

Stationäre Brennstoffzellen

Vaillant
5 kW PEMFC



Hexis
1,5 kW SOFC



UTC PC 25 C
250 kW PAFC



FCE DF 300
300 kW MCFC



Siemens-Westinghouse
100 kW SOFC



MTU Hot Module
250 kW MCFC



Überblick über unterschiedliche stationäre Brennstoffzellen.

Stationäre Brennstoffzellen

Stand der Entwicklung, Kostensituation, Marktaussichten

Membranbrennstoffzellen bleiben der mobilen Stromerzeugern in Fahrzeugen vorbehalten, denn ihre Lebensdauer ist auf rund 15 000 Stunden begrenzt. Demgegenüber werden mit Hochtemperatur-Brennstoffzellen der Karbonatschmelzen- (MCFC) und des oxidkeramischen Typs (SOFC) schon heute Standzeiten von mindestens 35 000 Stunden erzielt. Das Hauptproblem der Markteinführung besteht nach wie vor in den hohen Herstellkosten, die bei mindestens 5 500 € pro kW liegen und bis unter 2 000 € pro kW gesenkt werden müssten.

Die stationäre Stromerzeugung in Brennstoffzellen ist für die Leistungsklassen 1 bis 5 kW (Hausenergiesysteme), 100 bis mehrere hundert kW (KWK-Anlagen) und 500 kW bis mehrere MW (dezentrale, mittelgroße Elektrizitätserzeugung mit Kraft-Wär-

me-Kopplung auf der Basis von Brennstoffzellen) in vielfacher Weise erprobt worden [1 bis 7]. Dabei hat sich herausgestellt, dass die Niedertemperaturzellen des Membrantyps (PEMFC) nicht gut für stationäre Anlagen geeignet sind, weil sie nicht die notwendigen Standzeiten aufweisen. Man muss schon nach 15 000 Betriebsstunden mit einem Versagen der Zellen rechnen [8]. Daher scheint es jetzt festzustehen, dass Membranzellen in Zukunft der mobilen Stromerzeugung, dem Brennstoffzellenauto, vorbehalten bleiben. Außerdem muss man aus thermodynamischen Gründen mit einem geringeren elektrischen Wirkungsgrad (30 bis 35 %) vorlieb nehmen als mit Anlagen, in denen Hochtemperaturzellen verwendet werden (50 % und mehr) [9]. Es muss jedoch erwähnt werden, dass japanische Firmen, zum Beispiel Ebara, gemeinsam mit Ballard sowie Fuji Electric Advanced Technology, Hitachi, Matsuchita, Mitsubishi, Sanyo und Toshiba und auch deutsche Firmen, wie zum Beispiel die european fuel cell GmbH, weiterhin an der

Entwicklung von Hausenergiesystemen auf der Basis von PEM-Zellen arbeiten¹⁾.

Für die oxidkeramischen (SOFC), die Karbonatschmelz (MCFC)- und für die phosphorsauren (PAFC) Zellen ergaben sich gegenüber den PEM-Zellen bei ständiger Verbesserung über die letzten zehn Jahre sowohl Standzeiten mit mehr als 30 000 h als auch Verfügbarkeiten von deutlich mehr als 90 % sowie Gesamtwirkungsgrade über 85 %, die den Ansprüchen an eine stationäre Elektrizitätserzeugung mit Kraft-Wärme-Kopplung genügen [1].

Es wird gegenwärtig viel Geld der Steuerzahler für die Entwicklung von Brennstoffzellensystemen für die stationäre Stromversorgung ausgegeben. Fast jedes Projekt und jede Demonstration der Brennstoffzellentechnik wird mit öffentlichen Geldern gefördert. Im internet sind unter www.fuelcells.org/db/projects.php für die Zeit von 1998 bis heute

¹⁾ Jetro Japan economic report, April-May 2006, www.jetro.go.jp/en/market/trend/industrial/pdf

Autor

Prof. a.D. Dr. Hartmut Wendt, Jahrgang 1933, Studium der Chemie an den Universitäten Münster und Göttingen. 1960 Promotion am MPI für physikalische Chemie in Göttingen. 1969 bis 2000 Professor für Chemische Technologie und Technische Elektrochemie an der TH/TU Darmstadt. 1980 bis 1990 project leader für Technische Wasserelektrolyse bei der EU-Kommission. Gründungsversitzer des VDI/GET-Unterausschusses Brennstoffzellen (Brezel).

