

Stationäre Anwendung von Brennstoffzellen in der Kraft-Wärme-Kopplung

Perspektiven einer Wasserstoff-Energiewirtschaft
(Teil 2)

Gefördert durch:

**StMWVT
Bayernwerk AG**

**Forschungsstelle für Energiewirtschaft
Prof. Dr.-Ing. U. Wagner**

Bearbeiter:

C. Hutter

Th. Krammer

München, Februar 2000



**wiba – Koordinationsstelle
der Wasserstoff-Initiative Bayern**

**Perspektiven einer Wasserstoff-
Energiewirtschaft – Teil 2**

Stationäre Anwendung von Brennstoffzellen in der Kraft-Wärme-Kopplung

**Gefördert durch: StMWVT
Bayernwerk AG**

**Forschungsstelle für Energiewirtschaft
Prof. Dr.-Ing. U. Wagner**

**Bearbeiter:
C. Hutter
Th. Krammer**

München, Februar 2000

Impressum:

Perspektiven einer Wasserstoff-Energiewirtschaft – Teil 2

Stationäre Anwendung von Brennstoffzellen
in der Kraft-Wärme-Kopplung

ISBN 3 – 933 283 – 20 – 5

1. Auflage 2000

Copyright:

Forschungsstelle für Energiewirtschaft
Am Blütenanger 71
80995 München

Tel.: +49 (0)89 / 158 121 - 0

Fax: +49 (0)89 / 158 121 - 10

E-mail: info@ffe.de

Internet: www.ffe.de

Wissenschaftlicher Leiter:

Prof. Dr.-Ing. U. Wagner

Geschäftsführer:

Dr.-Ing. W. Mauch

Alle Rechte vorbehalten, auch die des auszugsweisen Vervielfältigens
gleich welcher Art, der Übersetzung sowie der Bearbeitung für Ton-
und Bildträger, für Film und Fernsehen, für den Gebrauch in Lehrgerä-
ten jeder Art.

München, Februar 2000

Vertrieb:

E&M Energie und Management Verlagsgesellschaft mbH, Herrsching

Inhalt

ZUSAMMENFASSUNG	1
1. EINLEITUNG	7
2. ZIELSETZUNG	7
3. METHODIK	7
4. TECHNOLOGIE DER BRENNSTOFFZELLE	11
4.1 ALLGEMEINE FUNKTIONSWEISE VON BRENNSTOFFZELLEN.....	11
4.2 PEM-BRENNSTOFFZELLEN (PEMFC)	13
4.3 PHOSPHORSAURE BRENNSTOFFZELLE (PAFC)	14
4.4 SCHMELZKARBONAT-BRENNSTOFFZELLE (MCFC)	17
4.5 FESTELEKTROLYT-BRENNSTOFFZELLE (SOFC)	18
4.6 ZUSAMMENFASSUNG	20
5 KRAFT-WÄRME-KOPPLUNG MIT BRENNSTOFFZELLEN	21
5.1 DEZENTRALE HAUSENERGIEVERSORGUNG	22
5.1.1 Bedarfsanalyse	24
5.1.2 Bedarfsdeckung durch PEM-Brennstoffzellenanlagen	34
5.1.3 SOFC-Brennstoffzellenanlagen	48
5.2 INDUSTRIELLE KRAFT-WÄRME-KOPPLUNG.....	50
6 VERGLEICH MIT KONVENTIONELLER TECHNOLOGIE	52
6.1 METHODIK UND RANDBEDINGUNGEN.....	52
6.1.1 Kumulierter Energieaufwand	53
6.1.2 Emissionen	56
6.1.3 Kosten.....	57
6.2 EINFAMILIENHAUS	59
6.2.1 Kumulierter Energieaufwand	59
6.2.2 Emissionen	63
6.2.3 Kosten.....	64
6.3 MEHRFAMILIENHAUS.....	69
6.3.1 Kumulierter Energieaufwand	69
6.3.2 Emissionen	70
6.3.3 Kosten.....	71
6.4 INDUSTRIELLE KRAFT-WÄRME-KOPPLUNG.....	74
6.4.1 Kumulierter Energieaufwand	75

6.4.2	Emissionen.....	76
6.4.3	Kosten.....	76
7	MARKTPERSPEKTIVEN.....	79
7.1	TECHNIK DER DEZENTRALEN STROMERZEUGUNG IN KONVENTIONELLEN KWK-ANLAGEN	79
7.1.1	Gasturbinen-HKW	79
7.1.2	Gas- und Dampfturbinen-HKW (GUD).....	81
7.1.3	Kleinst-Gasturbinen.....	81
7.1.4	Motorische BHKW	82
7.1.5	Zusammenfassung.....	83
7.2	ABSCHÄTZUNG DES TECHNISCHES POTENTIALS STATIONÄRER BRENNSTOFFZELLENANLAGEN	84
7.2.1	Methodik.....	84
7.2.2	Industrie	85
7.2.3	Haushalte und Kleinverbrauch.....	88
7.3	MARKTENTWICKLUNG FÜR STATIONÄRE BRENNSTOFFZELLENANLAGEN IN DER HAUSENERGIEVERSORGUNG.....	90
8	LITERATUR.....	98
9	ANHANG	102

Zusammenfassung

Im Rahmen der Wasserstoff-Initiative Bayern des Bayerischen Staatsministeriums für Wirtschaft, Verkehr und Technologie und mitgefördert durch die Bayernwerk AG erfolgte eine Analyse zu verschiedenen Perspektiven der Wasserstoff-Energiewirtschaft. In der vorliegenden zweiten Teilstudie über die „Stationäre Anwendung von Brennstoffzellen in der Kraft-Wärme-Kopplung“ wurde an der Forschungsstelle für Energiewirtschaft eine ganzheitliche Bewertung der Energieaufwendungen, Emissionen und Kosten für Brennstoffzellensysteme durchgeführt.

Hausenergieversorgung

Der Einsatz von Brennstoffzellenanlagen in der Hausenergieversorgung wurde mit Hilfe eines Simulationsprogramms für Ein- und Mehrfamilienhäuser unterschiedlichen Baustandards untersucht. Die Simulationsergebnisse resultieren aus empirisch basierten Bedarfsstrukturen für Strom und Wärme sowie aus verfügbaren Angaben über die Betriebsparameter von derzeit noch nicht kommerziell erhältlichen Brennstoffzellenanlagen. Die angesetzten technischen Randbedingungen entstammen Herstellerangaben bzw. Ergebnissen aus ersten Demonstrationsvorhaben.

Für die ausgewählten PEM-Brennstoffzellenanlagen wurden der Kumulierte Energieaufwand, ausgewählte Emissionen und die Wirtschaftlichkeit untersucht und mit konventioneller Technik verglichen. Als Referenzsysteme wurden gängige Techniken zur Wärmeerzeugung ausgewählt und Strombezug aus dem öffentlichen Netz angenommen.

Der elektrische Deckungsgrad durch die Brennstoffzellenanlage beträgt in stromgeführter Betriebsweise bis zu 87 % des Haushaltsstrombedarfs. Aufgrund der aufwendigen Gasaufbereitung erreicht die Brennstoffzellenanlage (ohne Zusatzbrenner) bei einer durchschnittlichen Stromkennzahl von 1,1 einen Gesamtnutzungsgrad im Betrieb von nur rd. 62 %.

Die Ermittlung des Kumulierten Energieaufwandes stellt eine ganzheitliche energetische Lebenszyklusanalyse dar. Die Energieversorgung durch die PEM-Brennstoffzellenanlage im Einfamilienhaus des Bestands führt je nach Betriebsweise zu einer jährlichen Primärenergieeinsparung von 6 % (stromgeführt) bis 12 % (wärmegeführt) im Vergleich zur konventionellen Versorgung durch Strombezug und Erdgas-Niedertemperatur-Kessel. Die Variante der wärmegeführten PEM-Brennstoffzellenanlage weist den niedrigsten Kumulierten Energieaufwand von rund 46 MWh/a auf, der KEA der stromgeführten PEM-Brennstoffzellenanlage liegt bei knapp 48 MWh/a. Der KEA für die konventionelle Energieversorgung beträgt rd. 52 MWh/a.

Verglichen mit der Versorgung im Einfamilienhaus weist der Brennstoffzelleneinsatz im Mehrfamilienhaus bei primärenergetischer Bewertung ein größeres Einsparpotential

auf. Die stromgeführte Brennstoffzellenanlage führt zu einer jährlichen Primärenergieeinsparung von 10 % gegenüber konventioneller Technologie.

Die durch den Einsatz erdgasbetriebener PEM-Brennstoffzellen im Ein- und Mehrfamilienhaus erreichbaren Primärenergieeinsparungen liegen in einer Größenordnung, die auch durch weitergehende Optimierung der konventionellen Hausenergieversorgung möglich sein sollte.

Die Ermittlung der Emissionen bezieht sich auf die Betriebsphase unter Berücksichtigung der vorgelagerten Ketten für die Erdgas- und Strombereitstellung. Im Vergleich zur konventionellen Versorgung führt die stromgeführte Brennstoffzellenanlage zu einer CO₂-Einsparung von 7 % im Einfamilienhaus bzw. 11 % im Mehrfamilienhaus.

Für die CO-, CH₄- und NMVOC-Emissionen spielen die vorgelagerten Prozessketten die entscheidende Rolle. Die Variante mit Brennstoffzelle zeigt für die CO-Emissionen keine Vorteile gegenüber den konventionellen Varianten. Die Methan-Emissionen der Brennstoffzellenanlagen nehmen durch den höheren Erdgasbezug um ca. 10 % gegenüber der konventionellen Versorgung zu. Diese CH₄-Emissionen sind im Wesentlichen auf die vorgelagerte Prozesskette der Erdgasbereitstellung zurückzuführen. Ebenfalls bedingt durch die unterschiedliche Energieversorgungsstruktur ergeben sich Einsparung für die NMVOC-Emissionen von rund 60 % gegenüber der Variante „Konventionell-Erdgas“.

Die NO_x- und SO₂-Emissionen werden durch den niedrigen Schadstoffausstoß der Brennstoffzellenanlage deutlich reduziert. Der Rückgang der NO_x-Emissionen beträgt zwischen 43 und 49 % gegenüber konventioneller Versorgung, die SO₂-Emissionen verringern sich um rd. 60 %.

Für den Einsatz einer erdgasbetriebenen Brennstoffzellenanlage im Einfamilienhaus ist sowohl für den Bestand als auch im Neubau das 1 kW_{el}-Modul in stromgeführter Betriebsweise am ökonomischsten. Bei den verbrauchsgebundenen Kosten lassen sich gegenüber der konventionellen Strom- und Wärmeerzeugung rd. 560 DM pro Jahr einsparen. Die Wirtschaftlichkeit der Brennstoffzellenanlage verschlechtert sich allerdings naturgemäß mit sinkenden Strompreisen. Die maximal zulässige Mehrinvestition für die Brennstoffzellenanlage gegenüber konventioneller Versorgung beträgt für eine Amortisationszeit von 15 Jahren je nach Strompreisniveau zwischen 5.000 und 6.000 DM. In den Gesamtkosten der Brennstoffzellenanlage enthalten sind alle Systemkomponenten wie Gasaufbereitung (inklusive Wechsel von ZnO-Patronen zur Entschwefelung), Brennstoffzelle (inklusive aller Stackwechsel), Wechselrichter, elektrische Hilfsaggregate, Zusatz-Brenner und Pufferspeicher für Wärme. Es wurde angenommen, dass die im Sommer entstehende Überschusswärme (bis zu 300 kWh/a) an die Umgebung abgeführt werden kann, ggf. entstehen weitere Kosten für ein Rückkühlsystem. Um die Rückkühlung zu vermeiden, kann entweder der Wärme-Pufferspeicher größer dimensioniert oder der Betrieb der Anlage beim Entstehen von Überschusswärme

eingestellt werden. Nach heutiger Einschätzung ist die Markteinführung dieses Brennstoffzellensystems unter Einhaltung der oben beschriebenen Mehrkosten gegenüber konventioneller Technik nicht zuletzt aufgrund der aufwendigen Gasaufbereitung noch mit einem erheblichen Entwicklungsaufwand verbunden. Für den Erfolg dieser Technologie ist vor allem die Aufgabe der Systemintegration von entscheidender Bedeutung.

Für den Einsatz einer erdgasbetriebenen Brennstoffzellenanlage im Mehrfamilienhaus (Baujahr 1968) mit 20 Wohneinheiten ist unter ökonomischen Gesichtspunkten das 10 kW_{el}-Modul in stromgeführter Betriebsweise am günstigsten. In der Simulation ergibt sich dabei der Gesamtnutzungsgrad der Brennstoffzellenanlage (ohne Zusatzbrenner) zu rd. 65 %. Bei den verbrauchsgebundenen Kosten lassen sich gegenüber der konventionellen Strom- und Wärmeerzeugung rd. 4.200 DM pro Jahr einsparen. Dabei wurde bereits ein sehr niedriges Strompreisniveau für Tarifkunden angenommen. Die maximal zulässige Mehr-Investition für die Brennstoffzellenanlage gegenüber konventioneller Versorgung beträgt für eine Amortisationszeit von 10 Jahren ca. 30.000 DM. Analog dem Einfamilienhaus sind darin sämtliche während der Amortisationszeit anfallenden Mehrkosten für Investition, Instandhaltung und Betrieb der Brennstoffzellenanlage enthalten. Aufgrund der gleichmäßigeren Bedarfsstrukturen im Mehrfamilienhaus und der günstigeren spezifischen Systemkosten der Brennstoffzellenanlage sind die Chancen der Markteinführung höher anzusetzen als im Einfamilienhaus.

Alle Simulationsrechnungen wurden unter der Annahme eines ohne Einschränkungen funktionstüchtigen und hochdynamischen Brennstoffzellen-Gesamtsystems, das für den problemlosen stromgeführten Betrieb geeignet ist, entsprechend den Herstellerangaben durchgeführt. Es soll darauf hingewiesen werden, dass die beschriebenen Brennstoffzellenanlagen derzeit noch nicht am Markt verfügbar sind und die erforderliche Lebensdauer für das Gesamtsystem noch nicht nachgewiesen ist. Vor allem im Erdgasbetrieb sind aufgrund der komplexen Gasaufbereitungstechnik noch weitere Entwicklungsarbeiten durchzuführen.

Industrie

In der industriellen Kraft-Wärme-Kopplung können prinzipiell alle Typen von Brennstoffzellenanlagen eingesetzt werden. Zur Versorgung von industrieller Raumwärme und Warmwasser bieten sich aufgrund des niedrigen Temperaturniveaus die PEM-Brennstoffzellenanlagen an. Eine weitere Marktnische neben der Kraft-Wärme-Kopplung könnte der Einsatz von PEM-Brennstoffzellenanlagen zur unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV) darstellen.

Mit einer Wärmeauskopplung bei bis zu 120°C ist die Phosphorsaure Brennstoffzellenanlage derzeit die einzige kommerziell erhältliche Anlage. Die PAFC ist aufgrund ihrer

hohen Investitionskosten noch nicht konkurrenzfähig gegenüber konventioneller Technologie. Ihre Rolle als Markttöffner ist jedoch nicht zu unterschätzen.

Hochtemperatur-Brennstoffzellenanlagen mit einem Niveau der Wärmeauskopplung zwischen 300 bis 700°C befinden sich noch in einer frühen Entwicklungs- bzw. Demonstrationsphase. Im Rahmen dieser Untersuchung wurden zwei ausgewählte Hochtemperatur-Brennstoffzellenanlagen mit unterschiedlichen elektrischen Nennleistungen (300 kW_{el} - MCFC, 1 MW_{el} - SOFC) der getrennten Strom- und Wärmeerzeugung gegenübergestellt. Das weite Feld von Anwendungsmöglichkeiten der Brennstoffzellentechnik in der Industrie konnte hier nur angeschnitten werden. Für eine detaillierte Untersuchung müssen branchentypische Wärme- und Stromlastgänge ermittelt werden, um die Randbedingungen der jeweiligen Anwendung abzubilden. Als Referenzsysteme wurden Strombezug aus dem Netz und ein erdgasbetriebener Dampfkessel angesetzt.

Durch den Einsatz von Hochtemperatur-Brennstoffzellen lässt sich gegenüber der konventionellen Versorgung eine primärenergetische Einsparung von rd. 45 % erzielen. Das gegenüber der Hausenergieversorgung wesentlich höhere Potential an Primärenergieeinsparung in der industriellen KWK ist vor allem auf den guten Gesamtnutzungsgrad (0,9) und die hohen Stromkennzahlen (1,2 - 1,4) der Hochtemperatur-Brennstoffzellenanlagen zurückzuführen.

Mit Ausnahme der CO₂-Emissionen werden die Schadstoffe, ähnlich wie bei der Hausenergieversorgung, vor allem in den vorgelagerten Ketten bei der Strom- bzw. Erdgasbereitstellung emittiert. Das Reduktionspotential für CO₂-Emissionen bei Einsatz der Brennstoffzellentechnologie beträgt zwischen 46 und 48 %. Die Kohlenmonoxid-Emissionen werden um rund 40 % im Vergleich zur konventionellen Versorgung gesenkt. Ein Vergleich der Stickoxid- und Schwefeldioxidemissionen zeigt ebenfalls eine beträchtliche Reduzierung um je 90 %.

Des Weiteren wurden die Stromgestehungskosten der Brennstoffzellenanlagen untersucht und in Abhängigkeit von den Investitionskosten und den Vollbenutzungsstunden dargestellt. Einen nennenswerten Einfluss hat dabei auch die angesetzte Abschreibungsdauer für die Anlagen. Konkurrenzfähige Stromgestehungskosten lassen sich beispielsweise für 5000 Vollbenutzungsstunden bei Investitionskosten von ca. 1.500 bis 1.800 DM/kW_{el} für das Brennstoffzellensystem und einer Abschreibungsdauer von 15 Jahren realisieren.

Potentiale

Über die Stromkennzahlen der verschiedenen Brennstoffzellenanlagen wurde aus der Entwicklung des industriellen Wärmebedarfs das theoretische Potential der Stromerzeugung durch Brennstoffzellenanlagen im Sektor Industrie überschlägig abgeschätzt. Dieses steigt von 311 TWh_{el} im Jahr 1994 auf 340 TWh_{el} im Jahr 2010 an. Das Technische Potential, das im Wesentlichen die Grundlastabdeckung der Wärme darstellt,

beträgt 233 TWh_{el} im Jahr 1994 und 255 TWh_{el} im Jahr 2010. Aufgrund der industriellen Eigenstromerzeugung ergibt sich für das Jahr 1994 ein verbleibendes technisches Potential von knapp 200 TWh_{el}.

Im Sektor Haushalte und Kleinverbrauch ergibt sich das theoretische Potential der Stromerzeugung durch Brennstoffzellenanlagen aus der vollständigen Deckung des Stromverbrauchs in diesem Sektor zu 233 TWh_{el} (1996). Das technische Potential 1996 basiert auf der Annahme eines 80 %igen Deckungsgrades an elektrischer Energie und beträgt 186 TWh_{el}. Während der jährliche Stromverbrauch der Haushalte bis 2025 annähernd stagniert, lässt sich im Sektor Kleinverbrauch für das Jahr 2025 eine Steigerung um 25 % gegenüber 1996 prognostizieren. Das technische Potential der Stromerzeugung durch Brennstoffzellenanlagen des Jahres 2025 ergibt sich damit in erster Näherung zu 205 TWh_{el}.

Das Potential für erdgasversorgte Brennstoffzellenanlagen im Wohngebäudebereich liegt in den Segmenten

1. Substitution alter Heiztechnik im Gebäudebestand
2. Modernisierung / Ersatz alter Erdgasheizungen
3. Brennstoffzelleneinsatz im Neubau.

Über eine Bestandsaufnahme und Analyse der jeweiligen Bereiche ergibt sich der jährliche Neuanlagenbedarf an erdgasbefeuerten Heizungsanlagen und somit das Potential für den Einsatz von erdgasbetriebenen Brennstoffzellenanlagen im Wohngebäudebereich in den kommenden 25 Jahren zu mindestens 250.000 Anlagen pro Jahr. Durch verstärkte Substitution von Altanlagen in Ostdeutschland nach der Wiedervereinigung und einer durchschnittlichen technischen Lebensdauer der zwischen 1990 und 1995 neu installierten Heizanlagen von 20 Jahren steigt das Potential in den Jahren 2010 bis 2015 auf bis zu 450.000 Anlagen pro Jahr. Durch 450.000 Brennstoffzellenanlagen ließen sich im Durchschnitt über den Gebäudebestand mit einem elektrischen Deckungsgrad von 80 % theoretisch rd. 2,5 TWh_{el} an elektrischer Energie pro Jahr substituieren.

Ausblick

Die bisherigen Untersuchungen haben zu einer Prognose über die Anzahl jährlich neu zu installierender erdgasbefeuertter Wärmeerzeuger im Bereich der Hausenergieversorgung geführt. Inwieweit dieses Potential in Zukunft durch Brennstoffzellenanlagen abgedeckt werden kann, ist Gegenstand einer weitergehenden Untersuchung.

Für die industrielle Anwendung müssten weitere Untersuchungen zu ausgewählten branchentypischen Anwendungsfällen durchgeführt werden. Auf Basis der Potentialabschätzung könnte sodann ein Bild über die Möglichkeiten der Reduzierung von Primär-

energie und Schadstoffen durch den Einsatz der Brennstoffzellen-Technologie für Deutschland gezeichnet werden.

Mögliche elektrizitätswirtschaftliche Auswirkungen einer dezentralisierten Stromerzeugung in großem Stil, die resultierenden Anforderungen an eine übergeordnete (zentrale) Leittechnik sowie die Frage der Netzkapazitäten auf Niederspannungsebene (z.B. Wechselrichter-Rückwirkungen) bleiben in dieser Studie noch außer Acht. Es ist jedoch sicher davon auszugehen dass hierdurch weitere Beschränkungen resultieren, die in einer Folgestudie zu analysieren und quantifizieren wären.

Die stationären Brennstoffzellenanwendungen werden kurz- und mittelfristig über (reformierte) fossile Energieträger versorgt werden, sie bieten jedoch die Möglichkeit, in einer zukünftigen Wasserstoff-Energiewirtschaft, auch im Hinblick auf die Endlichkeit der fossilen Energiequellen, die Energiewandler einer umweltfreundlichen Energieversorgung darzustellen. Dazu sind alternative Wege der Wasserstoffherzeugung zur Identifikation ökonomisch und ökologisch geeigneter Prozessketten zu untersuchen. In diesem Zusammenhang wird auf die Ergebnisse der Studie „Perspektiven einer Wasserstoffenergiewirtschaft (Teil 1) – Die Wasserstoffherzeugung“ verwiesen.

1. Einleitung

Der steigende Energiebedarf durch die wachsende Weltbevölkerung, die voraussehbare Erschöpfung der endlichen Vorräte an fossilen und nuklearen Brennstoffen sowie ökologische Auswirkungen des anthropogenen Energieumsatzes erfordern neben der rationelleren Anwendung von Energie im Endverbrauch auch neue Wege zur Energiegewinnung, -umwandlung und -anwendung.

Ein seit vielen Jahren diskutiertes Konzept zur Einsparung an Primärenergie und Emissionen im Umwandlungs- und Anwendungsbereich ist die Einführung einer Wasserstoff-Energiewirtschaft mit ihren vielfältigen Möglichkeiten zur Erzeugung, Speicherung und Anwendung dieses Energieträgers. Der heute auf fossilen Quellen beruhende Anteil der Energieversorgung wird langfristig ganz wesentlich durch eine auf erneuerbaren Energien basierenden Versorgung ergänzt oder gar ersetzt werden müssen.

Brennstoffzellenanlagen sind Energiewandler, mit deren Hilfe bereits in naher Zukunft in großem Maßstab Strom und Wärme für eine Vielzahl von Anwendungen erzeugt werden können. Brennstoffzellen können dabei sowohl mit Wasserstoff als auch mittels Reformierung auf Basis fossiler, synthetischer und biogener Brennstoffe betrieben werden und ermöglichen damit langfristig den Übergang in eine zukünftige Wasserstoff-Energiewirtschaft.

2. Zielsetzung

Gegenstand der folgenden Untersuchung sind stationäre Brennstoffzellensysteme für den Einsatz in der Kraft-Wärme-Kopplung. Neben dem industriellen Einsatz wird dabei vor allem der Bereich der Hausenergieversorgung näher betrachtet. Die Studie soll Aufschluss geben über die möglichen Zukunftschancen der Brennstoffzellentechnologie im stationären Einsatz. Dazu werden Brennstoffzellenanlagen unter wirtschaftlichen und energetischen Gesichtspunkten mit konventioneller Technologie verglichen und damit die Voraussetzungen erarbeitet, unter denen Brennstoffzellenanlagen konkurrenzfähig werden gegenüber konventioneller Technologie. Abschließend wird das technische Potential von Brennstoffzellenanlagen für den Einsatz in Industrie und Haushalt im Rahmen einer Prognose erarbeitet.

3. Methodik

Die Studie beleuchtet in diesem Zusammenhang den Einsatz von Brennstoffzellen für die Kraft-Wärme-Kopplung in kleinen Anlagen zur Hausenergieversorgung im Ein- und

Mehrfamilienhaus (1-10 kW_{el}) sowie in größeren Anlagen mit 0,1 bis 10 MW_{el} für industrielle Anwendungen. Für die Hausenergieversorgung wird die Polymer Membran Brennstoffzelle (PEMFC) untersucht. In der industriellen Kraft-Wärme-Kopplung kommen die Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle (MCFC) und die Oxidkeramische Brennstoffzelle (SOFC) zum Einsatz.

Alle für stationäre Kraft-Wärme-Kopplung geeigneten Brennstoffzellenanlagen (PEMFC, PAFC, MCFC, SOFC) werden vorab hinsichtlich Funktionsprinzip, Stand der Technik, Betriebsparametern und energetischem Verhalten, z.B. dem Verlauf der System-Nettowirkungsgrade, Stromkennzahlen etc., charakterisiert.

Für die Hausenergieversorgung werden, gestützt auf eigenen messtechnischen Analysen, typische Strom- und Wärmelastgänge synthetisiert. Die Modellierung des elektrischen und thermischen Lastganges wird dabei mit hoher zeitlicher Auflösung durchgeführt, um die realen Verhältnisse abzubilden und Fehler durch zeitliche Mittelwertbildungen zu vermeiden. Für den Wohngebäudebereich wird die jeweils optimale Auslegung und Betriebsweise der dezentralen Brennstoffzellenanlagen mit Hilfe von Simulationswerkzeugen untersucht und die geeignetste Lösung im Vergleich mit der konventionellen Hausenergieversorgung beschrieben.

Energie, Emissionen und Kosten sind die Kriterien des anschließenden Systemvergleiches mit konventioneller Technologie. Der energetische Vergleich wird angestellt unter Ansatz des Kumulierten Energieverbrauches, der Vergleich der Emissionen (inklusive der vorgelagerten Emissionen) beschränkt sich auf die Nutzungsphase der eingesetzten Anlagen und Betriebsweisen. Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wird in Form von Sensitivitätsanalysen durchgeführt, um z.B. Abhängigkeiten von den derzeit stark zurückgehenden Strompreisen zu untersuchen.

Das noch nicht erschlossene technische Potential der Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland ist beträchtlich, auch wenn die dynamische Entwicklung vor allem kleiner KWK-Anlagen durch sinkende Strompreise gedämpft werden könnte. Gegenüber dem Gasmotor-BHKW weist die Brennstoffzellentechnik eine Reihe von Vorteilen auf, wie z.B. günstigeren Teillastbetrieb und durchwegs höhere elektrische Wirkungsgrade.

Für den stationären Brennstoffzelleneinsatz in Deutschland wird das technische Potential analysiert. Dabei werden insbesondere für den Bereich der Hausenergieversorgung die Marktperspektiven von Brennstoffzellenanlagen eingehender untersucht.

Definitionen

Für Berechnungen und die Datenauswertung werden folgende Formeln und Definitionen verwendet:

Elektrischer / Thermischer Systemwirkungsgrad:
$$\eta_{el/th} = \frac{P_{el/th}}{P_{Brennstoff}}$$

P_{el} elektrische Nettoleistung [kW_{el}]

P_{th} thermische Nettoleistung [kW_{th}]

$P_{Brennstoff}$ Brennstoffleistung [kW_{Hu}]

Der elektrische bzw. thermische Systemwirkungsgrad der Brennstoffzellenanlage beschreibt das Verhältnis von nutzbarer elektrischer bzw. thermischer Nettoleistung zur eingesetzten Brennstoffleistung. Die elektrische Nettoleistung versteht sich als Klemmenleistung abzüglich der Verluste im Umrichter und dem Hilfsenergiebedarf.

Gesamtwirkungsgrad:
$$\eta_{Ges} = \frac{P_{el} + P_{th}}{P_{Brennstoff}}$$

Der Gesamtwirkungsgrad errechnet sich als Summe aus elektrischem und thermischem Systemwirkungsgrad.

Elektrischer / thermischer Nutzungsgrad:
$$g_{el/th} = \frac{W_{el/th}}{W_{Brennstoff}}$$

W_{el} Netto-Stromerzeugung [kWh_{el}]

W_{th} nutzbare Wärmeerzeugung [kWh_{th}]

$W_{Brennstoff}$ Brennstoffwärmeverbrauch [kWh_{Hu}]

Der elektrische bzw. thermische Nutzungsgrad der Brennstoffzellenanlage ist gleich dem Quotienten aus Netto-Stromerzeugung bzw. nutzbarer Wärmeerzeugung in einer Zeitspanne und dem Brennstoffwärmeverbrauch in der gleichen Zeitspanne.

Brennstoffausnutzung:
$$g_{Brennstoff} = \frac{W_{el} + W_{th}}{W_{Brennstoff}}$$

Die Brennstoffausnutzung (auch: Gesamtnutzungsgrad) der Brennstoffzellenanlage ist das Verhältnis von Netto-Stromerzeugung und nutzbarer Wärmeerzeugung in einer Zeitspanne zum Brennstoffwärmeverbrauch während der gleichen Zeitspanne.

Stromkennzahl:

$$s = \frac{W_{el}}{W_{th}}$$

W_{el} Netto-Stromerzeugung [kWh_{el}]

W_{th} nutzbare Wärmeerzeugung [kWh_{th}]

Die Stromkennzahl bei Kraft-Wärme-Kopplung ist gleich dem Quotienten aus der Netto-Stromerzeugung in einer Zeitspanne und der nutzbaren Wärmeerzeugung in der gleichen Zeitspanne.

4. Technologie der Brennstoffzelle

Im Folgenden werden die wesentlichen Eigenschaften der Brennstoffzellentechnik sowie der für stationäre Anwendungen geeigneten Brennstoffzellentypen beschrieben. Für ausführlichere Informationen wird auf die Literatur in /OER 97/, /ROE 94/, /VDI 98/, /WAG 96/ verwiesen.

Brennstoffzellen (BZ) sind Energiewandler, welche die in chemischen Verbindungen gespeicherte Energie direkt in elektrische Energie umwandeln. Gegenüber Wärmekraftmaschinen, die dem Carnot'schen Kreisprozess unterliegen, weisen sie damit einen potentiell höheren elektrischen Wirkungsgrad auf, der zudem zum Teillastbereich hin sogar ansteigt. Daneben bieten alle Brennstoffzellentypen die Möglichkeit zum Betrieb in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), d.h. der Nutzung der bei der Stromerzeugung anfallenden Wärme.

Die Technologie der Strom- und Wärmeerzeugung in Brennstoffzellen ermöglicht neben dem Einsatz von Wasserstoff auch eine hocheffiziente Nutzung von konventionellen Energieträgern. Die kurz- und mittelfristig mit „konventionellen“ Kraftstoffen betriebenen Brennstoffzellensysteme sind somit aufgrund ihrer bivalenten Betriebsart ideale Wegbereiter einer Wasserstoff-Energiewirtschaft. Während sich die Forschungsarbeiten für den mobilen Bereich derzeit auf flüssige Kraftstoffe wie Methanol, Benzin oder Diesel konzentrieren, bietet sich für die stationäre Kraft-Wärme-Kopplung gasförmiges Brenngas, in naher Zukunft z.B. Erdgas oder Biogas, an.

Die Anforderungen an Brennstoffzellensysteme (BZS) für mobile bzw. stationäre Anwendungen unterscheiden sich zum Teil erheblich. Für die mobile Anwendung sind in erster Linie hohe Dynamik, geringes Gewicht und kleines Volumen von Bedeutung. Dagegen wird von Brennstoffzellen im stationären Betrieb eine besonders hohe Betriebsstundenzahl von mindestens 40.000 Stunden gefordert. Die Lebensdauer ist damit im Vergleich zur mobilen Anwendung 5- bis 10-mal so lang und stellt erhebliche Anforderungen an die Alterungsbeständigkeit der Zellkomponenten.

Eines der wesentlichsten Entwicklungsziele ist es, die Kosten für Brennstoffzellensysteme durch den Einsatz geeigneter Materialien zu senken und die Lebensdauer zu erhöhen, um eine Markteinführung zu ermöglichen.

4.1 Allgemeine Funktionsweise von Brennstoffzellen

Brennstoffzellen funktionieren auf der Basis elektrochemischer Reaktionen, welche eine Umkehr der Wasserelektrolyse darstellen. Die Reaktion von Wasserstoff mit Sauerstoff verläuft in der Brennstoffzelle kontrolliert (kalte Verbrennung), so dass Strom und freiwerdende Wärme genutzt werden können.

Brennstoffzellen bestehen aus zwei Elektroden, die kontinuierlich mit Brenngas (z.B. Wasserstoff) und Sauerstoff versorgt werden, und einem Elektrolyten, der die beiden Elektroden miteinander verbindet. An der katalytisch aktivierten Anodenoberfläche wird dem Wasserstoff ein Elektron (e^-) abgespalten. Das verbleibende Proton (H^+) „diffundiert“ durch den Elektrolyten zur Kathode, an der es mit Sauerstoff reagiert. Die ablaufenden Reaktionen sind in **Tabelle 4.1** zusammengefasst.

Tabelle 4.1: *Reaktionen in einer Brennstoffzelle mit protonenleitendem Elektrolyt*

Ort	Vorgang	Reaktionsgleichung
Anode	Oxidation von Wasserstoff zu Protonen (H^+) und Elektronen (e^-)	$2H_2 \rightarrow 4H^+ + 4e^-$
Elektrolyt	Transport der positiven Ladung zur Kathode	-
Kathode	Reaktion der Protonen mit Sauerstoff unter Elektronenaufnahme	$O_2 + 4H^+ + 4e^- \rightarrow 2H_2O$
Gesamtreaktion		$2H_2 + O_2 \rightarrow 2H_2O$

Die Brennstoffzelle trennt somit die Gesamtreaktion von Wasserstoff mit Sauerstoff zu Wasser in zwei räumlich getrennte Reaktionen auf. Die Elektronen fließen über einen äußeren Stromkreis und können dort Arbeit leisten, während der Ladungstransport in der Zelle durch die Ionenwanderung im Elektrolyten erfolgt. **Abbildung 4.1** zeigt den funktionalen Aufbau einer Brennstoffzelle mit protonenleitendem Elektrolyten.

