebskosten haben den größten Einfluss auf die Ergebnisse. Vor allem bei Einfamilienhäusern sind niedrige Investitionskosten wichtig. Für Installation und Wartung dürfen keine hohen Zusatzkosten entstehen. Der Wegfall des KWK-Bonus trifft vor allem Anlagen im Contracting-Betrieb, da diese auf größere Leistungen ausgelegt werden und daher mehr Strom ins Netz einspeisen. Eine Erhöhung des relativen Verhältnisses von Gaspreis zu Strompreis kann schnell zur Unwirtschaftlichkeit führen. Gasbezugsverträge bei denen sich die Gasbezugspreise an den Strompreisen orientieren, wären für den Anlagenbetreiber günstig. Die von Jungbluth (2007) angenommenen Strom- und Gaspreise sind mittlerweile gestiegen (s. BNetzA 2007). Auswirkungen für die Ergebnisse seiner Berechnungen sind schwer abschätzbar. Aufgrund der deutlich gestiegenen Gaspreise ist davon auszugehen, dass die Kapitalwerte geringer geworden sind und damit die Wirtschaftlichkeit der Anlagen abgenommen hat.

Aus den Wirtschaftlichkeitsrechnungen ergibt sich, dass Investitionskosten für Brennstoffzellen-Heizgeräte möglichst im Bereich von 1.000 bis maximal 2.000 €/kW_{el} liegen sollten um wirtschaftlich betrieben werden zu können. Je kleiner das zu versorgende Objekt, desto geringer sollten die Investitionskosten ausfallen, damit die Anlage wirtschaftlich betrieben werden kann. Derzeit werden die angenommenen Wirkungsgrade und Stacklebensdauern noch nicht erreicht, wodurch die Kosten für den Einsatz der Brennstoffzellengeräte von mindestens 5.000 Euro/kW_{el} noch zu hoch sind. Um einen

wirtschaftlichen Einsatz der Anlagen gewährleisten zu können, besteht weiterer technischer Entwicklungsbedarf. Zusätzlich können die Anlagen durch eine koordinierte Nutzung in einem Virtuellen Kraftwerk effektiver eingesetzt werden, wodurch der thermische Deckungsgrad und damit auch die Strombereitstellung steigt. Weitere Effektivitätssteigerungen sind durch die Reduktion der Wärmerestriktion, z.B. durch den Einsatz von Nahwärmenetzen oder entsprechend dimensionierten Wärmespeichern, möglich. Zwar wird die Infrastruktur für die Steuerung der Geräte voraussichtlich nicht so hohe Kosten verursachen, weil bereits bestehende Systeme genutzt werden können, jedoch ist der Mehraufwand für die Steuerung sowie ggf. Zusatzkosten für große Energiespeicher, Nahwärmenetz, etc. zu berücksichtigen.

3.5 Bewertung von Brennstoffzellen und Virtuellen Kraftwerken im Vergleich zu konkurrierenden Technologien im Hinblick auf ihre Zukunftsfähigkeit

Für die Bewertung der betrachteten Technologien im Hinblick auf ihre Zukunftsfähigkeit wird auf die in Kapitel 2 diskutierten Indikatoren zurückgegriffen. Entsprechend ist der Abschnitt unterteilt in die Bewertung in den Bereichen Ressourcennutzung (Abschnitt 3.5.1), Umwelteffekte (Abschnitt 3.5.2) und Energieversorgungssystem (Abschnitt 3.5.3). Zudem werden Zukunftspotenziale (Abschnitt 3.5.4) abgeleitet. In Abschnitt 3.5.5 werden Schlussfolgerungen aus den Ergebnissen gezogen und mögliche Hemmnisse für die Implementierung der Technologien, die sich aus der Betrachtung ergeben, identifiziert.

3.5.1 Ressourcennutzung

Um die verschiedenen Anlagen miteinander vergleichen zu können wird zunächst von demselben Energieträger Erdgas ausgegangen. Allerdings bieten gerade Brennstoffzellen die Möglichkeit, alternativ reinen Wasserstoff für den Betrieb der Anlage zu verwenden. Während bei Konkurrenztechnologien keine wesentlichen Unterschiede zur Verwendung eines anderen Gases zu erwarten sind, entfällt bei Brennstoffzellen der Reformierungsprozess. Gerade bei Niedertemperatur-Brennstoffzellen führt das zu einer deutlichen Kostenreduktion, einem geringeren Produktionsaufwand und einer höheren Energieeffizienz. Prinzipiell sind jedoch bei den betrachteten Konkurrenztechnologien dieselben Brennstoffe nutzbar. Denkbar sind prinzipiell Erdgas, Biogas, Wasserstoff und verschiedene flüssige Brennstoffe wie z.B. Methanol. Die Brennstoffe sind zum Teil fossilen Ursprungs, können bei der entsprechenden Infrastruktur jedoch auch regenerativ bereitgestellt werden. Die Bewertung der einzelnen Anlagen in diesem Punkt ist also von dem Gesamtsystem abhängig und wird deshalb in dieser Studie nicht weiter untersucht.

Tab. 3.7: Reservenverbrauch für einzelne Brennstoffzellenanlagen geordnet nach dem Reservenverbrauchsindex, der dem Quotient aus Verbrauch pro kW_{el} und dem Produkt aus Reservevorkommen und Lebensdauer der Anlage entspricht, nach (Krewitt et al. 2004)

Brennstoffzellenanlage	Verwendete Materialien, abnehmend nach Reservenverbrauchsindex[a]
PEMFC-Mikro-KWK	*Nickel*, Platin, Eisen, Chrom, Mangan, Aluminium, Kupfer
SOFC-Mikro-KWK	*Yttriumoxid, Zirkonoxid, Lanthanoxid, Chrom,* Eisen, Nickel, Aluminium, Kupfer, Mangan
PEMFC, 200–300 kW_{el}	*Platin,* Eisen, Nickel, Kupfer, Chrom, Aluminium, Mangan
MCFC, 200–300 kW_{el}	*Lithium, Nickel,* Kupfer, Eisen, Chrom, Aluminium, Platin, Mangan
SOFC, 200–300 kW_{el}	*Lanthanoxid, Yttriumoxid, Zirkonoxid, Nickel,* Mangan, Eisen, Kupfer, Chrom, Aluminium

[a] Materialien mit einem Reservenverbrauchsindex über 10^{-16}, der dem maximalen Reserveverbrauchsindex bei den Konkurrenztechnologien entspricht, sind hervorgehoben.

Wesentlich für die Bewertung der Technologien ist jedoch die Analyse der zur Produktion der Anlagen verwendeten Ressourcen. Bei Brennstoffzellengeräten werden derzeit einige seltene Materialien[42] eingesetzt, von denen zum Teil nur sehr geringe Mengen als Reserven oder Ressourcen verfügbar sind bzw. dessen statische Reichweiten bei der derzeitigen Nutzung zum Teil sehr niedrig sind (vgl. Krewitt et al. 2004). Was die Reichweite bezogen auf die gesamten verfügbaren Ressourcen angeht, sind vor allem Zirkonoxid und Nickel kritisch. Bei ihnen liegt sie unter hundert Jahren. Die statische Reichweite der ökonomisch abbaubaren Ressourcen, also der Reserven, liegt zum Teil deutlich darunter. Hier sind zusätzlich Chrom, Kupfer und Mangan zu nennen. Bei langfristiger Nutzung der Ressourcen für Brennstoffzellenanlagen ist in ihrem Fall mit deutlichen Kostensteigerungen zu rechnen.

Für die Betrachtung des Verbrauchs von Materialen für die einzelnen Anlagen haben Krewitt et al. (2004) einen Reservenverbrauchsindex berechnet, der dem Quotienten aus Verbrauch pro kW_{el} und dem Produkt aus Reservevorkommen und Lebensdauer in kWh_{el} der Anlage entspricht. Die in den verschiedenen Geräten eingesetzten Materialien sind in Tabelle 3.7 nach Reservenverbrauchsindex in absteigender Folge aufgelistet. Materialien mit einem Reservenverbrauchsindex von über $10^{-16}/kWh_{el}$, der dem maximalen Reserveverbrauchsindex bei den Konkurrenztechnologien entspricht, sind

[42] In Anlehnung an die Ausarbeitungen von Behrendt et al. (2007) werden hier unter „seltenen Materialien“ Materialien verstanden, die hohe oder stark steigende Preise bzw. eine geringe Reichweite der Reserven aufweisen oder die in nur wenigen Ländern abgebaut oder produziert werden.

hervorgehoben. Bei kleinen Brennstoffzellenanlagen sind vor allem die in der SOFC eingesetzten Materialien Yttriumoxid und Zirkonoxid als kritisch anzusehen. Sie weisen Reservenverbrauchindizes von mehr als $10^{-14}/kWh_{el}$ bzw. $10^{-15}/kWh_{el}$ auf. Bei der hypothetischen Deckung des gesamten deutschen Netto-Strombedarfs der privaten Haushalte (vgl. IEA 2007b, VDEW 2007) durch diese Anlagen würden in vier Jahren ohne Recycling bereits etwa 1 Prozent bzw. 0,1 Prozent der gesamten weltweiten Ressourcen verbraucht werden. Wie groß die Auswirkungen bei einem breiteren geographischen Einsatz der Anlagen wären, sieht man daran, dass 2004 der Endstromverbrauch in Deutschland etwa 20 Prozent von dem der europäischen OECD-Staaten und 4 Prozent des weltweiten Endstromverbrauchs entsprach. Folgt man den Szenarien der IEA, so beträgt das Wachstum des Endstromverbrauchs zwischen 2004 und 2030 in den europäischen OECD-Staaten jährlich etwa 2 Prozent, weltweit etwa 3 Prozent, in China etwa 5 Prozent und in Indien etwa 5,5 Prozent. Bei einer Abdeckung von 10 Prozent der weltweit in Haushalten verbrauchten Elektrizität durch Heizgeräte mit Festoxid-Brennstoffzellen (SOFC) über zehn Jahre hinweg ist nach einer Grobschätzung auf Basis der genannten Zahlen eine Nutzungsrate von Yttriumoxid im zweistelligen Prozentbereich der Reserven zu erwarten. Diese Annahmen für die Abdeckung der Stromversorgung mit Festoxid-Brennstoffzellen sind allerdings unrealistisch. Bei geringerer Nutzung verringert sich der Prozentanteil des benötigten Materials entsprechend. Bei einer Abdeckung von nur 1 Prozent der weltweit in Haushalten verbrauchten Elektrizität durch SOFC-Heizgeräte, würden nach der Überschlagsrechnung erst nach ca. 50 Jahren Nutzungsraten der Ressourcen im zweistelligen Bereich erreicht.

Bei großen Anlagen kommen zu den kritischen Materialien, deren Bedarf zur Geräteproduktion auch etwa in dem Bereich liegen, Platin (in PEMFC), Lithium, Nickel (beide in MCFC) und Lanthanoxid (in SOFC) hinzu (s. Tabelle 3.7). Dabei ist bei Platin und Nickel Recycling bereits berücksichtigt.

Als Indikator für die Trägheit des Energiesystems haben Steger et al. (2002) die Trägheit des ‚Bauwerks Schweiz' verwendet, die sie auf etwa 60 Jahre bezifferten (ebd.:91f). Nimmt man entsprechend eine Trägheit des Systems von etwa 50 bis 100 Jahren an, so ist die Lage bei den Materialien bezüglich den Schätzungen für verfügbare Ressourcen nicht als so kritisch anzusehen als dass man nicht zunächst die bisher verwendeten Materialien zur Produktion weiterverwenden könnte. Bei dem kritischsten Material, Zirkonoxid, liegt die statische Reichweite bezogen auf die bekannten Ressourcen immerhin bei etwa 70 Jahren (vgl. USGS 2007). Betrachtet man allerdings die statische Reichweite bezüglich der Reserven, d.h. der ökonomisch abbaubaren Ressourcen, bzw. die statische Reichweite bezogen auf die Reservenbasis, d.h. die Ressourcen, die zwar bereits entdeckt und nachgewiesen wurden, jedoch aufgrund der technologischen Entwicklung und ökonomischen Rahmenbedingungen derzeit nicht ökonomisch abbaubar sind, so sieht das Bild deutlich anders aus (s.

Tab. 3.8: Daten zu relevanten Materialien für die Produktion von Brennstoffzellenanlagen. Preise sind BGR (2007) entnommen, Daten zu Reserven und Reservenbasis basieren auf USGS (2007)

Material	Preis (01/07) [US$/t]	Preisanstieg (Ende 2001 bis Ende 2006)	Statische Reichweite der Reserven [Jahre][a]	Zuwachs der Statischen Reichweite der Reserven (1996–2005)	Stat. Reichweite der Reservenbasis [Jahre][b]
Bauxit	2.800	110%	148	-27%	189
Chrom	1.450	130%	25[c]	–	41[c]
Eisen	75	170%	104	-30%	240
Kupfer	6.600	350%	31	11%	63
Lithium	213	-15%	199[c]	9%	534[c]
Mangan	260	130%	41	-53%	495
Nickel	35.000	460%	42	-4%	94
Platingruppenmetalle			163	-25%	183
– Platin	36.200.000	140%	–	–	–
– Palladium	10.600.000	-18%	–	–	–
– Ruthenium	2.390.000	-24%	–	–	–
Yttrium	10.000 –89.000	–	89	-72%	100
Zirkonoxid	780	140%	43	16%	82

[a] Die statische Reichweite der Reserven errechnet sich aus den Reserven geteilt durch die jährliche Produktion
[b] Die statische Reichweite der Reservenbasis errechnet sich aus der Reservenbasis geteilt durch die jährliche Produktion
[c] Untere Schätzung, da nicht für alle Länder Daten verfügbar sind

Tabelle 3.8). Bei der statischen Reichweite ist vor allem Chrom (25 Jahre) kritisch. Zusätzlich weisen Kupfer, Mangan, Nickel und Zirkonoxid geringere statische Reichweiten als die 60 Jahre auf, die als Schätzwert für die Trägheit des Systems zur Bewertung der Reichweiten von Energiereserven herangezogen werden können. Die Verwendung dieser Materialien ist daher im Zusammenhang mit einer zukunftsfähigen Energieversorgung als bedenklich anzusehen. Zwar ist auch die Reservenbasis, d.h. die Menge der nachgewiesenen Ressourcen, bei Chrom sehr gering, jedoch sind die Reichweiten der Ressourcen bei der derzeitigen Produktion länger als etwa 600 Jahre (vgl. USGS 2007).

Ein starker Abfall der Reservenbasis von 1995 bis 2004 ist vor allem für Yttrium (-72 Prozent) und Mangan (-53 Prozent) zu verzeichnen. Weitere Abfälle der statischen Reichweite der Reserven sind für Bauxit, Eisen und

Platingruppenmetalle zu verzeichnen. Damit ist die Konstanz der „Zeit sicherer Praxis“ für diese Materialien nicht gewährleistet und ihre Nutzung als nicht zukunftsfähig einzustufen.