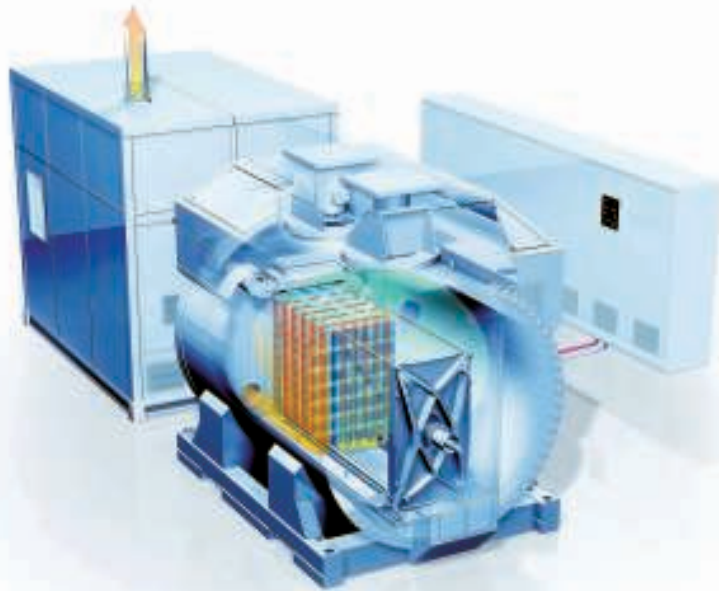


Bild 1

Darstellung des MCFC-Moduls „Hot Module“ von MTU.

insgesamt 809 Projekte weltweit für die Verwendung stationärer Brennstoffzellenanlagen aufgeführt, rund 10 % davon befinden sich noch in der Planung. Davon sind 365 in den USA (45 %), 181 in Japan (22 %), 104 in Deutschland (13 %), 23 in Frankreich (rund 3 %), 18 in Kanada und 15 im Vereinigten Königreich beheimatet. Wenn sich dennoch immer noch kein Markt für stationäre Brennstoffzellenanlagen entwickelt, dann muss man fragen, woran das liegt und ob wir tatsächlich die stationäre Stromerzeugung aus Erdgas in relativ kleinen stationären Brennstoffzellenanlagen brauchen.

Die Antwort ist leicht gegeben: Wenn Brennstoffzellenanlagen hinreichend billig wären, würden sie auch eingesetzt, und sie würden benötigt, denn

- sie bieten den Vorteil hoher Verfügbarkeit, langer Standzeit und hoher Energienutzung für disperse Stromerzeugung, vor allem da, wo die öffentlichen Versorgungsnetze schlecht ausgebaut sind, zum Beispiel in dünn besiedelten Gebieten.

- Wenn ihr gekoppeltes Elektrizitäts- und Wärmeangebot dem Nutzerprofil entspricht, helfen sie durch ihren hohen Energienutzungsgrad, den CO₂-Ausstoß zu vermindern.

- Weil Brennstoffzellen für die Energieumwandlung nicht wie Wärme-Kraft-Maschinen mechanisch hoch belastete Elemente, die ständige Wechsellasten ertragen müssen, besitzen, darf man bei ihnen mit sehr viel geringerem Verschleiß und entsprechend geringem Wartungsbedarf und höherer Anlagenverfügbarkeit rechnen.

- Brennstoffzellenanlagen können elektrische Energiewirkungsgrade – bis zu 50 % – erzielen und entsprechen damit eher dem deutlich gesenkten Wärmebedarf moderner Niedrigenergiehäuser, die mit rund 5 bis 6 kWh Wärme pro m² und Jahr rund sechs Mal weniger Wärme brauchen als Häuser älteren Standards.