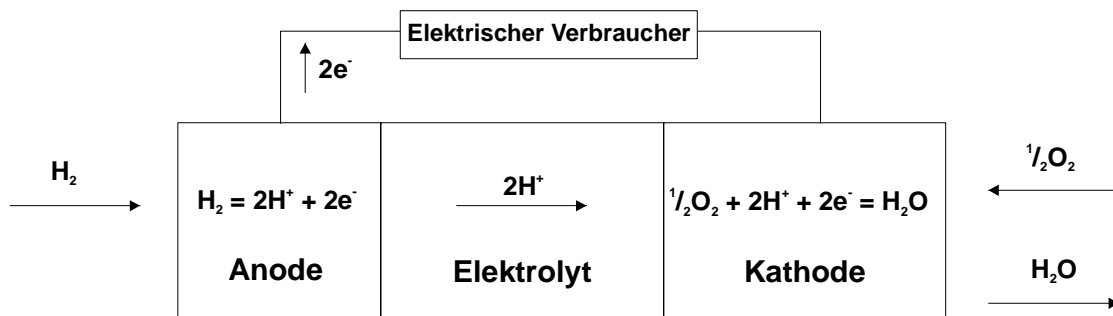


Abbildung 4.1 *Funktionaler Aufbau einer Brennstoffzelle mit protonenleitendem Elektrolyt*

Die Aneinanderreihung einzelner Brennstoffzellen ergibt den Brennstoffzellen-Stack. Das gesamte Brennstoffzellen-Aggregat besteht neben dem Stack aus einer Vielzahl peripherer Komponenten, wie z.B. Verdichter und Befeuchter für Prozessgase, Wärmetauschern und Pumpen zur Wärmeauskopplung, einem Wechselrichter zur Umwandlung des erzeugten Gleichstroms in Wechselstrom und einer Steuer- und Regeleinheit.

Im Folgenden werden die für stationäre Anwendungen geeigneten Brennstoffzellentypen hinsichtlich ihres besonderen Funktionsprinzips, ihres energetischen Verhaltens, ihrer Betriebsparameter und ihrer bevorzugten Einsatzmöglichkeiten beschrieben.

4.2 PEM-Brennstoffzellen (PEMFC)

Bei der PEM-Brennstoffzelle (Polymer Exchange Membrane BZ) besteht der Elektrolyt aus einer dünnen, gasdichten, protonenleitenden Kunststoffmembran. Der für die Ionenleitung notwendige Wassergehalt heute verfügbarer Polymermembranen begrenzt die Betriebstemperatur der PEMFC bei Umgebungsdruck auf maximal 100°C (Niedertemperatur-Brennstoffzelle). Die Arbeitstemperatur liegt zwischen 60 und 80°C, wobei PEM-Brennstoffzellen ein sehr gutes Kaltstartverhalten aufweisen. Als Katalysatormaterial werden Platin oder andere Edelmetalle verwendet, wodurch sich eine starke Empfindlichkeit gegen das Katalysatorgift Kohlenmonoxid ergibt. Als Brenngase benötigt die PEMFC reinen Wasserstoff und Sauerstoff, wobei sie problemlos im Wasserstoff/Luft-Betrieb einsetzbar ist. Für den Betrieb mit kohlenstoffhaltigen Brennstoffen benötigen PEMFC-Systeme neben dem Reformer eine aufwendige Gasreinigungsstufe, die den CO-Gehalt im Reformatgas bis auf ca. 10 ppm reduziert /FVV 98/.

Chemische Reaktionen:



Die Entwicklung der PEMFC im H₂/O₂-Betrieb begann bereits vor rd. 40 Jahren für militärische Anwendungen und für die Stromversorgung in der Raumfahrt. Fortschritte in der Membrantechnik führten in den 90er Jahren zu einem neuen Entwicklungsschub bei den H₂/Luft-Systemen. Der Brennstoffzellentyp gilt heute bereits als sehr zuverlässig und ausgereift. Die elektrische Leistung derzeit verfügbarer PEMFC-Anlagen liegt im Bereich von wenigen Watt bis zu ca. 250 kW. Aufgrund der guten Dynamik der PEMFC werden derzeit insbesondere mobile Anwendungen im Verkehr intensiv untersucht, international bereiten einige Konsortien (z.B. DaimlerChrysler, Ballard und Ford) eine Serienfertigung von PEM-Brennstoffzellen für das Jahr 2005 vor.

Mögliche Einsatzbereiche werden aber auch in der dezentralen Energieversorgung (Hausenergieversorgung) gesehen, die Entwicklungsarbeiten können in die Leistungsbereiche 200-300 kW_{el} (BHKW) und 1-5 kW_{el} (Brennstoffzellen-Kleinsysteme) eingeteilt werden. Für den Leistungsbereich der BHKW entwickeln z.B. die Firmen Ballard Generation Systems (BGS) und GEC Alsthom gemeinsam ein erdgasbetriebenes 250 kW_{el}-Aggregat. Die Entwicklung von stationären PEM-Brennstoffzellensystemen im

Leistungsbereich von 1 bis 5 kW_{el} wird vor allem in den USA, u.a. durch die Firmen H-Power, Plug Power und Analytic Power, vorangetrieben.

Parallel dazu werden PEM-Brennstoffzellen für den Einsatz in sog. Kleinstanwendungen, d.h. für die Stromversorgung von Laptops, Mobiltelefonen etc. entwickelt.

Eine flächendeckende Wasserstoff-Infrastruktur ist derzeit nicht vorhanden, durch Reformierung von z.B. Erdgas, Propan, Benzin oder Methanol kann der Wasserstoff für die PEM-Brennstoffzelle jedoch „vor Ort“ gewonnen werden.

Energetisches Verhalten

Abbildung 4.2 zeigt den Verlauf des elektrischen Wirkungsgrades eines PEM-Brennstoffzellen-Stacks in Abhängigkeit von der Belastung. Die Daten beziehen sich auf eine PEM-Brennstoffzelle im H₂/Luft-Betrieb der Fa. Ballard (1998). Die Brennstoffzelle arbeitet im Teillastbereich mit hohen elektrischen Wirkungsgraden zwischen 60 und 70 %. Erst bei sehr hohen Belastungen oberhalb der Nennleistung fällt die Zellspannung durch Diffusionshemmung drastisch ab und der Wirkungsgrad der Stromerzeugung in der Brennstoffzelle geht gegen Null /OTT 98/.

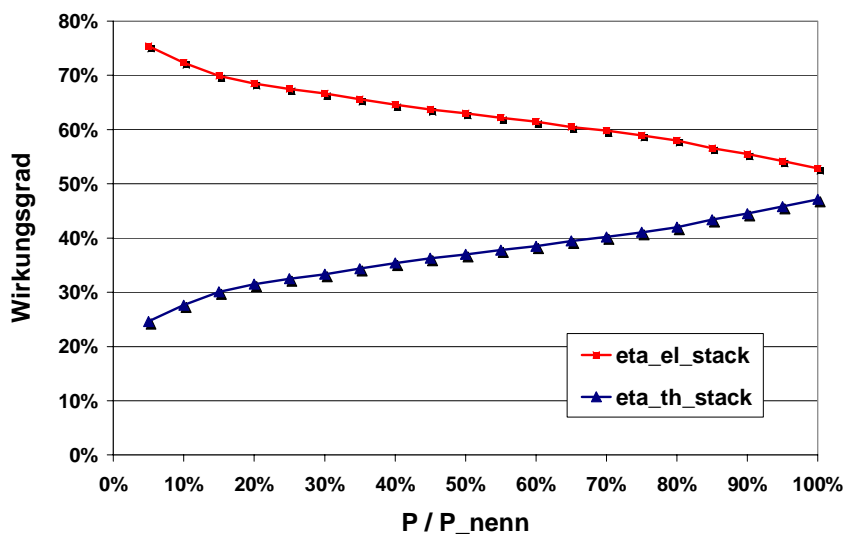


Abbildung 4.2: Elektrischer Wirkungsgradverlauf einer PEM-Brennstoffzelle

Hier wurde lediglich der Wirkungsgradverlauf der Brennstoffzelle ohne Peripherie betrachtet. Je nach Systemkonfiguration und Betriebsweise ergeben sich unterschiedliche Systemwirkungsgrade. Auf das energetische Verhalten von Peripheriekomponenten wird in Kapitel 5 näher eingegangen.

4.3 Phosphorsaure Brennstoffzelle (PAFC)

Die phosphorsaure Brennstoffzelle (PAFC) wird bei einer Betriebstemperatur von ca. 200°C mit konzentrierter Phosphorsäure (H₃PO₄) als protonenleitendem Elektrolyt betrieben. Die Verwendung einer Säure als Elektrolyt erlaubt auf der Brennstoffseite

den Einsatz CO₂-haltiger Gase, da CO₂ nicht mit der Säure reagiert. Dadurch eignet sich die PAFC zur Stromerzeugung aus Kohlenwasserstoffen, da das bei deren Reformierung anfallende CO₂ nicht abgetrennt werden muss. Aufgrund der Betriebstemperatur (200°C) ist auch die Verträglichkeit gegenüber CO höher im Vergleich zur PEMFC (max. 2 Vol.%). Die Elektroden bestehen aus Graphitmaterial, das mit katalytisch aktivierten Edelmetallpartikeln (Platin oder Gold) belegt ist.

Die PAFC wird meist mit Wasserstoff aus reformiertem Erdgas oder Propan als Brennstoff und Luftsauerstoff als Oxidationsmittel betrieben. Wesentliche Systemkomponenten sind eine Entschwefelung, ein Reformier, die Wasserstoffaufbereitung (z.B. CO-Shift), der Brennstoffzellen-Stack, Wärmetauscher sowie ein Wechselrichter zur Umwandlung des erzeugten Gleichstroms in Wechselstrom.

Chemische Reaktionen:



Die Entwicklung der PAFC begann bereits in den 70er Jahren. Sie ist aus technischer wie auch kommerzieller Sicht für stationäre Anwendungen zur Strom- und Wärmezeugung der am weitesten entwickelte Brennstoffzellentyp und befindet sich derzeit in der Phase der Markteinführung. Die 200 kW_{el} PAFC der Fa. Onsi (USA) ist bereits kommerziell erhältlich und wurde bis 1999 rd. 180mal eingesetzt, weitere Anlagen wurden bis zu einer elektrischen Leistung von 11 MW erfolgreich demonstriert. Geeignete Anwendungsmöglichkeiten sind z.B. die siedlungszentrale Hausenergieversorgung oder die Strom- und Wärmeversorgung von Schwimmbädern, Krankenhäusern und Gewerbebetrieben. Obwohl die PAFC einen vergleichsweise hohen Entwicklungsstand erreicht hat, ist mit ihren derzeitigen Investitionskosten von rd. 5.000 DM/kW_{el} noch kein wirtschaftlicher Betrieb durchführbar.

Energetisches Verhalten

Im Folgenden wird das energetische Verhalten einer erdgasbetriebenen phosphorsauren Brennstoffzelle vom Typ Onsi PC25CTM als einziges derzeit kommerziell erhältliches Modell beschrieben. Die Brennstoffzellenanlage liefert im Nennbetriebspunkt eine elektrische Leistung von 200 kW und eine thermische Leistung von 230 kW. Der elektrische Wirkungsgrad wird mit 40 % angegeben, die Brennstoffausnutzung beträgt bis zu 85 % (Herstellerangaben).

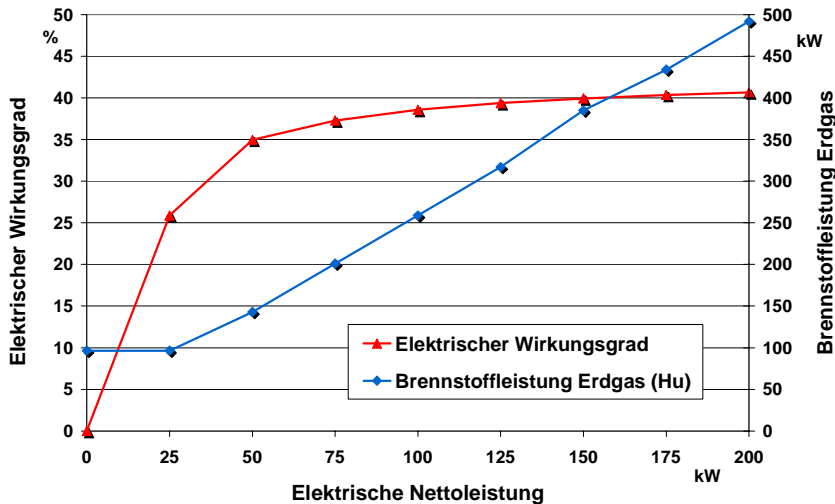


Abbildung 4.3: Brennstoffleistung Erdgas und elektrischer Wirkungsgrad der Onsi PC25C-Brennstoffzelle

Aus **Abbildung 4.3** wird ersichtlich, dass die Brennstoffzellenanlage bis in den Teillastbereich von unter 50 % der Nennleistung mit einem hohen elektrischen Wirkungsgrad von 38 bis 41 % betrieben werden kann. Die thermische Leistung der PC25C kann entweder bei einem Temperaturniveau zwischen 40 und 80 °C genutzt oder getrennt bei 120 °C (ca. 90 kW) und 60°C (ca. 120 kW) ausgekoppelt werden. **Abbildung 4.4** zeigt die mögliche thermische Leistungsabgabe der Anlage in Abhängigkeit von der Vorlauftemperatur (T_v) der Wärmesenke für verschiedene Rücklauftemperaturen (T_r).

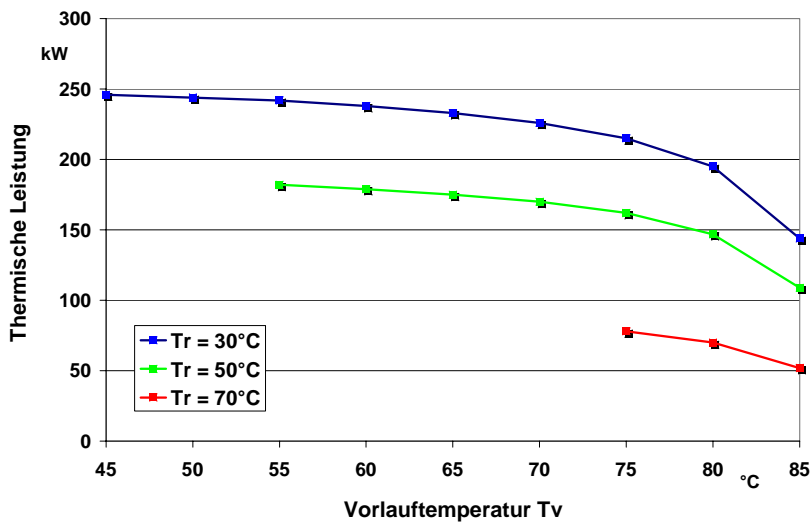


Abbildung 4.4: Thermische Leistungsabgabe der Brennstoffzellenanlage in Abhängigkeit von der Vorlauftemperatur für verschiedene Rücklauftemperaturen /FUC 98/

Eine möglichst effiziente Nutzung der angebotenen Wärme ist nur auf relativ niedrigem Temperaturniveau von unter 70/50°C (T_v/T_r) möglich.

Abbildung 4.5 zeigt die zur Verfügung stehende thermische Leistung der BZ-Anlage in Abhängigkeit von der abgegebenen elektrischen Leistung. Erst ab einer abgegebenen elektrischen Leistung von 50 kW steht thermische Leistung zur Verfügung.

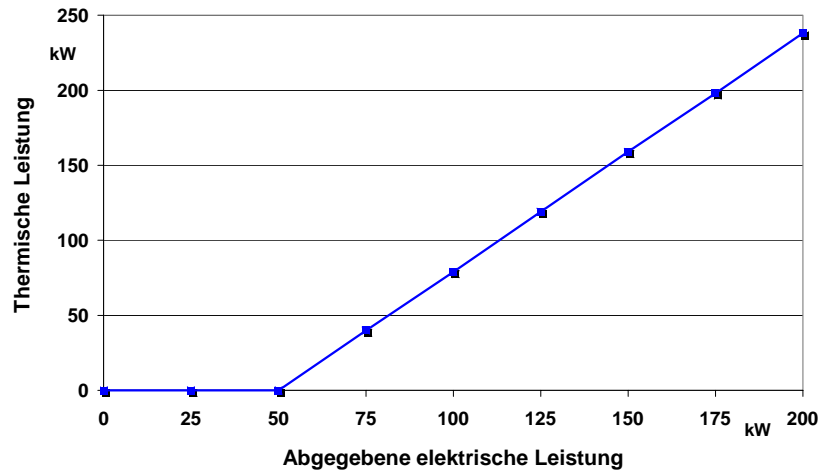


Abbildung 4.5 *Thermische Leistung der Onsi PC25C in Abhängigkeit von der abgegebenen elektrischen Leistung /FUC 98/*

Reale Betriebsdaten wurden beispielsweise von einer im Auftrag der EWAG AG in Nürnberg installierten PAFC zur Versorgung einer größeren Wohnanlage erhoben. Die Betriebsdaten und Ergebnisse des Langzeitversuchs sind in /GRO 99a/ dargestellt worden.

4.4 Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle (MCFC)

Die Schmelzkarbonat - Brennstoffzelle (Molten Carbonate Fuel Cell) wird bei ca. 650°C betrieben und gehört zusammen mit der oxidkeramischen Brennstoffzelle (SOFC) zu den Hochtemperaturbrennstoffzellen, die höhere Systemwirkungsgrade und eine größere Flexibilität bei der Auswahl des Brennstoffs aufweisen als Niedertemperatur-Brennstoffzellen. Die MCFC ist durch ihre interne Reformierung besonders geeignet zur direkten Verstromung von kohlenwasserstoffhaltigen Gasen (z.B. Erd-, Bio-, Kohle-, Deponiegas). Eine Besonderheit der MCFC ist das Zumischen des CO₂-haltigen Anodenabgases in das Kathoden-Eintrittsgas (Luft). Das Kohlendioxid verbindet sich in der kathodischen Reaktion mit Sauerstoff zu Karbonationen (CO₃²⁻), welche als Ladungsträger den Elektrolyten von der Kathode zur Anode durchwandern.

Chemische Reaktionen:



Der Elektrolyt besteht aus geschmolzenen Karbonaten wie Lithiumkarbonat (Li_2CO_3) oder Kaliumkarbonat (K_2CO_3). Als Elektrodenmaterial wird bei beiden Elektroden meist Nickel verwendet.

In Europa haben sich zur Kommerzialisierung von MCFC-Kraftwerken die Firmen MTU Friedrichshafen, Halder Topsoe A/S, Elkraft A.m.b.A., Ruhrgas AG und RWE AG zusammengeschlossen. Eine erdgasbetriebene 280 kW_{el} Demonstrationsanlage („Hot Module“) wird derzeit getestet und erreicht einen elektrischen Systemwirkungsgrad von rd. 50 %. Auch amerikanische und japanische Firmen arbeiten mit Nachdruck an der Entwicklung der MCFC-Technologie. Insbesondere bei der Werkstoffauswahl treten noch Schwierigkeiten auf, da die heißen Karbonatschmelzen hochkorrosiv sind.

Energetisches Verhalten

Der erzielbare elektrische Nettowirkungsgrad einer erdgasbetriebenen MCFC beträgt ca. 55 %. Die hochgradige Abwärme kann zur weiteren Stromerzeugung genutzt werden. Bei größeren Leistungen können durch die Kombination der MCFC mit einer Dampfturbine elektrische Wirkungsgrade von bis zu 65 % erreicht werden. Alternativ ist auch die direkte Nutzung von Prozessdampf in der Industrie möglich und sinnvoll.

4.5 Festelektrolyt-Brennstoffzelle (SOFC)

In Festelektrolyt-Brennstoffzellen (Solid Oxide Fuel Cells) wird ein keramischer Festelektrolyt, yttriumstabilisiertes Zirkondioxid ($\text{ZrO}_2/\text{Y}_2\text{O}_3$) eingesetzt. Diese Mischoxid-Keramik zeigt bei Temperaturen ab 800°C gute Sauerstoffionen (O^{2-})-Leitfähigkeit bei gleichzeitiger Gasundurchlässigkeit. Es gibt verschiedene Zellkonzepte, wobei insbesondere zwischen einem Röhrenkonzept und planaren Anordnungen unterschieden wird. Beim Röhren-Konzept der Fa. Westinghouse werden auf eine tragende Struktur von ca. 0,5 bis 1,5 m langen und ca. 22 mm dicken Röhren aus poröser Keramik Anode, Elektrolyt und Kathode in Schichten aufgebracht. Die zu Bündeln gepackten Rohre werden von innen mit Luft und von außen mit Brennstoff beströmt. Demgegenüber lehnt sich das planare Konzept an den Stackaufbau der anderen Brennstoffzellentypen an, in dem ebene Strukturen in bipolarer Anordnung aufeinander gestapelt werden.

Chemische Reaktionen:



Aufgrund der hohen Arbeitstemperatur wird die interne Reformierung des Brenngases ermöglicht. Die Anforderungen an die Brenngasreinheit sind bei der SOFC gegenüber den anderen Brennstoffzellen am geringsten.

Für dieses System wird u.a. die großtechnische Nutzung im MW-Bereich in den nächsten 10 bis 15 Jahren angestrebt. Die Hauptanwendungen der SOFC sind in der Energie-

erzeugung in Kraftwerken sowie in der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) zu sehen. Eine Entwicklung der Fa. Sulzer Hexis, CH zielt auf den Einsatz kleinerer Einheiten (1 bis 7 kW_{el}) in der Hausenergieversorgung ab.

Energetisches Verhalten

Eine derzeit in Duiven, NL mit Erdgas betriebene 100 kW_{el} SOFC der Fa. Westinghouse erreicht bei Nennleistung einen elektrischen Wirkungsgrad von 47 % bei einem Gesamtwirkungsgrad von 75 %. Geplant ist jedoch der Einstieg in den kommerziellen Markt mit einem 1 MW_{el} Kraftwerk, das bei einem Druck von 3,5 bar einen elektrischen Wirkungsgrad von 63 % aufweisen soll. Durch die Kombination der SOFC mit einer Gas- und evtl. auch Dampfturbine können elektrische Wirkungsgrade von bis zu 70 % erreicht werden. Alternativ ist auch die direkte Nutzung von Prozessdampf in der Industrie möglich und sinnvoll. Weitere Entwicklungsarbeiten zielen auf die mögliche Erzeugung von Strom und Wasserstoff, wobei die Eigenschaft der SOFC, Erdgas intern reformieren zu können dazu genutzt wird, um mehr wasserstoffreiches Gas zu erzeugen, als in der SOFC elektrochemisch in elektrische Energie umgewandelt werden kann. Der Wasserstoff kann in der chemischen Industrie als Rohstoff eingesetzt werden oder als Brennstoff für Niedertemperaturbrennstoffzellen zur Verfügung stehen.

4.6 Zusammenfassung

Die wichtigsten Daten der zuvor beschriebenen und in dieser Studie zugrunde gelegten Brennstoffzellen bzw. Brennstoffzellensysteme sind in **Tabelle 4.2** zusammengefasst.

Tabelle 4.2: *Eigenschaften von Brennstoffzellentypen*

Brennstoffzelle	Elektrolyt	El. Wirkungsgrad	El. Leistung	Temperatur	Brenngas Oxidans	Einsatzbereich
PEMFC	Protonleitende Membran (z.B. Nafion)	Zelle: 50-68 % System: 43-58 %	100 W – 250 kW	80°C	H ₂ O ₂ , Luft	Elektrofahrzeuge BHKW, Raumfahrt, Militär
PAFC	Phosphorsäure (H ₃ PO ₄)	Zelle: 55 % System: 40 %	50 kW – 15 MW	200°C	Erd-, Biogas, Wasserstoff O ₂ , Luft	BHKW Kraftwerke
MCFC	Karbonatschmelzen (Li ₂ CO ₃ , K ₂ CO ₃)	Zelle: 65 % System: 55-60 % ¹	300 kW – 3 MW	650°C	Erd-, Kohle-, Biogas, Wasserstoff O ₂ , Luft	BHKW Kraftwerke
SOFC	Yttriumstabilisiertes Zirkonoxid (ZrO ₂)	Zelle: 60-65 % System: 55-60 % ¹	300 kW – 300 MW	800- 1000°C	Erd-, Kohle-, Biogas, Wasserstoff O ₂ , Luft	BHKW Großkraftwerke

¹ In Kombination mit einem Dampfprozeß sind elektrische Wirkungsgrade zwischen 65 und 70% erreichbar.

5 Kraft-Wärme-Kopplung mit Brennstoffzellen

Bei Kraft-Wärme-Kopplung können durch die gleichzeitige Nutzung von elektrischer und thermischer Energie Gesamtnutzungsgrade der eingesetzten Brennstoffe von 80 bis 90 % erreicht werden. Der Betrieb von KWK-Anlagen ist somit effizienter als die getrennte Bereitstellung der beiden Energiearten. Voraussetzung für das Erreichen hoher Gesamtnutzungsgrade ist eine ausreichende örtliche Nähe zum jeweiligen Verbraucher, sowie hinsichtlich der Bedarfscharakteristik eine möglichst weitgehende Zeitgleichheit von Strom und Wärmebedarf.

Die Eigenschaften einer KWK-Anlage werden im Wesentlichen durch den Gesamtnutzungsgrad und die Stromkennzahl s , das Verhältnis von erzeugtem Strom zu erzeugter Nutzwärme, beschrieben. Sowohl ein hoher Gesamtnutzungsgrad als auch eine hohe Stromkennzahl steigern die Energieeffizienz. In **Abbildung 5.1** ist für den idealen Einsatz der Kraft-Wärme-Kopplung die Brennstoffeinsparung gegenüber der getrennten Erzeugung von Strom und Wärme dargestellt.

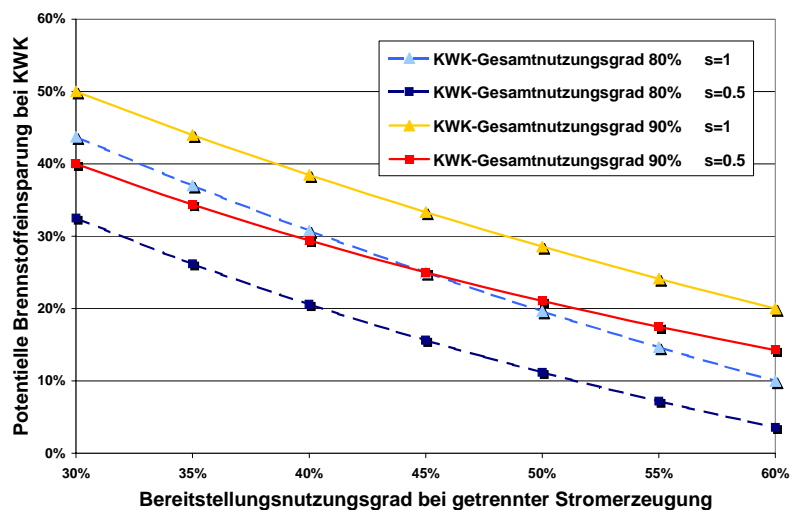


Abbildung 5.1: *Potentielle Brennstoffeinsparung der idealen Kraft-Wärme-Kopplung (gleichzeitige Deckung elektrischer und thermischer Grundlast ohne Verteilungsverluste) gegenüber getrennter Erzeugung von Strom und Wärme*

Ohne Berücksichtigung von Verteilungsverlusten lassen sich beispielsweise bei einem Bereitstellungsgrad für Strom von 35 % im Idealfall bis zu 45 % Primärenergie einsparen. Die tatsächlich erzielbaren Brennstoffeinsparungen von KWK-Anlagen liegen im Vergleich zu heutiger Kraftwerkstechnik und getrennter Wärmeerzeugung zwischen 15 und 30 % /FVV 98/.

Die wesentlichen Vorteile von Brennstoffzellenanlagen gegenüber konventionellen KWK-Anlagen sind die sehr niedrigen lokalen Emissionen, hohe Stromkennzahlen und

Wirkungsgrade bereits bei kleiner Anlagenleistung sowie die hohe Modularität der Systeme. Darüber hinaus weisen Brennstoffzellenanlagen über weite Bereiche ein sehr günstiges Teillastverhalten auf, was bei dynamischen Belastungen von großem Vorteil ist. Für den Brennstoffzelleneinsatz in der Kraft-Wärme-Kopplung werden im Folgenden kleine dezentrale Anlagen (1 bis 10 kW_{el}) im Wohngebäudebereich untersucht. Die jeweiligen Anwendungen werden für je ein typisches Referenzobjekt für Ein- und Mehrfamilienhäuser des Gebäudebestands (Baujahr 1968) analysiert, für Einfamilienhäuser wird darüber hinaus der Neubau der Jahre 1999 und 2025 betrachtet. Zugrunde gelegt sind jeweils typische Zeitgänge von Strom- und Wärmebedarf für Heizung und Warmwasserbereitung. Für die Bedarfsdeckung wird anschließend ein PEM-Brennstoffzellensystem unter der Prämisse möglichst kostenoptimaler Betriebsweise anhand von Simulationsprogrammen detailliert untersucht.

5.1 Dezentrale Hausenergieversorgung

Die dezentrale Hausenergieversorgung dient der Deckung des elektrischen und thermischen Bedarfes von Ein- und Mehrfamilienhäusern, wobei die Strom- und Wärmeerzeugung in die jeweilige Hausinstallation integriert ist. Die dafür eingesetzten Komponenten sind schematisch in **Abbildung 5.2** für die konventionelle Hausenergieversorgung und die Versorgung durch eine Brennstoffzellenanlage dargestellt.

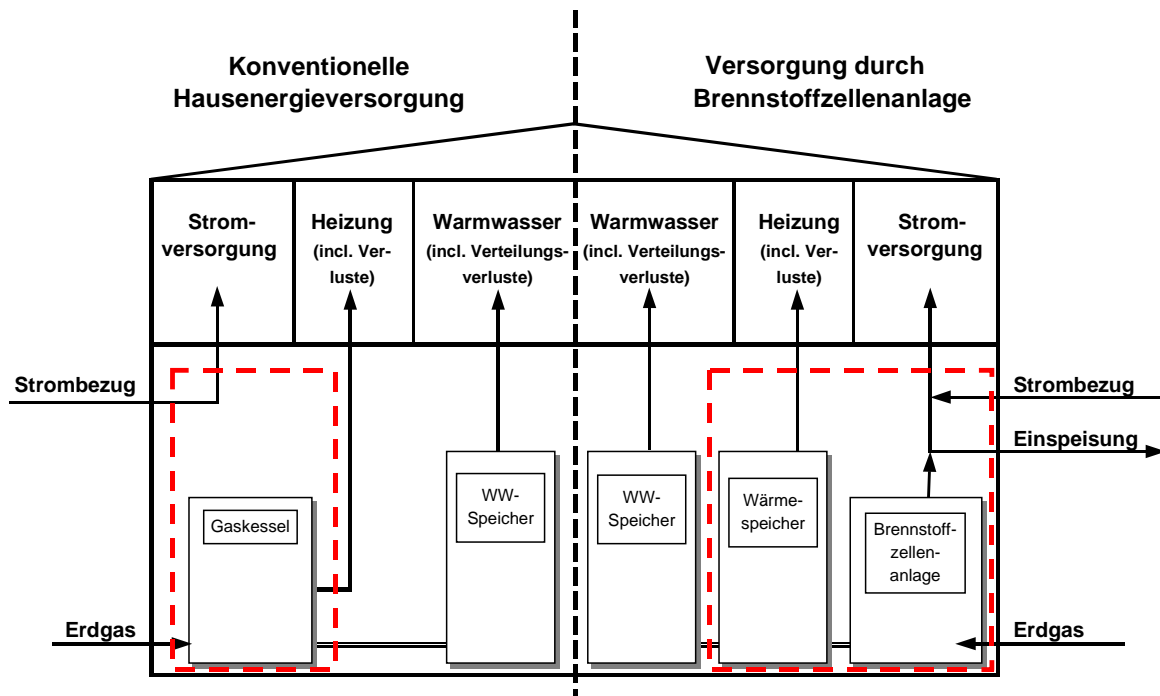


Abbildung 5.2: Schematische Darstellung der Komponenten der konventionellen Hausenergieversorgung sowie der Versorgung durch eine Brennstoffzellenanlage

Bei der konventionellen Hausenergieversorgung wird der gesamte Strombedarf durch Fremdbezug gedeckt und die benötigte Wärme über einen Erdgas-Kessel bereitgestellt. Beim Einsatz einer erdgasbetriebenen Brennstoffzellenanlage erfolgt zusätzlich zur Wärmebedarfsdeckung ein gewisser Anteil an Eigenstromerzeugung. Die Anlage ist weiterhin an das öffentliche Stromnetz gekoppelt. Je nach Betriebsart und Strom- bzw. Wärmebedarf erfolgt Strombezug oder -einspeisung.

Soweit nicht ausdrücklich anders gekennzeichnet, dient die Brennstoffzellenanlage als Komplettsystem zur Strom- und Wärmeversorgung und beinhaltet Gasaufbereitung, Brennstoffzelle, Wechselrichter, Hilfsaggregate, einen zusätzlichen modulierenden Erdgasbrenner und einen Wärme-Pufferspeicher. Funktion und Verhalten dieser Komponenten werden in Kapitel **5.1.2.1 Systembeschreibung** näher beschrieben.

Die Bilanzräume für die nachfolgenden Untersuchungen und Simulationen sind in Abbildung 5.2 ebenfalls gekennzeichnet. Die Bilanzgrenze verläuft direkt nach der nutzbaren Strom- und Wärmeerzeugung, d.h. sämtliche Wärmeverluste durch Verteilung und Warmwasserspeicherung liegen auf der Bedarfsseite.

5.1.1 Bedarfsanalyse

Die Simulation der Hausenergieversorgung durch Brennstoffzellen im Einfamilienhaus wird für den Bestand (Baujahr 1968), den heutigen Baustandard (Neubau), und als Ausblick für das Jahr 2025 durchgeführt. Die Untersuchung des Brennstoffzelleneinsatzes im Mehrfamilienhaus konzentriert sich auf den Gebäudebestand. In **Tabelle 5.1** werden die betrachteten Objekte charakterisiert.