Als weiterer Indikator für die Knappheit von Materialien und ihre Verwendbarkeit zur Produktion wird der Preis bzw. die Preisentwicklung herangezogen. Preise und Preisanstiege von 2001 bis 2006 sind für die relevanten Materialien in Tabelle 3.8 dargestellt. Besonders hohe Preise erzielen die Edelmetalle der Platingruppe. Selbst bei einem Einsatz in geringen Mengen stellen sie damit einen relevanten Kostenfaktor dar. Hohe Preisanstiege sind für die Zeit von 2001 bis 2006 vor allem bei Nickel (460 Prozent) und Kupfer (350 Prozent) zu beobachten. Weitere Preissteigerungen von über 100 Prozent sind für Bauxit, Chrom, Eisen, Mangan, Platin und Zirkonoxid zu erkennen. Grund ist größtenteils die starke Nachfrage aus den sog. BRIC-Ländern, Brasilien, Russland, Indien und China, die derzeit ein sehr starkes wirtschaftliches Wachstum aufweisen. Bei Zirkonoxid ist nach BGR (2007) die Nachfrage so hoch, dass sie das Angebot übersteigt.

Hinweise darauf, welche weiteren Unsicherheiten mit der Nutzung der relevanten Materialien verbunden sind, sind aus der regionalen Konzentration der Reserven sowie aus den Charakteristika der Liefer- und Wertschöpfungskette zu ersehen (s. Tabelle 3.9). Starke Konzentrationen von Reserven mit 86 bis 98 Prozent in zwei Ländern sind für Chrom, Lithium und Platingruppenmetalle zu verzeichnen. Ähnlich sieht es bei der Produktion aus. Hier sind zusätzlich noch starke Konzentrationen bei Yttrium und Zirkonoxid zu beobachten. Bei den Unternehmen ist eine sehr starke Konzentration beim Palladium zu sehen. Russland beherrscht hier den Markt mit seinem Unternehmen Norilsk Nickel.

Zwar stellt es sich als schwierig heraus, Länder bezüglich ihrer politischen Situation bzw. der Einhaltung von Verträgen zu beurteilen, aber nach Behrendt et al. (2007) wird in der Literatur „immer wieder auf Probleme auf dem Metallmarkt hingewiesen und hierbei vor allem Russland, China, Ukraine, Pakistan und Indien benannt“ (ebd.:17). Demnach sind vor allem Konzentrationen von Reserven und Produktion, die in diesen Ländern auftreten, bedenklich. Das trifft in erster Linie auf Yttrium und Palladium zu, bei denen der Markt durch China bzw. Russland bestimmt ist.

Aus der Analyse wird deutlich, dass eine Reihe der eingesetzten Materialien bedenklich ist. Das einzige im Sinne der Einhaltung und der Konstanz der „Zeit sicherer Praxis“ nachhaltig bzw. zukunftsfähig genutzte Material ist Lithium. Mit einer statischen Reichweite der Reserven unterhalb von 60 Jahren aber noch oberhalb von 40 Jahren und einem Zuwachs der statischen Reichweite der Reserven bzw. nur einem leichten Rückgang, sind Zirkonoxid und Nickel nahe an der zukunftsfähigen Bewirtschaftung.

Tab. 3.9: Konzentration der Reserven und Charakteristika der Liefer- und Wertschöpfungskette für die relevanten Materialien (s. BGR 2007; USGS 2007)

Material	Konzentration der Reserven (2006)	Regionale Konz. der Liefer- und Wertschöpfungskette (2005)	Unternehmerische Konz. Der Liefer- und Wertschöpfungskette (2005)[a]
Bauxit	Guinea (30%), Australien (23%)	Australien (34%), Brasilien (13%)	Alcoa (USA, 16%), Alumina Ltd. (Australien, 9%)
Chrom	Kazachstan (61%), Südafrika (34%)	Südafrika (43%), Indien (19%)	Eurasian Nat. res. Corp. (KS, 19%), Kermas Group (GB, 18%)
Eisen	Ukraine (19%), Russland (16%)	Brasilien (22%), Australien (20%)	CVRD (Brasilien, 19%), Rio Tinto (GB, 9%)
Kupfer	Chile (31%), USA (7%)	Chile (40%), USA (8%)	Codelco (Chile, 13%), BHP Billiton (Australien, 9%)
Lithium	Chile (73%), China (13%)	Chile (45%), Australien (24%)	GEA Group AG (DE, 24%), Sons of Gwalia (AUS, 24%)
Mangan	Ukraine (32%), Indien (21%)	China (18%), Südafrika (16%)	Samacor (Südafrika, 19%), CVRD (Brasilien, 9%)
Nickel	Australien (38%), Russland (10%)	Russland (21%), Kanada (14%)	Norilsk Nickel (RU, (18%), Inco (Kanada, 14%)
Platingruppenmetalle	Südafrika (89%), Russland (9%)	–	–
– Platin	–	Südafrika (78%), Russland (13%)	Anglo American (GB, 34%), ImpalaPlatinum Hld. (SAF, 21%)
– Palladium	–	Russland (44%), Südafrika (40%)	Norilsk Nickel (RU, 50%), Anglo American (GB, 18%)
– Ruthenium	–	–	–
Yttrium	China (41%), USA (22%)	China (99%)	–
Zirkonoxid	Südafrika (37%), Australien (24%)	Australien (39%), Südafrika (33%)	Iluka Ressources (AUS, 35%), Anglo American (GB, 18%)

[a] KS: Kasachstan, GB: Großbritannien, SAF: Südafrika, RU: Russland, AUS: Australien

Langfristig sollte für die Herstellung der Geräte im Sinne einer sicheren zukunftsfähigen Energieversorgung bei den problematischen Materialien entweder eine hohe Recyclingrate angestrebt werden oder im Laufe der Zeit eine Ersetzung stattfinden. Zum Teil könnte auch eine erhöhte Explorationstätigkeit zur Entspannung im Bereich der Reserven führen.

3.5.2 Umwelteffekte

Für die Abschätzung von Umwelteffekten werden zwei Vergleichsmöglichkeiten verfolgt. Zum einen erfolgt ein Vergleich der Anlagen auf der Basis von mit Hilfe technischer Daten ermittelten Werten pro kWh erzeugter Nutzenergie und zum anderen werden verschiedene Nutzungsprofile zugrundegelegt, um ebenfalls zu Werten pro Jahr zu gelangen, die einer realen Nutzung der Anlage für eine bestimmte Versorgungsaufgabe entsprechen. Erst auf diese Weise können verschiedene Einsatzweisen von Brennstoffzellenanlagen bewertet werden. Bei der Analyse der Anlagen konzentriert sich die Studie auf Anlagen in Ein- und Mehrfamilienhäusern. Verschiedene Brennstoffzellengeräte werden als Konkurrenztechnologien mit Brennwertkesseln, Stirlingmotoren, Generatoren und Mikro-Gasturbinen verglichen. Als Grundlage für die Analyse dienen Ergebnisse aus den umfangreichen Lebenszyklusanalysen, die von Krewitt et al. (2004) durchgeführt wurden. Dabei werden Emissionen von Schadstoffen bei der Produktion der Geräte und Brennstoffe sowie bei der Entsorgung und dem Betrieb der Anlage berücksichtigt.

3.5.2.1 Vergleichende Bewertung der Effekte

Krewitt et al. (2004) führen eine komplette Lebenszyklusanalyse durch und vergleichen die umweltseitige Wirkung der Nutzung der Anlagen auf der Ebene von sog. Wirkungskategorien. Außer der Ressourcenbeanspruchung zählen dazu Treibhauseffekt, Photochemische Oxidantienbildung/Sommersmog, Aquatische und terrestrische Eutrophierung, Versauerung und Gesundheitsrisiken. Die wesentlichen Beiträge zur Berechnung von externen Kosten sind aus den Kategorien Treibhauseffekt und Gesundheitsrisiko zu erwarten, wobei als Gesundheitsrisiko in Krewitt et al. (2004) lediglich die statistische Lebenszeitverkürzung eines Bevölkerungskollektivs durch erhöhte Belastung der Atemluft mit Partikeln, Ozon, kanzerogenen Stoffen und Schwefeldioxid berücksichtigt ist. Allerdings zeigen Studien zur Berechnung externer Kosten, dass diese Auswirkungen die Berechnungen bestimmen (s. z.B. Droste-Franke 2005). Vor allem Primär- und Sekundärpartikel dominieren die Ergebnisse.

Um auf Basis der Ergebnisse von Krewitt et al. (2004) eine Bewertung durchzuführen, kann angenommen werden, dass ein Großteil der berechneten Lebenszeitverluste aufgrund der Langzeitexposition mit primär und sekundär erzeugten Feinpartikeln entsteht. Krewitt et al. (2004) benutzen zur Berechnung der Lebenszeitverluste die Methode mit Stand der Methodenaktualisierung des ExternE-Projekts von 1998 (Europäische Kommission 1999) (s. Marheineke et al. 2000). Die Änderungen der Expositions-Wirkungsbeziehungen für Lebenszeitverluste seit Ende der Neunziger Jahre werden eingerechnet, um weitestgehend konsistent mit den aktuellen Studien und der Methodenkonvention zu sein (s. Umweltbundesamt

2007; Europäische Kommission 2004). Änderungen in der Gewichtung bei Sekundärpartikeln können auf diese Weise nicht korrigiert werden. Dieses führt zu einer Überschätzung der Schäden durch Sekundärpartikel, die aufgrund von Schwefeldioxid und Stickoxid-Emissionen entstehen. Zusätzlich werden die Zahlen um Morbiditätseffekte ergänzt. Die zur Abschätzung von Gesundheitseffekten verwendeten Expositions-Wirkungsbeziehungen und monetären Werte sind Tabelle 3.10 zu entnehmen. In den Werten sind Nutzenverluste der betroffenen Individuen durch Schmerz, Leiden und Zeitverlust sowie Produktivitätsverluste und Gesundheitsausgaben zur Minderung und Bekämpfung von Krankheiten berücksichtigt. Individuelle Nutzenverluste werden soweit wie möglich mit Abschätzungen zur individuellen Zahlungsbereitschaft bewertet.

Für die Bewertung der Lebenszeitverluste wird ein monetärer Wert von 50.000 Euro[43] pro verlorenem Lebensjahr verwendet, der der in der Me-

Tab. 3.10: Für die Berechnung von Gesundheitseffekten herangezogene Expositions-Wirkungs-Faktoren und monetäre Werte (s.a. die Dokumentation zu EcoSenseLE 2007)

Gesundheitseffekt	Risikogruppe	Exposition-Wirkungs-Faktor	Verwendeter Wert
Verlorene Lebensjahre durch Langzeitexposition	Alle	$4.00 \cdot 10^{-4}$	50.000 €
Neue Fälle chronischer Bronchitis	älter 27 Jahre (70%)	$2.65 \cdot 10^{-5}$	190.000 €
Krankenhausaufenthalte wegen Atemwegserkrankungen	Alle	$7.03 \cdot 10^{-6}$	2.000 €
Krankenhausaufenthalte wegen Herzerkrankungen	Alle	$4.34 \cdot 10^{-6}$	2.000 €
Tage mit eingeschränkter Aktivität	15 bis 64 Jahre (67%)	$5.41 \cdot 10^{-2}$	130 €
Tage mit Atemwegssymptomen (inklusive Husten)	älter 18 Jahre mit chronischen Atemwegssymptomen (25%)	$1.30 \cdot 10^{-1}$	38 €
	5 bis 14 Jahre (11%)	$1.86 \cdot 10^{-1}$	38 €
Tage mit Nutzung von Bronchodilatatoren	Asthmatiker älter 20 Jahre (4%)	$9.12 \cdot 10^{-2}$	1 €
	Asthmatiker mit 5 bis 14 Jahren (2%)	$1.80 \cdot 10^{-2}$	1 €

[43] Die Werte zu externen Kosten sind in dieser Studie durchgängig in den realen Preisen des Jahres 2000 angegeben.

Tab. 3.11: Weitere für die Bewertung verschiedener Umweltauswirkungen herangezogene monetäre Werte

Umweltauswirkung	Bewerteter Umwelteinfluss	Empfohlener und verwendeter Wert	Sensitivitäts-Analyse unterer Wert	Sensitivitäts-Analyse oberer Wert
Lebenszeitverluste	Verlorenes Lebensjahr	50.000 €	18.250 €	151.000 €
Klimawandel durch erhöhten Treibhauseffekt	Treibhausgas-Emissionen in CO_2-Äquivalenten	70 €/$tCO_{2,\,äqu}$	20 €/$tCO_{2,äqu}$	280 €/$tCO_{2,\,äqu}$
Eutrophierung und Versauerung von Ökosystemen	Emissionen von NO_X und SO_2 in SO_2-Äquivalenten	1.800 €/$tSO_{2,\,äqu}$	1.800 €/$tSO_{2,\,äqu}$	1.800 €/$tSO_{2,\,äqu}$
Schäden an Materialien und Feldpflanzen	Emissionen von NO_X und SO_2 in SO_2-Äquivalenten	–	–	390 €/$tSO_{2,\,äqu}$

thodenkonvention (Umweltbundesamt 2007) empfohlenen Diskontrate für mittelfristige Effekte von drei Prozent entspricht. In der Sensitivitätsanalyse werden zusätzlich, wie empfohlen, Bewertungen mit 18.250 Euro und 151.000 Euro pro verlorenem Lebensjahr durchgeführt. Neuere Schätzungen gehen von einer Bewertung mit 40.000 Euro pro verlorenem Lebensjahr aus, welche dann aber auf das Jahr der Emission bezogen werden muss um Erhöhungen der Zahlungsbereitschaft durch Lohnsteigerungen zu berücksichtigen.[44] Für 2010 käme man damit auf 47.000 Euro. Die 50.000 Euro werden in 2014 erreicht. Die Verwendung dieser Werte würde zu ähnlichen Ergebnissen bei Lebenszeitverlusten führen. Deswegen wird nach wie vor der Wert von 50.000 Euro pro verlorenem Lebensjahr verwendet.

Die Bewertung von Treibhausgasemissionen kann auf verschiedene Weisen durchgeführt werden. Zum einen kann eine Bewertung der durch die Emissionen voraussichtlich entstehenden Schäden erfolgen. Durch die hohe Komplexität der zu erwartenden Ereignisse, der dadurch entstehenden Unterschiede in den Modellierungen der Ereignisse und verschiedene Annahmen bei der Bewertung ergeben sich jedoch hohe Unterschiede in den Abschätzungen. Basierend auf einer Reihe von Studien zur Ermittlung von Schadenskosten und Vermeidungskosten empfiehlt das Umweltbundesamt die Verwendung von 70 Euro/tCO_2 als besten Schätzwert und die Werte von 20 Euro/tCO_2 bzw. 280 Euro/tCO_2 für die Sensitivitätsanalyse. Der un-

[44] Annahmen: Wirtschaftswachstum: 2% und Einkommenselastizität: 0,85 (Preiss 2008).

tere Wert entspricht in etwa den marginalen Vermeidungskosten zur Erreichung des Kyoto-Ziels. Der mittlere und der hohe Wert entstammen Schadensberechnungen, die in Downing et al. (2005) und Watkiss et al. (2005) durchgeführt wurden. Diese Empfehlungen werden Krewitt und Schlomann (2006) entnommen. Der obere Wert entspricht dabei auch in etwa den Größenordnungen, wie sie für die Höhe der marginalen Vermeidungskosten ermittelt werden, die notwendig sind, um die CO_2-Konzentrationen auf etwa 450 ppm zu stabilisieren, was einem durchschnittlichen Temperaturanstieg von etwa 2° und damit einer Vermeidung inakzeptabler Schäden entspräche (zwischen 100 und 200 Euro/tCO_2) (s. WBGU 2003a).