- Brennstoffzellen ermöglichen die Nut-

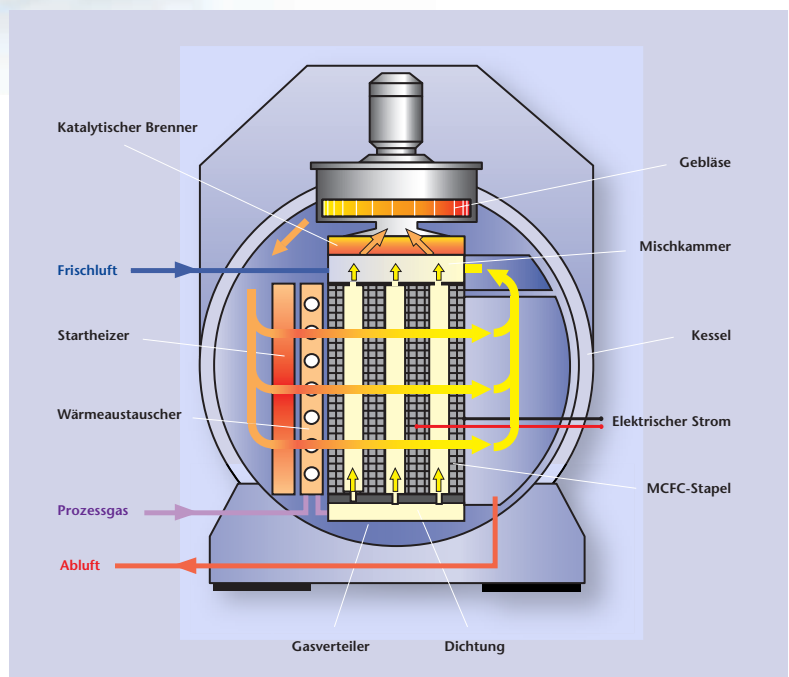


Bild 2

Hochtemperaturtrommel und Brennstoffzellenstapel des Hot Modules im Schnitt.

zung von Biomasse in Form von Biogas (das zu rund 50 % aus Methan, Rest Kohlendioxid, besteht) oder vergaster Biomasse.

Brennstoff und Brennstoffaufbereitung

Der natürliche Brennstoff für Brennstoffzellen ist Wasserstoff. Obwohl man in oxidkeramischen Zellen bei 1 000 °C auch Kohlenmonoxid (CO) oder Methan (CH₄) direkt verstromen kann, sind doch die erzielbaren Leistungsdichten deutlich kleiner als bei der Verstromung von Wasserstoff. Jedoch ist gereinigter Was-



serstoff zu teuer für die Gewinnung von Strom und Wärme, sodass man heute in-situ durch Reformieren aus Erdgas erzeugten, unreinen Wasserstoff verwendet, der Bestandteil eines Gasgemisches ist, das außer Wasserstoff noch Kohlen-

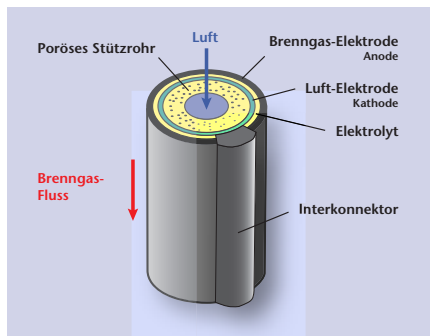


Bild 3
Schnitt durch eine Röhrenzelle der SOFC-Technik von Siemens-Westinghouse.

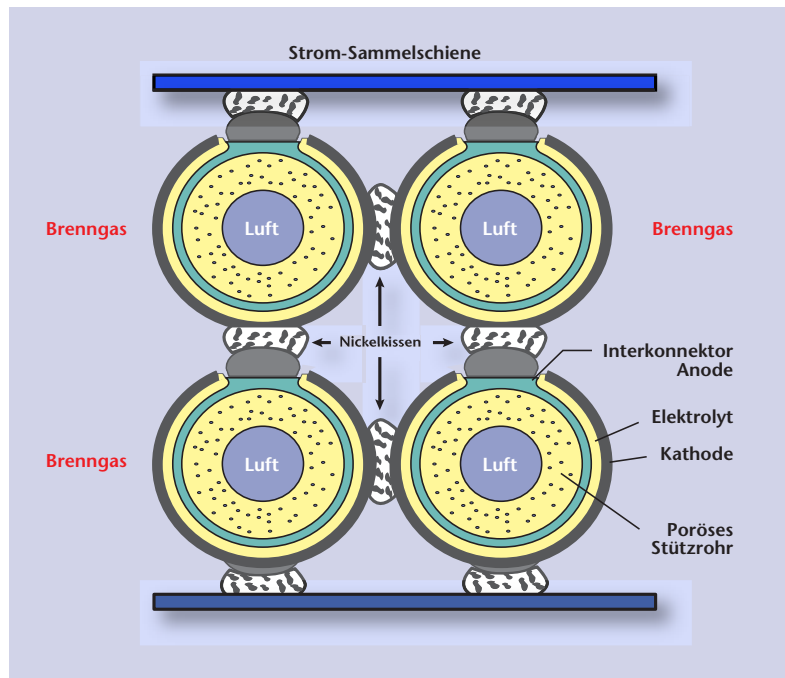


Bild 4
Darstellung der Parallel- und Serienschaltung der Röhrenzellen.