Tabelle 5.1: Ausgewählte Objekte für die Simulation der Hausenergieversorgung

	EFH 1968 Bestand	EFH 1999 Neubau	EFH 2025 Neubau	MFH 1968 Bestand
Personen	4 Personen Haushalt	4 Personen Haushalt	4 Personen Haushalt	20 Wohnein- heiten
Wohnfläche	146 m ²	146 m ²	146 m ²	1.461 m ²
Jahresstrom- verbrauch	4.500 kWh/a	4.500 kWh/a	5.200 kWh/a	56.500 kWh/a
Jahresheizwärme- bedarf ¹	23.900 kWh/a 164 kWh/m ² a	11.220 kWh/a 77 kWh/m ² a	4.240 kWh/a 29 kWh/m ² a	213,5 MWh/a 146 kWh/m ² a
Bedarf für Warmwasser ²	3.230 kWh/a	3.230 kWh/a	2.415 kWh/a	44,7 MWh/a
Jährlicher Wärmebedarf	27.130 kWh/a	14.450 kWh/a	5.450 kWh/a ³	258,2 MWh/a

Für die Hausenergieversorgung im Ein- und Mehrfamilienhaus werden, basierend auf eigenen messtechnischen Analysen, typische Strom- und Wärmelastgänge synthetisiert. Die Simulation des thermischen Lastganges wird in 3-Minuten-Intervallen durchgeführt. Der elektrische Leistungsgang wird, im Gegensatz zu bisherigen Untersuchungen, in Minutenwerten dargestellt, um die realen Verhältnisse abzubilden und Fehler durch Mittelwertbildungen, vor allem bei der ökonomischen Bewertung, zu vermeiden. **Abbildung 5.3** veranschaulicht qualitativ die Problematik bei der Verwendung eines elektrischen Lastgangs mit zu geringer zeitlicher Auflösung.

¹ Inklusive 3 % Verteilungsverluste im Heiznetz

² Inklusive Leitungs- und Bereitschaftsverluste. Im Jahr 2025 erfolgt die Warmwasserbereitung zu 50 % solarthermisch.

³ Nicht enthalten ist der Anteil des Wärmebedarfs, der solarthermisch gedeckt werden kann

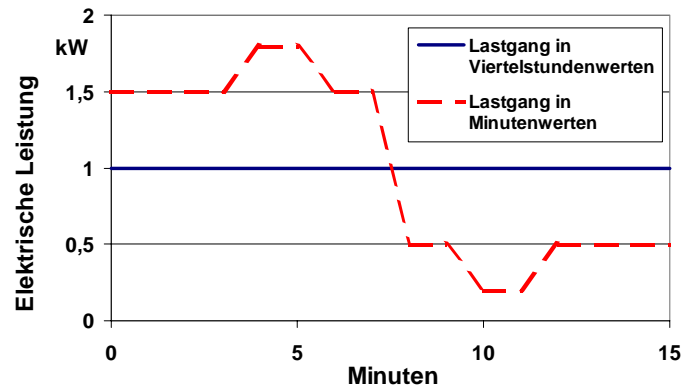


Abbildung 5.3: Elektrischer Lastgang mit unterschiedlicher zeitlicher Auflösung

Der in Viertelstundenintervallen gemessene Lastgang scheint es einer Brennstoffzellenanlage mit 1 kW_{el} Nennleistung zu ermöglichen, den gesamten elektrischen Bedarf während der Messperiode zu decken. Der Lastgang in Minutenwerten lässt jedoch erkennen, dass während der Hälfte der Zeit Strombezug aus dem Netz erfolgen muss, während anschließend Rückspeisung stattfindet. Dies hat vor allem Auswirkungen auf die Berechnung der Wirtschaftlichkeit der Brennstoffzellenanlage, da sich die Tarife für Strombezug und Stromeinspeisung unterscheiden. Je geringer die zeitliche Auflösung des elektrischen Lastgangs ist, desto größer wird die Ungenauigkeit der ökonomischen Bewertung. Bei der Berechnung der jährlichen Stromkosten bzw. Erlöse treten durch die Simulation des elektrischen Lastgangs in Viertelstundenwerten im Extremfall Fehler von über 50 % gegenüber der Berechnung in Minutenwerten auf. Bei der Wärmebedarfsdeckung ist der Fehler durch niedrige Auflösung des thermischen Lastgangs aufgrund seiner geringen Dynamik vernachlässigbar. Da die Strombezugskosten beim Einsatz einer Brennstoffzellenanlage einen nur geringen Anteil an den gesamten verbrauchsgebundenen Kosten darstellen, ist die Abweichung bei den verbrauchsgebundenen Kosten wesentlich geringer als bei den Strombezugskosten. Für das 1 kW_{el} -Brennstoffzellenmodul im Einfamilienhaus (1999) ergibt die Simulation des elektrischen Lastgangs in Viertelstundenwerten um rd. 5 % niedrigere verbrauchsgebundene Kosten als die Berechnung in Minutenwerten.

5.1.1.1 Elektrischer Leistungsbedarf

Basis für die Ermittlung der elektrischen Lastganglinien im Ein- und Mehrfamilienhaus ist eine Erhebung des Stromverbrauches der bundesdeutschen Haushalte aus dem Jahre 1982 /VDE 85/. In einer seitdem in diesem Umfang nicht mehr wiederholten Messkampagne wurde der Stromverbrauch von 424 Einzelhaushalten in Viertelstundenwerten über ein Jahr messtechnisch erfasst und daraus u.a. die elektrische Lastganglinie eines Durchschnittshaushalts abgeleitet. Die damals gewonnenen Daten konnten an die geänderten Rahmenbedingungen, wie verändertes Nutzerverhalten, verringerter spezifischer Stromverbrauch von Elektrogeräten und gestiegene Sättigung der Haushalte

te mit den jeweiligen Geräten /VDE 97/, weitestgehend angepasst und für das Jahr 1995 aktualisiert werden. Für Haushalte mit Elektroherd, ohne Heizstromverbrauch und ohne Verbrauch für die elektrische Warmwasserbereitung ist der durchschnittliche Haushaltsstromverbrauch 1995 in **Tabelle 5.2** dargestellt, erfasst während einer VDEW-Haushaltskundenbefragung 1996 /VDE 96/.

Tabelle 5.2 *Durchschnittlicher Haushaltsstromverbrauch 1995 (ohne Heizstromverbrauch und elektrische Warmwasserbereitung)*

Haushalte mit	Durchschnittlicher Jahresstromverbrauch je Haushalt in kWh
1 Person	1.600
2 Personen	2.700
3 Personen	3.500
4 Personen	4.300

Einfamilienhaus Bestand und Neubau

Der den weiteren Betrachtungen zugrunde liegende Haushalts-Lastgang im Einfamilienhaus (Bestand und Neubau) repräsentiert einen durchschnittlichen 4-Personen-Haushalt (mit Elektroherd, ohne elektrische Heizung und elektrische Warmwasserbereitung) mit einem Jahresstromverbrauch von 4500 kWh/a. Dieser Wert liegt knapp 5 % über dem Durchschnitt und wurde für einen mit elektrischen Geräten gut ausgestatteten Haushalt angenommen. In **Abbildung 5.4** und **Abbildung 5.5** ist der für die Simulation herangezogene elektrische Lastgang an Wochentagen, Samstagen und Sonntagen für die Sommer- und Winterzeit dargestellt.

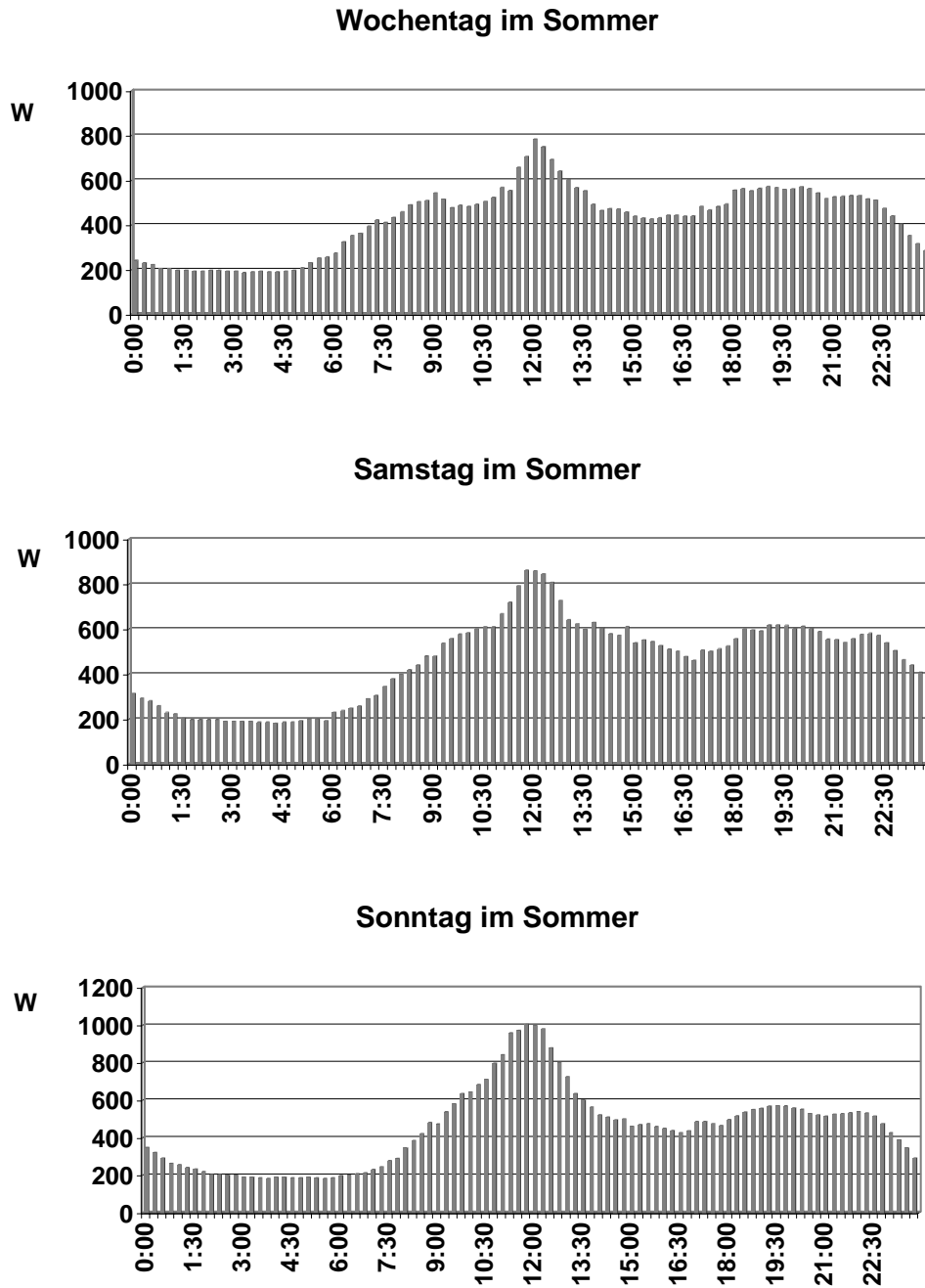


Abbildung 5.4: *Elektrischer Lastgang eines durchschnittlichen 4-Personen Haushalts im Sommer*

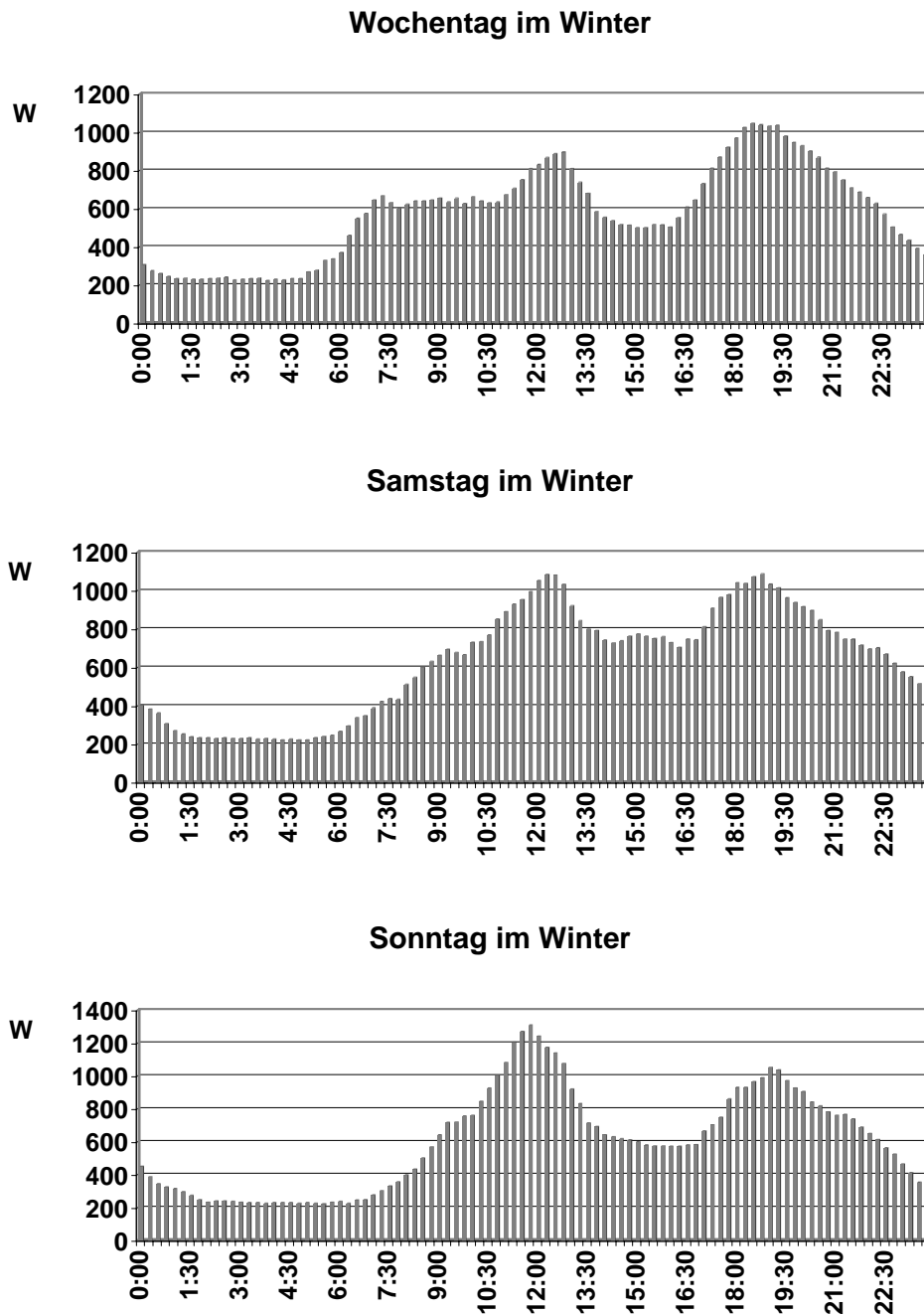


Abbildung 5.5: *Elektrischer Lastgang eines durchschnittlichen 4-Personen Haushalts im Winter*

Durch Zusammenfügen der jeweiligen elektrischen Lastgänge für Werkstage, Samstage und Sonntage stehen als Ergebnis Sommer- und Winter-Wochenlastgänge in Viertelstundenwerten zur Verfügung. **Abbildung 5.6** zeigt die Jahresdauerlinie des ausgewählten Haushalts.

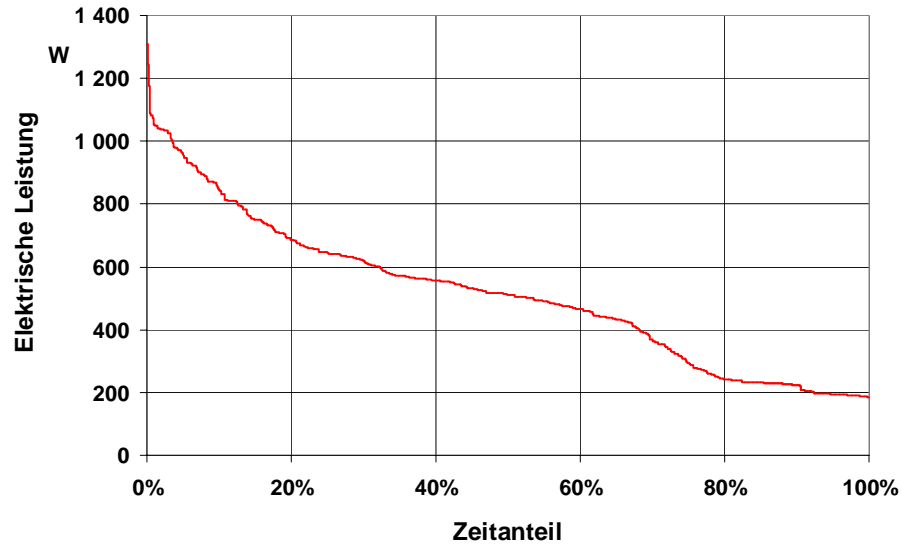


Abbildung 5.6: *Jahresdauerlinie der elektrischen Leistung im Haushalt 1999 (Viertelstundenwerte)*

Der Übergang von Viertelstunden- auf Minutenwerte erfolgte nach /GRO 99/ über die Auswertung der stochastischen Verteilung von Minutenwerten der Leistung, basierend auf realen Messungen des Stromverbrauches ausgewählter Haushalte über mehrere Tage. Für bestimmte Zeitintervalle wurden in /SOS 99/ Häufigkeitsverteilungen der aufgetretenen Leistungen (Minutenwerte) gebildet und daraus die Wahrscheinlichkeiten für das Auftreten bestimmter Leistungen während des Zeitintervalls erhalten. Durch Normierung und zufällige Verteilung der Wahrscheinlichkeiten lassen sich Rauschfaktoren generieren, mit deren Hilfe die zur Verfügung stehenden Viertelstunden-Mittelwerte in Minutenwerte umgewandelt („verrauscht“) wurden. In **Abbildung 5.7** ist die Bandbreite der möglichen Abweichungen der Minutenwerte vom jeweiligen Viertelstundenmittelwert für einen Sonntag im Winter dargestellt.

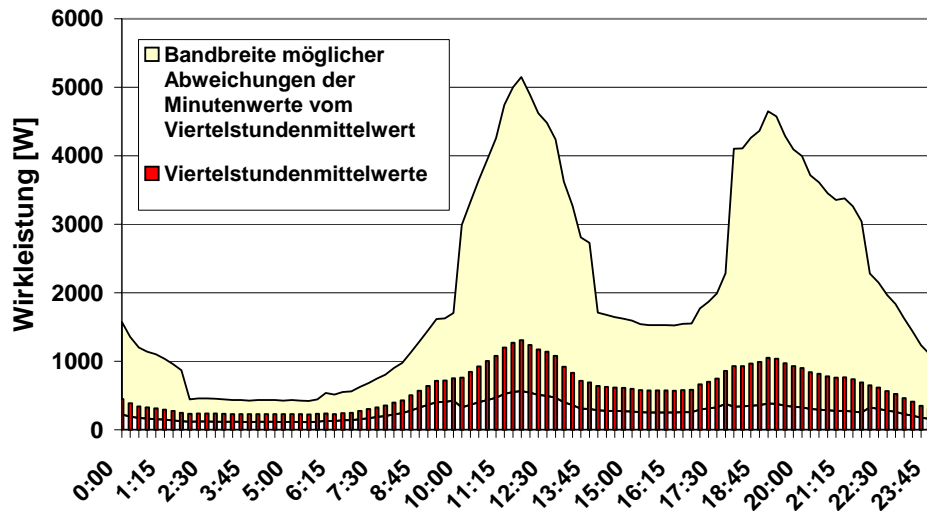


Abbildung 5.7: *Bandbreite für Abweichungen der Minutenwerte von den Viertelstundenmittelwerten für einen Sonntag im Winter*

Sämtliche Berechnungen werden innerhalb der Simulation in Minutenintervallen durchgeführt. Die Ergebnisse werden anschließend wieder in ganzen Viertelstundenwerte zusammengefasst und bilanziert.

Einfamilienhaus 2025

Für den elektrischen Lastgang im Einfamilienhaus des Jahres 2025 wurde der Jahreslastgang des Jahres 1999 über folgende Annahmen modifiziert:

- Da es sich bei Neubauten im Jahr 2025 um Niedrigenergiehäuser handelt, ist eine Lüftungsanlage standardmäßig integriert. Die Stromaufnahme der Zu- und Abluftventilatoren für einen Luftwechsel von 0,1 wird entsprechend einem vorgegebenen Nutzerprofil (Leistungsstufen 55 W, 75 W und 105 W) angenommen.
- Aufgrund einer gestiegenen Geräteausstattung in den Bereichen Kommunikation, Sicherheitstechnik und Vernetzung steigt der Leistungsbedarf für den stand-by Verbrauch ganzjährig um 20 W.

Der Stromverbrauch im Haushalt 2025 ergibt sich gemäß diesen Annahmen zu 5.200 kWh/a. Die elektrische Grundlast steigt dabei im Winter von 230 W (1999) auf rd. 300 W (2025) an.

Mehrfamilienhaus

Die auf 4 Stockwerke verteilten 20 Wohneinheiten des angenommenen Referenzgebäudes sind mit 53 Personen belegt, ein durchschnittlicher Haushalt besteht aus 2,6 Personen. Der elektrische Lastgang im Mehrfamilienhaus wurde über die Summierung durchschnittlicher Lastgänge von Einzelhaushalten gebildet. Näherungsweise wurde auch hier der bereits für das Einfamilienhaus verwendete elektrische Lastgang

zugrunde gelegt, der für den 2,6 Personenhaushalt entsprechend angepasst wurde. **Abbildung 5.8** zeigt die Jahresdauerlinie der elektrischen Leistung im Mehrfamilienhaus in Viertelstundenwerten.

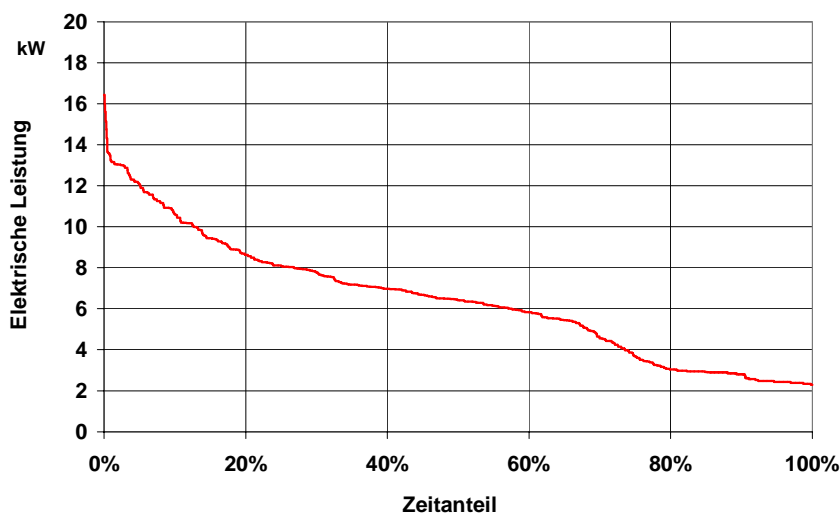


Abbildung 5.8: *Jahresdauerlinie der elektrischen Leistung im Mehrfamilienhaus in Viertelstundenwerten*

Der jährliche Strombedarf beträgt im Mehrfamilienhaus rd. 56.500 kWh/a, das sind durchschnittlich 2.825 kWh/a pro Haushalt. Die höchsten Viertelstundenwerte im betrachteten Mehrfamilienhaus liegen bei knapp 17 kW_{el}. Der Grundbedarf an elektrischer Leistung liegt im Sommer bei rd. 2,5 kW_{el} und im Winter bei rd. 3 kW_{el}.

Über eine Messung des Lastganges eines entsprechenden Mehrfamilienhauses im Münchner Stadtgebiet konnte der Verlauf des synthetischen Lastganges (Grundlastanteil, Spitzenlast, Jahresstrombedarf) plausibilisiert werden.

5.1.1.2 Wärmebedarf

Die Wärmelastgänge der Gebäude wurden mit dem Softwarepaket TRNSYS simuliert. Die zugrunde gelegten Wetterdaten sind dem vom deutschen Wetterdienst ermittelten Testreferenzjahr von Würzburg (TRY5) entnommen, das den Mittelwerten für das Bundesgebiet sehr gut entspricht. In der Simulation werden Einflussgrößen wie Außentemperatur, Luftfeuchte, direkte und diffuse Strahlung in Abhängigkeit des Sonnenstandes sowie der Gebäudeorientierung und Ausrichtung aller Fenster und Mauerflächen berücksichtigt.

Einfamilienhaus – Bestand

Für die Simulation des Wärmebedarfes im Einfamilienhaus (Bestand) wurde ein Gebäude aus dem Jahr 1968 gewählt und mit der Bauphysik in Anlehnung an /IKA 99/ ausgestattet. Für das Gebäude werden eine beheizte Gebäudenutzfläche von 146 m² und

ein beheiztes Bauwerksvolumen von 350 m³ zugrunde gelegt. Das A/V-Verhältnis ergibt sich zu 0,85.

Folgende k-Werte wurden für das Einfamilienhaus des Bestands in der Simulation angesetzt:

Außenmauern:	k-Wert:	1,171 W/m ² K
Dach:	k-Wert:	0,68 W/m ² K
Fenster (gesamt):	k-Wert:	2,72 W/m ² K

Der Luftwechsel durch Undichtigkeiten und Fensterlüftung beträgt 0,85 h⁻¹.

Das Gebäude wird durch ein Radiatorheizungssystem mit einer Vor- / Rücklauftemperatur von 70/50 °C beheizt. Die Solltemperatur der Räume liegt tagsüber bei 20°C und wird während der Nacht auf 18°C abgesenkt.

Die internen Wärmegewinne werden durch die Simulation von 4 Personen, die sich nach vorgegebenen Zeitplänen im Gebäude aufhalten, und den Betrieb von Elektrogeräten und Beleuchtung berücksichtigt und schwanken zwischen ca. 0,1 und 2 kW.

Über TRNSYS errechnet sich der jährliche Heizwärmebedarf des Gebäudes unter Berücksichtigung von 3,3 % Verteilungsverlusten (durch teilweise schlecht isolierte Rohrleitungen) im Heiznetz zu 23.900 kWh/a. Dies entspricht einem spezifischen Heizwärmebedarf von 164 kWh/m²a. Ähnliche Werte wurden auch in /STE 99/ für den Heizwärmebedarf im Gebäudetyp Einfamilienhaus (1958-1968) angegeben.

Der Warmwasserbedarf wurde unter Ansatz eines mittleren Warmwasserverbrauchs für einen 4 Personenhaushalt nach VDI 2067 ermittelt. Dies entspricht einer Warmwassermenge von 160 l/d bei 45°C bzw. einem Nutzwärmeinhalt von 2340 kWh pro Jahr. Aufgrund von Leitungs- und Bereitschaftsverlusten der zentralen Warmwasserversorgung muss insgesamt eine Wärmemenge von 3230 kWh/a bereitgestellt werden.

Insgesamt ergibt sich der jährliche Wärmebedarf des Gebäudes zu 27.130 kWh/a. Für die konventionelle Wärmeversorgung wird ein erdgasbetriebener Niedertemperatur-Heizkessel mit einer thermischen Nennleistung von 25 kW eingesetzt.

Einfamilienhaus - Neubau

Die Gebäudegeometrie des Einfamilienhauses als Neubau entspricht der des Bestands. Der errechnete Heizwärmebedarf für das Einfamilienhaus von 1999 ist deutlich niedriger als die Anforderungen der derzeit gültigen WSVO 95. Der Jahresheizwärmebedarf errechnet sich gemäß WSVO 95 zu 12.054 kWh und liegt damit etwa 10 % unter dem maximal zulässigen Wert. Diese Werte resultieren u.a. aus folgenden k-Werten:

Außenmauern:	k-Wert:	0,34 W/m ² K
Dach:	k-Wert:	0,22 W/m ² K
Fenster (gesamt):	k-Wert:	1,7 W/m ² K

Es wurde ein natürlicher Luftwechsel durch Undichtigkeiten von $0,2 \text{ h}^{-1}$ sowie ein Luftwechsel von $0,5 \text{ h}^{-1}$ durch Fensterlüftung angesetzt.

Das Gebäude wird durch ein Radiatorheizungssystem mit einer Vor- / Rücklauftemperatur von $55/45 \text{ °C}$ beheizt. Die Solltemperatur der Räume liegt tagsüber bei 20 °C und wird während der Nacht auf 18 °C abgesenkt.

Die internen Wärmegewinne werden durch die Simulation von 4 Personen, die sich nach vorgegebenen Zeitplänen im Gebäude aufhalten, und den Betrieb von Elektrogeräten und Beleuchtung berücksichtigt und schwanken zwischen ca. $0,1$ und 2 kW .

Über TRNSYS errechnet sich der jährliche Heizwärmebedarf des Gebäudes unter Berücksichtigung von 3% Verteilungsverlusten im Heiznetz zu 11.220 kWh/a . Dies entspricht einem spezifischen Heizwärmebedarf von $77 \text{ kWh/m}^2\text{a}$.

Der Warmwasserbedarf wurde, analog dem Bestand, nach VDI 2067 zu 160 Liter pro Tag (bei 45 °C) angesetzt. Gegenüber dem Neubau erhöhen sich die Verteilungsverluste durch Warmwasserzirkulation, während gleichzeitig durch bessere Isolation der Rohrleitungen die Verluste verringert werden können. Da sich diese Effekte annähernd kompensieren, wird auch im Neubau von einem Wärmebedarf für die Warmwasserbereitung von 3230 kWh/a ausgegangen.

Insgesamt ergibt sich der jährliche Wärmebedarf des Gebäudes zu 14.450 kWh/a . Für die konventionelle Wärmeversorgung wird ein erdgasbetriebener Niedertemperatur-Heizkessel mit einer thermischen Nennleistung von 18 kW eingesetzt.

Einfamilienhaus 2025

Die Gebäudegeometrie des Einfamilienhauses 2025 entspricht der des Gebäudes von 1999. Im Jahr 2025 wurden für die Simulation des Wärmebedarfs folgende Verbesserungen der Bautechnik angenommen:

Außenmauern:	k-Wert:	$0,14 \text{ W/m}^2\text{K}$
Dach:	k-Wert:	$0,10 \text{ W/m}^2\text{K}$
Fenster (gesamt):	k-Wert:	$1,0 \text{ W/m}^2\text{K}$

Es wird ein natürlicher Luftwechsel durch Undichtigkeiten von $0,1 \text{ h}^{-1}$ sowie ein Luftwechsel durch Tür- und Fensteröffnung von $0,2 \text{ h}^{-1}$ angesetzt. Der mechanische Luftwechsel von $0,5 - 0,7 \text{ h}^{-1}$ entsteht durch eine zentrale Be- und Entlüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung durch Kreuzstromwärmetauscher.

Über TRNSYS errechnet sich der durch die Brennstoffzellenanlage zu deckende jährliche Heizwärmebedarf des Gebäudes unter Berücksichtigung von 3% Verteilungsverlusten im Heiznetz zu 4.240 kWh/a . Dies entspricht einem spezifischen Heizwärmebedarf von $29 \text{ kWh/m}^2\text{a}$.

Es wird angenommen, dass sich der Warmwasserbedarf im Haushalt gegenüber dem Jahr 1999 (aufgrund sparsameren Umgangs mit Wasser) um 25% verringert. Die 2025

standardmäßig im Einfamilienhaus installierte Solaranlage deckt 50 % des jährlichen Warmwasserbedarfs von 2415 kWh/a (inklusive Leitungs- und Bereitschaftsverluste) während der Sommermonate ab. Im Winter muss damit eine Wärmemenge von rd. 1.210 kWh/a für die Warmwasserbereitung bereitgestellt werden.

Insgesamt ergibt sich der durch den Wärmeerzeuger zu deckende jährliche Wärmebedarf zu rd. 5.450 kWh/a.

Mehrfamilienhaus

Für die Simulation des Wärmebedarfes im bestehenden Mehrfamilienhaus wurde ein Gebäude aus dem Jahr 1968 gewählt und mit Bauphysik in Anlehnung an /IKA 99/ ausgestattet. Das Gebäude enthält 20 Wohnungen mit einer gesamten Wohnfläche von 1.461 m². Das A/V-Verhältnis des Gebäudes ergibt sich zu 0,42.

Außenmauern:	k-Wert:	1,4 W/m ² K
Fenster (gesamt):	k-Wert:	2,72 W/m ² K

Der Luftwechsel durch Undichtigkeiten und Fensterlüftung beträgt 0,6 h⁻¹ /IKA 99/.

Über TRNSYS errechnet sich der jährliche Heizwärmebedarf des Gebäudes unter Berücksichtigung von 3 % Verteilungsverlusten im Heiznetz zu 213,5 MWh/a. Dies entspricht einem spezifischen Heizwärmebedarf von 146 kWh/m²a.

Der Wärmebedarf der Warmwasserversorgung ergibt sich nach /BFT 79/ inklusive aller Leistungs- und Bereitschaftsverluste zu 44,7 MWh/a. Insgesamt ergibt sich der durch den Wärmeerzeuger zu deckende jährliche Wärmebedarf zu rd. 258,2 MWh/a.

Für die konventionelle Wärmeversorgung wird ein erdgasbetriebener Niedertemperatur-Heizkessel mit einer thermischen Nennleistung von 150 kW eingesetzt.

5.1.2 Bedarfsdeckung durch PEM-Brennstoffzellenanlagen

Insbesondere durch das Engagement der Automobilindustrie bei der Weiterentwicklung der PEMFC werden Synergieeffekte für stationäre Anwendungen erwartet, die zu einer starken Verringerung der Brennstoffzellen-Stackkosten führen werden. Die gute Dynamik der PEMFC ermöglicht eine stromgeführte Betriebsweise auch bei starken Lastwechseln und die niedrige Betriebstemperatur gestattet eine einfache Handhabung bei Zu- und Abschaltungen.

Da 1997 bereits rd. 40 % der bundesdeutschen Haushalte mit Erdgas versorgt wurden, ist für die Versorgung der Brennstoffzellen in der Hausenergieversorgung der Einsatz von Erdgas in naher Zukunft aus wirtschaftlichen Überlegungen nahe liegend. Der Einsatz von PEM-Brennstoffzellen in der Hausenergieversorgung kann mit folgenden Versorgungskonzepten durchgeführt werden:

1. Hausinstallation eines Brennstoffzellen-Kompaktsystems mit integrierter Gasaufbereitung für Erdgas
2. Hausinstallation der Brennstoffzelle mit zentraler Gasaufbereitung und Versorgung durch ein lokales Wasserstoff-Netz
3. Siedlungszentrale Installation der Brennstoffzellenanlage mit integrierter Gasaufbereitung und Nahwärmenetz

Die PEM-Brennstoffzellenanlage kann stromgeführt, wärmegeführt oder wechselnd strom-/wärmegeführt (hybrider Betrieb) betrieben werden. Weiter ist zu unterscheiden, ob die Anlage im Eigentum des Endkunden (Hausbesitzer) steht oder ein Energieversorgungsunternehmen die Aufgabe der Strom- und Wärmeversorgung für den Endkunden übernimmt.