Eine Abschätzung der Versauerung und Eutrophierung von Ökosystemen auf der Basis von entstehenden Schäden ist bisher nicht durchführbar. Alternativ können jedoch Vermeidungskosten zur Einhaltung der von der Europäischen Kommission festgelegten Ziele im Bereich Versauerung und Eutrophierung herangezogen werden, die auf Berechnungen in Amann et al. (1998) zurückgehen (s. auch Droste-Franke et al. 2006). Je nachdem welche Annahmen man über die Reduktion der Emissionen in den Nachbarstaaten trifft, erhält man Werte zwischen 1.800 und 670 Euro pro Tonne SO_2 und 1.800 und 2.800 Euro pro Tonne NO_X Neuere Schätzungen bewerten den durch NO_X- und SO_2-Emissionen entstehenden Biodiversitätsverlust und kommen dabei auf etwas geringere Werte von 1.500 Euro pro Tonne emittiertem NO_X und 580 Euro pro Tonne emittiertem SO_2. Wenn man sie wie die Zahlungsbereitschaft für verlorene Lebensjahre ebenfalls mit erwarteten Lohnsteigerungen anpassen würde (s.o.), würden sie sich geringfügig erhöhen (Preiss 2008). Die für die Berechnung verwendete Wirkungskategorie Versauerung beinhaltet bereits beide Stoffe, SO_2 und NO_X. Deswegen ist eine direkte Bewertung von Biodiversität, die eine separate Berücksichtigung von SO_2 und NO_X-Emissionen erfordert, nicht möglich. Außerdem stellt der Biodiversitätsverlust nur einen Teilaspekt der Auswirkungen auf Ökosysteme dar, und die abgeschätzten Werte befinden sich etwas unterhalb der oben diskutierten Werte. Für die Bewertung wird entsprechend die Wirkungskategorie Eutrophierung hier nicht berücksichtigt und die SO_2-Äquivalente für Versauerung mit 1.800 Euro/t bewertet. Dieses entspricht dem Wert, der der Methodenkonvention folgend nach derzeitigem Stand als Wert für die „gesellschaftliche Zahlungsbereitschaft zur Reduzierung der Ökosystemschäden interpretiert werden“ kann (Umweltbundesamt 2007:21). Mit der Verwendung dieses Wertes wird implizit vorausgesetzt, dass eine zusätzliche Belastung der Ökosysteme durch andere Quellen stattfindet, denn die Auswirkungen von Belastungen mit SO_2 und NO_X hängen stark vom Niveau der Gesamtbelastung ab. Bei niedrigen Gesamtbelastungen werden sogar keine langfristigen Auswirkungen erwartet.

Die externen Kosten durch die Auswirkungen sauren Niederschlags auf Materialien und Feldpflanzen sind vergleichsweise gering und bewegen sich im Bereich der Ungenauigkeit der Vermeidungskostenabschätzung für Eu-

trophierung und Versauerung. Als einen Europäischen Durchschnittswert erhält man 270 Euro pro Tonne SO_2, für Emissionen in Deutschland 390 Euro pro Tonne SO_2 (s. EcoSenseLE 2007). Zusätzlich lassen sich aus den Ergebnissen in Krewitt et al. (2004) keine reinen SO_2-Emissionen ablesen. Deshalb werden diese Effekte für die Bewertung in der vorliegenden Studie nur in Sensitivitätsanalysen berücksichtigt. Die einzelnen für die Bewertung verwendeten Werte sind in den Tabellen 3.10 und 3.11 zusammengestellt.

3.5.2.2 Bewertung der Technologien für verschiedene Versorgungsaufgaben

Für die Versorgung in einem Einfamilienhaus ergeben sich aus den Berechnungen externe Kosten von über 400 Euro pro Jahr (s. Abbildung 3.11). Die Brennstoffzellengeräte schneiden allesamt besser ab als die Varianten mit Brennwertkessel und Wärmepumpe. Die Holzpelletheizung wird im Hinblick auf den Treibhauseffekt besser bewertet, weil Holz als Rohstoff genutzt wird. Die Verwendung eines regenerativ erzeugten Energieträgers wie z.B. Biogas könnte analog die CO_2-Bilanz von Brennstoffzellengeräten verbessern. Die Holzpelletheizung, wie sie hier bilanziert wurde, weist jedoch recht hohe Feinpartikelemissionen auf. Diese führen zu deutlich höheren Effekten im Nahbereich, die in den Berechnungen von Krewitt et al. (2004) nicht berücksichtigt wurden. Die Unterschiede in den Ergebnissen können erheblich

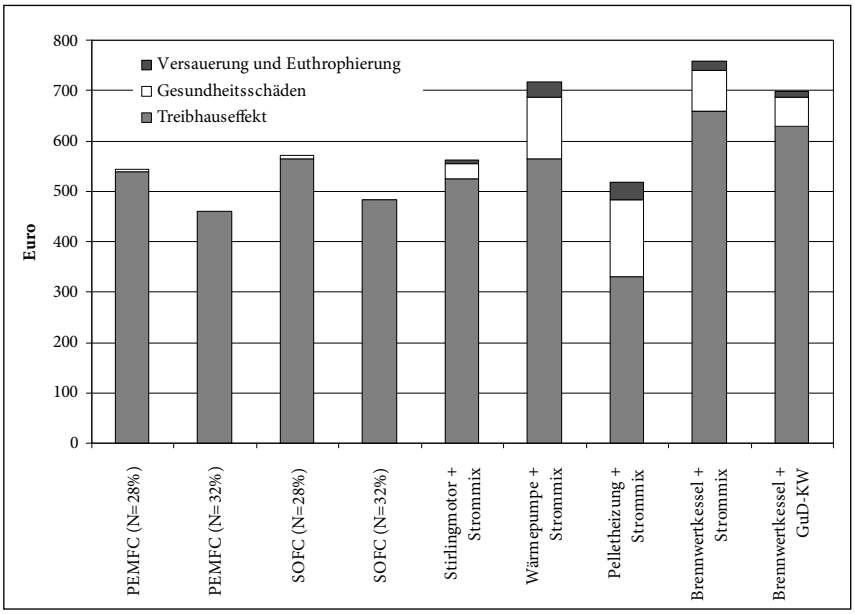

Abb. 3.11: Externe Kosten pro Jahr für die Versorgungsaufgabe Einfamilienhaus, abgeschätzt aus Krewitt et al. (2004)
(N = Nutzungsgrad)

sein. In Großstädten sind bei Kleinfeueranlagen um einen Faktor von etwa 10 höhere externe Kosten durch die direkte Emission von Partikeln zu erwarten (s. Droste-Franke et al. 2006; Maibach et al. 2007). Der Stirlingmotor schneidet vor allem wegen seines geringeren elektrischen Nutzungsgrads von 26 Prozent schlechter ab als die Brennstoffzellenanlagen mit hohem elektrischen Nutzungsgrad. Er weist allerdings geringere externe Kosten auf als die Brennstoffzellengeräte mit niedrigem Nutzungsgrad. Auch beim Stirlingmotor sind die lokalen Effekte der Partikelemissionen im Betrieb in Krewitt et al. (2004) nicht adäquat berücksichtigt worden. Eine Berücksichtigung könnte zu einem anderen Bild in Bezug auf die Brennstoffzellengeräte führen.

Bei der Versorgungsaufgabe Mehrfamilienhaus sieht man bereits am Ergebnis der Bilanzierung in Krewitt et al. (2004), dass die Brennstoffzellenanlagen mit der Basiskonfiguration besser abschneiden als das Motor-Blockheizkraftwerk (Motor-BHKW) und der Brennwertkessel mit Strom-Mix für 2010. Relevant ist hier vor allem der Klimaeffekt. Hinzu kommen noch die weiteren abgeschätzten Schäden, bei denen jeweils dieselbe Rangordnung zu beobachten ist.

Im Versorgungsfall einer Passiv-Reihenhauszeile[45] ist der Wärmebedarf vergleichsweise gering und wesentlich weniger Strom kann in das Netz eingespeist werden als bei den anderen Varianten. Dadurch ergeben sich nur sehr geringe Unterschiede in den Technologien. Interessant wäre der Einsatz von kleinen Brennstoffgeräten mit einem höheren elektrischen Wirkungsgrad und einer höheren Stromkennzahl, wie sie bereits von einzelnen Herstellern entwickelt und zum Teil getestet werden. Das Ziel ist, analog zu großen Brennstoffzellengeräten elektrische Wirkungsgrade von bis zu 60 Prozent zu erreichen.

Der Fall der Versorgung einer ganzen Wohnsiedlung, bei dem Großgeräte und ein Nahwärmenetz eingesetzt werden, zeigt die Vorteile auf, die mit der Nutzung von Brennstoffzellen mit Nutzungsgraden von knapp 60 Prozent und der Verwendung eines regenerativen Energieträgers, in diesem Fall in Form einer Holzvergasung, entstehen. Das Gerät auf Basis der SOFC-Brennstoffzelle mit Gasturbine und Holzgas weist netto eine deutlich positive Gesamtbilanz auf. Beim Einsatz dieser Geräte für die Wärme- und Stromversorgung der Siedlung entstehen im Vergleich zum alleinigen Strombezug aus dem Netz (Annahme: Strom-Mix 2010) durchweg weniger Umweltbelastungen (außer im Bereich Sommersmog). Das gilt, allerdings in geringerem Maße, auch bei der Verwendung von Erdgas.

Die Diskussion der in Krewitt et al. (2004) analysierten Versorgungsaufgaben zeigt, dass Brennstoffzellengeräte, wenn sie die Stack-Lebensdauer

[45] Ein Passivhaus ist ein Haus, das sehr gute Wärmedämmung aufweist, so dass es nur in sehr geringem Maße aktiv beheizt werden muss. Als zusätzliche Heizung zur Sonneneinstrahlung und Nutzung im Haus entstehender Abwärme reicht eine kontrollierte Wohnraumlüftung, bei der die Zuluft nachgeheizt werden kann, aus.

von etwa 40.000 Stunden erreichen, mit der derzeitigen Bauweise auch mit Erdgasbetrieb als ökologisch sinnvoll anzusehen sind. Ein Einsatz von regenerativ erzeugten Brennstoffen erhöht die Vorteile der Brennstoffzelle. Das Beispiel der netzfernen Anwendung in Krewitt et al. (2004) zeigt jedoch, dass genau hingeschaut werden muss, auf welche Weise der Brennstoff erzeugt wird. Eine Elektrolyse von Wasserstoff mit Hilfe einer Photovoltaik-Anlage ist wegen des hohen Aufwandes bei der Herstellung des Elektrolyseurs ökologisch weniger sinnvoll als der die Produktion des Wasserstoffs aus Erdgas, inklusive Anlieferung in Druckflaschen. Die Versorgungsaufgabe der Wohnsiedlung zeigt dagegen, dass die Verwendung von Holzgas einen deutlichen Vorteil bringt. Außerdem ist an dem Beispiel auch zu sehen, dass eine weitere Erhöhung der elektrischen Nutzungsgrade bei der derzeitigen, weitgehend auf fossilen Energieträgern basierenden Stromversorgung, zu einem sehr viel besseren Abschneiden der Brennstoffzellengeräte im Vergleich zu der Konkurrenz führt. Eine Verbesserung ist in dem Maße bei der direkten Konkurrenztechnologie bei Kleinanlagen, dem Stirling-Motor, technisch nicht möglich.

3.5.2.3 Bewertung der Technologien anhand der Produktbilanz

Für die Produktbilanzen werden die Emissionen der einzelnen analysierten Geräte in Krewitt et al. (2004) auf eine Kilowattstunde elektrischer Energie umgerechnet. Die zusätzlich erzeugte Wärme wird in Form von vermie-

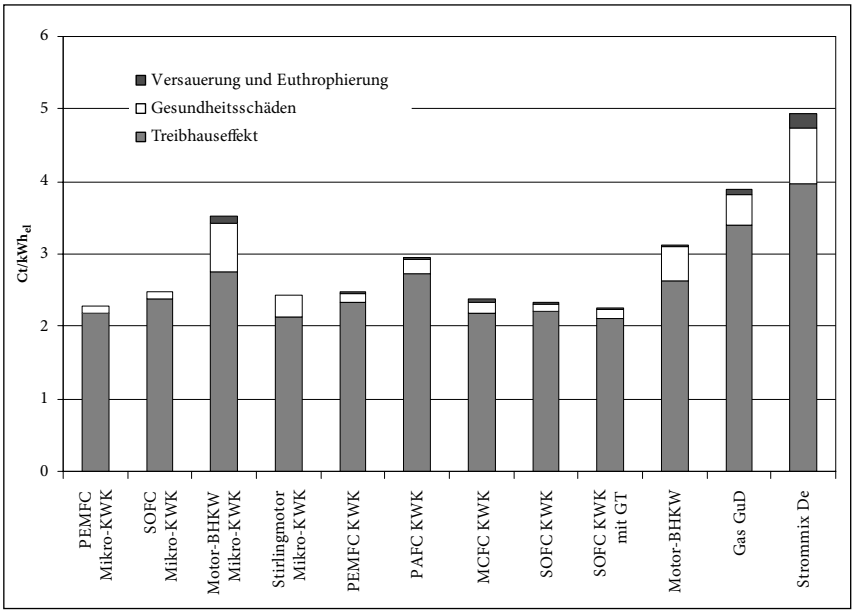

Abb. 3.12: Externe Kosten pro Jahr für die Produktbilanz, abgeschätzt aus Ergebnissen von Krewitt et al. (2004)

denen Umweltauswirkungen durch einen entsprechend geringeren Einsatz von Brennwertkesseln gutgeschrieben. Es ergeben sich bei der Verwendung des von Umweltbundesamt (2007) empfohlenen Werts für Treibhausgasemissionen und den oben verwendeten Werten für Gesundheitsschäden sowie Versauerung und Eutrophierung für die Brennstoffzellen-Heizgeräte und direkten Konkurrenzgeräte externe Kosten von etwa 2 bis kanpp über 4 Cent pro Kilowattstunde. Es dominieren eindeutig die Schäden durch Treibhauseffekte (s. Abbildung 3.12). Dabei sind die lokalen Effekte durch direkte Emissionen von Feinstaub im Falle der Motor-BHKWs und des Stirlingmotors zusätzlich, nach Droste-Franke et al. (2006) bzw. Maibach et al. (2007), hinzugefügt worden.