dioxid, Dampf und Kohlenmonoxid enthält. Wo Erdgas nicht infrage kommt, weil zum Beispiel kein Erdgasnetz vorhanden ist, kann Flüssiggas oder sogar Benzin oder Diesel an seine Stelle als Primärbrennstoff für stationäre Brennstoffzellenanlagen treten. Auch aus Biomasse gewonnenes Bioethanol oder Methanol kämen infrage. Der primäre Energierohstoff für Brennstoffzellen ist aber heute in der Regel Erdgas, das in der Brennstoffzellenanlage in einem klassischen, heterogen-katalytischen Verfahren bei Prozesstemperaturen bis zu 1 000 °C zu Synthesegas reformiert werden muss (Spaltung von Kohlenwasserstoffen mit Wasserdampf in H₂, CO₂ sowie Rest-CO). Das Gas kann nicht ohne weiteres in die Zellen eingespeist werden, weil es mehrere Prozent Kohlenmonoxid enthält. Kohlenmonoxid muss für phosphorsäuren Zellen, die mit einer Arbeitstemperatur von 200 °C platinhaltige Katalysatoren verwenden und deswegen relativ empfindlich gegen das Katalysatorgift CO sind, in einem weiteren katalytischen Prozess mit Wasserdampf konvertiert werden, so dass nur etwa 1 % CO im Gas verbleibt. Für Niedertemperaturzellen wie die PEM-Zelle darf das Gas nicht mehr als 10 ppm CO enthalten. Die Hochtemperaturzellen (MCFC und SOFC) benutzen bei höheren Arbeitstemperaturen (650 °C bei der MCFC sowie mehr als 800 °C bei der SOFC) Nickel als Katalysatoren und sind kaum CO-empfindlich. Deswegen benötigen sie die separate Shift-Konvertierung nicht. In ihnen erfolgt die shift-Konvertierung in der Zelle, wobei der Katalysator

für die Konvertierung die Nickelanode der Zelle ist.

Stationäre Anlagen mit Hochtemperaturbrennstoffzellen

Karbonatschmelzbrennstoffzellen

Der Name der Zellen ist durch die Verwendung eines Schmelzelektrolyten, der aus einem von zwei Eutektika des binären Systems Li₂CO₃ / K₂CO₃ besteht, gegeben. Die Anode besteht aus gesinterem Nickel, die Anode besteht im Wesentlichen aus lithiiertem Nickeloxid, das infolge der Lithiumaufnahme ein p-Halbleiter mit nahezu metallischer Leitfähigkeit ist. Der Elektrolyt wird in einer porösen Matrix aus fein gekörntem Lithiumaluminat (LiAlO₂) gespeichert, die Anode und Kathode von einander trennt. Über die Materialprobleme unter Einschluss der bipolaren Platte [10] und die (geringe) Flüchtigkeit des Elektrolyten [11] ist an anderer Stelle berichtet worden. Die Probleme scheinen inzwischen (vielleicht auch durch Absenken der Arbeitstemperatur) weitgehend gelöst zu sein, denn es wird vom Hersteller MTU über Standzeiten berichtet, die erheblich über 30 000 h hinausgehen und sogar im Einzelfall auch 35 000 h überschreiten.

Wesentlich hat die US-amerikanische Firma FCE (fuel cell energy, früher ERC, energy research corporation) diese Technologie seit den 80er Jahren entwickelt und weitgehend geprägt. Die deutsche MTU arbeitet mit FCE bzw. früher mit ERC zusammen und hat die Zellentechnologie

übernommen. Jedoch hat MTU in der Gestaltung der Gasverfahrenstechnik und der Wärmetechnik ganz neue Wege beschritten. Die **Bilder 1 und 2** geben einen Gesamteindruck des „Hot Module“ und einen Schnitt durch den Zellstapel und die Trommel wieder, die den Zellstapel aufnimmt.