5.1.2.1 Systembeschreibung

Im Folgenden wird der Betrieb eines netzgekoppelten, erdgasversorgten Brennstoffzellen-Kompaktsystems (Versorgungsvariante 1) durch den Endkunden untersucht.

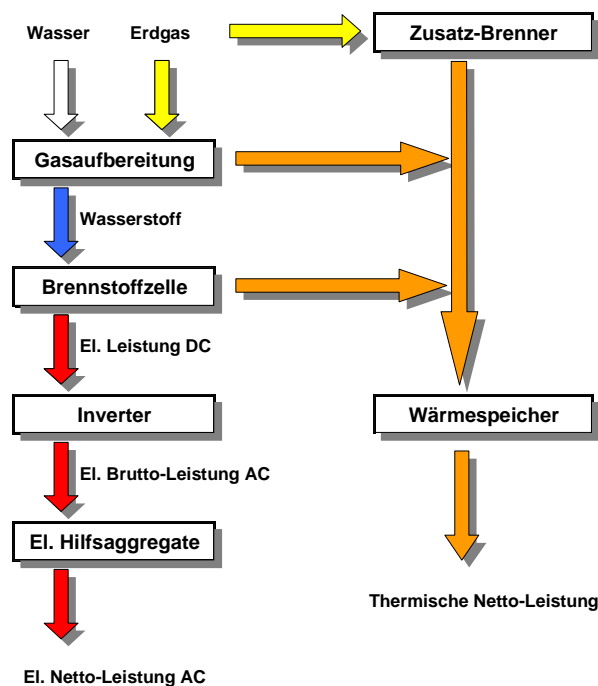
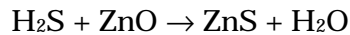


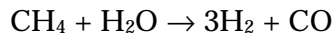
Abbildung 5.9: Schematischer Aufbau der Brennstoffzellenanlage

Abbildung 5.9 zeigt schematisch die Komponenten eines erdgasversorgten Brennstoffzellen-Kompaktsystems. In der Gasaufbereitung wird der für die PEM-Brennstoffzelle benötigte Wasserstoff erzeugt. Das Erdgas wird zunächst mit Hilfe von ZnO-Patronen auf einen Schwefelgehalt von unter 1 ppm entschwefelt, um eine Schädigung der

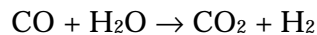
Katalysatormaterialien zu vermeiden. Die ZnO-Patronen müssen in regelmäßigen Abständen ausgetauscht werden.



Der Entschwefelung folgt der eigentliche Reformierungsprozess (Dampfreformierung). Der Reformer erzeugt durch Umsetzung von Erdgas und Wasserdampf bei Temperaturen von 700 bis 900 °C in einer endothermen Reaktion ein wasserstoffreiches Gas.



Dem Reformer nachgeschaltet wird in einem CO-Shift-Reaktor durch eine exotherme Reaktion der Kohlenmonoxidgehalt im Einsatzgas der Brennstoffzelle weiter reduziert.



Pd-Metallmembranen verringern in einem letzten Schritt den Kohlenmonoxidgehalt des Brenngases auf unter 0,001 Vol.-%.

Der Wirkungsgrad der Gasaufbereitung/Reformierung wird nach Expertenschätzung ab einem Teillastbetrieb von 50 % der Nennleistung zu max. 75 %, bezogen auf die eingesetzte Erdgasmenge (H_u), angenommen und ist in **Abbildung 5.10** dargestellt. Die Anfahrzeit für kleine Erdgas-Dampfreformer wird heute mit 10 bis 30 Minuten angegeben /GUM 98/, wodurch auch die Auslegung der Brennstoffzellenanlage auf die elektrische Grundlast zu erklären ist.

Der Wirkungsgrad des eingesetzten DC/AC-Wechselrichters zur Stromwandlung beträgt ab 20 % Teillast ca. 90 %. Die Wirkungsgradkennlinie wurde aus /GUE 93/ übernommen.

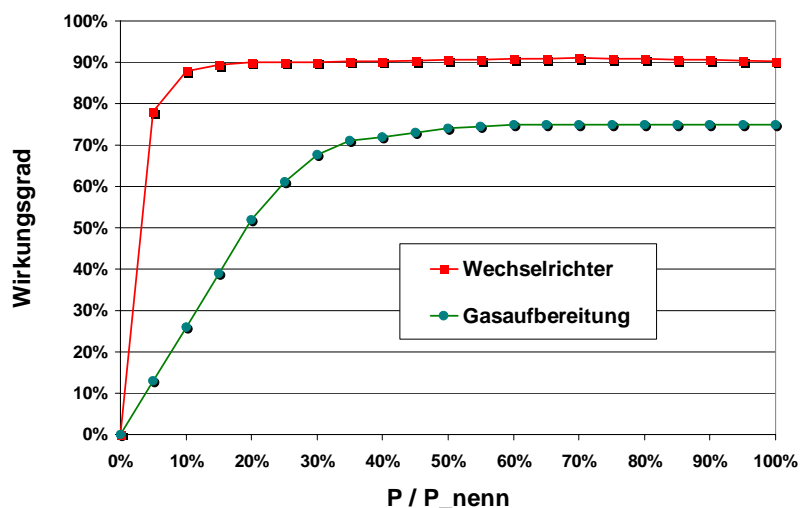


Abbildung 5.10: Wirkungsgrad von Gasaufbereitung/Reformierung und Wechselrichter

Die Brennstoffzelle wandelt den Wasserstoff mit Luftsauerstoff in elektrische und thermische Energie. Die Wirkungsgrade der Umwandlung sind bereits in Abbildung 4.2 dargestellt worden. Ein Teil des Wasserstoffs verlässt die Brennstoffzelle unverbraucht und wird wieder der Gasaufbereitung zugeführt.

Der erzeugte Gleichstrom wird im Wechselrichter in Wechselstrom umgewandelt, welcher für die Deckung des Hausstrombedarfs und des Strombedarfs der Brennstoffzellen-Hilfsaggregate (Lüfter, Pumpen, Regelung,) zur Verfügung steht. Der feste Hilfsstrombedarf wird in der Simulation zu konstant 2,5 % der elektrischen Nennleistung angesetzt /FFV 98/. Hinzu kommt für die Brennstoffverdichtung ein lastabhängiger Anteil des Hilfsstrombedarfes, der mit zunehmender Last auf bis zu 3,5 % der elektrischen Nennleistung ansteigt /FVV 98/. Der gesamte elektrische Hilfsenergiebedarf summiert sich damit auf bis zu 6 % der elektrischen Nennlast. Es soll darauf hingewiesen werden, dass der Hilfsstrombedarf von heutigen Versuchs- und Demonstrationsanlagen derzeit noch deutlich höher liegt.

Es wird von netzgekoppeltem Betrieb ausgegangen, so dass sowohl Strom-Einspeisung als auch Fremdbezug möglich sind.

Da die Brennstoffzelle nicht auf den maximalen Wärmebedarf ausgelegt wird, ist zusätzlich ein modulierender Erdgas-Brenner installiert, dessen Wärme gemeinsam mit der Abwärme aus Brennstoffzelle und Reformier in einen Wärmespeicher eingebracht werden kann und für die Raumheizung und Warmwasserbereitung zur Verfügung steht.

Infolge des Bedarfsprofils ergeben sich in Abhängigkeit von der gewählten Betriebsstrategie Teillastzustände des Gesamtsystems, das durch seine elektrischen und thermischen Wirkungsgrade charakterisiert wird (**Abbildung 5.11**). Die maximale Brennstoffausnutzung bzw. der Gesamtnutzungsgrad der Brennstoffzellenanlage (ohne Zusatz-Brenner) beträgt rd. 68 %. Ab dem Teillastbetrieb von 30 % der Nennleistung beträgt der elektrische Systemwirkungsgrad zwischen 30 und 37 %, sein Maximum liegt bei ca. 50 % Teillast.

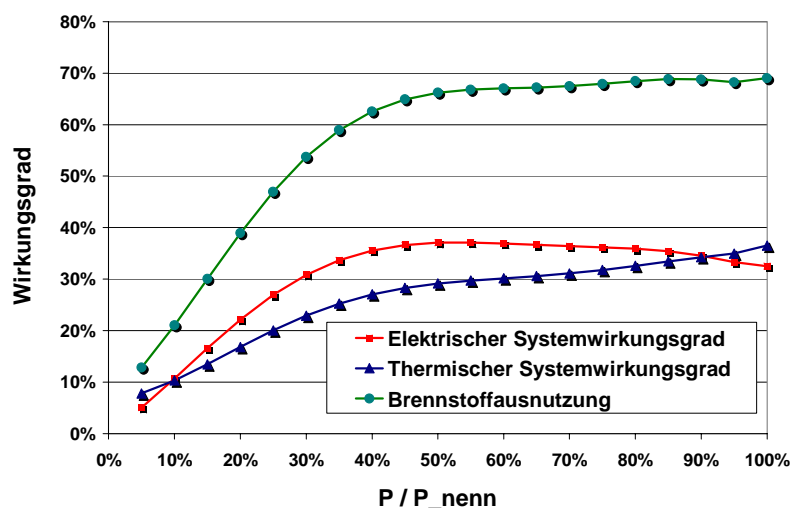


Abbildung 5.11: Elektrischer/thermischer Systemwirkungsgrad und Brennstoffausnutzung der erdgasbetriebenen PEM-Brennstoffzellenanlage (ohne Zusatz-Brenner)

5.1.2.2 *Simulation*

Die Simulation des Betriebsverhaltens eines Brennstoffzellen-Kompaktsystems wurde jeweils für ein ganzes Jahr durchgeführt. Folgende Betriebsvarianten und –parameter konnten ausgewählt bzw. verändert werden:

- Elektrische Nennleistung der Brennstoffzellenanlage
- Speicherparameter (Speichervolumen, Dämmung etc.)
- Die Mindestleistung für den Betrieb der Anlage wurde mit 20 % der elektrischen Nennleistung angesetzt, da sie unterhalb der Mindestleistung in energetisch äußerst ungünstigem Teillastbereich betrieben wird.
- Stromgeführter Betrieb: Die Brennstoffzellenanlage folgt soweit wie möglich dem Strombedarf. Oberhalb ihrer elektrischen Nennleistung und unterhalb der Mindestleistung erfolgt Strombezug, Stromeinspeisung findet nicht statt. Überschusswärme wird im Sommer über ein Kühlsystem an die Umwelt abgegeben.
- Wärmegeführter Betrieb: Die Brennstoffzellenanlage folgt soweit wie möglich dem Wärmebedarf. Oberhalb ihrer Nennleistung und unterhalb der angeforderten elektrischen Mindestleistung erfolgt die Wärmeversorgung durch den Zusatzbrenner. Bei dieser Betriebsart wird kein Wärmespeicher benötigt.
- Strom-/wärmegeführter Betrieb: Der Betrieb der Brennstoffzellenanlage erfolgt im Sommer stromgeführt und in den Wintermonaten wärmegeführt. Es erfolgt sowohl Strombezug als auch Stromeinspeisung.
- Hybrider Betrieb: Die Brennstoffzelle folgt dem Strombedarf nur solange die erzeugte Wärme abgenommen werden kann. Überschusswärme wird nicht erzeugt.
- Konventionelle Versorgung: Die Brennstoffzellenanlage ist ausgeschaltet. Die Stromversorgung erfolgt über das öffentliche Stromnetz und die Wärme wird durch einen Erdgas-Kessel bereitgestellt.

Die Auswahl der Betriebsart kann monatsweise geändert werden.

Soweit nicht gesondert ausgewiesen, wurden für die Berechnungen der verbrauchsgebundenen Kosten die in **Tabelle 5.3** dargestellten Strom- und Erdgastarife angenommen.

Tabelle 5.3: Tarife für Strombezug bzw. -einspeisung und Erdgasbezug

Strombezugspreise	EFH 1	28,5 Pf/kWh 4,95 DM/Monat bzw.
	EFH 2	23,0 Pf/kWh 17,95 DM/Monat
	MFH	19,0 Pf/kWh 19 DM/Monat
Stromeinspeisevergütung	8 Pf/kWh	
Erdgaspreis	5,5 Pf/kWh _{HU}	

Für den Haushaltsstrombezug im Einfamilienhaus werden die Tarifmodelle EFH 1 und EFH 2 angesetzt. Abhängig von der jährlichen Strombezugsmenge wird das jeweils günstigere Modell ausgewählt. Im Mehrfamilienhaus kommt das Tarifmodell MFH zum Einsatz. Die Stromeinspeisevergütung beträgt 8 Pf/kWh, der Preis für Erdgas 5,5 Pf/kWh_{HU}. Die Preise sind Endpreise und beinhalten Mehrwertsteuer, Durchleitungsgebühren sowie die Ökosteuer von 2 Pf/kWh für Strom bzw. 0,32 Pf/kWh für Erdgas.

5.1.2.3 Ergebnisse für das Einfamilienhaus

/SOS 99/ und eigenen Berechnungen zufolge beträgt die optimale elektrische Nennleistung eines Brennstoffzellen-Kompaktsystems für den Einsatz im Einfamilienhaus (4-Personen Haushalt) aus ökonomischer Sicht 1 kW_{el}. Der Einsatzbereich der Brennstoffzelle ist somit im Bereich der elektrischen Grundlastdeckung angesiedelt.

Für die Versorgung des Referenzobjekts für den Gebäudebestand (vgl. Tabelle 5.1) wurde das Brennstoffzellensystem in stromgeführter, wärmegeführter und wechselnd strom-/wärmegeführter Betriebsweise betrieben und der getrennten Strom- und Wärmeversorgung gegenübergestellt. **Abbildung 5.12** veranschaulicht anhand einer Dauerlinie der elektrischen Leistung (synthetische Minutenwerte) eines Werktags im Winter den Einsatzbereich der 1 kW_{el}-Brennstoffzelle in stromgeführter Betriebsart im Einfamilienhaus.

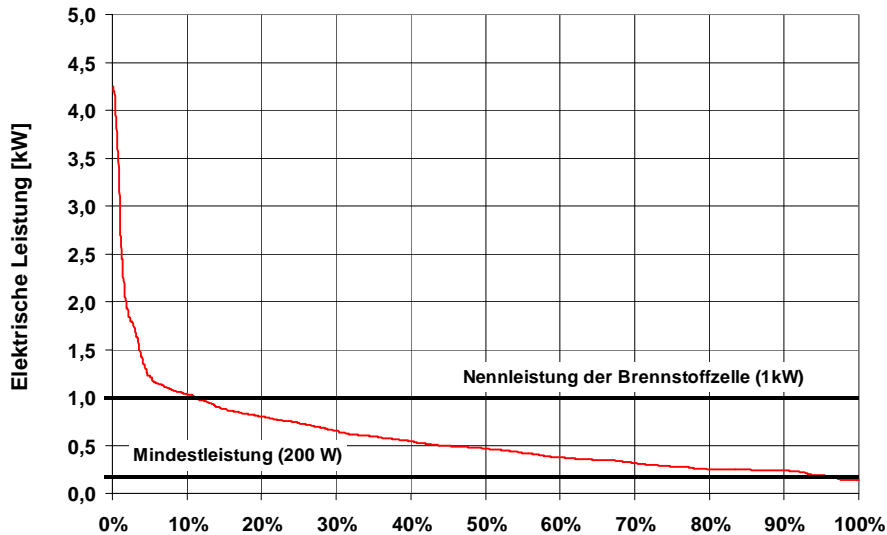


Abbildung 5.12: Dauerlinie der elektrischen Leistung (Messzeitraum ein Tag, Minutenwerte)

Für elektrischen Leistungsbedarf unterhalb 200 W (20 % der elektrischen Nennleistung) wird die stromgeführte Brennstoffzelle nicht in Betrieb genommen. Während dieser Zeit und bei Leistungsbedarf über 1 kW_{el} erfolgt Strombezug. In **Tabelle 5.4** sind die wesentlichen Ergebnisse der Simulation für die untersuchten Betriebsarten der 1 kW-PEM-Brennstoffzellenanlage im Referenzobjekt des Gebäudebestands dargestellt.

Tabelle 5.4: Simulationsergebnisse für das Einfamilienhaus - Bestand

		Stromgeführter Betrieb	Wärmegeführter Betrieb	Wechselnd strom-/wärmegeführter Betrieb	Konventionelle Versorgung
Brennstoffzelle					
Elektrische Erzeugung	kWh/a	3 944	5 389	5 738	-
Thermische Erzeugung	kWh/a	3 472	5 994	5 965	-
Gasverbrauch	kWh/a	11 984	16 553	17 610	-
Elektrischer Deckungsgrad	%	87,6	62,4	85,1	-
Thermischer Deckungsgrad	%	11,0	22,1	20,1	-
Elektrischer Nutzungsgrad	%	32,9	32,6	32,6	-
Thermischer Nutzungsgrad	%	29,0	36,2	33,9	-
Brennstoffausnutzung der BZ	%	61,9	68,8	66,5	-
Zusatz-Brenner					
thermische Erzeugung	kWh/a	24 088	21 136	21 585	27 130
Gasverbrauch	kWh/a	29 693	26 213	26 752	33 350
Thermischer Nutzungsgrad	%	81,1	80,6	80,7	81,3
Stromnetz					
Rückspeisung	kWh/a	-	2 579	1 907	-
Bezug	kWh/a	556	1 690	669	4 500
Verbrauchsgebundene Kosten	DM/a	2 533	2 711	2 562	3 103

Bei rein stromgeführter Betriebsweise beträgt der elektrische Deckungsbeitrag der Brennstoffzellenanlage 87 %, der thermische Deckungsbeitrag durch die Brennstoffzelle liegt bei 11 % des Bedarfs. Im wärmegeführten Betrieb verringert sich der elektrische

Deckungsbeitrag, während der thermische steigt. Der Betrieb erfolgt meist im Bereich der Nennleistung der Brennstoffzelle, wodurch sich ihr Gesamtnutzungsgrad (erzeugte elektrische und thermische Energie, bezogen auf den Brennstoffeinsatz) gegenüber dem stromgeführten Betrieb von 61,9 auf 68,8 % erhöht.

In **Abbildung 5.13** ist der Gesamtnutzungsgrad der Brennstoffzellenanlage (ohne Zusatz-Brenner) für die unterschiedlichen Betriebsweisen dargestellt.

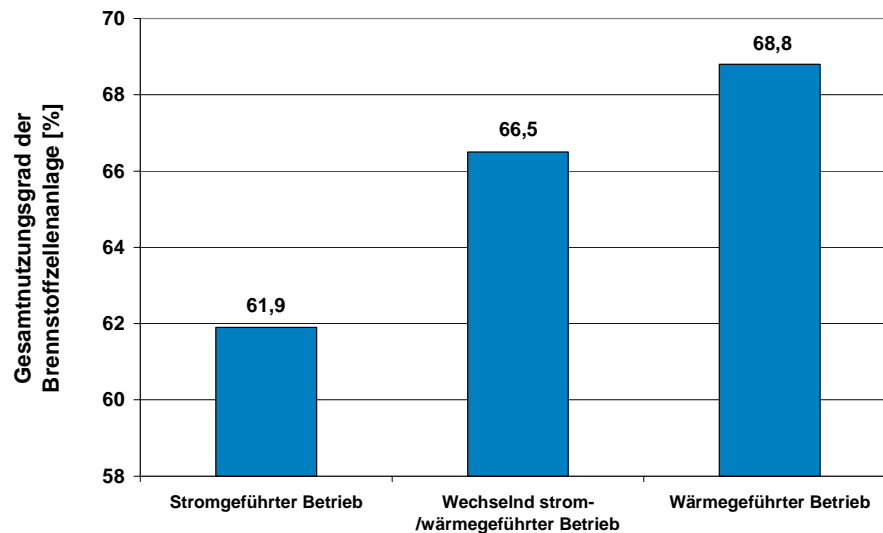


Abbildung 5.13: Gesamtnutzungsgrad (Brennstoffausnutzung) der Brennstoffzellenanlage ohne Zusatz-Brenner (im Einfamilienhaus des Bestands)

Im stromgeführten Betrieb der Brennstoffzellenanlage fällt (insbesondere während der Sommermonate) Überschusswärme in Höhe von lediglich 270 kWh/a an, die an die Umwelt abgegeben werden muss. Zusammen mit den zusätzlichen Speicherverlusten von rd. 160 kWh/a ergibt sich der Gesamtnutzungsgrad der Hausenergieversorgung (nutzbare elektrische und thermische Energie, bezogen auf den unteren Heizwert von eingesetztem Erdgas) durch die Brennstoffzellenanlage (inklusive Zusatz-Brenner) zu 75 %. Die Brennstoffzelle arbeitet mit einer Brennstoffausnutzung von 61,9 %.

Im wärmegeführten Betrieb erreicht die Brennstoffzellenanlage (ohne Zusatz-Brenner) einen Gesamtnutzungsgrad von rd. 69 %. Die gesamte Hausenergieversorgung (inklusive Zusatz-Brenner), bei der keine Überschusswärme anfällt, weist einen Gesamtnutzungsgrad von 76 % auf. Der energetisch günstige wärmegeführte Betrieb der Brennstoffzellenanlage verursacht jedoch (aufgrund des niedrigen elektrischen Deckungsbeitrags) hohe verbrauchsgebundenen Kosten durch zusätzlichen Strombezug und die geringe Einspeisevergütung. Aus ökonomischer Sicht ist der stromgeführte Betrieb der Brennstoffzelle aufgrund des geringen zusätzlichen Strombezugs am günstigsten. In **Abbildung 5.14** sind die jährlichen verbrauchsgebundenen Kosten der Strom- und Wärmeversorgung einander gegenübergestellt.

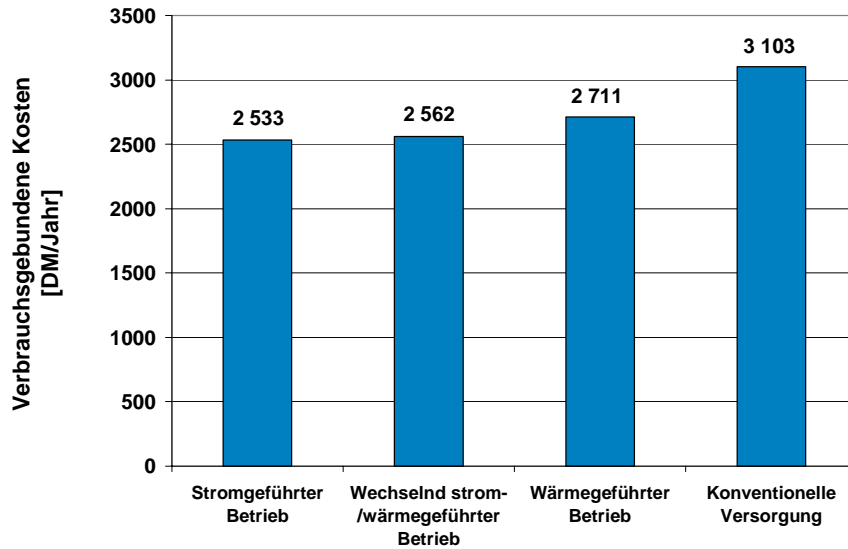


Abbildung 5.14: Jährliche verbrauchsgebundene Kosten der Strom- und Wärmeversorgung im Einfamilienhaus (Bestand)

Bei den verbrauchsgebundenen Kosten ergeben sich gegenüber der getrennten Strom- und Wärmeversorgung durch das öffentliche Stromnetz und einen Erdgas-Heizkessel Einsparungen von 570 DM pro Jahr.

Tabelle 5.5 zeigt die Simulationsergebnisse der Hausenergieversorgung für das Einfamilienhaus (Neubau).

Tabelle 5.5: Simulationsergebnisse für das Einfamilienhaus – Neubau

		Stromgeführter Betrieb	Wärmegeführter Betrieb	Wechselnd strom-/wärmegeführter Betrieb	Konventionelle Versorgung
Brennstoffzelle					
Elektrische Erzeugung	kWh/a	3 944	4 429	5 168	-
Thermische Erzeugung	kWh/a	3 472	4 861	5 274	-
Gasverbrauch	kWh/a	11 984	13 553	15 806	-
Elektrischer Deckungsgrad	%	87,6	55,0	81,5	-
Thermischer Deckungsgrad	%	19,5	33,6	31,9	-
Elektrischer Nutzungsgrad	%	32,9	32,7	32,7	-
Thermischer Nutzungsgrad	%	29,0	35,9	33,4	-
Brennstoffausnutzung der BZ	%	61,9	68,5	66,1	-
Zusatz-Brenner					
thermische Erzeugung	kWh/a	11 528	9 589	9 681	14 450
Gasverbrauch	kWh/a	14 149	11 810	11 929	17 664
Thermischer Nutzungsgrad	%	81,5	81,2	81,2	81,8
Stromnetz					
Rückspeisung	kWh/a	-	1 952	1 501	-
Bezug	kWh/a	556	2 023	834	4 500
Verbrauchsgebundene Kosten	DM/a	1 670	1 889	1 718	2 231

Der angenommene Einfamilienhaus-Neubau (1999) weist gegenüber dem Bestand nur noch den etwa halben Wärmebedarf auf. Die Simulation der Energiebedarfsdeckung im Neubau ergab jedoch für die Betriebsweise der Brennstoffzellenanlage keine markanten

Abweichungen gegenüber dem Bestand. Auch im Neubau ist unter ökonomischen Gesichtspunkten die stromgeführte Betriebsweise zu empfehlen. Aufgrund des geringeren Wärmebedarfs im Neubau erhöht sich der thermische Deckungsgrad durch die Brennstoffzellenanlage um ca. 10 % gegenüber dem Bestand. Gleichzeitig fällt im stromgeführten Betrieb der Brennstoffzellenanlage (insbesondere während der Sommermonate) Überschusswärme in Höhe von rd. 325 kWh/a an, die an die Umwelt abgegeben werden muss. Zusammen mit den zusätzlichen Speicherverlusten von rd. 178 kWh/a ergibt sich der Gesamtnutzungsgrad der Hausenergieversorgung (nutzbare elektrische und thermische Energie, bezogen auf den Brennstoffeinsatz) durch die Brennstoffzellenanlage (inklusive Zusatz-Brenner) zu 70 %. Die Brennstoffzelle arbeitet mit einer Brennstoffausnutzung von 61,9 % mit der gleichen Effizienz wie im Einfamilienhaus des Bestands.

Die jährlichen verbrauchsgebundenen Kosten der Strom- und Wärmeversorgung sind in **Abbildung 5.15** dargestellt.

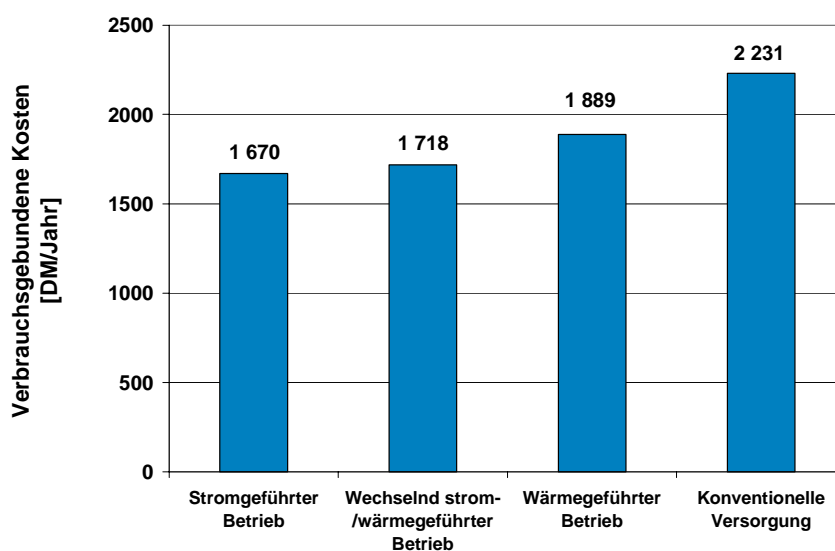


Abbildung 5.15: *Jährliche verbrauchsgebundene Kosten der Strom- und Wärmeversorgung im Einfamilienhaus (Neubau)*

Bei den verbrauchsgebundenen Kosten ergeben sich durch den Einsatz einer stromgeführten Brennstoffzellenanlage gegenüber der getrennten Strom- und Wärmeversorgung durch das öffentliche Stromnetz und einen Erdgas-Heizkessel Einsparungen von 560 DM pro Jahr. Die Einsparungen sind nahezu identisch mit den Einsparungen im Einfamilienhaus des Bestands (570 DM/a).

Einfamilienhaus 2025 (Ausblick)

Das Einfamilienhaus im Jahr 2025 weist im Vergleich zum Jahr 1999 (Neubau) einen erhöhten Jahresstromverbrauch von 5.200 kWh/a und einen sehr geringen jährlichen Wärmebedarf von nur noch 5450 kWh/a auf. Durch die veränderte Bedarfsstruktur

(erhöhter elektrischer Grundbedarf und verringerter Wärmebedarf) wurden verschiedene Alternativen zur Dimensionierung einer erdgasbetriebenen PEM-Brennstoffzellenanlage untersucht. Gegenüber dem Jahr 1999 wird 2025 aufgrund technischer Fortschritte ein bei Nennleistung um 3 % verbesserter Systemwirkungsgrad der Brennstoffzellenanlage angenommen. Zur besseren Vergleichbarkeit werden die ökonomischen Eingangsparameter gegenüber dem Jahr 1999 beibehalten.

Abbildung 5.16 zeigt die verbrauchsgebundenen jährlichen Kosteneinsparungen durch die erdgasbetriebene Brennstoffzellenanlage gegenüber konventioneller Versorgung.

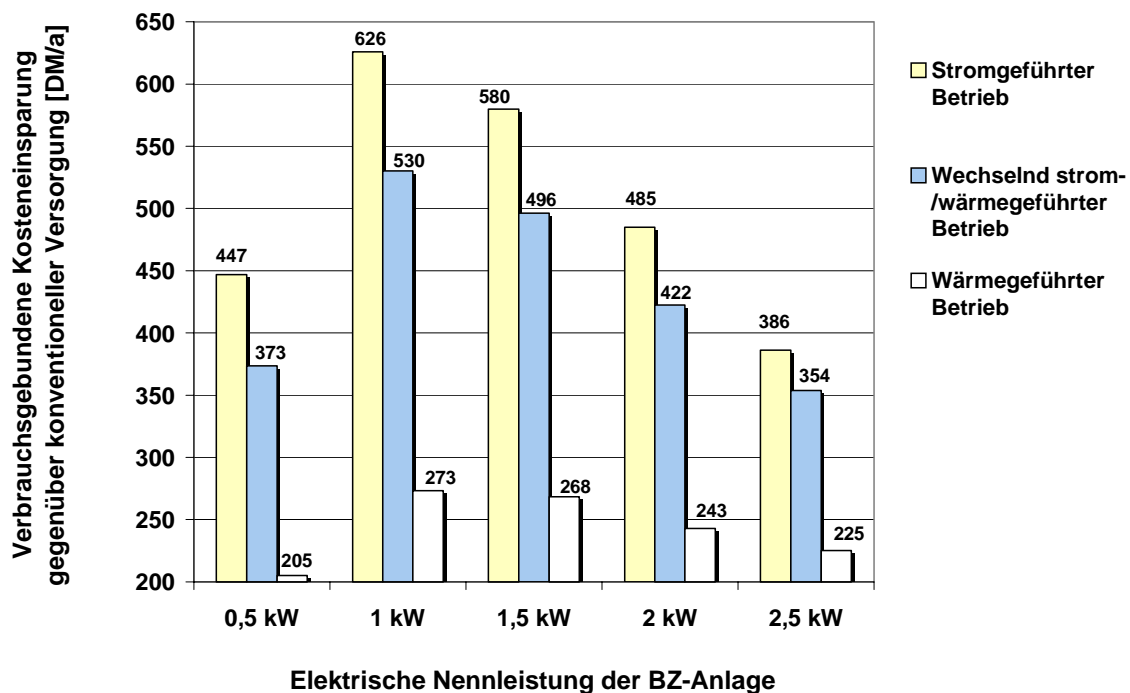


Abbildung 5.16: *Einsparung verbrauchsgebundener Kosten durch die erdgasbetriebene BZ-Anlage gegenüber konventioneller Versorgung (2025)*

Unter der Prämisse einer kostenoptimalen Auslegung der Brennstoffzellenanlage kommt weiterhin das 1 kW_{el}-Modul in stromgeführter Betriebsweise zum Einsatz. Bei den verbrauchsgebundenen Kosten ergeben sich gegenüber der getrennten Strom- und Wärmeversorgung durch das öffentliche Stromnetz und einen Gas-Niedertemperaturkessel Einsparungen von rd. 620 DM pro Jahr. Die Einsparungen erhöhen sich gegenüber dem Einfamilienhaus von 1999 aufgrund des höheren Jahresstromverbrauchs, der höheren elektrischen Grundlast und des insgesamt verbesserten Gesamtwirkungsgradverlaufes der Brennstoffzellenanlage.

Die Ergebnisse der Simulation des Einfamilienhauses von 2025 sind für den stromgeführten Betrieb der Brennstoffzellenanlage und die konventionelle Versorgung in **Tabelle 5.6** dargestellt.

Tabelle 5.6: *Simulationsergebnisse für das Einfamilienhaus 2025 (Erdgasbetrieb)*

		Stromgeführter Betrieb / 1 kW- Modul	Konventionelle Versorgung
Brennstoffzelle			
Elektrische Erzeugung	kWh/a	4 756	-
Thermische Erzeugung	kWh/a	4 035	-
Gasverbrauch	kWh/a	13 369	-
Elektrischer Deckungsgrad	%	91,5	-
Thermischer Deckungsgrad	%	28,6	-
Elektrischer Nutzungsgrad	%	35,6	-
Thermischer Nutzungsgrad	%	30,2	-
Brennstoffausnutzung der BZ	%	65,8	-
Zusatz-Brenner			
thermische Erzeugung	kWh/a	3 419	5 550
Gasverbrauch	kWh/a	4 188	6 756
Thermischer Nutzungsgrad	%	81,6	82,2
Stromnetz			
Rückspeisung	kWh/a	-	-
Bezug	kWh/a	444	5 200
Verbrauchsgebundene Kosten	DM/a	1 161	1 787

Bei rein stromgeführter Betriebsweise beträgt der elektrische Deckungsbeitrag der Brennstoffzellenanlage 91,5 % und der thermische Deckungsbeitrag durch die Brennstoffzelle liegt bei 28,6 % des Bedarfs.

Der Gesamtnutzungsgrad des ganzjährig stromgeführten 1 kW_{el}-Brennstoffzellenmoduls (ohne Zusatz-Brenner) beträgt rd. 66 % und ist im Vergleich zum Jahr 1999 (62 %) leicht angestiegen. Dies erklärt sich durch den aufgrund des höheren elektrischen Grundbedarfs günstigeren Teillastbetrieb, vor allem während der Nachtstunden. Allerdings entsteht aufgrund des geringen Wärmebedarfs vor allem im Sommer ein großer Anteil an Überschusswärme in Höhe von rd. 1.500 kWh/a, die an die Umwelt abgegeben werden muss. Zusammen mit den zusätzlichen Speicherverlusten von rd. 350 kWh/a ergibt sich der Gesamtnutzungsgrad der Hausenergieversorgung (inklusive Zusatz-Brenner) daher zu nur 65 % (im Vergleich zu 72 % im Neubau von 1999).