Die Bewertung auf der Ebene der produzierten Kilowattstunde Strom hat den Vorteil, dass auch ein direkter Vergleich mit weiteren, unter anderem zentralen, Stromerzeugungstechnologien möglich ist. Dazu wurden Werte herangezogen, die in Krewitt und Schlomann (2006) und Maibach et al. (2007) für einzelne Anlagen bzw. dem momentanen deutschen Anlagenpark ermittelt wurden. Diese Abschätzungen sind in der Bewertung der externen Kosten mit den Berechnungen in dieser Studie konsistent, unterscheiden sich jedoch in der Berechnung der Gesundheitseffekte, die jedoch bei den Mikro-KWK-Anlagen nicht ausschlaggebend sind. Für die verschiedenen Energieträger sind in Abbildung 3.13 jeweils die Anlagen mit den niedrigsten und höchsten bezifferten externen Kosten angegeben. Die hellgrauen Balken geben jeweils die Schwankungsbreite der verschiedenen Ergebnisse an. Bei den Mikro-KWK-Anlagen ergeben sich die hellgrauen Balken durch die Annahme verschiedener Wirkungsgrade bei den Brennstoffzellengeräten und dem Stirling-Motor. Die Abschätzungen für die lokalen Schäden der Feinstaubemissionen bei dem Motor-BHKW und dem Stirlingmotor sind hier ebenfalls berücksichtigt.

Die Ergebnisse zeigen, dass die berechneten externen Kosten für Mikro-KWK-Geräte pro produzierte Kilowattstunde elektrischen Stroms niedriger sind als die für zentrale Stromerzeugungsanlagen, die mit Gas und Kohle betrieben werden. Auch die berechneten externen Kosten durch die verschiedenen Strom-Mixe in Deutschland sind höher. Die externen Kosten durch erneuerbare Energien liegen deutlich darunter, bei maximal etwa 1 Cent pro Kilowattstunde Strom (Photovoltaik). Dabei ist zusätzlich zu berücksichtigen, dass bei den hier für Mikro-KWK-Geräte berechneten Werten Schäden durch Sekundärpartikel überschätzt sind.

Kernkraftwerke nehmen bei den externen Kosten eine Sonderposition ein, da Schätzungen der Werte sehr große Unterschiede aufzeigen. Nach dem Studienüberblick, der in der Methodenkonvention des Umweltbundesamtes durchgeführt wurde (Umweltbundesamt 2007), ergeben sich aufgrund von Unsicherheiten in den Abschätzungen der Erwartungswerte Unterschiede um einen Faktor von etwa 30.000 und bei der Abschätzung der Schäden aufgrund eines Kernschmelzunfalls um einen Faktor von etwa 10.

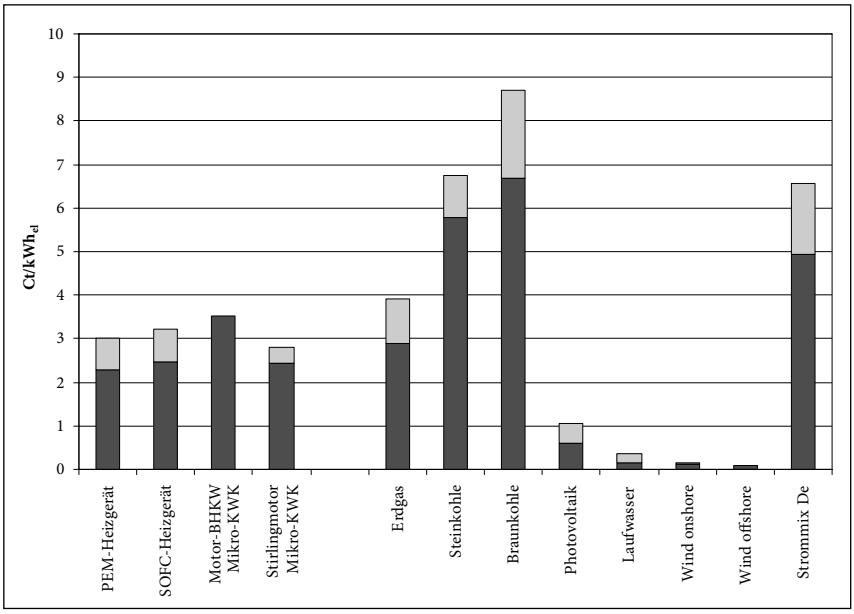

Abb. 3.13: Externe Kosten pro Kilowattstunde elektrischen Stroms für Mikro-KWK-Geräte der hier durchgeführten Abschätzungen (basierend auf Krewitt et al. (2004)) verglichen mit Ergebnissen aus Krewitt und Schlomann (2006) und Maibach et al. (2007); die Differenz zwischen unterer und oberer Schätzung für die einzelnen Technologien ist jeweils in hellgrauen Balken dargestellt[46].

Die resultierenden Schätzungen der Kosten reichen von 0,2 Cent/kWh$_{el}$ bis zu 200 Cent/kWh$_{el}$. Für die relative Bewertung kann man die derzeitige Entscheidungslage, in Deutschland die Kernkraft auslaufen zu lassen, so interpretieren, dass ihre externen Kosten höher einzuschätzen sind als die der schlechtesten am Markt verbleibenden Alternative.

[46] Bei den hier berechneten Daten wurde bei den Brennstoffzellen-Heizgeräten und dem Stirlingmotor jeweils von einem Basisfall und einem besten Fall ausgegangen: Die angenommenen Jahresnutzungsgrade (elektrisch/thermisch) sind: PEM und SOFC-Heizgerät: 28%/52% bzw. 32%/58%, Stirlingmotor: 24%/72% bzw. 26%/72%. Bei den nicht hier berechneten Daten wurden jeweils die unteren und oberen Werte aus Krewitt und Schlomann (2006) und Maibach et al. (2007) herangezogen. Verwendet wurden im Einzelnen: Erdgas: Wirkungsgrad: 58% bzw. derzeitiger durchschnittlicher Wert; Steinkohle: Wirkungsgrad: 46% bzw. derzeitiger durchschnittlicher Wert; Braunkohle: Wirkungsgrad: 48% bzw. derzeitiger durchschnittlicher Wert; Photovoltaik: Stand der Technik 2030 bzw. 2000; Laufwasser: 300 kW-Anlage verschiedene Schätzungen vor- und nachgelagerter Prozesse; Wind onshore: 800 kW bzw. 1,5 MW; Wind offshore: 2,5 MW; Strom-Mix: Mix 2010 in Deutschland basierend auf Krewitt et al. (2004) bzw. derzeitiger Strom-Mix in Deutschland mit der Annahme, dass Kernkraft die externen Kosten von Braunkohle als nächstschlechterer Variante zugeteilt bekommt (s. auch Haupttext).

3.5.2.4 Bewertung zukünftiger Umwelteffekte und Sensitivitätsanalysen zu externen Kosten

Die Bewertungen in den Bereichen der Klimaschäden und Lebenszeitverluste variieren stark, je nachdem, welche Annahmen man für die Diskontierung der berechneten Schäden ansetzt. Das Umweltbundesamt gibt wie bereits oben erwähnt für Klimaschäden eine Bandbreite von 20 bis 280 Euro/ tCO_2 an, die in Sensitivitätsanalysen berücksichtigt werden sollen. Grund für die starke Variation ist die Annahme verschiedener Diskontraten für die Bewertung zukünftiger Schäden. Für Lebenszeitverluste durch Langzeitexposition wird basierend auf der Methodenaktualisierung innerhalb des ExternE Projektes (Europäische Kommission 2004) eine Bandbreite von 18.250 Euro pro Lebensjahr und 151.000 Euro pro Lebensjahr empfohlen. Diese Unterschiede in den Werten kommen durch verschiedene Umfrageergebnisse zustande. Als robust wird allerdings lediglich der mittlere Wert von 50.000 Euro angesehen.

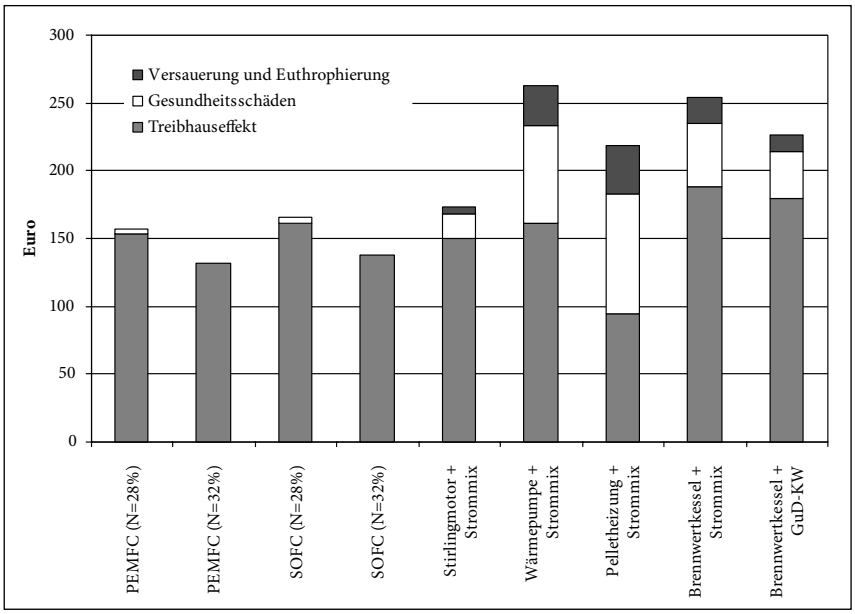

Abb. 3.14: Externe Kosten pro Jahr für die Versorgungsaufgabe Einfamilienhaus, abgeschätzt aus Krewitt et al. (2004) unter Annahme der unteren Werte für die Bewertung von Lebenszeitverlusten und Klimaschäden

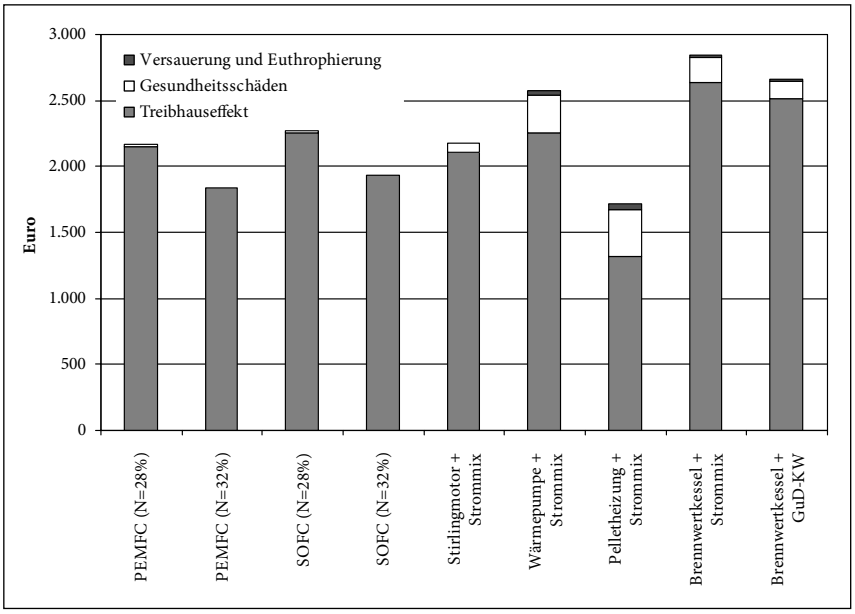

Abb. 3.15: Externe Kosten pro Jahr für die Versorgungsaufgabe Einfamilienhaus, abgeschätzt aus Krewitt et al. (2004) unter Annahme der oberen Werte für die Bewertung von Lebenszeitverlusten und Klimaschäden

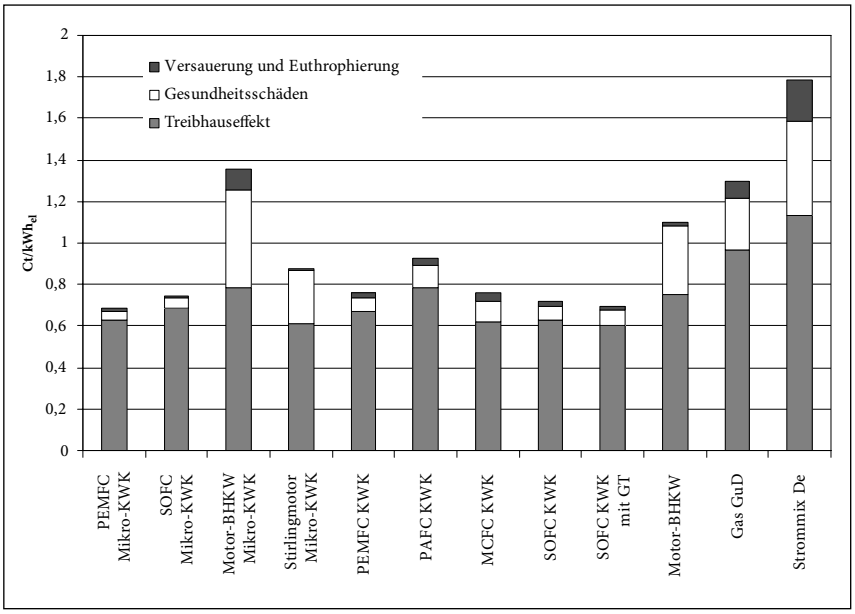

Abb. 3.16: Externe Kosten pro Jahr für die Produktbilanz, abgeschätzt aus Ergebnissen von Krewitt et al. (2004) unter Annahme der unteren Werte für die Bewertung von Lebenszeitverlusten und Klimaschäden

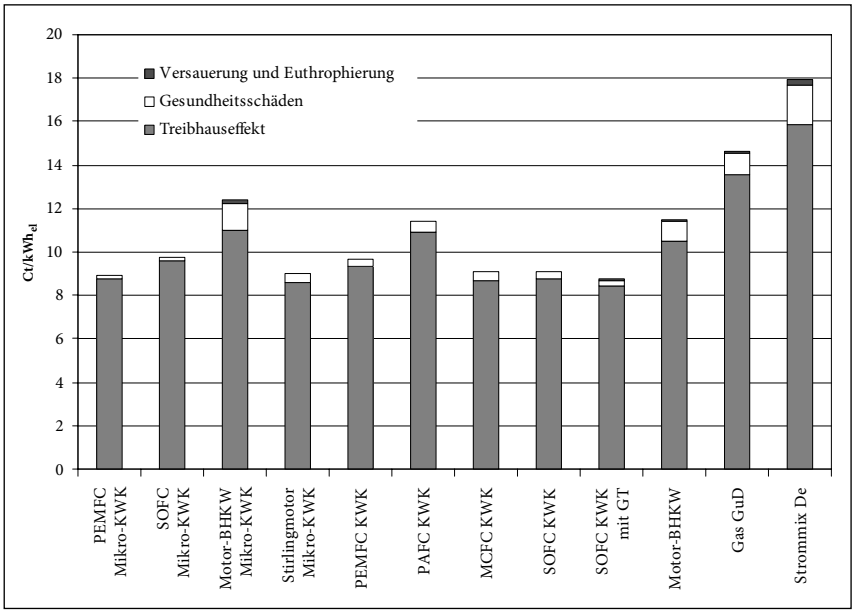

Abb. 3.17: Externe Kosten pro Jahr für die Produktbilanz, abgeschätzt aus Ergebnissen von Krewitt et al. (2004) unter Annahme der oberen Werte für die Bewertung von Lebenszeitverlusten, Klimaschäden und Schäden an Materialien und Feldpflanzen