Das Design der Anlage nach den Ideen von MTU hat eine weitgehende Vereinfachung der Verfahrenstechnik und eine merkliche Verbilligung der Herstellung zum Ziele. Allerdings ist diese Entwicklung auf eine relative geringe Anlagenleistung (200 bis 250 kW (el.)) und damit auf ein ganz spezielles Marktsegment gerichtet. Die Anlagengröße passt relativ gut zur Größe bzw. Leistungsfähigkeit der üblichen, landwirtschaftlichen Biogasanlagen bzw. zum Verstromen von Deponiegas.

Bild 1 zeigt, dass eine relativ kleine Trommel zur Aufnahme des Zellenstapels (siehe Bild 2) flankiert wird von zwei relativ großen Anlagenteilen, in dem einerseits der von der Zelle gelieferte Gleichstrom konditioniert, das heißt, in Wechselstrom der üblichen Frequenz und Spannung gewandelt wird, und andererseits das Arbeitsgas gereinigt und vorreformiert und die Hochtemperaturwärme des Abgases ausgekoppelt wird,

was bei relativ hohen Temperaturen bis 400 °C möglich ist. Zur Gastechnik gehören die adsorptive Entschwefelung sowie die Vorreformierung unter Benutzung der Hochtemperaturabwärme der Zelle.

Einzelheiten der Gasverfahrenstechnik sind proprietär und nicht zugänglich. Bild 2 zeigt, dass in der Hochtemperaturtonne der Brennstoffzellenstapel nicht wie vielfach üblich liegt, sondern hochkant auf dem Zugangsschacht für das Brenngas steht. Dies macht zusätzliche Abdichtungen am Gaseingang überflüssig.

Besonders ist hervorzuheben, dass in sehr einfacher Weise und ohne Verwendung eines Wärmeaustauschers die Verlustwärme der Zelle, die bei hoher Temperatur anfällt, ausgekoppelt wird: Das Kathodengas wird nämlich durch einen Ventilator in der Hochtemperaturtrommel umgewälzt, wobei es mehrfach die nach beiden Seiten offenen Kathodenräume durchläuft. Die umgewälzte Kathodenluft wird dabei im Kreuzstrom (quer) zum Anodengasstrom (von unten nach oben) durch den Zellenstapel geführt. Dem Kathodengaskreislauf wird kalte Frischluft entsprechend dem Bedarf der Zelle zugemischt. Die Wärmekapazität der kalten Frischluft, die durch das Mischen mit Umlaufgas auf Zelltemperatur aufgeheizt wird, reicht aus, die Verlustwärme aufzunehmen und die Zelle durch Kühlung stationär bei der beabsichtigten Arbeitstemperatur von 600 bis 650 °C zu halten. Der direkte Wärmeaustausch vereinfacht und verbilligt die Verfahrenstechnik erheblich. Nach dem Vorreformieren im Gasprozessteil der Anlage wird der Rest der Reformierung in Katalysatorpackungen geleistet, die zwischen den einzelnen Zellen in einem dünnen Zwischenraum innerhalb der biopolaren Platten untergebracht sind. Auf diese Weise wirkt die Zelle selbst als Hochtemperaturwärmeaustauscher, in dem die Abwärme der Zelle unmittelbar für die endotherme Reformierreaktion genutzt wird.

Die Anlagen von FCE benutzen die gleichen Einzelteile wie die von MTU (MTU ist vorläufig noch auf Zulieferung von FCE angewiesen) und sind nach ähnlichen Prinzipien konstruiert. Im ganzen wirken die FCE-Anlagen mächtiger. Die Zahl der von FCE hergestellten und von unterschiedlichen Nutzern mit Erfolg betriebenen Anlagen ist rund drei Mal größer als die der MTU-Anlagen. EFC stellt sowohl relativ kleine Anlagen mit rund 300 kW (el.) als auch große Anlagen bis zu 1 500 kW (el.) her. Eine jüngere Aufstellung zeigt, dass für Biogasverstromung elf Anlagen von EFC in Be-