5.1.2.4 Ergebnisse für das Mehrfamilienhaus

Im Mehrfamilienhaus des Bestands sind ein elektrischer Strombedarf von 56.500 kWh/a und ein thermischer Bedarf von 258 MWh/a zu decken (vgl. Tabelle 5.1). Für die Versorgung des Referenzobjektes wurde der Betrieb der Brennstoffzellenanlage über ein Jahr für die verschiedenen Betriebsweisen simuliert und der getrennten Strom- und Wärmeversorgung gegenübergestellt.

Um die Sensibilität der Auslegungsleistung auf das ökonomische Verhalten des Brennstoffzelleneinsatzes aufzuzeigen sind in **Abbildung 5.17** die jährlichen Einsparungen an verbrauchsgebundenen Kosten gegenüber konventioneller Versorgung für verschiedene Brennstoffzellen-Leistungen in stromgeführter und wechselnd strom-/wärmegeführter Betriebsweise dargestellt. Die ganzjährig wärmegeführte Betriebsweise wird aufgrund höherer verbrauchsgebundener Kosten nicht weiter betrachtet. Die verbrauchsgebundenen Kosten bei konventioneller Versorgung liegen bei rd. 28.200 DM/a.

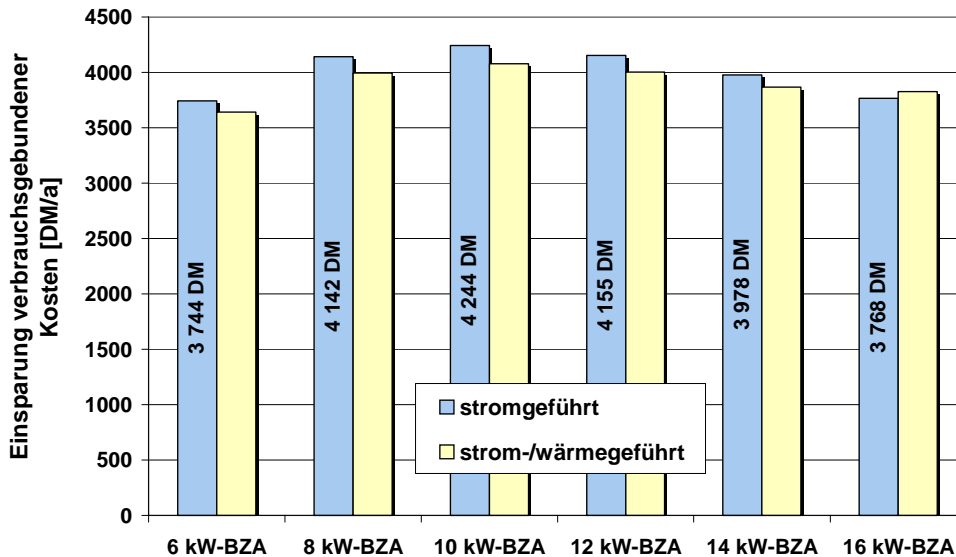


Abbildung 5.17: *Einsparung verbrauchsgebundener Kosten der PEMFC im Mehrfamilienhaus (Strompreise nach Tarifmodell MFH)*

Die Sensibilität der verbrauchsgebundenen Kosten der Brennstoffzellenanlage auf die Nennleistung ist im betrachteten Leistungsbereich von 6 bis 16 kW_{el} relativ gering ausgeprägt.

Gegenüber der konventionellen Versorgung des Mehrfamilienhauses mit rd. 28.200 DM/a lassen sich durch die Brennstoffzellenanlage in stromgeführter Betriebsweise jährlich bis zu 4.200 DM einsparen. Für die Kostenberechnungen wurde bereits extrem günstiger Strombezug nach dem Tarifmodell MFH angesetzt. Dabei beträgt der monatliche Grundpreis 19 DM zuzüglich dem Arbeitspreis von 19 Pf/kWh. Laut telefonischer Auskunft bei Stromanbietern ist es prinzipiell möglich, dass der Grundpreis nur ein Mal pro Gebäude entrichtet werden muss, wenn z.B. der Hauseigentümer die Weiterverteilung und Abrechnung mit seinen Mietparteien übernimmt.

Im Weiteren wird für die Hausenergieversorgung des ausgewählten Mehrfamilienhauses eine 10 kW-PEM-Brennstoffzellenanlage in stromgeführter Betriebsweise eingesetzt. **Tabelle 5.7** zeigt die wesentlichen Ergebnisse der Simulation für die 10 kW-Brennstoffzellenanlage und die konventionelle Versorgung.

Tabelle 5.7: Simulationsergebnisse für die 10 kW-PEM-Brennstoffzellenanlage im Mehrfamilienhaus

		Stromgeführter Betrieb	Konventionelle Versorgung
Brennstoffzelle			
Elektrische Erzeugung	kWh/a	48 580	-
Thermische Erzeugung	kWh/a	42 818	-
Gasverbrauch	kWh/a	140 829	-
Elektrischer Deckungsgrad	%	85,9	-
Thermischer Deckungsgrad	%	16,1	-
Elektrischer Nutzungsgrad	%	34,5	-
Thermischer Nutzungsgrad	%	30,4	-
Brennstoffausnutzung der BZ	%	64,9	-
Zusatz-Brenner			
thermische Erzeugung	kWh/a	216 426	258 200
Gasverbrauch	kWh/a	259 090	310 149
Thermischer Nutzungsgrad	%	83,5	83,3
Stromnetz			
Rückspeisung	kWh/a		-
Bezug	kWh/a	7 920	56 500
Verbrauchsgebundene Kosten	DM/a	23 951	28 194

Bei rein stromgeführter Betriebsweise beträgt der elektrische Deckungsbeitrag der Brennstoffzellenanlage rd. 86 % und der thermische Deckungsbeitrag durch die Brennstoffzelle liegt bei rd. 16 % des Bedarfs.

Insbesondere während der Sommermonate fällt trotz des Einsatzes eines 1000 Liter Pufferspeichers Überschusswärme in Höhe von 830 kWh/a an, die u.U. über ein Rückkühlsystem abgeführt werden muss. Zusammen mit den zusätzlichen Speicherverlusten von rd. 215 kWh/a ergibt sich der Gesamtnutzungsgrad der Hausenergieversorgung (nutzbare elektrische und thermische Energie, bezogen auf den Brennstoffeinsatz) durch die Brennstoffzellenanlage (inklusive Zusatz-Brenner) zu 76,7 %. Die Brennstoffzelle arbeitet mit einer Brennstoffausnutzung von 64,9 %.

Die Überschusswärme kann durch den Einsatz eines 2000 Liter Pufferspeichers auf rd. 100 kWh/a reduziert werden. Aufgrund der um rd. 5000 DM höheren Investitionskosten ist diese Maßnahme jedoch nicht wirtschaftlich, solange nicht auf das Rückkühlsystem verzichtet werden kann.

Ausblick: Wasserstoffbetrieb

Unter der Annahme, dass im Jahr 2025 ein Haushaltsanschluss mit gasförmigem Wasserstoff zur Verfügung steht, ergäben sich durch den Wegfall der aufwendigen Gasaufbereitung gegenüber dem Erdgasbetrieb höhere Systemwirkungsgrade für die Brennstoffzellenanlage (**Abbildung 5.18**).

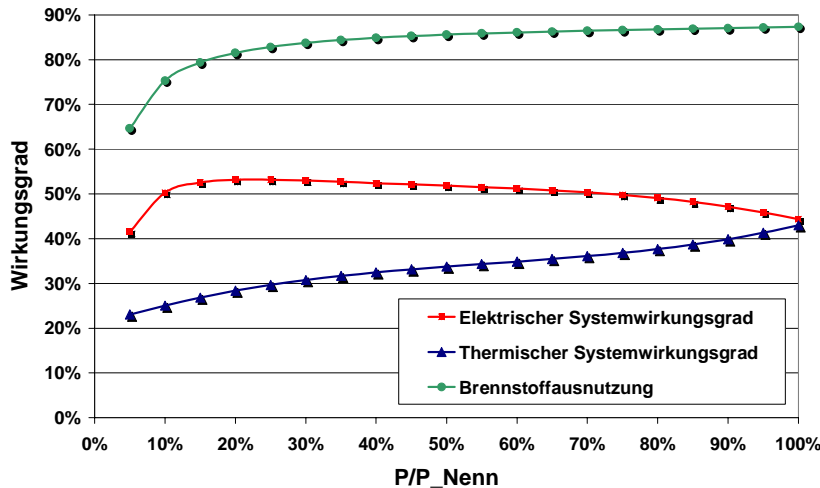


Abbildung 5.18: Elektrischer/thermischer Systemwirkungsgrad und Brennstoffausnutzung der Wasserstoffversorgten PEM-Brennstoffzellenanlage

Die maximale Brennstoffausnutzung bzw. der Gesamtwirkungsgrad der Brennstoffzellenanlage (ohne Zusatz-Brenner) beträgt dann bis zu 88 % (im Erdgasbetrieb rd. 70 %). Im Teillastbetrieb von 20 bis 70 % der Nennleistung liegt der elektrische Systemwirkungsgrad über 50 %. Es ist daher möglich, die elektrische Mindestleistung, ab der die Brennstoffzellenanlage in Betrieb geht, gegenüber dem Erdgasbetrieb von 20 auf 10 % der Nennleistung zu reduzieren und durch eine gleichzeitig höhere Nennleistung den elektrischen Deckungsgrad zu optimieren. Der elektrische Systemwirkungsgrad nimmt bei steigender Leistung wieder ab bis auf 45 % bei Nennlast.

5.1.3 SOFC-Brennstoffzellenanlagen

Die Schweizer Firma Sulzer Hexis AG, Winterthur entwickelt ein netzgekoppeltes Brennstoffzellen-Kompaktsystem zur Hausenergieversorgung mit einer integrierten SOFC-Brennstoffzelle. Mehrere Feldtestanlagen durchlaufen derzeit eine dreijährige Versuchsphase bei Energieversorgungsunternehmen aus der Schweiz, Deutschland und Japan. 2001 soll eine erste erdgasbetriebene Kleinserie kommerziell erhältlich sein.

Ähnlich wie das PEM-Brennstoffzellensystem kann die SOFC-Anlage von Sulzer mit einer elektrischen Nennleistung von 1 kW den Grundbedarf eines Haushalts an elektrischer Energie decken und mit bis zu 3 kW thermischer Leistung einen Teil des Wärmebedarfs versorgen. Momentan nicht benötigte Abwärme wird in einen Warmwasserspeicher abgeführt, zusätzlich benötigte Wärme wird durch einen Zusatzbrenner mit 16 kW_{th} bereitgestellt. **Abbildung 5.19** veranschaulicht die Funktionsweise der Brennstoffzellenanlage (ohne Zusatzbrenner).

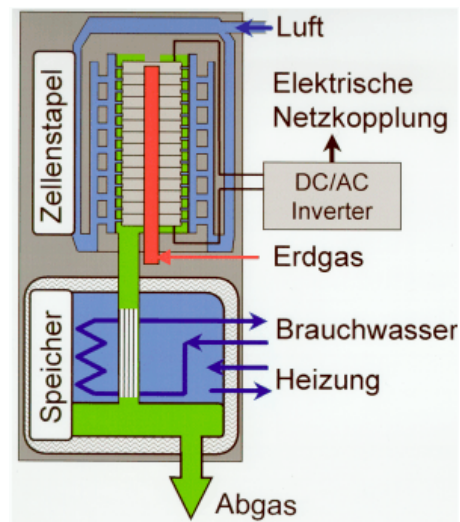


Abbildung 5.19: Funktionsweise der SOFC-Brennstoffzellenanlage von Sulzer Hexis

Durch den Einsatz der Hochtemperatur-Brennstoffzelle vereinfacht sich die Gasaufbereitung gegenüber der PEM-Brennstoffzellenanlage erheblich. Das Erdgas wird mit Wasser im Inneren des Zellstapels (bzw. in dessen unmittelbarer Nähe) bei ca. 850°C zu wasserstoffreichem Brenngas (60 vol% H₂) reformiert und in der Brennstoffzelle in Strom und Wärme umgesetzt. Der SOFC Brennstoffzellen-Stack hat eine Betriebszeit von rd. 5 Jahren.

Aufgrund der hohen Zelltemperatur eignet sich die Hexis-Anlage nicht für oftmaliges und schnelles Anfahren. Die Anlage ist daher ausgelegt auf den stromgeführten Dauerbetrieb. Bei einer elektrischen Leistung von 1 kW beträgt der erreichbare elektrische Wirkungsgrad nach /SUL 99/ zwischen 30% (bei Nennlast) und 40% im Teillastbetrieb.

Durch die Entwicklung eines Heizölreformers soll in Zukunft auch der Betrieb mit Heizöl ermöglicht werden, wodurch sich der potentielle Markt für Brennstoffzellenanlagen in der Hausenergieversorgung verdoppeln würde.

Da für die Sulzer Hexis Brennstoffzellenanlagen keine vergleichbar detaillierten Daten verfügbar sind, war ein Vergleich mit der PEM-Brennstoffzellenanlage nicht durchführbar.

5.2 Industrielle Kraft-Wärme-Kopplung

In der industriellen Kraft-Wärme-Kopplung können prinzipiell alle Typen von Brennstoffzellenanlagen eingesetzt werden. Zur Versorgung von industrieller Raumwärme und Warmwasser bieten sich aufgrund des niedrigen Temperaturniveaus PEM- bzw. PAFC-Brennstoffzellenanlagen an. Selbstverständlich sollten zuvor alle sinnvollen Maßnahmen der Wärmerückgewinnung aus der Produktion umgesetzt werden.

Mit einer Wärmeauskopplung bis 120°C ist die Phosphorsaure Brennstoffzellenanlage derzeit die einzige kommerziell erhältliche Anlage. Die PAFC ist aufgrund ihrer hohen Investitionskosten noch nicht konkurrenzfähig gegenüber konventioneller Technologie, ihre Rolle als Marktöffner ist jedoch nicht zu unterschätzen.

Hochtemperaturbrennstoffzellenanlagen mit einem Niveau der Wärmeauskopplung zwischen 300 bis 700°C befinden sich noch in einer frühen Entwicklungs- bzw. Demonstrationsphase. Ihnen wird das größte Potential zur industriellen Kraft-Wärme-Kopplung zugeschrieben. Mit hohen Stromkennzahlen und elektrischen Wirkungsgraden sind sie in der Lage, elektrische Energie und Prozesswärme bereitzustellen.

Für den industriellen Einsatz von Brennstoffzellenanlagen in Kraft-Wärme-Kopplung werden im Folgenden die Hochtemperatursysteme MCFC und SOFC mit unterschiedlichen elektrischen Nennleistungen näher betrachtet. Die angenommenen Basisdaten und Auslegungen zu diesen Technologien beruhen im wesentlichen auf den Spezifikationen der am weitesten fortgeschrittenen europäisch/amerikanischen Entwicklungen, der MCFC von ERC / MTU Friedrichshafen und der SOFC von Siemens / Westinghouse. Ähnliche Entwicklungsarbeiten finden jedoch auch bei japanischen Firmen statt, etwa bei Hitachi, IHI, Kawasaki und Mitsubishi.

Bei elektrischen Nennleistungen von 300 kW bis 3 MW für die MCFC und 1 bis 10 MW für die SOFC bietet sich der Einsatz in der industriellen Kraft-Wärme-Kopplung an. Die Brennstoffzellenanlagen können wahlweise neben der Wärmeauskopplung auf hohem Temperaturniveau (400-700°C) mit einem Dampfprozess bzw. einer Gasturbine zur zusätzlichen Stromerzeugung kombiniert werden.

Hochtemperaturbrennstoffzellen sind naturgemäß thermisch sehr träge Systeme und eignen sich daher besonders für die Deckung thermischer Grundlasten im wärmegeführten Betrieb. Prinzipiell sind neben der industriellen Kraft-Wärme-Kopplung alle Anwendungen mit hoher elektrischer und thermischer Grundlast, wie z.B. in Krankenhäusern, für den Betrieb von Hochtemperaturbrennstoffzellen geeignet.

Im Gegensatz zur Hausenergieversorgung wurden für die industrielle Kraft-Wärme-Kopplung keine repräsentativen Einsatzfälle mit hinterlegten Lastprofilen für Strom und Wärme simuliert, sondern ein fiktiver Grundlastbetrieb über 5000 Vollbenutzungsstunden angenommen. Die Kenngrößen der im Systemvergleich (Kapitel 6) betrachteten

300 kW_{el}-MCFC- und 1MW_{el}-SOFC-Brennstoffzellenanlagen sind in **Tabelle 5.8** dargestellt.

Tabelle 5.8: *Kenngrößen der MCFC (300 kW_{el})- und SOFC (1 MW_{el})-Brennstoffzellenanlagen*

		SOFC (1000 kW _{el})	MCFC (300 kW _{el})
Elektrische Nennleistung (netto)	kW _{el}	1.000	300
Thermische Nennleistung (netto)	kW _{th}	700	250
Durchschnittliche Stromkennzahl	-	1,4	1,2
Erzeugte elektrische Arbeit (T _a =5000h/a)	MWh _{el} /a	5.000	1.500
Erzeugte thermische Arbeit	MWh _{th} /a	3.570	1250
Brennstoffverbrauch Erdgas	MWh/a	9.520	3.070
Gesamtnutzungsgrad	%	90	90
Elektrischer Nutzungsgrad	%	53	49

Für beide Systeme wird von einem Gesamtnutzungsgrad von 90 % ausgegangen. Der elektrische Nutzungsgrad beträgt 53 % bei der SOFC- bzw. 49 % bei der MCFC-Anlage. Die Stromkennzahl der SOFC liegt bei 1,4, die der MCFC beträgt 1,2. Die Systeme werden als reine Brennstoffzellenanlagen betrieben. Über z.B. einen nachgeschalteten Dampfprozess zur Stromerzeugung können die Stromkennzahlen und der elektrische Wirkungsgrad noch erheblich gesteigert werden.

6 Vergleich mit konventioneller Technologie

6.1 Methodik und Randbedingungen

Im Rahmen dieser Studie werden für die ökologische und ökonomische Beurteilung ausgewählter Brennstoffzellenanlagen folgende maßgebliche Größen ermittelt: der Kumulierte Energieaufwand als Basis einer ganzheitlichen energetischen Bewertung, die Emissionen CO₂, CO, CH₄, NMVOC, NO_x und SO₂ und Aussagen zur Wirtschaftlichkeit der Systeme im Vergleich zur konventionellen Strom- und Wärmeversorgung.

Basierend auf den in Kapitel 5 ermittelten charakteristischen Daten der Brennstoffzellenanlagen und Rahmenbedingungen für den Einsatz in Haushalt und Industrie wird im folgenden ein Vergleich der Primärenergieaufwendungen, der Emissionen und der Kosten gegenüber konventioneller Technologie durchgeführt. Für die Referenzsysteme werden gängige Techniken zur Wärmeerzeugung ausgewählt und der Strombedarf durch Bezug aus dem öffentlichen Netz gedeckt. Die miteinander verglichenen Systeme sind in **Tabelle 6.1** dargestellt.

Tabelle 6.1: *Vergleichssysteme*

	Brennstoffzellenanlage		Referenzsystem ¹	
	Brennstoffzellentyp	Elektrische Nennleistung	Konventioneller Wärmeerzeuger	Thermische Nennleistung
Einfamilienhaus Bestand	PEMFC	1 kW	NT-Gaskessel	25 kW
Einfamilienhaus Neubau	PEMFC	1 kW	NT-Gaskessel	18 kW
Mehrfamilienhaus Bestand	PEMFC	10 kW	NT-Gaskessel	150 kW
Industrielle KWK	MCFC	300 kW	Erdgas Dampfkessel	250 kW
Industrielle KWK	SOFC	1000 kW	Erdgas Dampfkessel	700 kW

Den PEM-Brennstoffzellenanlagen im Ein- und Mehrfamilienhaus werden die Ergebnisse der Simulation zugrunde gelegt (vgl. Kap. 5). Als Referenzsysteme für die Wärmeerzeugung dienen Niedertemperatur (NT) - Gaskessel zur Wärmebereitstellung.

¹ Wärmeerzeuger und Strombezug aus dem öffentlichen Netz

Im Bereich der industriellen Kraft-Wärme-Kopplung werden zwei ausgewählte Hochtemperatur-Brennstoffzellenanlagen mit unterschiedlichen elektrischen Nennleistungen (300 kW_{el} - MCFC, 1 MW_{el} - SOFC) der getrennten Strom- und Wärmeerzeugung gegenübergestellt. Das weite Feld von Anwendungsmöglichkeiten der Brennstoffzellentechnik in der Industrie kann hier nur angeschnitten werden. Die in dieser Studie gewählte Vorgehensweise stellt eine erste Abschätzung der Einsatzmöglichkeiten dieser Zukunftstechnologie dar. Für detailliertere Untersuchungen müssen branchentypische Wärme- und Stromlastgänge ermittelt werden, um die tatsächlichen Randbedingungen der jeweiligen Anwendung abbilden zu können. Die gewählte Vorgehensweise setzt voraus, dass die mit der Brennstoffzellenanlage produzierte nutzbare Wärmemenge im Industriebetrieb vollständig genutzt werden kann. Als Referenzsysteme werden Strombezug aus dem Netz und ein erdgasbetriebener Dampfkessel angesetzt.

In **Tabelle 6.2** werden die für die Bewertung der Bereitstellung von Strom und Erdgas zugrunde gelegten Basisdaten wiedergegeben. Die primärenergetischen Aufwendungen und Emissionen sind /GAB 99/ entnommen. In den Erdgasemissionen sind nur die vorgelagerten Emissionen enthalten, da die bei der Umsetzung freiwerdenden Emissionen in Abhängigkeit der eingesetzten Verbrennungstechnik variieren (s. Kapitel 6.1.2).

Tabelle 6.2: *Spezifischer Primärenergieaufwand und Emissionen für die Bereitstellung einer Kilowattstunde Strom bzw. Erdgas in Deutschland frei Verbraucher/GAB 99/*

	Spez. Aufwand kWh/kWh	CO ₂ g/kWh	CO g/kWh	CH ₄ g/kWh	NMVOC g/kWh	NO _x g/kWh	SO ₂ g/kWh
Erdgas¹	1,12	13	0,1	0,6	0,0	0,0	0,0
Strom²	3,18	669	0,2	1,5	0,0	0,5	0,4

6.1.1 Kumulierter Energieaufwand

Die Ermittlung des Kumulierten Energieaufwandes stellt eine energetische Lebenszyklusanalyse dar. Durch die Bezugsgröße Primärenergie wird ein ganzheitlicher Vergleich möglich. Die primärenergetische Bewertung erfolgt in Anlehnung an die VDI-Richtlinie 4600 „Kumulierter Energieaufwand – Begriffe, Definitionen, Berechnungsmethoden“. Der Kumulierte Energieaufwand gibt die Gesamtheit des primärenergetisch bewerteten Aufwandes an, der im Zusammenhang mit der Herstellung, Nutzung und Beseitigung eines ökonomischen Gutes entsteht bzw. diesem ursächlich zugewiesen werden kann. Dieser Energieaufwand stellt die Summe der Kumulierten Energieauf-

¹ Nur Bereitstellung, ohne Anwendung

² Bereitstellung, Bezugsjahr 1996

wendungen für die Herstellung (KEA_H), die Nutzung (KEA_N) und die Entsorgung (KEA_E) des ökonomischen Gutes dar.

$$KEA = KEA_H + KEA_N + KEA_E$$

Die Aufwendungen in jeder Prozessstufe teilen sich in den direkten prozessspezifischen Material- und Energieeinsatz und in den indirekten, z.B. über Abschreibungen zuweisbaren Aufwand.

Grundlage bei der Ermittlung des KEA stellt das Wissen um den Massen- bzw. Stofffluß dar. Dazu sind detaillierte Kenntnisse über den Produktaufbau, über dessen Nutzung und Entsorgung unerlässlich. Bei Brennstoffzellenanlagen handelt es sich um eine Zukunftstechnologie, für welche die Ermittlung des Kumulierten Energieaufwandes der Herstellung, Nutzung und Entsorgung nur auf Basis des derzeitigen Wissenstandes abgeschätzt werden kann.

Als Bilanzhülle des primärenergetischen Vergleichs werden die in Abbildung 5.2 dargestellten Bilanzgrenzen angesetzt, die um die vor- und nachgelagerten Prozessketten erweitert werden.

Der Schwerpunkt der ganzheitlichen energetischen Untersuchung liegt auf einer detaillierten Bewertung der Nutzungsphase. Die Bewertung der Herstellungs- und Entsorgungsphase hat die Qualität einer Abschätzung. Nachfolgend werden die Randbedingungen für die Ermittlung des Kumulierten Energieaufwandes der Herstellung, Nutzung und Entsorgung sowie anschließend der untersuchten Anlagen und Betriebsweisen, gegliedert in konventionelle Systeme und Brennstoffzellenanlagen, erläutert.

Der Kumulierte Energieaufwand für die Herstellung wird auf Basis des Materialeinsatzes der Anlagen bestimmt und dieser mit spezifischen Werten für den KEA_H bewertet.

Für die Bewertung der Nutzungsphase werden folgende Randbedingungen zugrunde gelegt:

- Die ökologische Bewertung baut auf den Ergebnissen aus Kapitel 5 auf, in denen die Betriebsstoffe Erdgas- und Strom erfasst wurden. Weitere Hilfsstoffe (z.B. Wasser für den Reformier, ZnO-Patronen für die Erdgasentschwefelung) bleiben unberücksichtigt.
- In das öffentliche Netz eingespeister Strom wird mit Hilfe der Substitutionsmethode bewertet.

Der Kumulierte Energieaufwand der Entsorgung beinhaltet neben dem Energieaufwand für die Aufbereitung bzw. Entsorgung auch Gutschriften für die Bereitstellung von Sekundärmaterialien. Für den KEA_E wird von einem Entsorgungsszenario nach dem Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetz ausgegangen. Zum derzeitigen Zeitpunkt sind für

die Brennstoffzellen-Technologie noch keine endgültigen Aussagen über die eingesetzten Materialien und mögliche Recycling- und Entsorgungskonzepte möglich. Interessant hierbei ist, dass in den verschiedenen Brennstoffzellentypen viele bislang selten verwendete Materialien bzw. Verbindungen eingesetzt werden (vgl. hierzu z.B. /ZAP 97/). In /WIS 99/ wurde die Entsorgung einer phosphorsauren Brennstoffzellenanlage PC 25A beschrieben. Ein Großteil der eingesetzten Materialien konnte einer stofflichen Verwertung zugeführt werden. Durch weitgehendes Recycling konnte die Entsorgung kostenneutral durchgeführt werden. Eine an der Forschungsstelle für Energiewirtschaft durchgeführte Ermittlung des KEA_E eines Erdgas-Kessels /BRE 98/ ergab in der Summe aus energetischen Aufwendungen und Gutschriften einen vernachlässigbar geringen Wert von -0,1 % des Gesamt-KEA. Vor diesem Hintergrund wird die Annahme getroffen, dass der energetische Aufwand zur Entsorgung der Anlagen den energetischen Gutschriften für die Bereitstellung von Sekundärrohstoffen entspricht.

Randbedingungen der konventionellen Wärmeerzeugungssysteme

Für den Kumulierten Energieaufwand zur Herstellung der Heiz- bzw. Dampfkessel wurde eine Massenbilanz von bodenstehenden NT-Kesseln /VIE 98/, /PEN 98/ bzw. Dampfkessel nach /IKA 99/ zugrunde gelegt und mit der in /BRE 98/ durchgeführten Abschätzung des KEA der Herstellung eines Erdgas-Kessels bewertet. In der Massenbilanz werden Brenner, Primärwärmetauscher, Dämmung, Gasstrecke, Steuerung und Gehäuse berücksichtigt.

In **Tabelle 6.3** sind die technischen Daten der konventionellen Systeme zusammengestellt.

Tabelle 6.3: *Technische Daten der Heiz- und Dampfkessel*

	Elektrische Nennleistung	Jahresnutzungsgrad	Gewicht	Technische Lebensdauer
NT-Gaskessel	25 kW	81,3 %	135 kg	20 a
NT-Gaskessel	18 kW	81,8 %	115 kg	20 a
NT-Gaskessel	150 kW	83,3 %	600 kg	20 a
Erdgas Dampfkessel	250 kW	92 %	875 kg	15 a
Erdgas Dampfkessel	700 kW	92 %	1.820 kg	15 a

In Diagrammen werden die Vergleiche z.T. durch einen Niedertemperaturkessel mit Ölzerstäubungsbrenner ergänzt, für welchen nach /IKA 99/ ein Jahresnutzungsgrad von 79,5 % (EFH) bzw. 81,6 % (MFH) zugrunde gelegt ist.

Randbedingungen der Brennstoffzellenanlagen

Die Ergebnisse des KEA_H stellen eine Abschätzung dar, da zum gegenwärtigen Zeitpunkt nur Demonstrationsanlagen betrieben werden. Die Abschätzung erfolgt anhand /WAG 96/, wo für die untersuchten Brennstoffzellen-Systeme PEMFC, MCFC und SOFC jeweils ein spezifischer Wert für den Primärenergieeinsatz bei der Herstellung je Kilowatt installierter elektrischer Leistung angegeben ist. Als technische Lebensdauer der Brennstoffzellen-Systeme werden 15 Jahre angesetzt, wobei zusätzlich alle 5 Jahre ein Stackwechsel erfolgt. Da alle untersuchten Brennstoffzellenanlagen mit Erdgas betrieben werden, wird die Reformier- und Gasaufbereitungstechnik mit einbezogen.

Interessant und wichtig für eine ökologische Beurteilung der Brennstoffzellen-Technologie sind neben dem KEA und den Emissionen auch Aussagen zur Verfügbarkeit und Reichweite der eingesetzten Materialien, wie z.B. Platin (Katalysator) oder seltene Erden (SOFC). Zur Klärung dieser Fragestellung sind weitere Forschungsarbeiten durchzuführen.

6.1.2 Emissionen

Folgende atmosphärische Emissionen werden für den ökologischen Vergleich der Energieversorgungsvarianten untersucht: Kohlendioxid (CO₂), Kohlenmonoxid (CO), Methan (CH₄), Nichtmethanhaltige flüchtige Kohlenwasserstoffe (NMVOC), Stickoxide (NO_x) und Schwefeldioxid (SO₂). Das Wirkungspotential dieser Schadstoffe auf die Biosphäre unterscheidet sich erheblich und ist zum Teil noch nicht vollständig erforscht. Zudem können die klimatischen Gegebenheiten und das gleichzeitige Vorhandensein weiterer Schadstoffe die Auswirkungen der Schadstoffe beeinflussen. Kohlendioxid- und Methanemissionen sind aufgrund ihres Treibhauspotentials global wirksame Schadstoffe, während die anderen untersuchten Schadstoffe mit lokalem Bezug wirken: Schwefeldioxid und Stickoxide sind die Hauptursachen für sauren Regen. Flüchtige Kohlenwasserstoffe, Stickoxide und Kohlenmonoxid spielen eine Rolle bei der Bildung von Photooxidantien (z.B. bodennahes Ozon).

Im Gegensatz zum Kumulierten Energieaufwand wird bei der Ermittlung der Emissionen nur die Betriebsphase untersucht, d.h. Emissionen bei der Herstellung und bei der Entsorgung werden in den Vergleich nicht mit einbezogen. Die Ermittlung der Emissionen während der Nutzungsphase erfolgt jedoch inklusive der vorgelagerten Ketten für die Erdgas- und Strombereitstellung (vgl. Tabelle 6.2). Analog der Vorgehensweise bei der Ermittlung des KEA wird bei den Emissionen für die Einspeisung von Strom in das öffentliche Netz die Substitutionsmethode angewendet.

Die je Kilowattstunde Erdgas ausgestoßenen Kohlendioxid-Emissionen werden aus der Verbrennungsrechnung abgeleitet. Für die Berechnung der vorgelagerten CO₂-Emissionen wird der Wert nach /GAB 99/ angesetzt.

Die Emissionsfaktoren bei der Verbrennung von Erdgas (bzw. Heizöl) in Niedertemperaturkesseln und Dampfkesseln sind /IKA 99/ entnommen. Bei Brennstoffzellenanlagen entstehen Schadstoffemissionen im Wesentlichen durch die Reformierung des Erdgases.

Als Grundlage für die Emissionen der Brennstoffzellenanlagen dienen Messungen (z.B. /VDI 98/), die an der PAFC PC 25A bei Vollast erfolgten. Diese Basis berücksichtigt nicht das Verhalten bei Teillast, Anfahr- und Abschaltvorgängen. Nach /VDI 98/ sind jedoch bei Teillast die spezifischen Emissionen von NO_x unverändert sowie die für Kohlenmonoxid und Kohlenwasserstoffe etwas geringer.

Für die Emissionen der PEM-Brennstoffzelle liegen nach derzeitigem Kenntnisstand noch keine verlässlichen Werte vor. Die Emissionsfaktoren werden daher aus Emissionsmessung der PAFC übernommen. Diese Vorgehensweise lässt sich mit dem ähnlichen Systemaufbau, vor allem der Erdgas-Reformierung, von PEMFC und PAFC begründen.

Es konnten Abschätzungen bzw. vereinzelt Messwerte zu den Emissionen von MCFC /MTU 99/ und SOFC /IKA 99/, /SIE 99/ ermittelt werden. Die angegebenen Emissionsfaktoren liegen in der gleichen Größenordnung wie die der PAFC PC 25A. Daher erfolgt die Abschätzung der Emissionsfaktoren für MCFC und SOFC ebenfalls mit den belastbaren Werten der PAFC PC25A.

Bei der Ermittlung der Emissionsfaktoren lässt sich festhalten, dass die direkten Emissionen bei der Umsetzung von Erdgas je nach Umsetzungsart (Kessel bzw. Brennstoffzellenanlage) variieren. Die Schwefeldioxid-Emissionen für die konventionellen Wärmeerzeugungssysteme lassen sich aus dem Schwefelgehalt im Erdgas berechnen, der im Vergleich zu anderen fossilen Brennstoffen sehr niedrig liegt. Für den Einsatz in Brennstoffzellen muss das Erdgas jedoch in Adsorptionsanlagen zusätzlich entschwefelt werden (vgl. Kapitel 5). Aus diesem Grund liegen die SO₂-Emissionen für die Brennstoffzellenanlagen unterhalb der Nachweisgrenze.