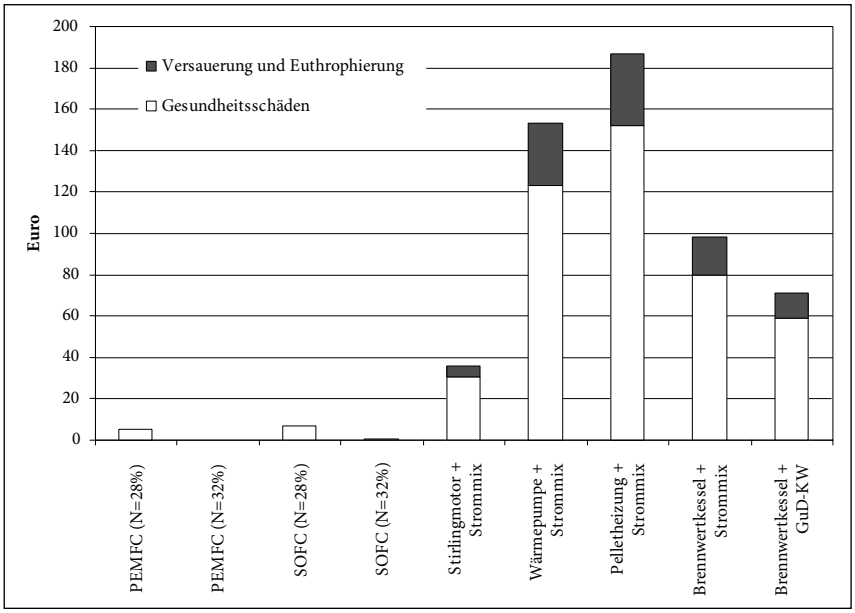

Abb. 3.18: Externe Kosten pro Jahr für die Versorgungsaufgabe Einfamilienhaus, abgeschätzt aus Krewitt et al. (2004) ohne Berücksichtigung des Treibhauseffekts

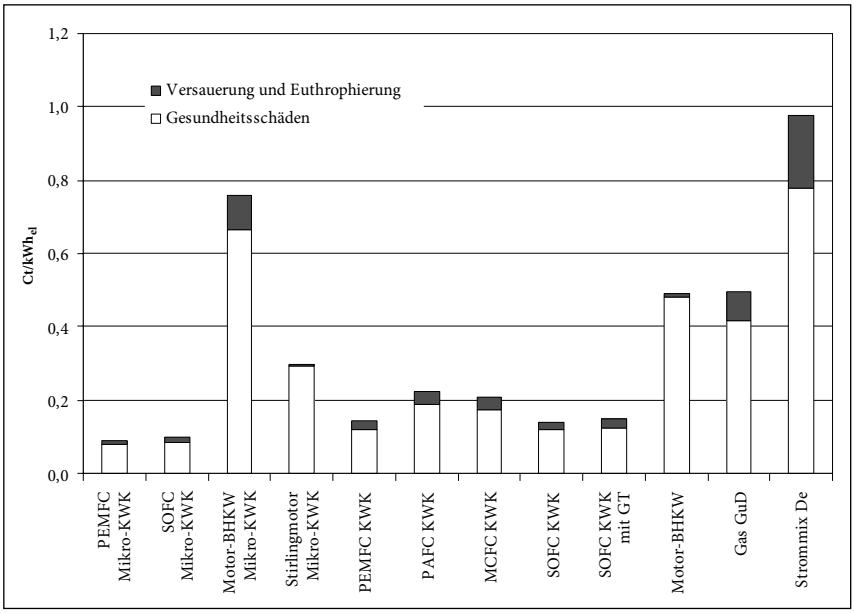

Abb. 3.19: Externe Kosten pro Jahr für die Produktbilanz, abgeschätzt aus Ergebnissen von Krewitt et al. (2004) ohne Berücksichtigung des Treibhauseffekts

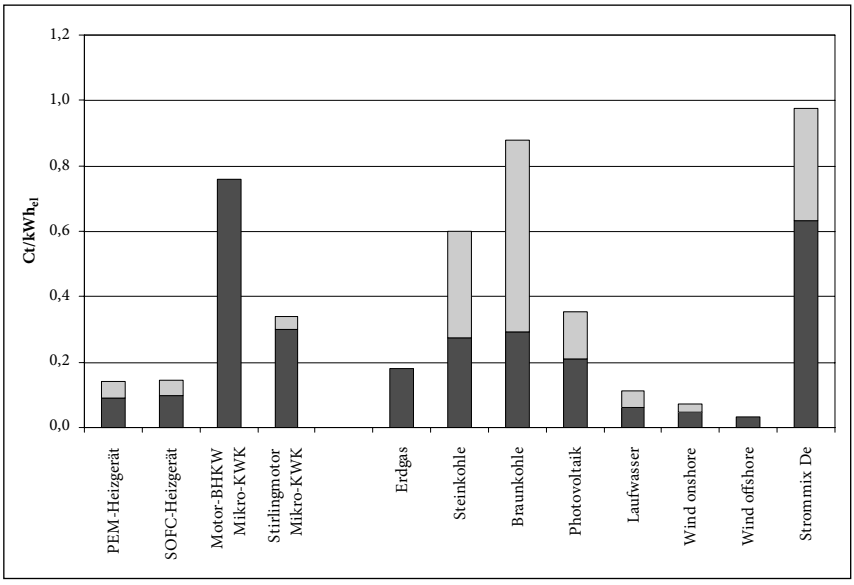

Abb. 3.20: Externe Kosten pro Kilowattstunde elektrischen Stroms für Mikro-KWK-Geräte der hier durchgeführten Abschätzungen (basierend auf Krewitt et al. 2004) verglichen mit Ergebnissen für andere Technologien aus Krewitt und Schlomann (2006) und Maibach et al. (2007) bzw. Bickel (2007) ohne Treibhauseffekt; die Differenz zwischen unterer und oberer Schätzung für die einzelnen Technologien ist jeweils in hellgrauen Balken dargestellt (s. auch Fußnote Nr. 46).

Die Diagramme in Abbildungen 3.14 bis 3.17 zeigen die entsprechend angepassten Werte für die Berechungen für die Sensitivitätsanalyse. Außer bei den Holzpelletheizungen bei der Versorgungsaufgabe Einfamilienhaus ergeben sich Änderungen in den Rangfolgen lediglich, wenn die Ergebnisse ohnehin bereits nahe beieinander lagen. Die absoluten Werte für die externen Kosten verändern sich natürlich erheblich. Zwischen der unteren und der oberen Abschätzung liegt ein Faktor von etwa 10. Für die Versorgungsaufgabe Einfamilienhaus liegen die Abschätzungen entsprechend maximal bei etwa 230 Euro bzw. bis über 2.500 Euro pro Jahr, je nach Bewertung. Für die Kosten pro Kilowattstunde kommt man auf maximale Werte von bis zu etwa 12 Cent/kWh_{el} für das Mikro-KWK Motor-BHKW.

Eine Reduktion auf die reine Betrachtung der Schäden durch Luftschadstoffe zeigt, dass Brennstoffzellen bei der Vernachlässigung von Klimafolgenschäden klar gegenüber den anderen betrachteten Technologien zu bevorzugen sind, weil sie deutlich geringere Emissionen in dem Bereich aufweisen (s. Abbildungen 3.18 bis 3.20). Gegenüber zentralen Kraftwerken

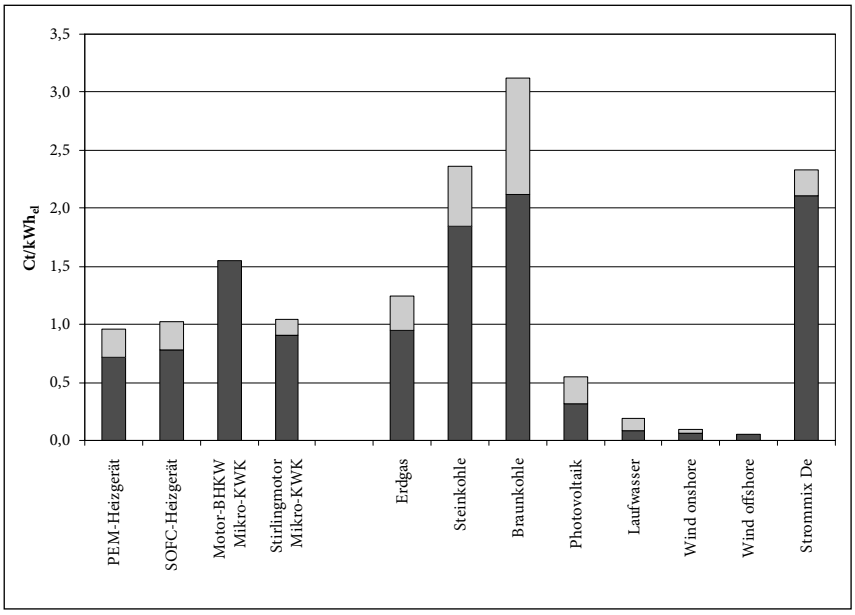

Abb. 3.21: Externe Kosten pro Kilowattstunde elektrischen Stroms für Mikro-KWK-Geräte der hier durchgeführten Abschätzungen (basierend auf Krewitt et al. 2004) verglichen mit Ergebnissen für andere Technologien aus Krewitt und Schlomann (2006) und Maibach et al. (2007) bzw. Bickel (2007) unter der Annahme des unteren Wertes von 20 Euro/tCO_2 für die Bewertung des Treibhauseffekts; die Differenz zwischen unterer und oberer Schätzung für die einzelnen Technologien ist jeweils in hellgrauen Balken dargestellt (s. auch Fußnote Nr. 46).

werden dann bei Brennstoffzellen-Heizgeräten deutlich geringere externe Kosten beziffert. Mit etwa 0,09 Cent/kWh_{el} für den Nutzungsgrad von 32 Prozent liegen sie nur etwa halb so hoch wie bei effizienten Erdgas-GuD-Kraftwerken (Wirkungsgrad: 58 Prozent) mit 0,18 Cent/kWh_{el} (s. Abbildung 3.20). Abschätzungen für Kohlekraftwerke und den Strom-Mix in Deutschland liegen bei etwa 0,3 bis 0,9 Cent pro kWh_{el}. Sogar für die Photovoltaik ergeben sich bei den externen Kosten ohne Berücksichtigung von Klimaeffekten mit 0,21 bis 0,36 Cent/kWh_{el} höhere Werte als für Brennstoffzellen-Heizgeräte. Bei Wind und Laufwasser liegen die Werte mit 0,03 bis etwa 0,1 Cent/kWh_{el} etwas unter denen der Mikro-KWK-Technologien.

Ein Vergleich der Werte zu externen Kosten der Mikro-KWK-Anlagen mit herkömmlicher Energieversorgung zeigt, dass sich bei einer geringeren Bewertung des Treibhauseffekts die Verhältnisse der berechneten externen Kosten zwischen den einzelnen Technologien deutlich ändern (s. Abbildung 3.21). Die Rangfolge ändert sich hingegen nur für das Motor-BHKW als Mikro-KWK, so dass dieses schlechter abschneidet als die anderen Optionen. Allerdings ist dieser hohe Wert zu relativieren, da gerade das Motor-BHKW hohe direkte Stickoxid-Emissionen aufweist und Schäden durch diese Emissionen bei den berechneten Werten überschätzt werden.

3.5.3 Beiträge zum Energieversorgungssystem

Indikatoren zur Bewertung des Energieversorgungssystems sind in Abschnitt 2.4 vorgestellt worden. Da hier nicht die Option für ein Gesamtsystem bewertet werden soll, sondern der Einsatz der Technologien Brennstoffzelle und Virtuelles Kraftwerk im Sinne eines Verbunds dezentraler Anlagen, die zentral gesteuert werden können, können größtenteils nur qualitative Aussagen getroffen werden.

Die erste zu beurteilende Komponente ist die Versorgungssicherheit. Was den Teilaspekt des gerechten Zugangs zur Energieversorgung angeht, ist die Teilhabe an einem System von vernetzten Brennstoffzellenanlagen für Einzelne prinzipiell technisch kein Problem. Allerdings dürfen zusätzlich keine organisatorischen und netzseitigen Barrieren für den Anschluss zusätzlicher Geräte an das Netz, bzw. für den anderweitigen Anschluss an die dezentrale Versorgung vorhanden sein. Es sind Formen von Verträgen mit Energieversorgern, z.B. durch Contracting, denkbar, die vermeiden, dass für den zusätzlichen Anschluss von Anlagen hohe Anfangsinvestitionen von Privatpersonen getätigt werden müssen und der durchgängige Betrieb der Anlage durch entsprechende Servicedienstleistungen und Wartungen gewährleistet ist. Auf diese Weise kann durch die entsprechende Gestaltung des Systems ein gerechter und vergleichsweise preisgünstiger Zugang für alle Betroffenen gewährleistet werden.

Durch intelligente dezentrale Managementsysteme und durch die zentrale Steuerung der dezentralen Anlagen besteht die Möglichkeit, Netzinstabilitäten zu vermeiden und sogar aktiv zum Netzmanagement beizutragen.

Mögliche Leistungen durch die Anlagen umfassen die Bereitstellung von Blindleistung, Kurzschlussleistung, Regel- und Ausgleichsenergie. Um diese zu ermöglichen, sollten entsprechende Anreize zur Vergütung gesetzt werden. Zusätzlich sollte überprüft werden. inwiefern Möglichkeiten für den Einsatz dezentraler Anlagen für die Vermeidung von Ausgleichsenergie auf Verteilnetzebene erweitert werden können. Entgegen einem Großkraftwerk hat bei der großen Zahl von Einzelanlagen der Ausfall einer Anlage im Allgemeinen keine signifikanten Auswirkungen. Sollte die Netzversorgung doch einmal ausfallen, können mit einer gewollten Inselnetzbildung die einzelnen Haushalte zumindest zeitweise durch die eigenen dezentralen Anlagen versorgt werden (s. Abschnitt 3.3.2). Die Beiträge der dezentralen Anlagen sollten möglichst durch intelligente Wechselrichter und Ortsnetztransformatoren ergänzt werden. Zusätzlich ist eine Anpassung der Schutzkonzepte notwendig. Ein weiterer Ausbau der Netze sollte nach Bedarf möglich sein und entsprechend gesetzlich geregelt werden. Ist ein adäquater Ausbau der Netze gewährleistet, ist zu erwarten, dass die Qualität der Versorgung beim intelligenten Einsatz von dezentralen Einzelanlagen zunimmt.

Um eine ausreichende Diversität zu erreichen, sollten die dezentralen Netze nicht nur aus Brennstoffzellenanlagen bestehen, sondern auch andere Technologien beinhalten. Ein zu einseitiger Einsatz derselben Technologien und Brennstoffe ist zu vermeiden. Prinzipiell ist allerdings in einem Virtuellen Kraftwerk als einem Netz von dezentralen Anlagen die Möglichkeit gegeben auch andere dezentrale Anlagentypen zu integrieren. Die Dezentralität eröffnet die Möglichkeit Anlagen dort einzusetzen, wo Energiequellen zur Verfügung stehen, wie z.B. ein Brennstoffzellengerät an einer Biogasanlage oder Solaranlagen in sonnenreichen Wohngebieten. Wenn die dezentralen Anlagen nicht nur auf Brennstoffzellensysteme beschränkt sind, wird die Diversität von Technologien und eingesetzten Energieträgern gegenüber rein zentralen Kraftwerken voraussichtlich ansteigen. Da das System beliebig erweiterbar ist, sind ausreichend Mitbestimmungsmöglichkeiten der Einzelnen gegeben. Jeder Einzelne kann im gegebenen technischen und organisatorischen Rahmen mitbestimmen, welche Technologien in seiner Gemeinde oder in seinem eigenen Haus eingesetzt werden sollen.