trieb sind, davon ist eine vom Typ DFC 1500 mit 1,5 MW (el.) und eine MTU-Hot-Module-Anlage mit 250 kW (el.), der Rest sind DFC-300-kW-Anlagen [1]. FCE und MTU bieten ihre Anlagen kommerziell an. Bei UTC liegen die spezifischen Kosten bei rund 5 300 € pro kW. Außer FCE und MTU befasst sich in Europa noch Ansaldo mit der Entwicklung von MCFC-Anlagen. Ansaldo geht jedoch damit noch nicht auf den Markt [12]. In Japan ist es die halbstaatliche Institution CRIEPI (Central Research Institute of Electrical Power Industries), die die Entwicklung hocheffizienter Karbonat-schmelzen-Anlagen durch die Industrie gefördert hat. Die Japaner benutzen eine Na₂CO₃/Li₂CO₃-Mischschmelze und haben große Anlagen (mehrere MW) unter 12 bar Überdruck betrieben. Jedoch bietet die japanische Industrie vorläufig noch keine Produkte der MCFC-Technik an [13]. Ähnliches gilt auch für Korea [14].

Oxidkeramische Brennstoffzellen

Oxidkeramische Zellen sind seit rund 30 Jahren bekannt. Sie tragen ihren Namen, weil als Elektrolyt ein oxid-keramischer Festkörper, mit Yttriumoxid dotiertes Zirkondioxid, verwendet wird, das bei Temperaturen oberhalb 800 °C eine hinreichende Sauerstoffionen-Leitfähigkeit aufweist.

Die Bilder 3 und 4 zeigen das von Siemens nach dem Kauf der entsprechenden Westinghouse-Abteilung übernommene Röhrenzellen-Konzept. Die Röhrenform der Zelle hat im Betrieb eine Reihe von Vorteilen, zum Beispiel werden Thermoschocks besser von der Röhre absorbiert, als das bei einer Plattenzelle der Fall wäre. Wie Bild 4 zeigt, können derartige Röhrenzellen in Serie und parallel verschaltet werden und damit Rohrbündel erzeugt werden, die genügend hohe elektrische Leistungen und Spannungen liefern. Die Entwicklung zielt auf Leistungen der einzelnen Rohrzelle von 1 kW. Siemens entwickelt zwei

Brennstoffzelle in der Magdeburger Otto-von-Guericke-Universitätsklinik: Der Brennstoffzellenstapel erreichte eine Rekord-Lebensdauer von mehr als 30 000 Betriebsstunden.

Bild: MTU CFC Solutions

unterschiedliche Typen von Anlagen: 5 kW (el.) für die Hausenergieversorgung und 100 kW bis 1 MW für die industrielle Elektrizitätserzeugung mit Kraft-Wärme-Kopplung. Beide Anlagentypen sind in der langjährigen Erprobung, und mit dem größeren Anlagentyp hat man bereits Standzeiten von deutlich mehr als 30 000 h nachgewiesen, ohne dass Degradationserscheinungen festzustellen wären [15]. Demgegenüber arbeitet Hexis mit Plattenzellen bzw. Stapeln von Plattenzellen, die allerdings nur relativ geringe Leistungen von etwa 1 kW bei bescheidenen elektrischen Wirkungsgraden von etwas mehr als 30 % liefern. Hexis hat noch einen sehr viel weiteren Weg in der Entwicklung zurückzulegen als Siemens [16]. Während man bei den Produkten der MCFC-Entwickler, FCE und MTU, schon von fast marktreifen Produkten sprechen kann, gilt das für die schon sehr lange von Westinghouse für 100 kW bis mehrere MW (el.)-Anlagen und von Hexis für kleine Hausenergiesysteme von 1 kW (el.) entwickelten SOFC-Zellen keineswegs. Aber, wenn die Entwickler von SOFC-Anlagen auch relativ spät in die aggressive Entwicklungsphase mit deutlich formulierten Entwicklungszielen eintreten, heißt das doch nicht unbedingt, dass sie zu spät kommen und nicht doch die Chance hätten, schließlich auch auf dem Markt erfolgreich zu agieren.

Beide Techniken sind im Sommer, auf dem Luzerner Brennstoffzellenforum ausführlich beschrieben worden [1]. Allerdings fehlen gegenwärtig jegliche Kostenangaben, und die Zahl der praktisch eingesetzten Anlagen bleibt vorläufig noch relativ gering. Es müssen in diesem Zusammenhang aber auch noch

weitere Entwickler von SOFC-Zellen bzw. -Anlagen genannt werden. Es sind dies Rolls-Royce Fuel Cell Systems [17], Ceramic Fuel Cells Ltd. [18] und Staxera, einer gemeinsamen Tochter von H.C. Starck und Webasto AG [19]. Alle genannten Firmen sind noch nicht in der Lage, marktreife Produkte anzubieten.