Ein Vergleich der je Kilowattstunde Erdgas ausgestoßenen Emissionen der Brennstoffzellenanlage mit konventionellen Wärmeerzeugern zeigt, dass Kohlenmonoxid- und Kohlenwasserstoffemissionen im gleichen sehr niedrigen Bereich liegen. Der Stickoxid- und Schwefeldioxidausstoß hingegen befindet sich bei den Brennstoffzellenanlage auf einem deutlich niedrigeren Niveau.

6.1.3 Kosten

In einer dynamischen Wirtschaftlichkeitsbetrachtung werden die in Kapitel 5 untersuchten Brennstoffzellensysteme mit der konventionellen Strom- und Wärmeversorgung der betrachteten Anwendungen in der Hausenergieversorgung verglichen. Die betriebsgebundenen Kosten (Wartung, Instandsetzung) werden dabei für beide Versorgungsva-

rianten gleichgesetzt. Die Kosten für Stackwechsel werden den kapitalgebundenen Kosten zugeordnet.

Die verbrauchsgebundenen Kosten ergeben sich aus der Simulation der Energieversorgung unter Annahme von Preissteigerungsraten der nicht kapitalgebundenen Kosten für Strom und Erdgas von 1,25 % (p.a.). Untersuchungsgegenstand sind die kapitalgebundenen Kosten. Hierbei interessiert vor allem die maximal zulässige Mehr-Investition für Brennstoffzellenanlagen gegenüber konventioneller Technik unter Angabe der angestrebten Amortisationszeit. Die maximal zulässige Mehr-Investition wird für die Hausenergieversorgung in Abhängigkeit vom Strompreisniveau dargestellt. Die Entwicklung der Amortisationszeit, ausgehend von einem festen Basisfall, wird im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse unter Variation des Strompreises, des Erdgaspreises und der Mehr-Investition für eine Brennstoffzellenanlage gegenüber konventioneller Technologie angegeben. Für Anwendungen in Haushalt und Industrie wird die Entwicklung der Stromgestehungskosten in Abhängigkeit von den Investitionskosten näher untersucht. In **Tabelle 6.4** sind die den Berechnungen zugrunde gelegten Investitionskosten für die Vergleichssysteme dargestellt. Für die Ein- und Mehrfamilienhäuser ist jeweils das komplette Heizsystem (inkl. Warmwasserspeicher und Nebenaggregaten) angegeben, die Investitionen für Hochtemperatur-Wärmeerzeuger betreffen lediglich den Wärmeerzeuger (Dampfkessel).

Tabelle 6.4: *Investitionskosten der Vergleichssysteme*

	Investitionskosten (Netto, inkl. Montage)
Niedertemperatur-Gaskessel Heizsystem 18 kW	10.000 DM
Niedertemperatur-Gaskessel Heizsystem 25 kW	12.000 DM
Niedertemperatur-Gaskessel Heizsystem 150 kW	50.000 DM
Erdgas Dampfkessel 250 kW	50.000 DM
Erdgas Dampfkessel 700 kW	100.000 DM

Die wirtschaftliche Lebensdauer aller betrachteten Heizungsanlagen der Hausenergieversorgung wird zu 15 Jahren angesetzt. Soweit nicht abweichend angegeben beträgt die ökonomische Lebensdauer von Brennstoffzellenanlagen und Dampfkesseln im industriellen Einsatz 5 Jahre /IKA 98/. Der kalkulatorische Zinssatz beträgt 7 %. Für die Basisfälle der Sensitivitätsanalyse werden die in **Tabelle 6.5** angegebenen Tarife für Strom und Erdgas verwendet.

Tabelle 6.5: *Tarifmodelle*

	Strom	Erdgas
Einfamilienhaus	23 Pf/kWh und 17,95 DM/Monat bzw. 28 Pf/kWh und 4,95 DM/Monat	5,5 Pf/kWh(H _u)
Mehrfamilienhaus	19 Pf/kWh und 19 DM/Monat	5,5 Pf/kWh(H _u)
Industrielle KWK	k.A.	3,3 Pf/kWh(H _u)

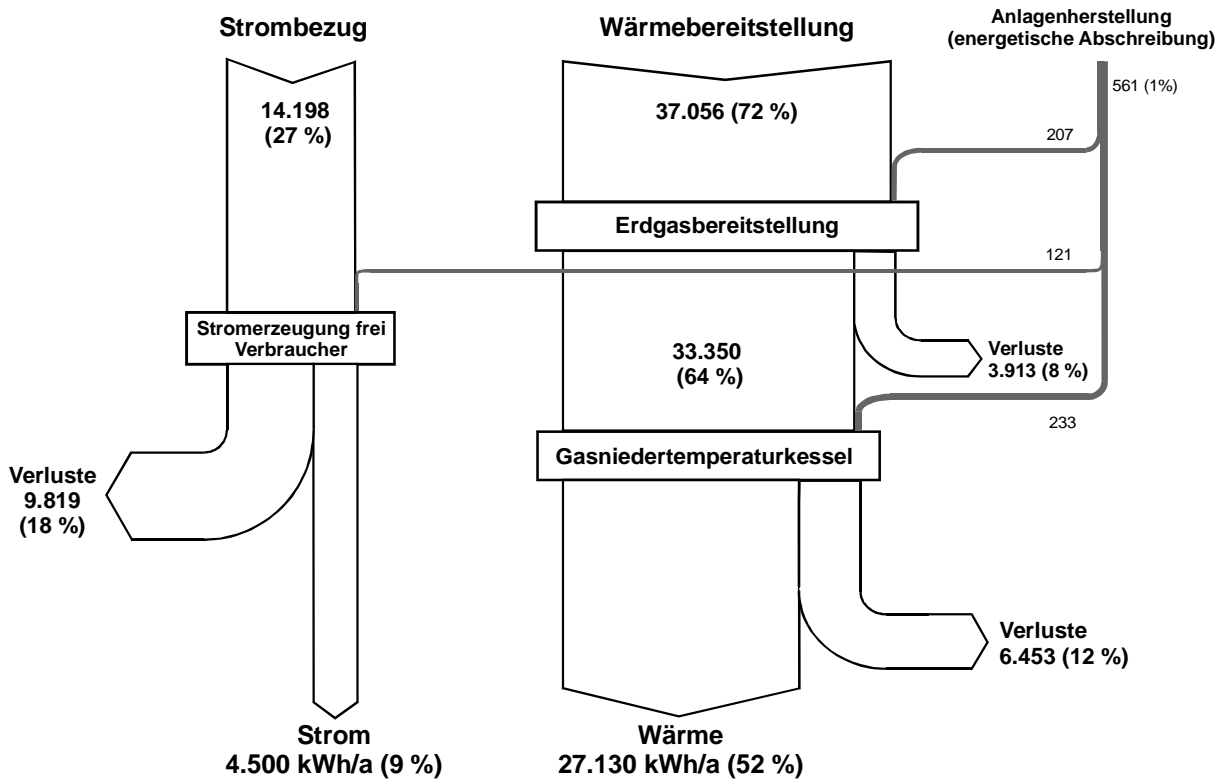
6.2 Einfamilienhaus

Für die Versorgung der betrachteten Einfamilienhäuser wurden die Simulationsergebnisse und resultierenden Kennzahlen für die Brennstoffzellenanlagen und die konventionelle Versorgung bereits in Tabelle 5.4 (für den Bestand) und 5.5 (für den Neubau) zusammengefasst. Diese Daten bilden die Basis für die nun folgende ökologische und ökonomische Bewertung.

6.2.1 Kumulierter Energieaufwand

Der primärenergetische Vergleich einer stromgeführten PEM-Brennstoffzellenanlage mit der konventionellen Strom- und Wärmeversorgung wird durch **Abbildung 6.1** und **Abbildung 6.2** in Form von Energieflussbildern (Sankeydiagrammen) veranschaulicht. Jeder Pfeilanzug entspricht dem Primärenergieaufwand (KEA), der dann, vermindert um Bereitstellungs-, Umwandlungs- und Verteilungsverluste, die als seitlich abgehende Pfeile dargestellt sind, in den Strom- bzw. Wärmebedarf des Einfamilienhauses als Zielprodukt (Pfeilspitze) mündet. Betrachtungszeitraum ist ein Jahr, wobei der kumulierte Energieaufwand für die Herstellung der Strom- und Wärmeerzeugungsanlagen über die jeweilige technische Lebensdauer energetisch abgeschrieben wird.

Abbildung 6.1 beschreibt den KEA der konventionellen Energieversorgung eines Einfamilienhauses des Bestands.



KEA = 51.815 kWh/a entspricht 100%

Angaben in kWh/a

Verluste incl. energetischer Abschreibung

Abbildung 6.1: *Energieflussbild zur konventionellen Strom- und Wärmebedarfsdeckung eines Einfamilienhauses (Bestand)*

Der KEA der konventionellen Hausenergieversorgung beträgt 51.815 kWh/a. 72 % des jährlichen Primärenergieaufwandes werden für die Wärmeversorgung benötigt, 27 % für die Strombereitstellung. 1 % des KEA resultiert aus den jährlichen Abschreibungen der Aufwendungen für die Anlagenherstellung.

Bezogen auf den KEA der Hausenergieversorgung entstehen durch die Strombereitstellung Verluste in Höhe von 18 %. Bei der Wärmeversorgung summieren sich die Verluste durch die Erdgasbereitstellung (8 %) und den Betrieb des Niedertemperaturkessels (12 %) zu rund 20 %, bezogen auf den gesamten jährlichen Primärenergieaufwand.

Im Vergleich dazu zeigt **Abbildung 6.2** die Energieversorgung des Referenzhauses mit einer stromgeführten PEM-Brennstoffzellenanlage.

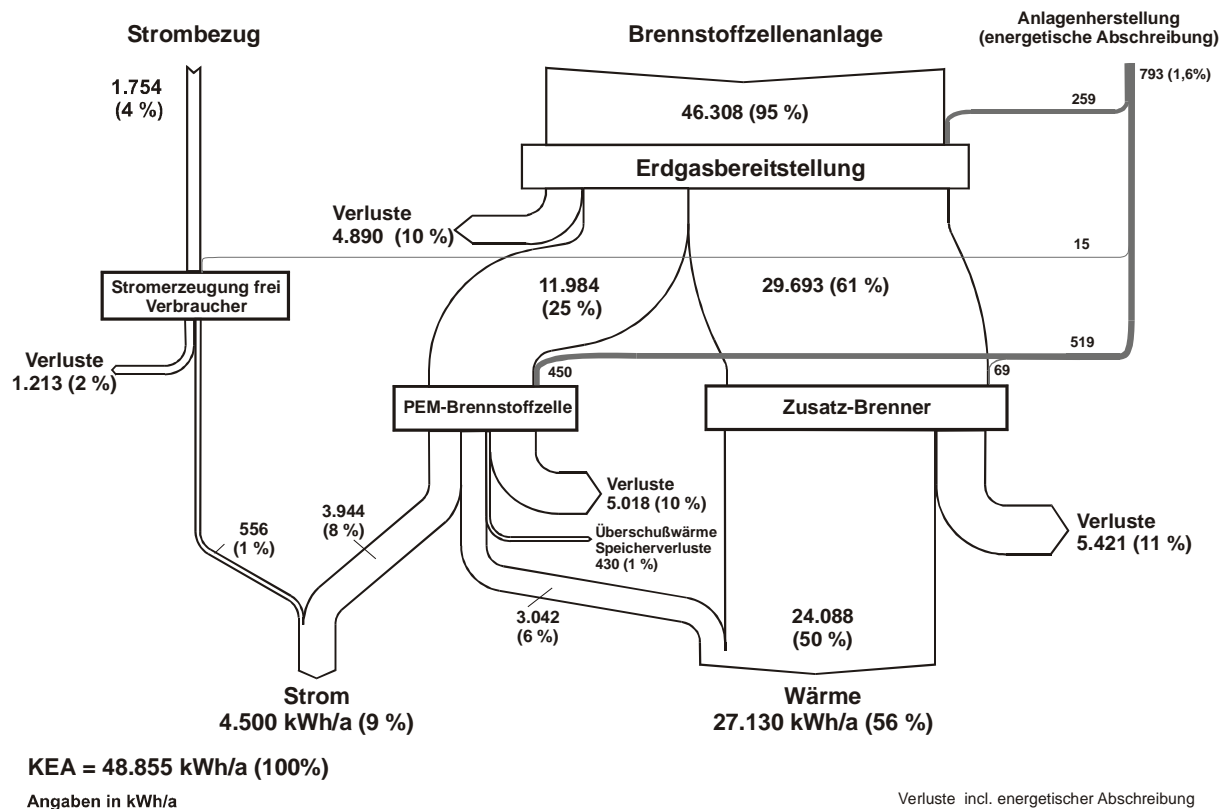


Abbildung 6.2: Energieflussbild zur Strom- und Wärmebedarfsdeckung eines Einfamilienhauses (Bestand) mit einer stromgeführten 1 kW_{el} PEM-Brennstoffzellenanlage

Durch die insgesamt höhere Effizienz der Kraft-Wärme-Kopplung durch die Brennstoffzellenanlage gegenüber getrennter Strom- und Wärmebereitstellung ergibt sich der KEA der Hausenergieversorgung mittels Brennstoffzellenanlage zu 48.855 kWh/a (verglichen mit rund 52 MWh/a bei konventioneller Versorgung). Die Stromversorgung des Einfamilienhauses erfolgt nun mit einem elektrischen Deckungsgrad von über 80 % durch die Brennstoffzelle. Der Strombedarf, der nicht durch die Brennstoffzellenanlage gedeckt werden kann, wird aus dem öffentlichen Netz bezogen.

Rund 95 % des jährlichen Primärenergieaufwandes werden für die Strom- und Wärmeversorgung durch die Brennstoffzellenanlage benötigt, nur noch 4 % für die Strombereitstellung aus dem öffentlichen Netz. 1,6 % des KEA resultieren aus den jährlichen Abschreibungen der Aufwendungen für die Anlagenherstellung. Die Herstellung der Brennstoffzellenanlage benötigt einen höheren Primärenergieaufwand im Vergleich zu einem konventionellen Wärmeerzeuger. Dieser Unterschied wirkt sich jedoch auf die Lebensdauer bezogen nur unmerklich auf die Primärenergiebilanz aus.

In **Abbildung 6.3** ist der Kumulierte Energieaufwand der Brennstoffzellenanlage in unterschiedlichen Betriebsweisen der konventionellen Hausenergieversorgung mit einem Erdgas- bzw. Öl-Heizkessel gegenübergestellt.

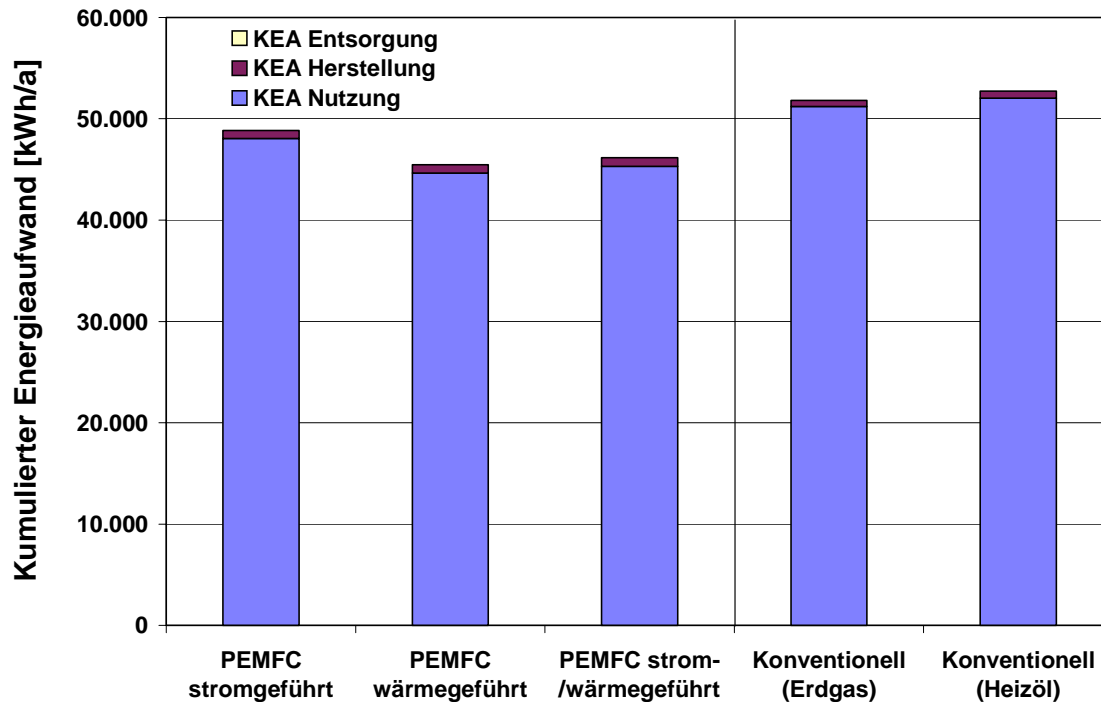


Abbildung 6.3: *Kumulierter Energieaufwand einer PEM-Brennstoffzellenanlage in verschiedenen Betriebsweisen für ein Einfamilienhaus (Bestand) verglichen mit konventioneller Versorgung (Strombezug/NT-Kessel)*

Die Energieversorgung durch die Brennstoffzellenanlage führt je nach Betriebsweise zu einer jährlichen Primärenergieeinsparung von 6 - 12 % im Vergleich zur konventionellen Versorgung mit Strombezug und Gas-Niedertemperatur-Kessel bzw. 7 - 14 % für die Variante mit Öl-Niedertemperaturkessel. Die Variante der wärmegeführten PEM-Brennstoffzellenanlage weist den niedrigsten Kumulierten Energieaufwand von rund 46 MWh/a auf. Die strom-/wärmegeführte Betriebsweise liegt primärenergetisch in der gleichen Größenordnung. Die stromgeführte PEM-Brennstoffzellenanlage weist einen KEA von knapp 48 MWh/a auf. Der Unterschied im KEA bei den verschiedenen Betriebsweisen lässt sich vor allem auf die Bewertung des rückgespeisten Stroms mit dem derzeitigen Strom-Mix für Deutschland (Substitutionsmethode) zurückführen.

Bis zu einem Bereitstellungsnutzungsgrad der konventionellen Stromerzeugung von 51 % wäre die wärmegeführte Brennstoffzellenanlage primärenergetisch betrachtet günstiger als die getrennte Strom- und Wärmebereitstellung.

Die Primärenergieeinsparung von 6 % für die stromgeführte Betriebsweise gegenüber konventioneller Versorgung (Erdgas) liegt in einer Größenordnung, die wohl auch durch einen verbesserten Jahresnutzungsgrad in der Wärmeversorgung und/oder einer geringfügigen Verbesserung des Strombereitstellungsnutzungsgrades erreicht werden kann.

Abgesehen von den Absolutwerten sind die primärenergetischen Verhältnisse im Einfamilienhaus-Neubau mit denen des Bestands vergleichbar. Der KEA für die stromgeführte Brennstoffzellenanlage im Neubau liegt bei rund 31.500 kWh/a.

6.2.2 Emissionen

Der Emissionsvergleich der Energieversorgung im Einfamilienhaus (Bestand) ist in **Abbildung 6.4** dargestellt. Bilanziert werden die jährlich ausgestoßenen Emissionen. Berücksichtigung finden neben den Emissionen vor-Ort auch die Emissionen bei der Bereitstellung der eingesetzten Energieträger.

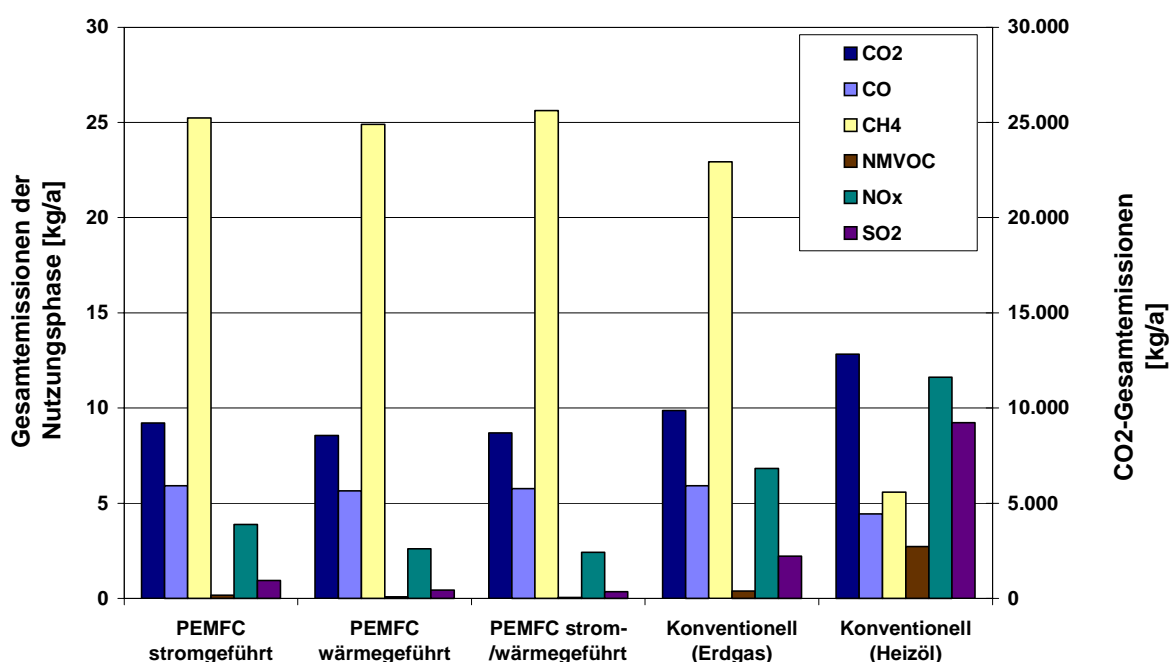


Abbildung 6.4: *Ausgewählte Emissionen einer PEM-Brennstoffzellenanlage in verschiedenen Betriebsweisen für ein Einfamilienhaus (Bestand) verglichen mit konventioneller Versorgung (Strombezug/NT-Kessel)*

Die Kohlendioxid-Emissionen der Brennstoffzellenanlage betragen in wärme- und strom-/wärmegeführter Betriebsweise rund 8,5 Tonnen CO₂ pro Jahr. Im Vergleich zur konventionellen Versorgung (Erdgas) führt die wärmegeführte Brennstoffzellenanlage zu einer CO₂-Einsparung um 13 %, verglichen mit der Variante „Konventionell-Heizöl“ sogar um 33 %.

Der Einsatz der Brennstofftechnologie führt zu keinen nennenswerten Einsparungen bei den Kohlenmonoxid-Emissionen im Vergleich zur Variante „Konventionell-Erdgas“. Die CO-Emissionen entstehen im Wesentlichen in den vorgelagerten Ketten für die Energieträgerbereitstellung.

Bei den Methan-Emissionen ist die vorgelagerte Prozesskette der Erdgasbereitstellung und zu einem weit geringeren Anteil auch die Strom- und Heizölbereitstellung entscheidend. Die hohen CH₄-Emissionen der erdgasversorgten Varianten von rund 25 kg/a sind nahezu proportional dem Erdgasbezug und stehen in Zusammenhang mit Leckageverlusten bei der Förderung und dem Transport von Erdgas.

Im Gegensatz hierzu sind die NMVOC-Emissionen für die erdgasversorgten Varianten sehr gering. Auch bei den höheren Kohlenwasserstoff-Emissionen sind die vorgelagerten Ketten ausschlaggebend. Da die Bereitstellung von Heizöl mit spezifisch hohen NMVOC-Emissionen belastet ist, schneidet die heizölversorgte Variante hier am schlechtesten ab.

Die Stickoxid-Emissionen sind sowohl auf die bei der Energieträgerbereitstellung (Strom, Erdgas bzw. Heizöl) entstehenden Emissionen als auch auf die direkten Emissionen zurückzuführen. Ein Vergleich der Varianten „PEM-stromgeführt“ mit „konventionell-Erdgas“ zeigt eine Reduzierung der NO_x-Emissionen um 43 %.

Bei den Schwefeldioxid-Emissionen spielen die vorgelagerten Ketten ebenfalls eine zentrale Rolle. Der Vergleich der Varianten „PEM-stromgeführt“ mit „konventionell-Erdgas“ führt zu einer Einsparung von rund 60 % der SO₂-Emissionen. Die SO₂-Emissionen der konventionellen Varianten sind vor allem durch die Strombereitstellung bedingt. Bei den Brennstoffzellen-Varianten treten bei der Vor-Ort-Stromerzeugung keine Schwefeldioxid-Emissionen auf.

Für die Emissionen des untersuchten Einfamilienhauses (Neubau) lassen sich unter Berücksichtigung des reduzierten Wärmebedarfs, d.h. geringerem Brennstoffverbrauch analoge Schlussfolgerungen ziehen.

6.2.3 Kosten

In einer dynamischen Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wird das stromgeführte Brennstoffzellensystem mit der konventionellen Strom- und Wärmeversorgung im Einfamilienhaus verglichen. Die betriebsgebundenen Kosten (Wartung, Instandsetzung) werden mangels praktischer Erfahrungswerte für beide Versorgungsvarianten gleichgesetzt. Die Kosten für Stackwechsel werden den kapitalgebundenen Kosten zugeordnet.

Die verbrauchsgebundenen Kosten ergeben sich aus der Simulation der Energieversorgung unter Annahme von Preissteigerungsraten der nicht kapitalgebundenen Kosten für Strom und Erdgas von 1,25 % (p.a.). Die verbrauchsgebundenen Einsparungen der Brennstoffzellenanlage gegenüber der getrennten Strom- und Wärmeversorgung durch das öffentliche Stromnetz und einen Erdgas-Heizkessel betragen im Bestand 570 DM pro Jahr. In **Tabelle 6.6** ist die Aufteilung der jährlichen verbrauchsgebundenen Kosten auf Strom- und Erdgasbezug für die stromgeführte Brennstoffzellenanlage (BZA) und die konventionelle Versorgung dargestellt.

Tabelle 6.6: *Aufteilung der jährlichen verbrauchsgebundenen Kosten im Einfamilienhaus (Bestand)*

		Strombezugs- kosten	Erdgaskosten der BZA	Erdgaskosten des Brenners/Kessels	Gesamt
Stromgeführter Betrieb der BZA	DM/a	218	666	1.650	2.533
Konventionelle Versorgung	DM/a	1.250	0	1.853	3.103

Bei den kapitalgebundenen Kosten werden die Mehr-Investitionen der kompletten Brennstoffzellenanlage (inklusive Reformer, Zusatz-Brenner, Pufferspeicher, Stackwechsel etc.) gegenüber der konventionellen Versorgung untersucht. Unter der Forderung einer Amortisationszeit von 15 Jahren ergeben sich unter Annahme der Stromtarife EFH 1 und EFH 2 (siehe Tabelle 5.3) die möglichen Mehr-Ausgaben für das Brennstoffzellensystem im Bestand zu rund 5.690 DM. Die maximal zulässigen Investitionskosten der Hausenergieversorgung im Neubau liegen aufgrund des etwas geringeren Gesamtnutzungsgrades rund 180 DM unter denen des Bestands. In den Investitionskosten enthalten sind auch die zusätzlichen Kosten für den Stromanschluss und die – bereitstellung sowie für anfallende Erneuerungen des Brennstoffzellen-Stacks.

Die Brennstoffzelle erreicht heute noch bei weitem nicht die technische Lebensdauer eines Erdgas-Kessels. Derzeit wird eine Lebensdauer der Brennstoffzelle von 40.000 Betriebsstunden angestrebt. Bei 8000 Betriebsstunden pro Jahr muss der Brennstoffzellen-Stack alle 5 Jahre ausgetauscht werden.

Abbildung 6.5 zeigt die maximal zulässige Mehr-Investition für die Brennstoffzellenanlage gegenüber der konventionellen Versorgung in Abhängigkeit vom Strompreis. Der Strompreis versteht sich dabei als kompletter „Mischpreis“ für den Endverbraucher. Für den angesetzten Stromtarif EFH 2 ergibt sich der Strompreis bei einem Strombezug von 4.500 kWh/a zu rund 27,8 Pf/kWh.

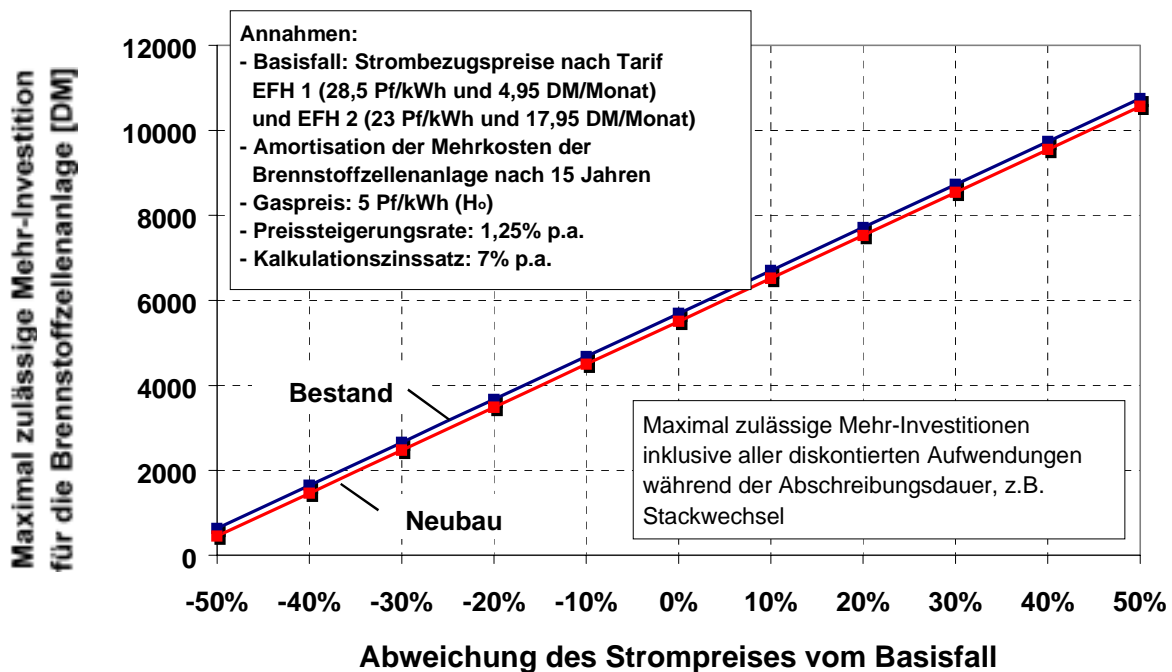


Abbildung 6.5: *Maximal zulässige Mehr-Investition für die 1 kW PEM-Brennstoffzellenanlage (stromgeführt) gegenüber konventioneller Versorgung im Einfamilienhaus*

Bei einem Strompreinsniveau von rd. 36 Pf/kWh (Stand Sommer 1999, entsprechend rd. 20 % über dem Basisfall) hätten die Mehr-Investitionen für die Brennstoffzellenanlage gegenüber konventioneller Wärmeversorgung für den Bestand bis zu 7.700 DM betragen können. Für die in nächster Zeit wahrscheinliche weitere Reduzierung der Haushaltskumentarife um 10 % ergeben sich die maximalen Mehr-Investitionen zu rund 4.700 DM.

Der Basisfall für die Amortisation der Brennstoffzellenanlage nach 15 Jahren ist im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse in **Abbildung 6.6** dargestellt. Die Sensitivitätsanalyse beschreibt die Auswirkungen bei Änderung eines Eingangsparameters auf die Amortisationszeit, alle anderen Parameter bleiben gegenüber dem Basisfall unverändert.

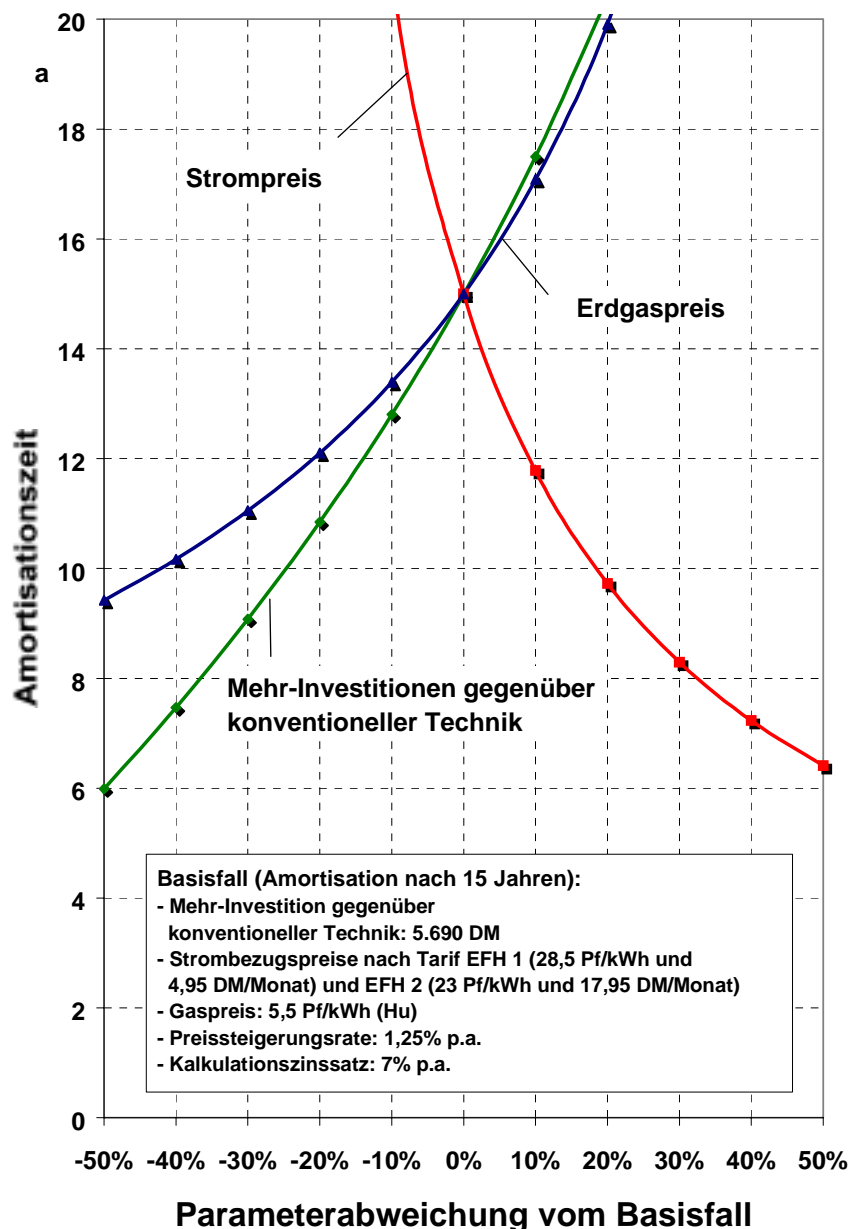


Abbildung 6.6: Sensitivitätsanalyse der Amortisation für die Mehrkosten eines stromgeführten 1 kW_{el} -Brennstoffzellensystems gegenüber konventioneller Versorgung im Einfamilienhaus (Bestand)

Je steiler die Kurve für die Änderung eines Parameters verläuft, desto größer ist sein Einfluss auf die Amortisationszeit. Den größten Einfluss auf die Amortisationszeit hat der Strompreis. Hier führt die Verringerung um z.B. 10 % bereits zu einer Verlängerung der Amortisationszeit auf über 20 Jahre. Die Amortisationszeit verkürzt sich jedoch durch Rückgang der Mehr-Investition für die Brennstoffzellenanlage gegenüber der konventionellen Technik.