Bezüglich der Risikovermeidung ist zu sehen, dass mit der Verwendung von Brennstoffzellen in Einzelhaushalten auf Gasbasis grundsätzlich keine höheren Unfallrisiken verbunden sind als mit schon eingesetzten Technologien zur Wärmeversorgung, z.B. in Form von Gas-Brennwertkesseln. Auch wenn die Versorgung von Erdgas auf Wasserstoff umgestellt werden sollte, sind aufgrund der starken Flüchtigkeit von Wasserstoff, die bei einem Entweichen des Gases zu einer sehr schnellen Verdünnung in der Umgebungsluft führt, keine erhöhten Risiken zu erwarten.

Ein erhöhtes Risiko entsteht allerdings bei dezentralen im Vergleich zu zentralen Kraftwerken durch die Emissionen von bei der Reformie-

rung des Gases entstehenden Schadstoffen in dicht besiedelten Gebieten. Grenzwerte für Umgebungskonzentrationen sind nach Vorgabe der Europäischen Kommission in der Richtlinie 1999/30/EG für Deutschland in der 22. Bundesimmissionsschutzverordnung (22. BImSchV) festgelegt worden. Diese betragen für Stundenmittelwerte von NO_2 200 µg/m^3, die nicht öfter als 18 mal im Jahr überschritten werden dürfen, und für Jahresmittelwerte von NO_2 40 µg/m^3 (Schutz der menschlichen Gesundheit) bzw. von NO_X 30 µg/m^3 (Schutz der Vegetation)[47]. Aus Rechnungen zur Emissionssituation von Holzpelletheizungen im Bestand für ein Neubaugebiet, die in Kunde et al. (2007) nach den in der Technischen Anleitung zur Reinhaltung der Luft (TA Luft 2002) angegebenen Empfehlungen durchgeführt wurden, lässt sich mit konservativen Annahmen, d.h. sämtliches NO_X geht in NO_2 über, der thermische Nutzungsgrad der betrachteten SOFC beträgt 50 Prozent und der Emissionsfaktor 3 mg/MJ, abschätzen, dass der Anstieg der Jahresmittelkonzentration bei der Verwendung der SOFC unter einem Wert von 0,2 µg/m^3 liegen würde. Ebenso ergibt sich aus der Abschätzung, dass der 90er-Perzentil der Tagesmittelwerte, unter dem 90 Prozent der Tagesmittelwerte liegen, kleiner als 0,4 µg/m^3 wäre. Unter Verwendung der Ergebnisse von Pehnt et al. (2006a) für NO_X-Emissionen dezentraler Anlagen in einem Gebiet mit einer angenommenen Dichte von 100 Anlagen pro km^2 ergeben sich mit der Annahme von 25 bis 100 Prozent bezüglich des NO_X/NO_2-Verhältnisses nach Bächlin et al. (2006) bzw. Romberg et al. (1996) noch geringere Anstiege für den Jahresmittelwert und Anstiege von 0,4 bis 1,7 µg/m^3 für den Stundenmittelwert, der nicht öfter als 18 mal im Jahr überschritten wird. Dazu ist zu ergänzen, dass bei einer Konzentration von NO_2 um 200 µg/m^3 der geringere Wert für den Konzentrationszuwachs zu nehmen ist, da bei diesem Konzentrationsniveau NO_2-Anteile von unter 25 Prozent zu erwarten sind. Im Vergleich zu den von der 22. BImSchV festgelegten Grenzwerten sind diese Konzentrationsanstiege zu vernachlässigen, zumal die Brennstoffzellenanlagen im thermischen Bereich andere Anlagen ersetzen, die, soweit es sich nicht um Solarthermie-Anlagen handelt, im Allgemeinen ebenfalls NO_X-Emissionen aufweisen. Zieht man die NO_X-Emissionsfaktoren von Krewitt et al. (2004) heran, so weisen Brennwertkessel bei gleicher Wärmebereitstellung um einen Faktor von etwa drei höhere Emissionen auf als die hier angenommene SOFC. Der teilweise Einsatz von Brennstoffzellen anstelle von Gas-Brennwertkesseln würde also sogar zu einer Emissionsreduktion von NO_X und damit zu einer lokalen Konzentrationsreduktion von NO_2 führen.

---

[47] Die Konzentrationen für die Grenzwerte werden als Masse pro Volumeneinheit unter Normbedingungen (293 Kelvin (ca. 20°C), 1013 Hektopascal) angegeben (22. BImSchV, § 2 Abs. 5). Die Einheit „µg/m^3“ („Mikrogramm pro Kubikmeter“) entspricht einer Konzentration von einem Millionstel Gramm der Substanz in einem Würfel, der eine Seitenlänge von einem Meter aufweist.

Brennstoffzellenanlagen in Virtuellen Kraftwerken sind unterstützend zur Nutzung erneuerbarer Energien im Strombereich und als Konkurrenz zu zentralen Kraftwerken einsetzbar, so dass zentrale Kraftwerksleistung in der Grund- und Spitzenlast eingespart werden kann. Zusammen mit ihrem besseren Abschneiden im Bereich der Treibhausgasemissionen im Vergleich zu zentralen Kraftwerken, stellt ihr Einsatz damit einen Beitrag zur Vermeidung inakzeptabler Belastungen im Bereich des Klimaschutzes dar. Eine detaillierte Betrachtung des möglichen Beitrags wird anhand von Szenarienanalysen in Abschnitt 3.5.4 durchgeführt. Zusätzlich entstehen gerade durch den Einsatz von Brennstoffzellen deutliche Reduktionen von Substanzen, die zur Eutrophierung und Versauerung von Ökosystemen beitragen. Auch in diesem Bereich leisten die Anlagen damit einen Beitrag zum Schutz der Umwelt vor kritischen Überbelastungen.

Die Optionsoffenheit eines Netzes von dezentralen Anlagen, die zentral steuerbar sind, wurde bereits bei der Versorgungssicherheit angesprochen. Bezüglich der Integration verschiedenster Anlagen in den Verbund, besitzt ein System dezentraler Anlagen, u.a. mit Brennstoffzellengeräten, größtmögliche Gestaltungsoptionen und eine vergleichsweise geringe Lebensdauer der Einzelanlagen. Dies drückt sich im verringerten Risiko von Fehlinvestitionen und damit in der Möglichkeit aus, sich mit den eingesetzten Technologien sukzessive den Anforderungen an das gesamte Energieversorgungssystem anzupassen.

3.5.4 Zukünftige Konkurrenzfähigkeit beim Klimaschutz und Umsetzungspotenziale

Die Einhaltung von Klimaschutzzielen zur Vermeidung inakzeptabler Risiken für die Menschheit ist die zentrale Motivation dafür, dass KWK-Anlagen installiert und gefördert werden. Daher stellt die Konkurrenzfähigkeit in Bezug auf die Reduktion von Treibhausgasen eine Grundvoraussetzung für die Unterstützung der Technologie dar. Diese wird im Folgenden detaillierter in Bezug auf das zukünftige Energiesystem diskutiert. Aus der Konkurrenzfähigkeit als Rahmenbedingung lassen sich zudem gut Potenziale für die Technologien ableiten.

Auf Basis von konstruierten Szenarien trifft Jungbluth (2007) mit Hilfe seiner Berechnungen Aussagen zur zukünftigen Konkurrenzfähigkeit von Brennstoffzellen-Heizgeräten bezüglich des voraussichtlichen CO_2-Ausstoßes während des Betriebs der konkurrierenden Anlagen. Emissionen in vor- und nachgelagerten Prozessen werden nicht mitberücksichtigt. Da die meisten CO_2-Emissionen jedoch durch den Betrieb entstehen, stellen die Betrachtungen eine gute Näherung für die gesamte Konkurrenzfähigkeit bezüglich Treibhausgasen dar.

Für die Darstellung der Entwicklung des Energiesystems bis zum Jahre 2050 wurden zwei verschiedene Szenarien verwendet. Das erste Szenario, „Referenz“, stellt die Entwicklung des Energiesystems dar, in dem eine Fort-

schreibung der derzeitigen Technologieentwicklung basierend auf Annahmen der Enquête-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ des 14. Deutschen Bundestags erfolgt. Das zweite Szenario basiert auf der Annahme einer CO_2-Reduktion im Jahr 2050 um 80 Prozent gegenüber 1990. Es stellt ein Szenario dar, das an das Zielszenario „Nachhaltigkeit“ des Umweltbundesamtes nach Fischedick et al. (2002) angepasst wurde. Im Einzelnen ergeben sich die folgenden Ergebnisse für die Konkurrenzfähigkeit bezüglich direkt konkurrierender dezentraler Anlagen zur Wärmeversorgung:

- Im Szenario „Referenz“ schneiden bei gleichem Brennstoff Brennstoffzellen immer besser ab als Brennwertkessel. Um in der dezentralen Wärmeerzeugung mit Elektro-Wärmepumpen konkurrieren zu können, müssen sie elektrische Wirkungsgrade von 30 Prozent erreichen.
- Im Szenario „Nachhaltigkeit“ ergeben sich bei Erdgasbetrieb ab 2035 keine Emissionsvorteile von Brennstoffzellen gegenüber dem allgemeinen Strom-Mix mehr. Im Jahr 2015 beginnt bereits theoretisch die Phase fehlender Konkurrenzfähigkeit in Bezug auf die CO_2-Emissionen gegenüber effizienten elektrischen Wärmepumpen als konkurrierende dezentrale Wärmeversorgungstechnologien, wenn diese sich aus dem Strom-Mix speisen. Deutlich anders sieht es aus, wenn biogenes Gas oder CO_2-frei erzeugter Wasserstoff verwendet wird. Dann verlieren die Brennstoffzellen nach diesem Szenario, auch gegenüber effizienten Wärmepumpen, erst 2030 bzw. 2040 ihre Emissionsvorteile.

Allerdings sind eher Kraftwerke in der Grund- und Spitzenlast als dezentrale Wärmesysteme als Konkurrenz zu betrachten. Ihre Leistungen können durch dezentrale Mikro-KWK-Anlagen ersetzt werden, wenn diese entsprechend betrieben werden. In der Grundlast sind hier vor allem Braunkohlekraftwerke zu nennen. Nicht als Konkurrenz zu betrachten sind Wasserkraftwerke, die nur ein beschränktes Potenzial besitzen, und Kernkraftwerke, die nach der derzeitigen Planung bis 2025 vom Netz genommen werden. In der Spitzenlast sind vor allem Erdgas-GuD-Kraftwerke zu nennen (Jungbluth 2007). Solange noch zentrale Kraftwerke bestehen, bei denen die erzeugte Wärme nicht verwertet wird, besitzen die Brennstoffzellenanlagen gegenüber diesen deutliche Vorteile. Wird auch in diesen Bereichen die Wärme genutzt, müssen mit den Brennstoffzellen-Heizgeräten ähnliche elektrische Wirkungsgrade erreicht werden wie mit den konkurrierenden Kraftwerken. Bei Braunkohle dürften diese maximal knapp unterhalb von 40 Prozent liegen, bei Erdgas-GuD-Kraftwerken knapp oberhalb von 50 Prozent. Die Verwendung regenerativ erzeugter Brennstoffe führt bereits bei geringeren Wirkungsgraden zu einer erhöhten Konkurrenzfähigkeit.

Die langfristigen Marktperspektiven und damit das Potenzial werden anhand der Szenarien von Jungbluth (2007) folgendermaßen eingeschätzt:

- Das theoretische Wärmeerzeugungspotenzial für Brennstoffzellen steigt von 2010 bis 2030 auf bis zu ca. 60 Prozent des Wärmebedarfs der Wohngebäude an. Unter Annahme des Referenzszenarios bleibt es in dieser Höhe erhalten. Unter der Annahme hoher CO_2-Emissionsminderungen und entsprechendem Ausbau erneuerbarer Energien geht es hingegen bis 2050 auf Null zurück.
- Jungbluth (2007) errechnet im Szenario „Referenz" eine Gesamtzahl von 14 Mio. verkauften Anlagen in Ein- und Zweifamilienhäusern zwischen 2010 und 2050 und 3,5 Mio. in kleinen Mehrfamilienhäusern. Die verkaufte Stückzahl liegt dabei im Jahr 2030 bei etwa 500.000. „Große Mehrfamilienhäuser und Hochhäuser stellen nur dann ein signifikantes Marktpotenzial dar, wenn mehrere Anlagen – bis hin zu Etagen-Brennstoffzellengeräten für Einzelwohnungen – installiert werden können." (ebd.:171).
- Nach den betrachteten Szenarien ergeben sich 2030 mögliche Abdeckungen des Gesamtwärmebedarfs der Wohngebäude von 10–11 Prozent. Im Szenario „Referenz" wird diese Zahl bis 2050 auf 25 Prozent gesteigert. Die Stromerzeugung steigt parallel auf etwa 10 Prozent (ca. 55 TWh_{el}) des Gesamtstrombedarfs in Deutschland und bis 2050 sogar auf 18 Prozent (ca. 100 TWh_{el}). Im Szenario hoher CO_2-Emissionsminderungen geht sie bis 2050 auf Null zurück. Aufgrund des sehr geringen Wärmebedarfs in den Sommermonaten können KWK-Anlagen durch die Wärmerestriktion dann deutlich weniger zur Stromversorgung beitragen als im Winter. Es ergaben sich Abdeckungen von durchschnittlich etwa 2 Prozent des deutschen Strombedarfs im Sommer und 15 Prozent im Winter.
- Die installierte thermische Leistung beträgt nach den Berechnungen von Jungbluth (2007) in beiden Szenarien im Jahr 2030 6 GW_{th}, die elektrische Leistung 5 GW_{el}. Im Referenzszenario nimmt diese bis 2050 weiter zu. Soweit benötigt, kann diese Leistung bei adäquater Steuerung der Anlagen weitgehend komplett für Spitzenlast verwendet werden. Der Einsatz der KWK-Anlagen zur Bereitstellung von Spitzenlast stellt vor allem im Sommer eine erfolgsversprechende Strategie dar, wobei aufgrund der Wärmerestriktion unter Umständen nicht die komplette Leistung abgerufen werden kann.
- Durch die Nutzung von Brennstoffzellen wird der Gasbedarf ansteigen. Ein Anstieg des Erdgasanteils an der zur Stromerzeugung eingesetzten Primärenergie auf bis zu 20 Prozent ist möglich.
- Die Minderung der direkten CO_2-Emissionen durch den Einsatz von Brennstoffzellen, vor allem aufgrund der Substitution von Strom aus Kohlekraftwerken, wird mit knapp 36 Mio. Tonnen beziffert.