Phosphorsaure Brennstoffzellen

Während der vergangenen 20 Jahre und schon lange, ehe FCE und MTU mit Karbonatschmelzenzellen auf den Markt kamen, waren phosphorsaure Zellen des Typs PC 25 C – seit Frühjahr 2005 laufen sie unter der Bezeichnung PureCell 200 von UTC (United Technology Corporation) – die einzigen auf dem Markt verfügbaren stationären Brennstoffzellensysteme. Die hohen spezifischen Kosten von etwa 4 500 US-\$ pro kW schienen zu hoch zu sein, so dass die Entwicklerfirma im Jahre 2000 alle weiteren Arbeiten an der Anlage einstellte und gemeinsam mit Ballard eine Membranzelle etwa gleicher Leistung entwickeln wollte. Van Dokkum, der neue Chef der Firma, erklärte, dass diese Arbeit als Fehlschlag endete, weil man mehr als 15 000 h Standzeit nicht erzielen konnte [8]. Mit dem oben angegebenen Preis (Gesamtanlage mit 250 kW kostete rund 1 Mio. US-\$) blieb die Purecell 200 aber allen anderen Brennstoffzellentypen kostenmäßig überlegen. Das war der Grund für die Wiederaufnahme der Arbeiten an der phosphorsauren Zelle bei UTC [20]. Die Anlage PC 25 ist in BWK mehrfach beschrieben worden (zum Beispiel [21; 22]), weswegen hier auch auf die bildliche Darstellung verzichtet wird.

Kosten von Brennstoffzellenanlagen

Es wurde in einer Veröffentlichung in BWK im Jahr 2004 versucht, die spezifischen Kosten für MCFC- und SOFC-Anlagen abzuschätzen [23] – danach näherten sich für beide Brennstoffzellentypen die spezifischen Kosten 10 000 € pro kW. Die Hersteller äußern sich zu diesen Zahlen nicht. Aber es gibt von FCE sowie MTU ernst gemeinte Angebote, die erheblich niedriger nämlich bei nahezu der Hälfte liegen. UTC möchte die PAFC-Technik jetzt weiter entwickeln und bei verbesserten Anlagen a) Die Leistungsdichte nahezu verdoppeln, b) die Gesamtleistung der Anlage auf 400 kW gleichfalls nahezu verdoppeln und c) den spezifischen Preis ungefähr halbie-

ren. Ob ihr elektrischer Wirkungsgrad noch über 38 % hinaus gesteigert werden kann scheint allerdings fraglich. Nach Van Dokkums (CEO von UTC) Meinung, würde mit einem spezifischen Preis von 2 000 € pro kW eine solche Anlage den Marktanforderungen recht gut entsprechen, wenn Standzeiten von 80 000 h erreicht werden können. Damit sind zwei wesentliche Entwicklungsziele aller konkurrierenden Brennstoffzellentypen für den stationären Einsatz definiert: Es müssen zum einen die Herstellkosten soweit gesenkt werden, dass der spezifische Preis der Anlage unter 2 000 € pro kW (besser noch bei 1 500 €/kW) liegt und dann müssen Standzeiten von mindestens 40 000 h (besser 80 000 h) erreicht werden. Bedenkend, dass 80 000 Betriebszeit mindestens zehn Jahren entspricht, kann man ahnen, auf welche lange Entwicklungszeiten man sich künftig einstellen muss.

Biomasseverstromung

Die Verstromung von Biomasse – insbesondere von Biogas – ist eine bereits weit in die Zukunft weisende Option für Brennstoffzellen, die hier zum Schluss nur kurz angesprochen werden soll [24]. Die Entwickler insbesondere der Karbonatschmelzenzellen haben sich darauf bereits eingestellt und sie rechnen damit, dass in Zukunft Biomasse bzw. Biogas eine stets steigende Bedeutung in unserer Energieversorgung spielen dürfte. Deswegen haben sie mit Erfolg schon mehrfach Projekte zur Klärgas- und Biogasverstromung durchgeführt [24].