Eine Änderung der angenommenen Preissteigerungsrate für Strom und Erdgas (1,25 % p.a.) wirkt sich nur marginal auf die Amortisationszeit aus.

Stromgestehungskosten

Die Stromgestehungskosten sind ein guter Indikator für die Wirtschaftlichkeit der Brennstoffzellenanlage. Nur für Stromgestehungskosten unterhalb der am Markt angebotenen Strombezugskosten kann die Amortisation von Mehrinvestitionen erfolgen. In **Abbildung 6.7** ist die Abhängigkeit der Stromgestehungskosten von den Investitionskosten für die stromgeführte 1 kW_{el}-PEM-Brennstoffzellen-Kompletanlage (incl. Zusatz-Brenner) dargestellt.

Bei einer angenommenen Investition für das komplette Brennstoffzellen-System in Höhe von 15.000 DM und den Randbedingungen der Simulation im Einfamilienhaus 1999 ergeben sich die Stromgestehungskosten der Anlage in stromgeführter Betriebsweise zu 26,5 Pf/kWh_{el} im Neubau und 22,0 Pf/kWh_{el} im Bestand. Die in der Abbildung angeführten Wärmegutschriften wurde für einen Gas-Niedertemperaturkessel mit 18 kW_{th} (Neubau) bzw. 25 kW_{th} (Bestand) und Investitionskosten von 10.000 DM (Neubau) bzw. 12.000 DM (Bestand) ermittelt.

Die Stromkennzahl von 0,27 (Neubau) bzw. 0,15 (Bestand) ist als Strombedarfskennzahl zu interpretieren.

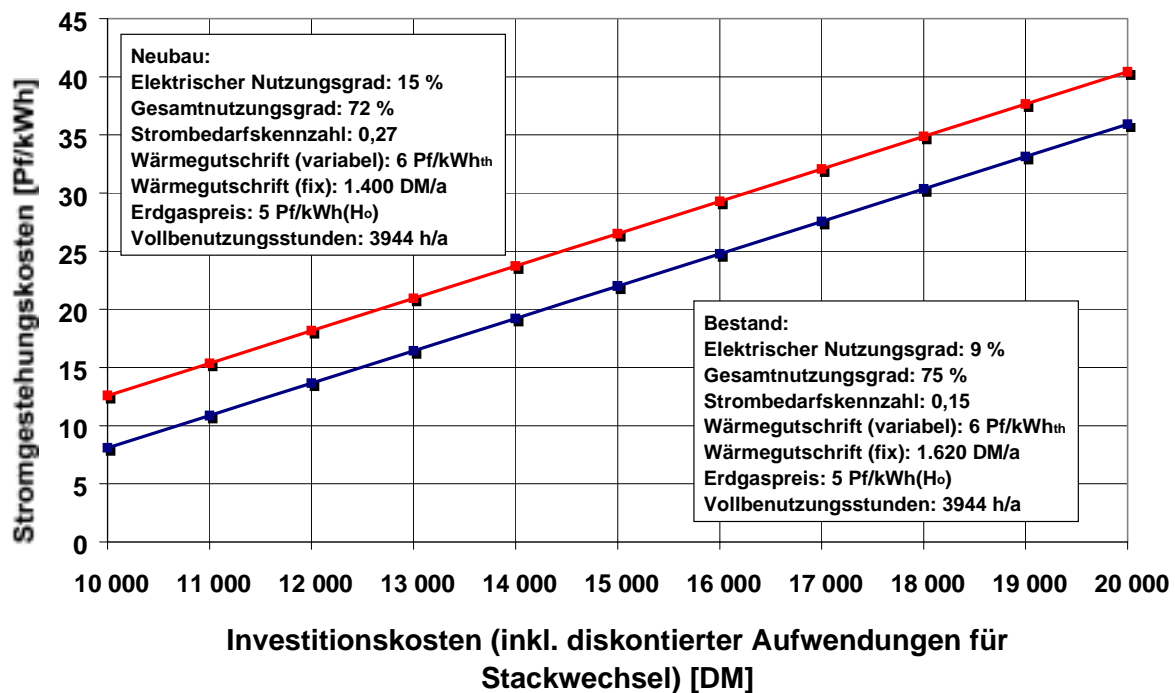


Abbildung 6.7: *Stromgestehungskosten der 1 kW PEM-Brennstoffzellenanlage im Einfamilienhaus von 1999 in Abhängigkeit von den Investitionskosten*

Für einen wirtschaftlichen Betrieb der Brennstoffzellenanlage, d.h. beispielsweise für Stromgestehungskosten unter dem Mischpreis des Stromtarifs EFH 2 (rund 28 Pf/kWh), dürfen die Investitionskosten im Neubau ca. 15.700 DM und im Bestand 17.500 DM nicht überschreiten.

6.3 Mehrfamilienhaus

Für die Versorgung des betrachteten Mehrfamilienhauses (Bestand) wurden die Simulationsergebnisse und resultierenden Kennzahlen für die Brennstoffzellenanlage und die konventionelle Versorgung bereits in Tabelle 5.7 zusammengefasst. Diese Daten bilden die Basis für die nun folgende ökologische und ökonomische Bewertung.

6.3.1 Kumulierter Energieaufwand

Der Vergleich einer stromgeführten 10 kW_{el}-PEM-Brennstoffzellenanlage mit der konventionellen Strom- und Wärmeversorgung in einem Mehrfamilienhaus mit 20 Wohneinheiten ist in **Abbildung 6.8** dargestellt.

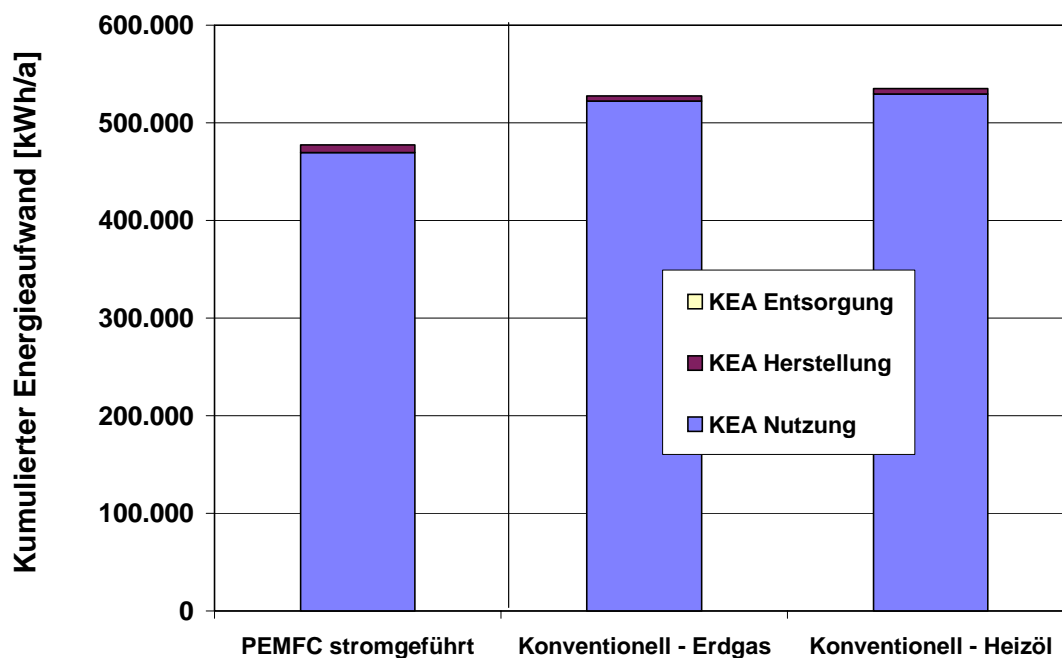


Abbildung 6.8: *Kumulierter Energieaufwand einer stromgeführten PEM-Brennstoffzellenanlage für ein Mehrfamilienhaus (Bestand) verglichen mit konventioneller Versorgung (Strombezug/NT-Kessel)*

Die Energieversorgung im Mehrfamilienhaus durch eine stromgeführte Brennstoffzellenanlage führt zu einer jährlichen Primärenergieeinsparung von 10 % im Vergleich zur konventionellen Versorgung durch Strombezug und einen Erdgas-Niedertemperatur-Kessel bzw. 11 % für die Variante mit einem Öl-Niedertemperatur-Kessel.

Verglichen mit der Versorgung im Einfamilienhaus weist der Brennstoffzelleneinsatz im Mehrfamilienhaus bei primärenergetischer Bewertung das größere spezifische Einsparpotential auf.

6.3.2 Emissionen

In **Abbildung 6.9** wird der Emissionsvergleich für den Einsatz der 10 kW_{el} PEM-Brennstoffzelle im Mehrfamilienhaus durchgeführt. Bilanziert werden die während eines Jahres ausgestoßenen Emissionen unter Berücksichtigung der vorgelagerten Ketten zur Bereitstellung der eingesetzten Energieträger.

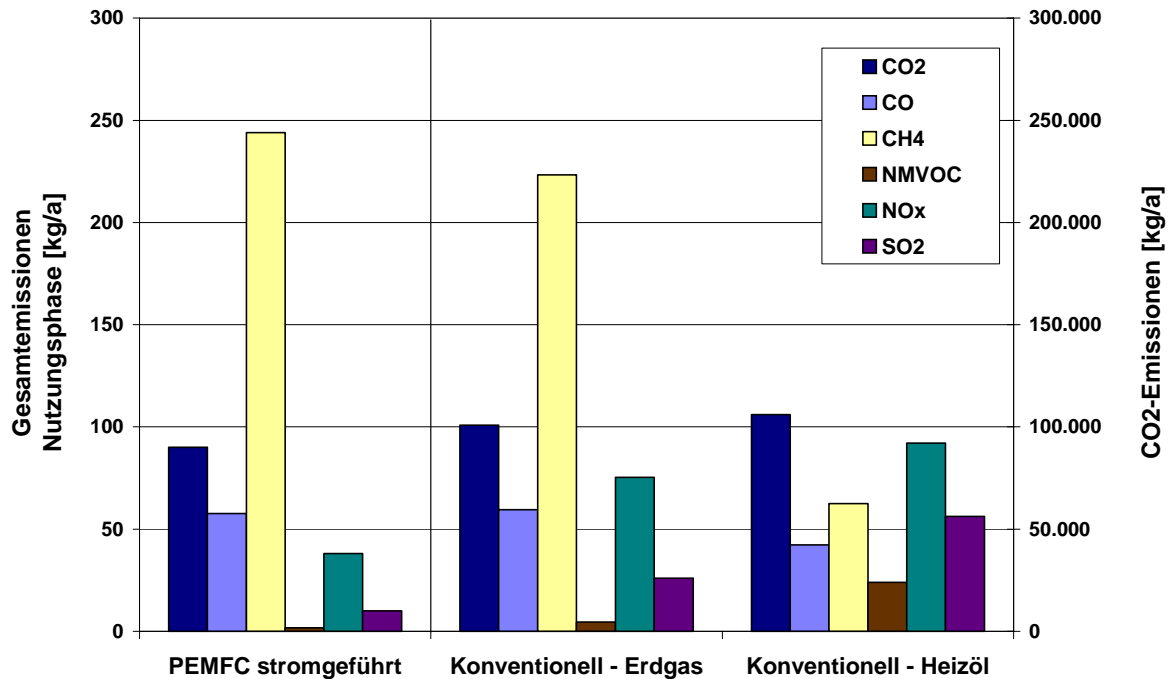


Abbildung 6.9: *Ausgewählte Emissionen einer 10-kW_{el}-PEM-Brennstoffzellenanlage für ein Mehrfamilienhaus (Bestand) verglichen mit konventioneller Versorgung (Strombezug/NT-Kessel)*

Bei den Emissionen des untersuchten Mehrfamilienhauses lassen sich analoge Schlussfolgerungen ziehen wie für das Einfamilienhaus. Die CO₂-Emissionen spiegeln wiederum die Größenverhältnisse der primärenergetischen Bewertung wider. Das Reduktionspotential beträgt 11 % (konventionell-Erdgas) bzw. 15 % (konventionell-Heizöl).

Für die CO- und CH₄-Emissionen spielen die vorgelagerten Prozessketten die entscheidende Rolle. Das System mit Brennstoffzelle zeigt hier keine Vorteile gegenüber den konventionellen Varianten. Bedingt durch die unterschiedliche Energieversorgungsstruktur ergeben sich Einsparung für die NMVOC-Emissionen von 63 % gegenüber der Variante „Konventionell-Erdgas“.

Die Methan-Emissionen der Brennstoffzellenanlage werden durch den höheren Erdgasbezug um 9 % gegenüber der konventionellen Versorgung (Erdgas) erhöht. NO_x- und SO₂-Emissionen werden durch den niedrigen direkten Schadstoffausstoß der Brennstoffzellenanlage deutlich reduziert.

6.3.3 Kosten

Analog zum Einfamilienhaus wird die Wirtschaftlichkeit der Brennstoffzellenanlage im Mehrfamilienhaus untersucht. Wiederum werden die betriebsgebundenen Kosten der Brennstoffzellenanlage und der konventionellen Versorgung gleichgesetzt.

Die verbrauchsgebundenen Kosten ergeben sich aus der Simulation der Energieversorgung unter Annahme von Preissteigerungsraten für die nicht kapitalgebundenen Kosten für Strom und Erdgas von 1,25 % (p.a.). Die verbrauchsgebundenen Einsparungen der Brennstoffzellenanlage gegenüber der getrennten Strom- und Wärmeversorgung durch das öffentliche Stromnetz und einen Erdgas-Heizkessel betragen rund 4.200 DM pro Jahr. In **Tabelle 6.7** ist die Aufteilung der jährlichen verbrauchsgebundenen Kosten auf Strom- und Erdgasbezug für die stromgeführte Brennstoffzellenanlage (BZA) und die konventionelle Versorgung dargestellt.

Tabelle 6.7: *Aufteilung der jährlichen verbrauchsgebundenen Kosten im Mehrfamilienhaus*

		Strombezugs- kosten	Erdgaskosten der BZA	Erdgaskosten des Brenners/Kessels	Gesamt
Stromgeführter Betrieb der BZA	DM/a	1.730	7.820	14.390	23.940
Konventionelle Versorgung	DM/a	10.960	0	17.230	28.190

Bei den kapitalgebundenen Kosten werden die Mehr-Investitionen der kompletten Brennstoffzellenanlage (inklusive Reformer, Zusatz-Brenner, Pufferspeicher etc.) gegenüber der konventionellen Versorgung untersucht. Unter der Forderung einer Amortisationszeit von 10 Jahren ergeben sich unter Annahme des Stromtarifs MFH (Tabelle 5.3) die möglichen Mehr-Ausgaben für das Brennstoffzellensystem zu rd. 31.300 DM. Darin enthalten sind auch die zusätzlichen Kosten für den Stromanschluss und die –bereitstellung sowie für anfallende Erneuerungen des Brennstoffzellen-Stacks.

Abbildung 6.10 zeigt die maximal zulässige Mehr-Investition für die Brennstoffzellenanlage gegenüber der konventionellen Versorgung in Abhängigkeit vom Strompreis. Der Strompreis versteht sich dabei als kompletter „Mischpreis“ für den Endverbraucher. Für den angesetzten Stromtarif (MFH) ergibt sich der Strompreis bei einem Strombezug von 56.500 kWh/a zu rd. 19,5 Pf/kWh.

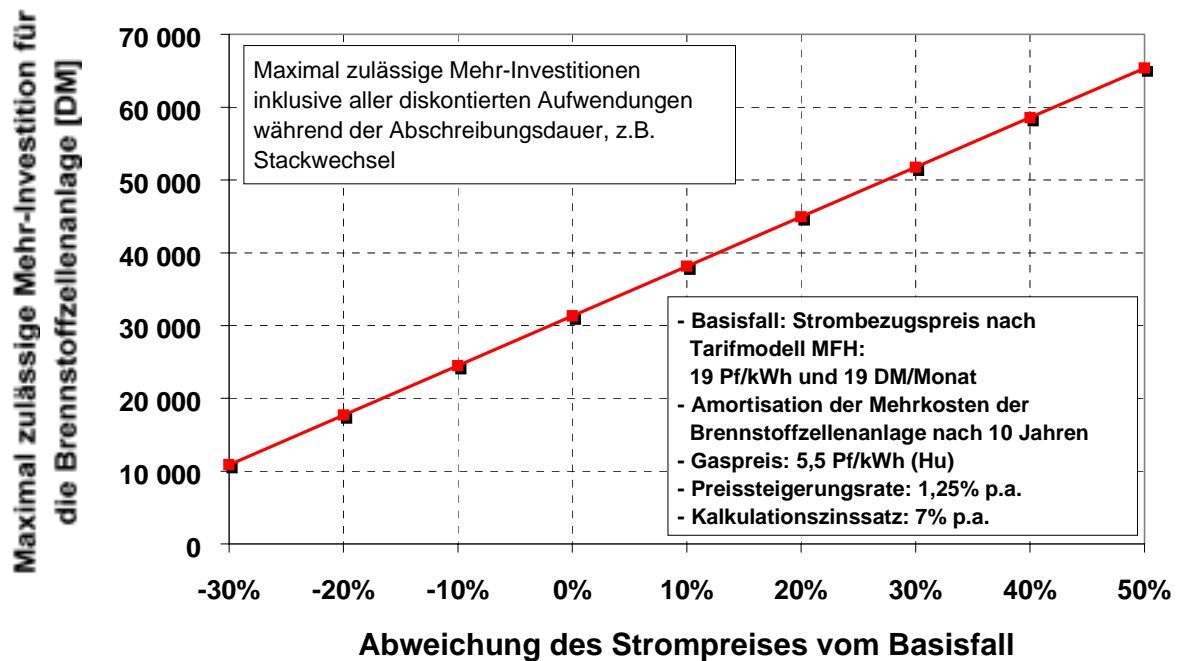


Abbildung 6.10: *Maximal zulässige Mehr-Investition für die 10 kW PEM-Brennstoffzellenanlage (stromgeführt) gegenüber konventioneller Versorgung im Mehrfamilienhaus*

Bei einem Strompreinsniveau von 20 % über dem Basisfall und unter der Forderung nach einer Amortisation innerhalb von 10 Jahren können die Mehr-Investitionen für die Brennstoffzellenanlage gegenüber konventioneller Strom- und Wärmeversorgung im Mehrfamilienhaus bis zu 45.000 DM betragen.

Der Basisfall für die Amortisation der Brennstoffzellenanlage nach 10 Jahren ist im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse in **Abbildung 6.11** dargestellt.

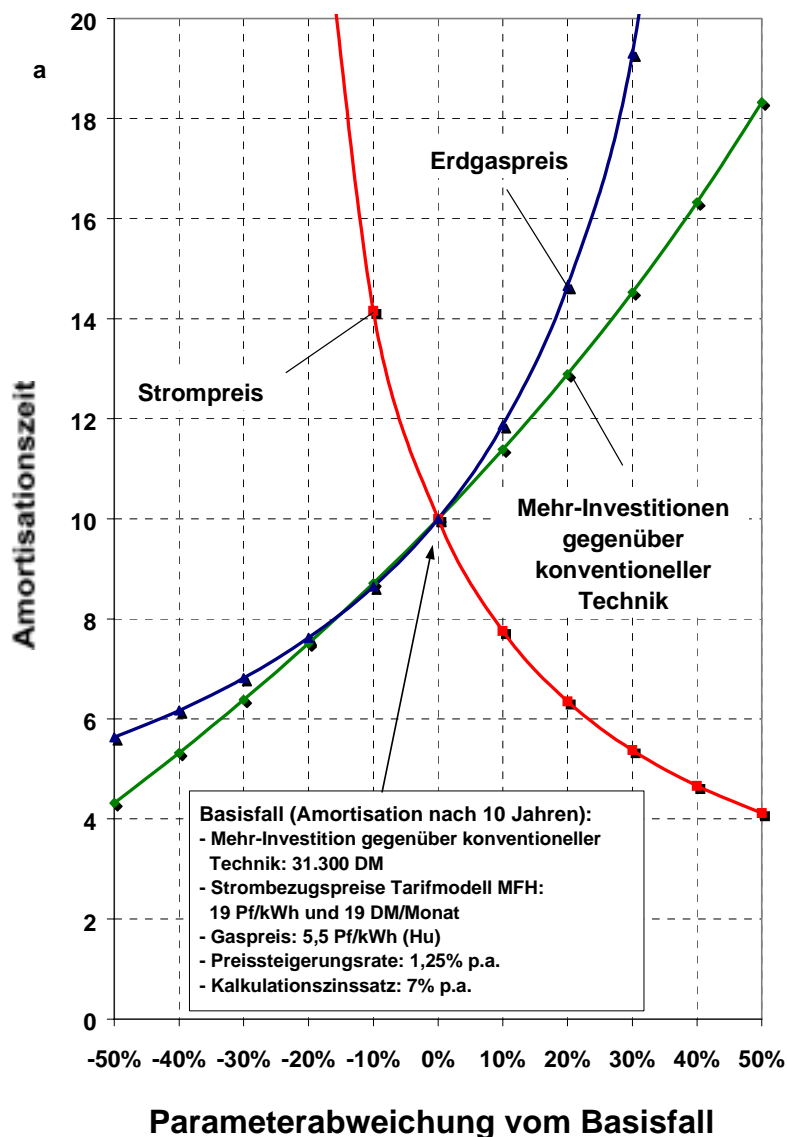


Abbildung 6.11: Sensitivitätsanalyse der Amortisation für die Mehrkosten eines stromgeführten 10 kW_{el}-Brennstoffzellensystems gegenüber konventioneller Versorgung im Mehrfamilienhaus

Den größten Einfluss auf die Amortisationszeit hat der Strompreis. Hier führt die Verringerung um z.B. 10 % bereits zu einer Verlängerung der Amortisationszeit auf über 14 Jahre. Bei einem um 20 % höheren Strompreis amortisiert sich die Brennstoffzellenanlage bereits nach 6½ Jahren. Der Erdgaspreis hat ebenfalls großen Einfluss auf die Länge der Amortisationszeit. Bei einem um 10 % niedrigeren Erdgaspreis verringert sich die Amortisationszeit auf 8½ Jahre, für einen um 10 % höheren Erdgaspreis erhöht sich die Amortisationszeit auf 11½ Jahre.

Eine Verringerung der Mehr-Investition um 20 % führt zu einer Amortisationszeit von unter 8 Jahren. Für eine Amortisationszeit von 15 Jahren darf die Mehr-Investition für die Brennstoffzellenanlage gegenüber der konventionellen Versorgung rund 40.000 DM betragen.

Stromgestehungskosten

In **Abbildung 6.12** ist die Abhängigkeit der Stromgestehungskosten von den Investitionskosten für die 10 kW_{el}-PEM-Brennstoffzellen-Kompletanlage (incl. Zusatz-Brenner) für den Einsatz im Mehrfamilienhaus dargestellt. Die Investitionen werden vereinfachend bei allen Systemen über einen Zeitraum von 15 Jahren abgeschrieben.

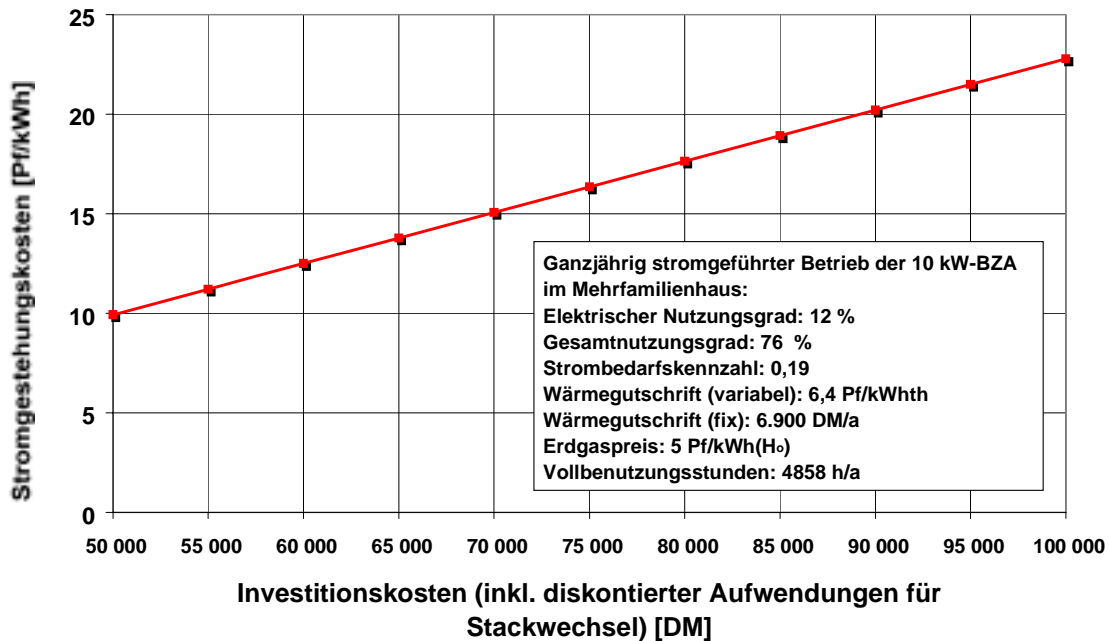


Abbildung 6.12: *Stromgestehungskosten der 10 kW PEM-Brennstoffzellenanlage im Mehrfamilienhaus in Abhängigkeit von den Investitionskosten*

Bei einer angenommenen Investition für das komplette Brennstoffzellen-System in Höhe von 80.000 DM und den Randbedingungen der Simulation im Mehrfamilienhaus ergeben sich die Stromgestehungskosten der Anlage in stromgeführter Betriebsweise zu knapp 17,6 Pf/kWh_{el}.

Die Wärmegutschrift wurde für eine Heizanlage mit Niedertemperatur-Gaskessel (150 kW_{th}) und Investitionskosten von 50.000 DM (inkl. Montage, Warmwasserspeicher, Nebenaggregaten, etc.) ermittelt. Die Stromkennzahl von 0,19 ist wiederum als Strombedarfskennzahl zu interpretieren.

6.4 Industrielle Kraft-Wärme-Kopplung

Wie in Kap. 5.2 beschrieben, wurden im Gegensatz zur Hausenergieversorgung für die industrielle Kraft-Wärme-Kopplung keine repräsentativen Einsatzfälle mit hinterlegten Lastprofilen untersucht. Die Kenngrößen der betrachteten 300 kW_{el}-MCFC- und 1 MW_{el}-SOFC-Brennstoffzellenanlagen sind in Kapitel 5.2 erläutert und in Tabelle 5.8 zusammengefasst. Aufgrund der unterschiedlichen elektrischen Nennleistung ist ein direkter Vergleich der MCFC mit der SOFC hier nicht zulässig.

Als konventionelle Vergleichsbasis dient die Bereitstellung von elektrischer Energie aus dem öffentlichen Stromnetz und Hochtemperaturwärme aus einem Dampfkessel (vgl. Tabelle 6.3).

6.4.1 Kumulierter Energieaufwand

Beiden Brennstoffzellenanlagen wird eine wärmegeführte Betriebsweise zugrunde gelegt. Der Gesamtnutzungsgrad beträgt jeweils 90 % und es wird von 5000 Vollbenutzungsstunden ausgegangen. In **Abbildung 6.13** ist der jährliche Primärenergieaufwand der Vergleichssysteme dargestellt.

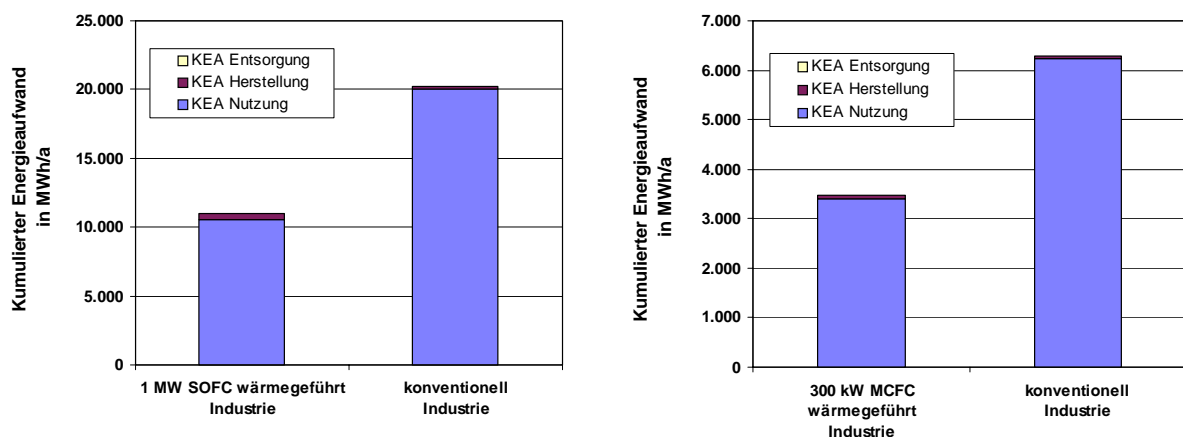


Abbildung 6.13: Primärenergetischer Vergleich der 1-MW_{el}-SOFC und 300-kW_{el}-MCFC mit konventioneller Energiebereitstellung

Durch den Einsatz von Hochtemperaturbrennstoffzellen lässt sich gegenüber der konventionellen Versorgung eine primärenergetische Einsparung von rd. 45 % erzielen.

Das gegenüber der Hausenergieversorgung wesentlich höhere Potential an Primärenergieeinsparung in der industriellen KWK ist vor allem auf den angesetzten Gesamtnutzungsgrad und die hohen Stromkennzahlen der Brennstoffzellenanlagen zurückzuführen. Der Gesamtnutzungsgrad für die Brennstoffzellen-Systeme beträgt 90 %, bei der Hausenergieversorgung liegt er zwischen 62 und 69 %. Auch die Stromkennzahlen der SOFC mit 1,4 und der MCFC mit 1,2 liegen höher als die der PEM-Brennstoffzelle in der Hausenergieversorgung (zwischen 0,9 und 1,1). Trotz der niedrigeren Stromkennzahl der MCFC-Anlage wird prozentual gesehen die gleiche Primärenergieeinsparung erzielt.

Der über die technische Lebensdauer abgeschriebenen KEA der Herstellung liegt bei den Hochtemperatur-Brennstoffzellen um eine (MCFC) bzw. zwei (SOFC) Größenordnungen über dem der konventionellen Wärmeerzeuger. Bezieht man jedoch den Anlagenherstellungsaufwand für die Strom- und Erdgasbereitstellung mit ein, so liegen die Varianten mit Brennstoffzelle nur um 15 % (MCFC) und 75 % (SOFC) über den konventionellen Systemen. Insgesamt spielt der KEA der Herstellung eine untergeordnete Rolle.

6.4.2 Emissionen

Der Emissionsvergleich wird für die Emissionsarten Kohlendioxid, Kohlenmonoxid, Stickoxid und Schwefeldioxid durchgeführt und in **Abbildung 6.14** dargestellt.

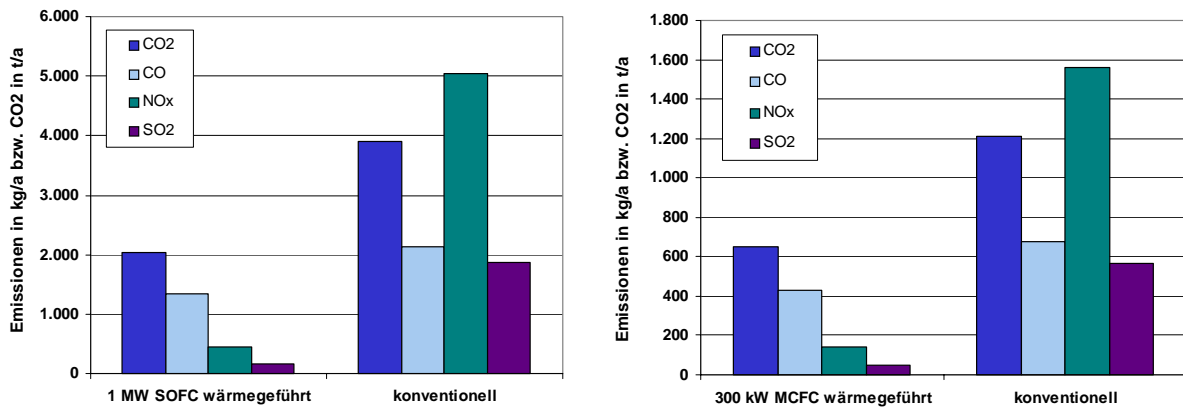


Abbildung 6.14: Emissionsvergleich 1-MW-SOFC und 300-kW-MCFC mit konventioneller Energieversorgung

Die CO₂-Emissionen spiegeln wiederum die Größenverhältnisse der primärenergetischen Bewertung wider. Das Reduktionspotential gegenüber konventioneller Versorgung beträgt 48 % für die SOFC bzw. 46 % für die MCFC.

Der Einsatz der Brennstoffzellentechnologie führt zu einer Reduzierung der Kohlenmonoxid-Emissionen um rund 40 % im Vergleich zur konventionellen Variante. Ein Vergleich der Stickoxid- und Schwefeldioxidemissionen zeigt eine beträchtliche Reduzierung jeweils um ca. 90 % gegenüber konventioneller Versorgung.

Mit Ausnahme der CO₂-Emissionen werden die Schadstoffe, wie schon bei der Hausenergieversorgung diskutiert, vor allem in den vorgelagerten Ketten bei der Strom- bzw. Erdgasbereitstellung emittiert.

6.4.3 Kosten

Im Gegensatz zur Hausenergieversorgung wurden für die industrielle Kraft-Wärme-Kopplung keine repräsentativen Einsatzfälle mit hinterlegten Lastprofilen für Strom und Wärme simuliert. Im Rahmen dieser Arbeit wird ausschließlich das stationäre Betriebsverhalten der Hochtemperatur-Brennstoffzellenanlagen betrachtet. Ausgangsbasis für die im Folgenden betrachteten Stromgestehungskosten sind die in **Tabelle 6.8** dargestellten technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen.