Krewitt et al. (2004) gehen von ähnlichen Szenarien aus wie Jungbluth (2007). Allerdings ermitteln sie andere Potenziale. Für 2050 kommen sie im Bereich von KWK-Anlagen für die Objektversorgung im Referenzszenario auf einen Umfang von lediglich 0,95 GW_{el} und im Szenario mit hoher CO_2-Minderung auf 4,65 GW_{el} installierter elektrischer Leistung. Als Ma-

ximum sagen sie 7 GW_{el} installierter Leistung in der Objektversorgung voraus. In diesem dritten Szenario werden regenerative Energien statt für die Wärmeerzeugung alternativ zur Stromerzeugung eingesetzt. Der Primärenergieeinsatz regenerativer Energien bleibt dabei gleich. Der zusätzliche Strom wird über Elektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff als Treibstoff genutzt. Alternativ könnte der Wasserstoff auch für stationäre Brennstoffzellengeräte verwendet werden. Dazu müsste allerdings eine entsprechende Infrastruktur geschaffen werden.

3.5.5 Zusammenfassende Bewertung der Technologien hinsichtlich ihrer Zukunftsfähigkeit

Die Ergebnisse der Untersuchung der Technologien Brennstoffzelle und Virtuelles Kraftwerk auf ihre Zukunftsfähigkeit ergeben insgesamt ein positives Bild. Unter der Voraussetzung, dass einige Rahmenbedingungen zusätzlich etwas stärker auf die dezentralen Systeme ausgerichtet werden, bieten Brennstoffzellen in Virtuellen Kraftwerken, selbst mit Erdgasbetrieb, eine zukunftsfähige Option für die Ergänzung der Strom- und Wärmeversorgung in Deutschland. Einzelne Aspekte werden im Folgenden nach den für die Diskussion gewählten Schwerpunkten Ressourcennutzung, Umwelteffekte, Energiesystem und Konkurrenzfähigkeit im Klimaschutz bzw. Zukunftspotenzial aufgezeigt. Eine Zusammenstellung der Ergebnisse findet sich in Tabelle 3.12.

Tab. 3.12: Beurteilung der Zukunftsfähigkeit von Brennstoffzellen und Virtuellen Kraftwerken

	Indikator	Beurteilung[a]
Ressourcennutzung	Statische Reichweite der Reserven – Höhe und Konstanz der „Zeit sicherer Praxis“	Reichweite kleiner als die Systemträgheit: Chrom, Kupfer, Mangan, Nickel, Zirkonoxid Abnehmende Reichweite: Yttrium, Mangan, Eisen, Bauxit, Platingruppenmetalle
	Zur Produktion der Anlagen benötigte Materialmenge	Kritisch bei großer Verbreitung der Technologien: Yttriumoxid, Zirkonoxid
	Menge der insgesamt verfügbaren Ressourcen	Statische Reichweite unter 100 Jahren: Nickel, Zirkonoxid
	Preisänderungen	2001 bis 2006 Preisanstiege > 300%: Nickel, Kupfer
	Regionale Konzentration der Reservenvorkommen	Zwei Länder > 70%: Platingruppenmetalle, Chrom, Lithium
	Regionale Konzentration von Lieferung und Wertschöpfung	Zwei Länder > 70%: Yttrium (China: 99%), Platin, Palladium (Russland: 44%), Zirkonoxid

Fortsetzung auf der nächsten Seite

Tab. 3.12: Beurteilung der Zukunftsfähigkeit von Brennstoffzellen und Virtuellen Kraftwerken

Fortsetzung von der vorherigen Seite

	Indikator	Beurteilung[a]
Umwelteffekte	Treibhausgasemissionen und soziale externe Kosten durch den Klimawandel	Emissionen und Externe Kosten: bei Mikro-KWK auf Erdgasbasis niedriger als bei zentralen Kraftwerken, aber höher als bei Nutzung regenerativer Energien, innerhalb der Mikro-KWK schneiden Brennstoffzellen-Heizgeräte mit hohem elektrischem Nutzungsgrad am besten ab.
	Externe Kosten in den Bereichen Menschliche Gesundheit und Ökosysteme	Externe Kosten: bei Brennstoffzellen-Heizgeräten auf Erdgasbasis deutlich niedriger als bei anderen Mikro-KWK, Steinkohle-Kraftwerken, Braunkohle-Kraftwerken und Photovoltaik; ähnlich bei Erdgas-GuD-Kraftwerken; noch niedriger bei Laufwasser, Wind
Energieversorgungssystem	Versorgungssicherheit – gerechter und preiswerter Zugang	Ist nach der Markteinführung durch Verträge gestaltbar, Rahmenbedingungen sollten freien Netzanschluss und -zugang und wirtschaftlichen Betrieb der Anlagen ermöglichen
	Versorgungssicherheit – Ausfälle und Qualität	Überarbeitung von Schutzkonzepten auf dezentrale Einspeisung erforderlich, gegenüber Photovoltaik und Wind sind durch Mikro-KWK-Anlagen wesentliche Beiträge zur Gewährleistung der Spannungshaltung und Spannungsqualität möglich (Blindleistung, Kurzschlussleistung, Regel- und Ausgleichsenergie)
	Versorgungssicherheit – Diversität	Hängt lediglich von der Gestaltung der Systeme und Rahmenbedingungen ab; die Diversität des derzeitig vorwiegend zentral ausgerichteten Energiesystems erhöht sich
	Versorgungsicherheit – Mitbestimmung	Jeder hat prinzipiell die Möglichkeit, das System mitzugestalten und damit mitzubestimmen
	Risikovermeidung – technische Risiken	Es entstehen, auch bei Wasserstoffeinsatz, voraussichtlich keine erhöhten technischen Risiken
	Risikovermeidung – Umweltrisiken	Emissionen im lokalen Bereich wirkender Schadstoffe sind vergleichsweise gering und geringer als bei derzeitig eingesetzten Brennwertkesseln
	Risikovermeidung – Kritische Belastungen	Richtig implementiert können die Technologien einen Beitrag zur Einhaltung kritischer Grenzen im Klimaschutz und Belastungsgrenzen für Konzentrationen und den Eintrag versauernder und eutrophierender Substanzen zum Schutze von Ökosystemen leisten
	Optionsoffenheit	Das System zentral gesteuerter Einzelanlagen besitzt die größtmögliche Modularität und Flexibilität, Mikro-KWK und insbesondere Brennstoffzellen stellen dabei eine Option dar

[a] Materialien in Aufzählungen sind nach abnehmender Wichtigkeit sortiert

Brennstoffzellen können, wie andere Konkurrenztechnologien auch, verschiedene Brennstoffe verwerten. Unter Umständen muss dazu ein Reformer eingesetzt werden, der die eingesetzten Stoffe in reinen Wasserstoff umwandelt. Damit ist die Frage, welcher Brennstoff eingesetzt wird, im Wesentlichen eine des Energiesystems, also der Rahmenbedingungen für den Einsatz der Anlagen, und wird im Technologievergleich nur am Rande berücksichtigt. Aufgrund der vorhandenen Infrastruktur wird davon ausgegangen, dass zunächst Erdgas als Brennstoff eingesetzt werden wird. Im Sinne einer zukunftsfähigen Ressourcennutzung sollte langfristig darauf hingearbeitet werden, in den Anlagen Brennstoffe auf der Basis erneuerbarer Ressourcen zu verwenden.

Für die Bewertung von Brennstoffzellen im Hinblick auf eine zukunftsfähige Ressourcennutzung stellt sich als wesentlich heraus, dass für den Bau von Brennstoffzellengeräten einige seltene Materialien eingesetzt werden, deren Verwendung bedenklich ist, weil sie nur geringe Vorkommen aufweisen, weshalb ihre langfristige Verfügbarkeit fraglich ist. Lithium ist die einzige eingesetzte Ressource, bei der die statische Reichweite der Reserven sowohl mit 199 Jahren oberhalb der Trägheit des Energiesystems von etwa 60 Jahren liegt als auch über die Zeit mindestens konstant ist, was als Vorrausetzung für die zukunftsfähige Nutzung angesehen wird. Für alle anderen Materialien stellt sich heraus, dass sie nach diesen Kriterien als nicht nachhaltig bzw. nicht zukunftsfähig bewirtschaftet einzustufen sind. Lediglich Zirkonoxid und Nickel werden noch nahezu zukunftsfähig genutzt. Neben geringen Vorkommen sind außerdem hohe Preiszuwächse als problematisch anzusehen. Diese liegen für Nickel und Kupfer zwischen 2001 und 2006 mit über 300 Prozent besonders hoch. Starke regionale Konzentrationen in den Reserven und den Liefer- und Wertschöpfungsketten von 86 bis 98 Prozent in nur zwei Ländern sind vor allem für Chrom, Lithium und Platingruppenmetalle zu beobachten. Zusätzlich bestehen bei Yttrium, Platin, Palladium und Zirkonoxid starke Konzentrationen in der Produktion. Diese Konzentrationen bestehen für Yttrium und Palladium mit China und Russland in Ländern, mit denen erfahrungsgemäß Probleme auf dem Metallmarkt auftreten können. Um die Produktion von Brennstoffzellengeräten bzw. eine eventuell erreichte Wettbewerbsfähigkeit nicht zu gefährden, sollten Ressourcenbestände, -verfügbarkeiten und -preise bei den eingesetzten Materialien aufmerksam beobachtet werden. Im Fall von Yttriumoxid könnte die weltweite Massenproduktion von Heizgeräten mit Festoxid-Brennstoffzellen (SOFC) selbst nennenswert zur Verknappung der Ressource beitragen. Eine geringere Nutzung der Anlagen erscheint unproblematisch. Andere Ressourcen werden im Verhältnis zum Vorkommen in sehr viel geringerem Maße zur Produktion von Brennstoffzellen genutzt. Im Sinne einer sicheren zukunftsfähigen Versorgung sollte bei problematischen Materialien soweit wie möglich eine hohe Recyclingquote angestrebt werden oder eine Ersetzung stattfinden.

Bei der Analyse der Umwelteffekte wurden Auswirkungen durch Emissionen von Luftschadstoffen und Klimagasen untersucht. Berücksichtigt wurden dabei Schäden durch einen erhöhten Treibhauseffekt, photochemischen Smog, aquatische und terrestrische Eutrophierung, Versauerung und Feinstaubbildung. Ein Vergleich der Brennstoffzellen-Heizgeräte mit Konkurrenztechnologien für verschiedene Versorgungsaufgaben, für die mit dem derzeitigen Strom-Mix gerechnet wurde, sofern mit ihnen kein Strom produziert werden kann, zeigte, dass Brennstoffzellen-Heizgeräte bei gleichem Brennstoff Vorteile gegenüber anderen Technologien aufweisen. Dieser Vorteil erhöht sich mit der Menge des Stroms, die ins Netz eingespeist wird, weil dadurch entsprechend weniger Strom, der mit höheren Umwelteffekte verbunden ist, aus dem Netz bezogen und produziert wird. Die Bilanzierung einer großen Brennstoffzelleanlage mit etwa 60 Prozent elektrischem Wirkungsgrad und der Verwendung von Holzgas zeigt auf, dass die Erhöhung des Wirkungsgrades und die Verwendung regenerativer Brennstoffe zu deutlich höheren Vorteilen der Brennstoffzellengeräte gegenüber den anderen Technologien führen können. Bei der Bereitstellung regenerativ erzeugter Brennstoffe ist allerdings zu beachten, dass die Gesamtbilanz positiv ist und die positive Bilanz der Umwandlung regenerativen Energien nicht durch eine negative Bilanz, etwa durch Emissionen bei der Produktion der benötigten Geräte wie Elektrolyseuren, aufgewogen wird.

Der Vergleich der Brennstoffzellen-Heizgeräte mit anderen Stromerzeugungssystemen bezüglich der Umwelteffekte pro Kilowattstunde Strom ergibt deutliche Vorteile der mit Erdgas betriebenen KWK-Anlagen gegenüber zentralen Kraftwerken ohne Kraft-Wärme-Kopplung. Lediglich moderne Erdgaskraftwerke liegen in den externen Kosten in ähnlicher Höhe wie die Mikro-KWK-Anlagen. Die bezifferten externen Kosten pro kWh_{el} liegen je nach angenommenem Jahresnutzungsgrad bei den Brennstoffzellen-Heizgeräten und dem Stirlingmotor-Mikro-KWK bei etwas über 2 bis etwas über 3 Cent, für moderne Gaskraftwerke bei 3 bis 4 Cent, für Steinkohlekraftwerke bei etwa 6 bis 7 Cent und für Braunkohlekraftwerke bei 6,7 bis 8,7 Cent. Wird der Strom aus regenerativen Energien gewonnen, entstehen mit maximal etwas über 1 Cent pro Kilowattstunde deutlich geringere externe Kosten. Eine Variation der Annahmen in einer Sensitivitätsanalyse zeigte beträchtliche Änderungen in den Höhen der externen Kosten, die Ergebnisse der relativen Vergleiche ändern sich jedoch nur wenig. Kernkraftwerke wurden in dem Vergleich nicht berücksichtigt, da die Schätzungen der externen Kosten für sie zu stark auseinandergehen. Die Entscheidung, in Deutschland die Kernkraft auslaufen zu lassen, kann allerdings so interpretiert werden, dass Kernkraftwerke bezüglich ihrer Risiken und Umweltauswirkungen schlechter bewertet werden als die schlechteste am Markt verbleibende Alternative – Braunkohlekraftwerke.

Die Systemaspekte eines zentral steuerbaren Anlagenverbunds dezentraler Mikro-KWK-Anlagen sind durchweg positiv zu beurteilen. Der Zu-

gang zu der Brennstoffzellen- bzw. Mikro-KWK-Technologie kann nach der Markteinführung von Firmen, z.B. durch Contractingverträge, derart gestaltet werden, dass sich jeder Interessent für die Technologie entscheiden kann. Dies kann auch den Betrieb der Anlage in einem Virtuellen Kraftwerk beinhalten. Die Ausfallsicherheit und Versorgungsqualität kann durch die Nutzung dezentraler Anlagen bei der entsprechenden Implementierung und der Schaffung entsprechender Anreize für die Vergütung von Blindleistungen und Kurzschlussleistungen als Beitrag zum Netzmanagement gestärkt werden. Zusätzlich sollte geprüft werden inwiefern es sinnvoll ist, die Möglichkeiten für die Bereitstellung von Strom zur Vermeidung des Bezugs von Ausgleichsenergie im Verteilnetz weiter zu erhöhen. Entsprechende Netzausbauten bezüglich intelligenter Ortsnetztransformatoren und die Verwendung intelligenter Wechselrichter sollten die Maßnahmen ergänzen. Außerdem ist es erforderlich, auf die zentrale Versorgung ausgelegte Schutzkonzepte auf dezentrale Einspeisung anzupassen. Diversität in den angewandten Technologien sollte dadurch erreicht werden, dass verschiedene Anlagentypen in die Virtuellen Kraftwerke integriert werden. Aufgrund der beliebigen Erweiterbarkeit, hat jeder Einzelne die Möglichkeit, durch die lokale Gestaltung des Energiesystems mitzuwirken. Außerdem sind durch die eingesetzten Technologien keine erhöhten technischen Risiken zu erwarten. Im Bereich der Umweltrisiken beim Klimaschutz und beim Schutz der Ökosysteme führen sie, richtig implementiert, zu einer Verbesserung, indem sie Leistung durch fossil befeuerte zentrale Großkraftwerke ersetzen. Das System dezentraler Anlagen ist optionsoffen. Zudem lässt es sich durch den Austausch einzelner Anlagen sukzessive umbauen, wodurch auf einen Wandel der Anforderungen deutlich flexibler reagiert werden kann als mit zentralen Großkraftwerken.