Fazit

Heute ist die phosphorsaure Brennstoffzelle, die bislang stets als zu teuer galt, immer noch die billigste stationäre Brennstoffzellentechnik auf dem Markt. Im Vergleich haben Karbonatschmelzen- und oxidkeramische Zellen noch relativ viel Entwicklungsarbeit nach- und aufzuholen. Vor allem die Herstellkosten dieser beiden Brennstoffzellen müssen spürbar gesenkt und die Standzeiten auf deutlich mehr als 40 000 h erhöht werden, damit die Hochtemperaturzellen eine wirkliche Chance auf dem Markt erhalten. Dann können sie ihre Vorteile, wie hohe Wirkungsgrade (man darf mit 50 % elektrischem Wirkungsgrad gegenüber nur 38 bis 42 % bei der PAFC rechnen), einfache Verfahrenstechnik, Verzicht auf Platin in den Zellen und die Fähigkeit, Biogas zu verstromen, auch wirtschaftlich zur Geltung bringen.

Literatur

- [1] Lucerne Fuel Cell Forum 2006: Fuel Cells for a sustainable world. Abstracts and CD.
- [2] www.initiative-Brennstoffzelle.de, 2004.
- [3] www.vaillant.com. Die Internetseite enthält heute nicht mehr Angaben zu Hausenergiesystemen mit Brennstoffzellen.
- [3] www.utcfuelcells.com/fs/com/bin, PureCell Solution. Datasheet and Brochure.
- [5] www.powergeneration.siemens.com/en/fuelcells.
- [6] Marc Cropper, in Fuel Cells Today, Fuel Cell Market Survey, 17. September 2003.
- [7] www.mtu-ffc.com. Hot Module HM 300, data sheet. Das Brennstoffzellensystem Hot Module: Biogas und Sekundärgas-Anwendungen.
- [8] Brennstoffzellenkraftwerke nähern sich der Wirtschaftlichkeit. VDI-Nachrichten 2006, Nr. 33, S. 11.
- [9] Wendt, H.: Electrical efficiencies of NG-fired power plants with low temperature and high temperature fuel cells. J. Appl. Electrochem. 35 (2005), pp. 1271–1282.
- [10] Wendt, H.: Karbonatschmelzenbrennstoffzellen, Material- und Prozesstechnik, Wirtschaftliche Perspektiven. In F.J. Krüger, J. Russow, G. Sandstede (Hrsg.), Batterien, GdCh-Monographie 12 (1998), S. 581–589.
- [11] Mohn, H.; Wendt, H.: Molecular Thermodynamics of Molten Salt Evaporation IV. The Evaporation of molten alkali carbonates in atmospheres containing CO₂ and water vapour. Z. physik. Chem. 192 (1995), S. 101–119.
- [12] Macenaro, B.; Corazza, A.: MCFC Development at Ansaldo, in [1].
- [13] Watanabe, T.: Status of MCFC at CRIEPI and in Japan, in [1].
- [14] Jun, J.-H.; Lim, H.-C.: Current Status and Perspectives of MCFC Development in Korea, in [1].
- [15] Flower, T.: Bringing SOFC Products to Market – An Update, in [1].
- [16] Schuler, A.; Nerlich, V.: The Rebirth of Hexis, in [1].
- [17] Agnew, G.D.; Collins, R.D.; Travis, R.P.: Development of a 1 MW SOFC at Rolls-Royce Fuel Cell Systems, in [1].
- [18] Föger, K.; Payne, R.: Ceramic Fuel Cells Ltd: Residential Micro-CHP System Demonstration, in [1].
- [19] Wunderlich, C.: SOFC Stack Development at Staxera – Update and Outlook, in [1].
- [20] Preli, F.R.: Current Application and Future Prospects for Stationary Phosphoric Acid Fuel Cell Power Plants, in [1].
- [21] Wendt, H.: Phosphorsaure Brennstoffzellen mit Kraftwärmekopplung. Bericht über einen Feldversuch in den USA. BWK 41 (1989), S. 463–466.
- [22] Ahn, J.; Brammer, F.A.; Wendt, H.: Projekt Hessische Brennstoffzelle, Demonstration eines 200 kW(el.) Brennstoffzellenmoduls PC 25 bei der Hessischen Elektrizitäts AG in Darmstadt-Eberstadt. BWK 48 (1996), Nr. 3, S. 13–17.
- [23] Blesi, M.; Ohl, M.; Fahl, U.: Hochtemperaturbrennstoffzellen und deren Kostenentwicklung. BWK 56 (2004), S. 72–78.
- [24] Baaske, W.E.; Trojisch, S.: Biogas Powered Fuel Cells. Linz: Trauner Verlag, 2005.