Brennstoffzellen-Heizgeräte in Virtuellen Kraftwerken erweisen sich mit Bezug zum zentralen Aspekt der Reduktion von Treibhausgasemissionen so lange als konkurrenzfähig, wie Grund- und Spitzenlast alternativ konventionell durch zentrale Braunkohle- bzw. Gas-Kraftwerke ohne Kraft-Wärme-Kopplung gedeckt werden müssen. Wird auch bei Ihnen die Wärme genutzt, müssen Brennstoffzellen-Heizgeräte, um konkurrenzfähig zu bleiben, elektrische Wirkungsgrade von etwa 40 bzw. 50 Prozent erreichen oder mit regenerativen Brennstoffen betrieben werden. Die maximal installierbare elektrische Leistung wird mit etwa 1 bis 7 GW beziffert. Die maximale Gesamtzahl der Anlagen wird für Ein- und Zweifamilienhäuser auf 14 Mio. und für Mehrfamilienhäuser auf 3,5 Mio. geschätzt. Der Zubau von Anlagen kann dabei bis zu 500.000 pro Jahr betragen. Je nach angenommenem Szenario können bis zu 10 bis 25 Prozent des Gesamtwärmebedarfs von Wohngebäuden und bis zu 10 bis 18 Prozent (55 bis 100 TWh_{el}) des Gesamtstrombedarfs in Deutschland gedeckt werden. Im Sommer liegt das Potenzial bei geringem Wärmeverbrauch deutlich darunter. Der verstärkte Einsatz von Wärmeverbrauchern im Sommer, wie z.B. Absorptions-

kälteanlagen könnte dies gegebenenfalls erhöhen. Daraus wird klar, dass Brennstoffzellen-Heizgeräte in Zukunft zwar einen relevanten Beitrag zur Wärme- und Stromversorgung in Deutschland leisten können, dieser jedoch um weitere Technologien erweitert werden muss. Allerdings ist dabei auch zu beachten, dass sie besonders wertvolle Spitzenleistung bereitstellen können. Die ausgeschriebene Leistung im besonders interessanten Markt für Minutenreserve mit beispielsweise 3,1 bis 3,4 GW_{el} in 2006 (BNetzA 2007) zeigt auf, dass in diesem Bereich auch geringe Leistungen relevant sind.

3.6 Schlussfolgerungen

3.6.1 Technische Entwicklung und Potenziale

Bis zum Jahr 2020 müssen etwa 40 GW Kraftwerksleistung erneuert werden. Bei den Investitionsentscheidungen ist zu beachten, dass diese, gerade wenn Sie zugunsten von Großkraftwerken getroffen werden, zu einer langfristigen Festlegung der Energieversorgungsstruktur führen.

Die Betrachtungen in diesem Kapitel haben gezeigt, dass die Stärkung der dezentralen Energieversorgung durch den Zubau dezentraler Mikro-KWK-Anlagen, vor allem, wenn sie so implementiert werden, dass sie konventionelle Kraftwerksleistungen in der Bereitstellung von Grund- und Spitzenlast ersetzen können, neben zentralen Anlagen eine weitere Option darstellt. Die Vorteile von Mikro-KWK-Anlagen liegen darin, dass die Stromerzeugung nahe am Konsumenten stattfindet und die dabei entstehende Wärme direkt im Gebäude genutzt werden kann. Es reduzieren sich Leitungsverluste und die Energieumwandlung in der Kraft-Wärme-Kopplung ist deutlich effizienter als bei herkömmlichen Kraftwerken. Zusätzlich lassen sich mit Brennstoffzellen aufgrund der besonders effizienten direkten Umwandlung von chemischer in elektrische Energie auch in kleinen Leistungseinheiten besonders hohe Wirkungsgrade erreichen. Ihre kurzfristige Regelbarkeit ist aufgrund ihres hervorragenden Teillastverhaltens sehr gut. Indem sie Fluktuationen in der dezentralen Einspeisung kleiner Wind- und Solaranlagen ausgleichen können, stellen sie eine gute Ergänzung dezentraler regenerativer Energiesysteme dar. Durch die koordinierte Steuerung der Einzelanlagen ergibt sich bereits auf Verteilnetzebene ein großes Potenzial für die Vergleichmäßigung der eingespeisten Leistungen und damit ein Beitrag zur Versorgungssicherheit.

Die Schätzungen für die maximal installierte elektrische Leistung von Mikro-KWK-Anlagen gehen von etwa 1 bis 7 GW aus. Die Deckung des Wärmebedarfs der Wohngebäude in Deutschland wird mit bis zu 10 bis 25 Prozent und die Deckung des Strombedarfs in Deutschland mit bis zu 10 bis 18 Prozent (55 bis 100 TWh_{el}) angegeben. Im Sommer liegen sie allerdings deutlich darunter. Diese Zahlen zeigen, dass die Anlagen zwar einen

relevanten Beitrag liefern können, jedoch nur eine zusätzliche Unterstützung zum restlichen Energiesystem darstellen werden. Örtlich könnten sie allerdings durchaus die Wärme- und Stromversorgung von Gebäuden prägen. Zudem können die Anlagen dazu genutzt werden, unter anderem Spitzenstrom bereitzustellen, für den auch geringe Leistungen von wenigen Gigawatt relevant sind.

Um diese Potenziale erschließen zu können, ist es zunächst grundlegend, die technische Entwicklung von Brennstoffzellen-Heizgeräten als neue Technologien im Bereich der Mikro-KWK-Anlagen weiterzuführen. Nur dadurch können Anforderungen an die Anlagen im Bereich der Kosten, Energieeffizienz, Lebensdauer und Wartung erfüllt werden. Im Bereich der Virtuellen Kraftwerke sollten vor allem Steuerungskonzepte weiterentwickelt und getestet werden, mit denen mehrere Tausend Anlagen koordiniert betrieben werden können. Diese Möglichkeiten zur Steuerung sowie entsprechende Wechselrichter zur intelligenten Netzintegration sollten bei der Implementierung der Anlagen bereits frühzeitig vorgesehen werden, um ihr technisches Potenzial im Hinblick auf die Stabilisierung der Netze und der Gewährleistung guter Versorgungsqualität bereits bei einer geringeren Marktdurchdringung aktivieren zu können und damit Hemmnisse zur Implementierung der Anlagen im Bereich der Netzsicherheit bzw. -stabilität zu umgehen.

3.6.2 Wirtschaftlichkeit

Des Weiteren sollten Rahmenbedingungen weiter an die dezentralen Strukturen angepasst werden, um Anreize zu schaffen, vor allem mit koordiniert betriebenen dezentralen Anlagen, zusätzlich zur Strombereitstellung, wirtschaftliche Potenziale in der Gewährleistung von Versorgungssicherheit im Verteilnetz auszuschöpfen. Aufgrund der stark zentral ausgerichteten Organisation der Stromversorgung bestehen z.B. für einen Ausgleich eingespeister und entnommener Energiemengen ohne Umwege über das Übertragungsnetz nur sehr beschränkte Möglichkeiten. Neben der Bereitstellung von Regelenergie auf Ebene der Verteilnetze können dezentrale Anlagen das Management der Verteilnetze unterstützen, indem sie bei Bedarf gezielt Blindleistung und Kurzschlussleistung bereitstellen und durch zeitweise gewollte Inselnetzbildung ggf. eine unterbrechungsfreie Stromversorgung gewährleisten.

Wirtschaftlichkeitsanalysen haben gezeigt, dass zum Betrieb von Mikro-KWK-Anlagen eine wärmegeführte durch einen Speicher untergestützte Fahrweise und eine extern geführte Fahrweise durch einen vorgegebenen Fahrplan oder zur Bereitstellung von Regelenergie anderen Fahrweisen vorzuziehen sind. Beide lassen sich zeitlich kombinieren, so dass bei entsprechendem Erlöspotenzial die extern geführte Fahrweise gewählt wird und die Anlagen ansonsten wärmegeführt betrieben werden. Die Größen der wirtschaftlich betreibbaren Anlagen sind, vor allem im Bereich von

Einfamilienhäusern, sehr klein. Hier sind Anlagen im Bereich weniger hundert Watt elektrischer Leistung denkbar. Die Produktion von Kleinstanlagen, die in einzelnen Wohneinheiten eingesetzt werden können, könnte zusätzlich Potenziale in großen Mehrfamilienhäusern und Hochhäusern erschließen. In den Betrachtungen stellte sich zusätzlich heraus, dass Contracting im Vergleich zum privaten Betrieb mit Ziel der Eigenversorgung zu größeren Anlagengrößen, größerer thermischer Deckung und höheren erwirtschafteten Kapitalwerten führte. Eine extern geführte Fahrweise führt bei privater Eigenversorgung zu ähnlichen Effekten. Die Zahl der Anlagenstarts nimmt in beiden Fällen deutlich zu.

3.6.3 Zukunftsfähigkeit

Die Untersuchung der Zukunftsfähigkeit der Technologien zeigte ein positives Bild der Technologien auf. Mit Blick auf die Ressourcennutzung ergab sich, dass die Verwendung von Brennstoffzellen in der Hausenergieversorgung verantwortbar ist, jedoch bei einem umfangreichen Einsatz der Geräte für die in der Produktion verwendeten seltenen Materialien entweder sehr hohe Recyclingraten realisiert oder Ersatzmaterialien gefunden werden müssen. Ansonsten kann der Einsatz der Geräte nicht zukunftsfähig erfolgen. Unter den eingesetzten Materialien wird nach den angesetzten Kriterien der ausreichenden und konstanten „Zeit sicherer Praxis“ lediglich Lithium, das in großen Brennstoffzellenanlagen eingesetzt wird heute bereits nachhaltig bzw. zukunftsfähig bewirtschaftet.

Von Seiten der Umwelteffekte lässt sich sagen, dass die betrachteten Mikro-KWK-Technologien im Verhältnis zu den derzeitig eingesetzten Wärmeerzeugungstechnologien in Kombination mit zentralen Kraftwerkstechnologien besser abschneiden und sie deshalb einen guten Ersatz darstellen. Aus Umweltgesichtspunkten sollten die Anlagen so gefahren werden, dass mit ihnen möglichst viel Strom erzeugt wird. Das spricht prinzipiell für eine wärmegeführte Fahrweise, die um eine zeitweise extern geführte Fahrweise, die auch für eine erhöhte Wirtschaftlichkeit vorgeschlagen wird, ergänzt werden kann. Am besten geeignet dafür sind Anlagen mit einer hohen Stromkennzahl bzw. einem hohen elektrischen Wirkungsgrad.

Im Hinblick auf die Bewertung bezüglich seines Beitrages zum Energiesystem, weist das dezentrale System einige Potenziale auf, deren Realisierung zum Teil von der richtigen Umsetzung abhängt. So sollte ein Zugang zur Energieversorgung durch das Virtuelle Kraftwerk für alle möglich und kostengünstig realisierbar sein und durch entsprechende Serviceaufträge unterstützt werden. Das Virtuelle Kraftwerk sollte so realisiert sein, dass eine sichere Energieversorgung gewährleistet ist. Neben der zentralen Steuerung können zu diesem Zweck Managementsysteme und intelligente Wechselrichter für die Einzelanlagen eingebaut werden. Diese sollten durch netzseitige technische und organisatorische Maßnahmen und Anpassungen der Rahmenbedingungen auf dezentrale Anlagen ergänzt werden, so

dass Anreize für Vergütungen und bessere Bedingungen für die Bereitstellung von Regelenergie auf Verteilnetzebene geschaffen werden.

Ein wesentlich erhöhtes Risiko durch den Einsatz von Brennstoffzellen ist nicht zu erwarten, weder durch Fehlbedienung, noch durch erhöhte Schadstoffemissionen in Wohngebieten. Die Optionsoffenheit des Energieversorgungssystems wird durch Virtuelle Kraftwerke aufgrund ihres maximal modularen Aufbaus und der im Vergleich zu zentralen Großkraftwerken geringen Lebensdauer der Einzelanlagen gefördert.

Mögliche Hemmnisse für die adäquate Umsetzung von Brennstoffzellen in Virtuellen Kraftwerken im Hinblick auf eine zukunftsfähige Entwicklung konnten in verschiedenen Punkten identifiziert werden:

Die Vorteile der Anlagen im Umweltbereich und in den sozialen Kosten gegenüber zentralen Kraftwerken sollten sich permanent am Markt widerspiegeln. Zu diesem Zweck sollten Instrumente implementiert werden, die den geringen bezifferbaren externen Kosten gerecht werden und diese adäquat internalisieren. Das kann zum Beispiel in Form einer zeitlich unbegrenzten Steuer oder Abgabe geschehen, deren Höhe mit Änderungen in der Höhe der bezifferbaren externen Kosten, die z.B. durch Ergänzungen und Weiterentwicklungen der Berechnungsmethoden entstehen können, angepasst wird. Die Vorteile von Brennstoffzellen-Heizgeräten gegenüber zentralen Kraftwerken bezogen auf eine Kilowattstunde Strom betragen 1 Cent (derzeitige Erdgas-GuD-Kraftwerke) bis knapp 6 Cent (Braunkohlekraftwerk). Die Nutzung regenerativer Energien zeigt in den externen Kosten deutliche Vorteile. Auch diese Vorteile sollten den Systemen entsprechend zugute kommen.

Im Bereich der zur Produktion der Brennstoffzellengeräte eingesetzten Materialien ist für eine Serienproduktion darauf zu achten, dass keine Engpässe durch Preiserhöhungen bzw. Lieferprobleme entstehen können. Einige der eingesetzten Materialien sind aufgrund der geringen Menge ökonomisch verfügbarer Ressourcen und aufgrund von regionalen und unternehmerischen Konzentrationen im Reservenbestand und der Produktion als kritisch anzusehen. In diesen Bereichen sollte frühzeitig für Ersatz, entsprechend hohe Recyclingraten oder einen Anstieg der Reserven durch erhöhte Explorationsanstrengungen gesorgt werden.

Um das komplette Potenzial von Brennstoffzellen-Heizgeräten zu nutzen und die umweltseitigen Vorteile der Nutzung regenerativer Energien nicht zu einem unnötigen Hemmnis für sie werden zu lassen, sollten sie nicht als Konkurrenz, sondern als Unterstützung der Umwandlung im Bereich regenerativer Energien in einem Anlagenverbund konzipiert werden, indem sie teilweise Schwankungen in der Verfügbarkeit von Strom und Wärme aus erneuerbarer Energien ausgleichen, und damit weniger oder im Idealfall keine zusätzliche Leistung von zentralen Kraftwerken angefragt werden muss.

http://www.springer.com/978-3-540-85796-9

Brennstoffzellen und Virtuelle Kraftwerke
Energie-, umwelt- und technologiepolitische Aspekte
einer effizienten Hausenergieversorgung
Droste-Franke, B.; Berg, H.; Kötter, A.; Krüger, J.; Mause,
K.; Pielow, J.-C.; Romey, I.; Ziesemer, Th.
2009, LXVI, 382 S., Hardcover
ISBN: 978-3-540-85796-9