Tabelle 6.8: *Technische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen der betrachteten SOFC- und MCFC-Brennstoffzellenanlagen*

		SOFC	MCFC
		1000 kW _{el}	300 kW _{el}
Technische Daten			
Elektrische Nennleistung (netto)	kW	1000	300
Thermische Nennleistung (netto)	kW	714	250
Erzeugte elektrische Arbeit (T _a = 5000 h/a)	MWh/a	5000	1500
Elektrischer Nutzungsgrad	%	53%	49%
Erzeugte thermische Arbeit (T _a = 5000 h/a)	MWh/a	3571	1250
Brennstoffverbrauch	MWh/a	9524	3056
Gesamtnutzungsgrad	%	90%	90%
Durchschnittliche Stromkennzahl		1,4	1,2
Personalbedarf	Mann/a	0,2	0,2
Investitions- und Brennstoffkosten			
Brennstoffpreis (Erdgas)	Pf/kWh(Hu)	3,3	3,3
Wärmegutschrift (variabel)	Pf/kWh(th)	3,6	3,6
Wärmegutschrift (fix)	DM/kW(th)/a	19	26
Investkosten	Mio. DM	1,5	0,66
	DM/kW	1500	2200
Fixe Stromgestehungskosten			
Personal (100 TDM / Mann)	DM/kW(el)/a	20	67
Wartung, Reparatur, Instandhaltung (1,5%/a)	DM/kW(el)/a	22,5	33
Steuern und Versicherung	DM/kW(el)/a	8	11
Reserveleistung	DM/kW(el)/a	60	60
Kapitaldienst (15a, 7%)	DM/kW(el)/a	165	242
Zwischensumme	DM/kW(el)/a	275	412
% Wärmegutschrift (fix)	DM/kW(el)/a	13,2	21,6
Summe	DM/kW(el)/a	261	391
Variable Stromgestehungskosten			
Brennstoffkosten	Pf/kWh(el)	6,3	6,7
Sonstige variable Kosten	Pf/kWh(el)	2,0	2,0
% Wärmegutschrift (variabel)	Pf/kWh(el)	2,6	3,0
Summe	Pf/kWh(el)	5,7	5,7

Idealisiert wird davon ausgegangen, dass die gesamte erzeugte Wärmemenge im Betrieb genutzt werden kann.

Bei den Investitionskosten von 1.500 DM/kW_{el} für die SOFC und 2.200 DM/kW_{el} für die MCFC handelt es sich um erwartete Kosten der Gesamtanlagen bei entsprechend hohen Stückzahlen /TAB 97/. Für die Wärmegutschriften wurden die Kosten entsprechender Erdgaskessel zur Wärmeerzeugung angesetzt. In **Abbildung 6.15** sind die Stromgestehungskosten der betrachteten MCFC- und SOFC-Anlagen in Abhängigkeit von den Vollbenutzungsstunden und den Investitionskosten dargestellt.

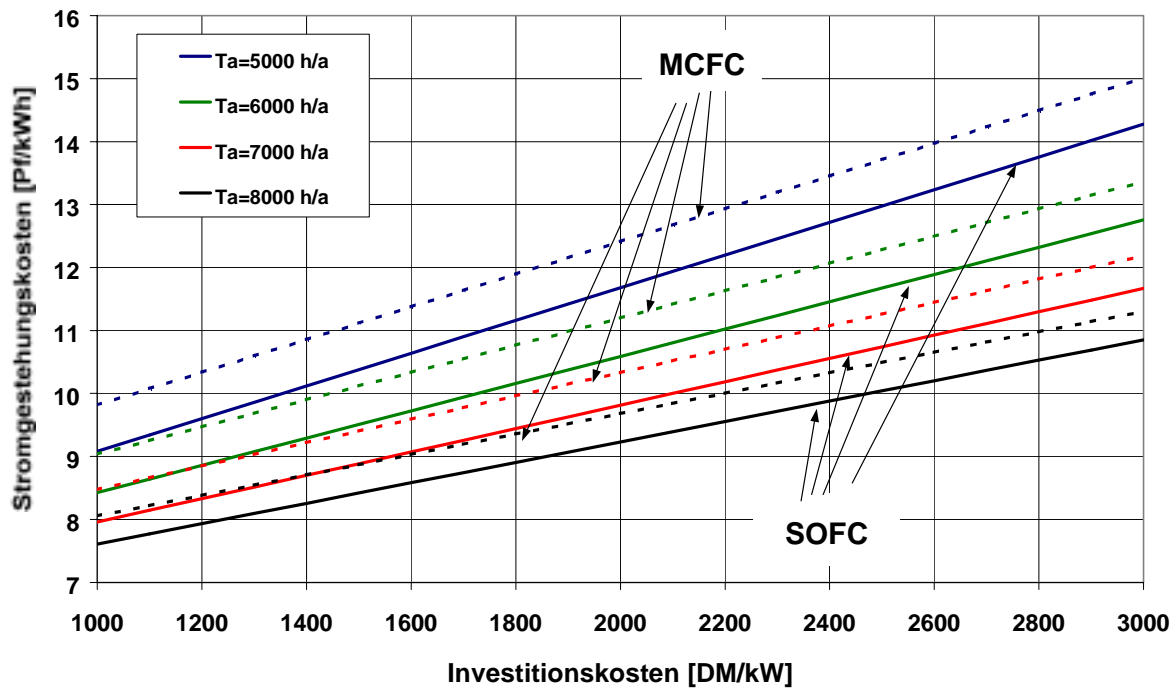


Abbildung 6.15: Stromgestehungskosten der MCFC- und SOFC-Anlagen in Abhängigkeit von Vollbenutzungsstunden und Investitionskosten

Die Stromgestehungskosten der SOFC (durchgezogene Linien) liegen aufgrund der größeren Leistungsklasse und des geringfügig höheren elektrischen Wirkungsgrads bei gleicher Auslastung und Investition um bis zu 0,75 Pf/kWh unter denen der MCFC (gestrichelte Linien). Für den angesetzten Basisfall der SOFC (Investitionskosten von 1.500 DM/kW_{el}) liegen die Stromgestehungskosten bei 6000 Volllaststunden bei 9,5 Pf/kWh. Die Stromgestehungskosten der MCFC liegen für Investitionskosten von 2.200 DM/kW_{el} über 11,5 Pf/kWh.

Um mit Stromgestehungskosten von unter 10 Pf/kWh_{el} mit Industriestrompreisen konkurrieren zu können, müssen die Investitionskosten der Brennstoffzellenanlagen, insbesondere für Anwendungen mit niedrigen Volllaststunden, in den Bereich der angegebenen Zielkosten gebracht werden.

Sind die oben angesetzten Zielkosten erreicht, so treten die Brennstoffzellenanlagen in direkte Konkurrenz zu Gasturbinen-Heizkraftwerken. Entscheidend wirken sich dann vor allem weitere Merkmale wie Teillastverhalten, Verfügbarkeit, Lebensdauer, Geräuscharmheit, Anfahrzeiten und Emissionsverhalten aus. Durch das bei der SOFC u.U. bis zu 700°C hohe Temperaturniveau der Wärmeauskopplung lassen sich Einsatzfelder mit entsprechendem Prozesswärmebedarf erschließen, die bisher in keiner Konkurrenz mit konventionellen KWK-Anlagen stehen.

7 Marktperspektiven

Als Grundlage zur Beurteilung der Marktperspektiven und des Einsatzpotentials von stationären Brennstoffzellenanlagen wird die derzeitige Situation der dezentralen Stromerzeugung durch KWK-Anlagen in Deutschland beschrieben. Mit Hilfe einer überschlägigen Bedarfsanalyse und Abschätzung der Bedarfsentwicklung wird der Strom- und Wärmebedarf in den Sektoren Industrie und Haushalte/Kleinverbraucher untersucht und daraus das technische Potential der Kraft-Wärme-Kopplung durch Brennstoffzellenanlagen für 1994 und 2010 (Sektor Industrie) bzw. 2025 (Sektor Haushalte und Kleinverbrauch) abgeleitet.

7.1 Technik der dezentralen Stromerzeugung in konventionellen KWK-Anlagen

Für einen Markteintritt von stationären Brennstoffzellenanlagen muss die Brennstoffzellentechnik konkurrenzfähig werden gegenüber konventionellen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. Im Folgenden werden die technischen und wirtschaftlichen Kenngrößen von Gasturbinen-HKWs, GUD-HKWs, Kleinstgasturbinen und Motor-BHKWs kurz beschrieben und Angaben über die derzeit in Deutschland installierte elektrische Leistung gemacht.

7.1.1 Gasturbinen-HKW

Die Gasturbinen-Anlage besteht im Wesentlichen aus einem Verdichter, einer Brennkammer, der Turbine und dem Generator. Die Maschinen sind durch eine gemeinsame Welle miteinander gekoppelt. Der Verdichter komprimiert angesaugte Luft, die in der Brennkammer zur Verbrennung des fossilen Brennstoffs benötigt wird. Die entstehenden Verbrennungsgase entspannen sich in der Turbine unter Abgabe von Arbeitsleistung. Gasturbinen werden seit Mitte der 80er Jahre zunehmend in der industriellen Kraft-Wärme-Kopplung eingesetzt. Sie werden im Leistungsbereich von 3,5 bis über 100 MW_{el} angeboten und erreichen Gesamtnutzungsgrade von 80 bis 85 % bei Stromkennzahlen von 0,5 bis 1 /ASU 99/.

Die Verbreitung von Gasturbinen hat in den letzten Jahren deutlich zugenommen. **Abbildung 7.1** zeigt die Entwicklung der in Deutschland 1998 bestehenden 320 Gasturbinen-Anlagen sowie der installierten elektrischen Leistung von 4.500 MW.

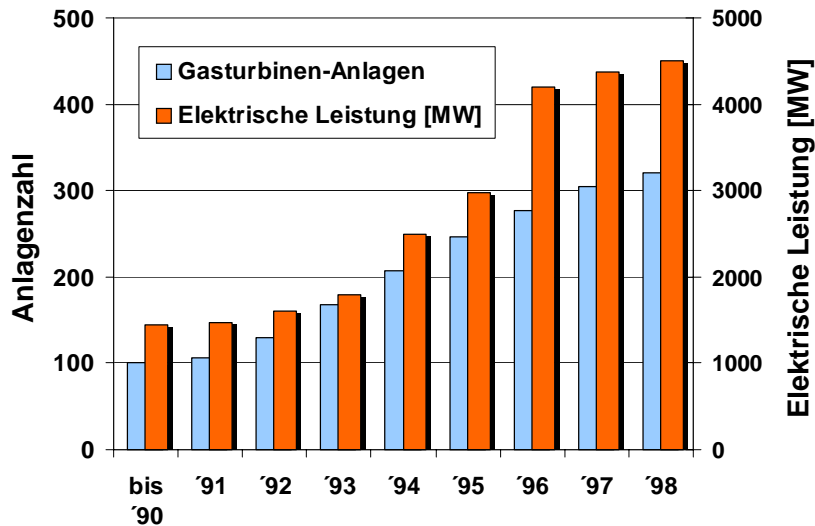


Abbildung 7.1: *Entwicklung des Gasturbinenbestands in Deutschland seit 1990 /ASU 99/*

Derzeit werden Gasturbinen ausschließlich in der industriellen KWK und der öffentlichen Nah- und Fernwärmeversorgung eingesetzt. **Tabelle 7.1** zeigt die Aufteilung der Anlagen und der installierten elektrischen Leistung auf die verschiedenen industriellen Branchen und die Nah- und Fernwärmeversorgung.

Tabelle 7.1: *Aufteilung der installierten Gasturbinen-Anlagen und der elektrischen Leistung auf verschiedene Branchen /ASU 98/*

Branche	Anteil an der Anzahl installierter Gasturbinenanlagen	Anteil an der installierten elektrischen Leistung
Chemische- /Pharmazeutische Industrie	22,8 %	35,3 %
Druckindustrie	2,4 %	0,8 %
Nahrungsmittelindustrie	15,6 %	2,8 %
Papier-/Holzindustrie	12,1 %	6,3 %
Reifenindustrie	1,4 %	0,4 %
Steine und Erden, Glas und Keramik	3,5 %	0,3 %
Textilindustrie	2,8 %	0,4 %
Fern-/Nahwärmeversorgung	38,4 %	53,2 %

Die Nah- und Fernwärmeversorgung hat den größten Anteil sowohl an der Anlagenzahl als auch an der installierten elektrischen Leistung. Die Nahrungsmittelindustrie und der Bereich Steine und Erden, Glas und Keramik verfügen nur über 3 bzw. 0,3 % der installierten Leistung, während sie an den installierten Anlagen einen Anteil von zusammen knapp 20 % hält. Daraus kann gefolgert werden, dass in diesen Branchen vornehmlich Anlagen mit geringer Leistung eingesetzt werden.

Die spezifischen Investitionskosten für Gasturbinen-Anlagen nach deutschem Standard liegen je nach Anlagengröße zwischen 1.200 DM/kW_{el} (Leistungsklasse 50 MW_{el}) und 1.800 DM/kW_{el} (Leistungsklasse 5 MW_{el}) /IKA 99/.

7.1.2 Gas- und Dampfturbinen-HKW (GUD)

Im Gas- und Dampfturbinen-Heizkraftwerk wird zur Erhöhung des elektrischen Wirkungsgrades dem Gasturbinen- ein Dampfturbinenprozess nachgeschaltet. Das Haupteinsatzgebiet des GUD-HKW liegt im Leistungsbereich zwischen 5 und 400 MW_{el}. In der Regel werden die Anlagen mit Erdgas befeuert.

Mit den meist über 500°C heißen Rauchgasen des Gasturbinenprozesses wird in Abhitzekeßeln Hochdruckdampf erzeugt, welcher in einem Dampfturbosatz zur zusätzlichen Stromerzeugung entspannt wird. Zur Erhöhung der Flexibilität können die Abhitzekeßel mit einer Zusatzfeuerung versehen werden.

GUD-Heizkraftwerke erreichen Gesamtnutzungsgrade von 86 % bei Stromkennzahlen zwischen 0,7 und 1,5 /ASU 99/. Die spezifischen Investitionskosten für GUD-Anlagen liegen je nach Anlagengröße zwischen 1.000 DM/kW_{el} und 1.500 DM/kW_{el} Nettoleistung (ohne Wärmeauskopplung).

7.1.3 Kleinst-Gasturbinen

Neben den großtechnischen Gasturbinen werden derzeit auch Kleinst-Gasturbinen (Mikroturbinen) mit elektrischen Leistungen zwischen 28 kW und 500 kW entwickelt. Die derzeit ausgereiftesten Konzepte ordnen einen einreihigen Verdichter und eine einreihige Turbine zusammen mit einem Permanentmagnetläufer auf einer Achse an. Dieses einzige bewegte Teil mit einigen cm Durchmesser rotiert luftgelagert bei 60.000 bis 100.000 U/min /HOR 99/.

Derzeit werden elektrische Wirkungsgrade von knapp 30 % und Lebensdauern von 40.000 bis 50.000 Betriebsstunden erreicht. Der einfache Aufbau stellt in Aussicht, dass die Investitionskosten von derzeit ca. 1000 DM/kW_{el} auf 550 DM/kW_{el} gesenkt werden können. Die wichtigsten Entwicklungen von AlliedSignal, Capstone und Elliot werden noch in diesem Jahr als erste Kleinserien auf den Markt gebracht.

Trotz geringer Stromkennzahlen von ca. 0,2 bis 0,3 bieten sich den Kleinst-Gasturbinen überaus interessante Einsatzmöglichkeiten. Beispielsweise als Alternative zum Geblä-

sebrenner im Heizkessel kann durch die Kleinst-Gasturbine parallel zur Wärmeerzeugung Strom zur Eigennutzung bereitgestellt werden. Die Brennstoffflexibilität (Erdgas, Propan, Schwachgase, Benzin, Diesel, ...) und das kompakte Baumaß prädestiniert die Anlagen aber auch für den Einsatz als stromnetzunabhängiges transportables Aggregat.

7.1.4 Motorische BHKW

Verbrennungsmotorische Blockheizkraftwerke werden im Leistungsbereich von 5 kW_{el} bis 10 MW_{el} eingesetzt. In der Regel werden mehrere Module installiert, die je nach Lastfall in Betrieb gehen. Als Kraftstoff kommen Heizöl oder Erdgas zum Einsatz, wobei das Erdgas den größten Anteil daran ausmacht. Die Leistung der BHKW-Module wird bei überwiegend wärmegeführtem Betrieb auf bis zu 50 % der maximal benötigten Heizleistung ausgelegt, wodurch etwa 80 % des Wärmebedarfs gedeckt werden können /ASU 98/. Die Wärme kann auf einem Temperaturniveau von bis zu 110 °C ausgekoppelt werden. Die Stromkennzahl beträgt zwischen 0,4 und 0,7 für Nennleistungen von 50 kW_{el} bis 2 MW_{el} bzw. 0,7 und 1 bei Nennleistungen von 2 bis 10 MW_{el}.

Die jährlich neu installierte elektrische Leistung von motorischen BHKW-Anlagen erreichte 1994 mit 389 MW ihren Höhepunkt und nahm in den Folgejahren wieder deutlich ab. Die 1997 neu installierte elektrische Leistung der motorischen BHKW-Anlagen lag um mehr als 50 % unter dem Wert von 1994. Insgesamt waren bis Ende 1997 rd. 2.261 MW installiert /ASU 98/.

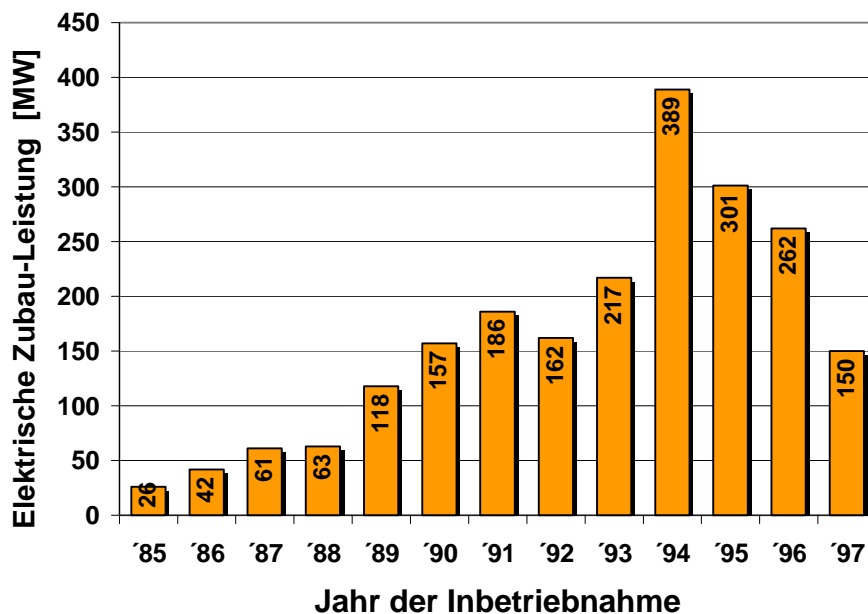


Abbildung 7.2: *Jährlich installierte elektrische Zubau-Leistung motorischer BHKW-Anlagen /ASU 98/*

37 % der Anlagen liegen derzeit im Leistungsbereich bis 100 kW, auf Anlagen mit einer elektrischen Leistung bis 300 kW entfallen 66 %. Bezogen auf die elektrische Leistung stellen die Anlagen bis 300 kW jedoch lediglich einen Anteil von 15 % dar.

Die spezifischen Investitionskosten für motorische BHKW-Anlagen zeigen mit zunehmender Leistung einen stark degressiven Verlauf und liegen je nach Anlagengröße zwischen 1.700 DM/kW_{el} (Leistungsklasse 15 MW_{el}) und 3.500 DM/kW_{el} (Leistungsklasse 50 kW_{el}). Die Investitionen umfassen den Motor, Generator, Wärmetauscher, Abgasnachbehandlung, Motorregelung sowie Schallschutz /IKA 99/.

7.1.5 Zusammenfassung

Tabelle 7.2 beschreibt zusammenfassend die wichtigsten Kenngrößen der derzeit eingesetzten KWK-Anlagen. Zum Vergleich sind die Kenngrößen der MCFC- und SOFC-Brennstoffzellenanlagen ebenfalls dargestellt. In den hier betrachteten Leistungsgrößen treten die Brennstoffzellen in Konkurrenz zu Motor-BHKW und Gasturbinen-HKW.

Die Vorteile der Brennstoffzellenanlagen sind ihre höheren elektrischen Wirkungsgrade und Stromkennzahlen sowie die äußerst geringen Schadstoffemissionen.

Aufgrund der derzeit sehr hohen spezifischen Investitionskosten (für die ersten Demonstratoren) sind die Systeme jedoch noch nicht wirtschaftlich gegenüber konventioneller KWK-Technologie.

Tabelle 7.2: Kenngrößen von Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung

		Gasturbinen-HKW	GUD-HKW	Motor-BHKW	MCFC	SOFC
Leistungsbereich	MW _{el}	1 – 5	10 – 300	0,05 - 50	0,3 – 3	0,1 – 10
	MW _{th}	3 – 85	12 – 300	0,1 - 10	0,25 - 2,5	0,07 - 7
El. Wirkungsgrad	%	33-35	48-58	29-41	55 – 60	55 – 60
Stromkennzahl		0,5-0,8	0,7-1,5	0,4-1	>1	>1
Spezifische Investitionen	DM/kW _{el}	1.800-1.200,--	1.500-1.000,--	3.800-1.700,--	-	-
Installierte elektrische Leistung (1996)	MW	4.500		2.260	-	-

7.2 Abschätzung des technischen Potentials stationärer Brennstoffzellenanlagen

Die bundesdeutsche Brutto-Stromerzeugung betrug 1996 rd. 550 TWh. Im Folgenden wird das technische Potential für die dezentrale Stromerzeugung durch Brennstoffzellenanlagen für die Sektoren Industrie und Haushalte/Kleinverbraucher näher beschrieben.

7.2.1 Methodik

Mit Hilfe einer überschlägigen Bedarfsanalyse wird der Strom- und Wärmebedarf in den Sektoren Industrie und Haushalte/Kleinverbraucher untersucht und daraus das **theoretische Potential** der Kraft-Wärme-Kopplung durch Brennstoffzellenanlagen abgeleitet. Bei industrieller KWK wird das Temperaturniveau der Wärme als weiterer begrenzender Faktor berücksichtigt. Das theoretische Potential von Brennstoffzellenanlagen im Sektor Industrie wird entsprechend einer Auslegung der KWK-Anlagen auf den *Gesamtwärmebedarf* ermittelt. Über den industriellen Wärmebedarf liegt aus /HOF 94/ umfangreiches Datenmaterial zu 1994 vor, so dass für den Sektor Industrie das Basisjahr 1994 ausgewählt wurde. Über eine Abschätzung der Bedarfsentwicklung wird das theoretische Potential stationärer Brennstoffzellenanlagen ebenfalls für das Jahr 2010 (Sektor Industrie) bzw. 2025 (Sektor Haushalte/Kleinverbraucher) angegeben.

Das **technische Potential** der Kraft-Wärme-Kopplung durch Brennstoffzellenanlagen im Sektor Industrie beschreibt den Teil des theoretischen Potentials, der dort im wesentlichen auf die *Bedarfsdeckung der Wärmegrundlast* ausgelegt ist und umfasst alle Anwendungen, die unter der Annahme der Marktreife von PEM-/PAFC- (Niedertemperaturanwendungen) und MCFC-/ SOFC-Brennstoffzellenanlagen (Hochtemperaturanwendungen) heute dort realisierbar wären.

Im Sektor Haushalt wird das technische Potential über die Vorgabe eines 80 %igen Deckungsgrades des Haushaltsstrombedarfs durch Brennstoffzellenanlagen (siehe Kapitel 5) errechnet.

Vermindert man das technische Potential um die bereits vorhandene Eigenstromerzeugung, ergibt sich daraus das **verbleibende technische Potential**.

Mögliche elektrizitätswirtschaftliche Auswirkungen einer dezentralisierten Stromerzeugung in großem Stil, die resultierenden Anforderungen an eine übergeordnete (zentrale) Leittechnik sowie die Frage der Netzkapazitäten auf Niederspannungsebene (z.B. Wechselrichter-Rückwirkungen) bleiben in dieser Studie noch außer Acht. Es ist jedoch sicher davon auszugehen dass hierdurch weitere Beschränkungen resultieren, die in einer Folgestudie zu analysieren und quantifizieren wären.

7.2.2 Industrie

Der gesamte Stromverbrauch im Sektor Industrie betrug 1994 rd. 209 TWh_{el} /VIK 98/.

Die bundesdeutsche Brutto-Stromerzeugung betrug 1996 rd. 550 TWh. Im Folgenden wird das technische Potential für die dezentrale Stromerzeugung durch Brennstoffzellenanlagen für die Sektoren Industrie und Haushalte/Kleinverbraucher näher beschrieben.

Das Potential für den Einsatz von Brennstoffzellenanlagen in der industriellen Kraft-Wärme-Kopplung ist in starkem Maße abhängig von den Temperaturniveaus des Wärmebedarfs in der jeweiligen Branche. **Tabelle 7.3** zeigt die Aufteilung des industriellen Wärmebedarfs auf Temperaturniveaus. Dabei wird zwischen Niedertemperatur (NT) -, Mitteltemperatur (MT) - und Hochtemperatur (HT) - Wärmebedarf unterschieden.

Tabelle 7.3: *Wärmebedarf der gesamten Industrie bei bestimmten Temperaturniveaus 1994 /IFE 95/*

NT-Wärmebedarf 0 - 100°C	MT-Wärmebedarf 100 - 700°C	HT-Wärmebedarf > 700°C	Gesamt
130 TWh _{th}	145 TWh _{th}	185 TWh _{th}	460 TWh _{th}

Der industrielle Wärmebedarf unter einem Temperaturniveau von 700°C summiert sich zu 275 TWh_{th}/a. Mit Kenntnis des Wärmebedarfs auf dem jeweiligen Temperaturniveau lässt sich über die Stromkennzahl der Brennstoffzellenanlagen das theoretische Potential der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung durch Brennstoffzellen errechnen. Die SOFC könnte den Temperaturbereich von 500 – 700°C für die Kraft-Wärme-Kopplung erschließen, dieses Potential steht in keiner Konkurrenz zur konventionellen KWK-Technik.

Für die industrielle Raumwärme und Warmwasserbereitung bieten sich die PEM- bzw. PAFC- Brennstoffzellentechnik zur Deckung des NT-Wärmebedarfes an. Die Simulation der Hausenergieversorgung ergab für erdgasbetriebene PEM-Brennstoffzellenanlagen eine Stromkennzahl von durchschnittlich 1,1 während die Stromkennzahl von PAFC-Demonstrationsanlagen tendenziell knapp unter 1 liegt /HGC 99/, /FUC 98/. Im Folgenden wird für Niedertemperaturanwendungen unter 100°C eine „mittlere“ Stromkennzahl von 1 angenommen. In einem Temperaturbereich zwischen 100 und 700°C können Hochtemperatur-Brennstoffzellen (MCFC und SOFC) eingesetzt werden. Für Hochtemperaturanwendungen durch MCFC- und SOFC-Anlagen wird nach /KRU 98/ eine „gemischte Stromkennzahl“ von 1,25 angesetzt.

Durch Multiplikation von Gesamtwärmebedarf und Stromkennzahl der Brennstoffzellenanlage ergibt sich die mögliche Stromerzeugung für den jeweiligen Temperaturbereich.

Das **theoretische Potential** der durch Brennstoffzelleneinsatz in der industriellen Kraft-Wärme-Kopplung erzeugbaren elektrischen Arbeit errechnet sich damit zu 311 TWh_{el}/a. Die Herleitung des theoretischen Potentials über den Wärmebedarf der Industrie ist in **Tabelle 7.4** getrennt für Nieder- und Hochtemperaturbrennstoffzellen dargestellt.

Tabelle 7.4: *Herleitung des theoretischen Potentials für Brennstoffzellenanlagen (1994) im Sektor Industrie*

Temperaturniveau	°C	0 – 100	100 – 700
Brennstoffzellenanlage	-	PEFC / PAFC	MCFC / SOFC
Durchschnittliche Stromkennzahl	-	1	1,25
Wärmebedarf	TWh _{th}	130	145
Theoretisches Potential für Brennstoffzellenanlagen 1994 (Stromerzeugung)	TWh _{el}	130	181

Nur ein Teil des theoretischen Potentials kann auch realisiert werden. Für die Kraft-Wärme-Kopplung im Sektor Industrie ist im Wesentlichen die Grundbedarfsdeckung der Wärme geeignet, welche in den verschiedenen Branchen unterschiedlich ausgeprägt ist. Während zum Beispiel in der Papierindustrie nahezu der gesamte Wärmebedarf als Grundlast anfällt, ist der Grundlast-Wärmebedarf in anderen Sektoren, die weniger Prozesswärme benötigen, lediglich ein geringer Teil des gesamten Wärmebedarfs.

Es wird im Weiteren angenommen, dass die Brennstoffzellenanlagen auf 50 % der maximal benötigten Wärmeleistung ausgelegt werden, womit ein Anteil von etwa 75 % des Wärmebedarfes gedeckt werden kann. Die restliche Wärme wird über einen Spitzenkessel und ggf. einen Pufferspeicher bereitgestellt. Das **technische Potential** für Brennstoffzellenanlagen im Sektor Industrie beträgt damit 233 TWh_{el}/a.

Nach /VIK 98/ betrug die Stromerzeugung der industriellen Eigenanlagen 1994 64,6 TWh und stellte damit einen Anteil am gesamten Stromverbrauch im Sektor Industrie (rd. 209 TWh) von 30,9 %.

Die Unterteilung der Stromerzeugung nach industriellen Sektoren ist in **Abbildung 7.3** dargestellt.

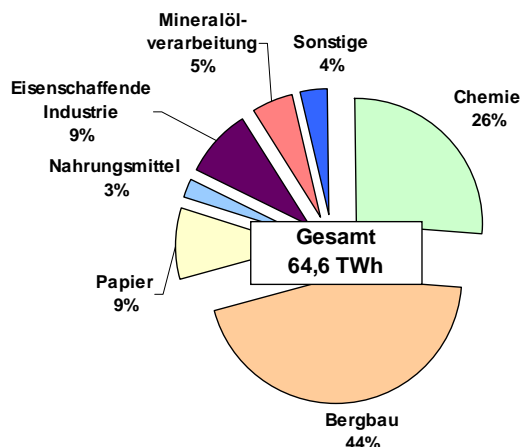


Abbildung 7.3: *Eigenstromerzeugung der Industrie nach Branchen (1994) /VIK 98/*

Die industrielle Stromerzeugung konzentriert sich im Wesentlichen auf die Branchen Chemie (26 %), Bergbau (44 %), Papier (9%), eisenschaffende (9%) und mineralölverarbeitende Industrie (5%).

Bis heute ist als wesentliche Veränderung gegenüber dem Jahr 1994 der Rückgang der industriellen Eigenerzeugung im Bergbau um über 10 TWh/a zu beobachten. Für die folgenden Berechnungen wird die Eigenerzeugung des Bergbaus (28,6 TWh/a), auch aufgrund der dort verstärkt anzutreffenden Stromerzeugung in kohlebefeuerten Großkraftwerken, ausgeklammert. Die Stromerzeugung aus Wasserkraft wird ebenfalls nicht betrachtet, so dass sich die für das Potential von Brennstoffzellenanlagen relevante industrielle Eigenstromerzeugung zu rd. 35 TWh/a ergibt.

Den nach der industriellen Wärmegrundlast ausgelegten Brennstoffzellenanlagen können damit 198 TWh_{el}/a elektrische Energie als verbleibendes technisches Potential zugewiesen werden. Dies entspricht einem theoretischen Anteil an der heutigen Bruttostromerzeugung Deutschlands (1997 ca. 550 TWh) von 36 %. Die technischen Potentiale für die Stromerzeugung durch Brennstoffzellenanlagen im Sektor Industrie sind für das Basisjahr 1994 in **Tabelle 7.5** dargestellt.

Tabelle 7.5: *Potentiale für die Stromerzeugung durch Brennstoffzellenanlagen 1994 im Sektor Industrie*

Potential 1994	Arbeit [TWh _{el}]
Theoretisches Potential	311
Technisches Potential	233
Industrielle Eigenstromerzeugung 1994	35
Verbleibendes technisches Potential	198

Die mittlere Ausnutzungsdauer des verbleibenden technischen Potentials im Sektor Industrie beträgt knapp 5000 h/a /HOF 94/, damit ergibt sich ein theoretischer Anlagenleistungsbedarf von rd. 40 GW.

/GEI 98/ zufolge beträgt der Zuwachs des industriellen Wärmebedarfs bis in das Jahr 2010 mindestens 10 % für den Temperaturbereich unter 400°C und mindestens 5 % für den Temperaturbereich zwischen 400 und 700°C. Über einen angenommenen Zuwachs des Wärmebedarfs in den jeweiligen Temperaturbereichen bis zum Jahr 2010 lassen sich nun durch analoges Vorgehen wie im Basisjahr (1994) die technischen Potentiale der Stromerzeugung durch Brennstoffzellenanlagen im Sektor Industrie für das Jahr 2010 angeben.

Tabelle 7.6: *Potentiale für die Stromerzeugung durch Brennstoffzellenanlagen 2010 im Sektor Industrie*

Potential 2010	Arbeit [TWh _{el}]
Theoretisches Potential	340
Technisches Potential	255

Die Eigenstromerzeugung im Sektor Industrie des Jahres 2010 kann an dieser Stelle noch nicht angegeben werden, weshalb sich die Angabe in Tabelle 7.6 auf das technische Potential der Stromerzeugung durch Brennstoffzellenanlagen von rd. 255 TWh_{el} beschränkt.

7.2.3 Haushalte und Kleinverbrauch

Nach /VIK 98/ betrug der Stromverbrauch in Deutschland im Sektor Haushalte und Kleinverbrauch 1996 ca. 233 TWh. Die vollständige Deckung dieses Stromverbrauchs stellt gleichzeitig das theoretische Potential für den Einsatz von Brennstoffzellenanlagen dar. In **Tabelle 7.7** ist die Aufteilung des Stromverbrauchs auf Haushalte, öffentliche Einrichtungen und Handel und Gewerbe dargestellt.

Tabelle 7.7: *Aufteilung des Stromverbrauchs im Sektor Haushalte und Kleinverbrauch auf Haushalte, öffentliche Einrichtungen und Handel und Gewerbe (1996) /VIK 98/*

	Stromverbrauch 1996 [TWh _{el}]
Haushalte	134
Öffentliche Einrichtungen	38
Handel und Gewerbe	61

Im Sektor Haushalte und Kleinverbraucher überwiegt bei der dezentralen Stromversorgung der Einsatz von Blockheizkraftwerken (BHKW) mit Benutzungsdauern von ca. 5000 h/a. Die dezentrale Stromerzeugung des Jahres 1996 für die Haushalte (0,4 TWh/a), Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (0,8 TWh/a) und öffentliche Einrichtungen (0,7 TWh/a) summierte sich zu 1,8 TWh_{el}/a.

Folgende technische Unterschiede der Brennstoffzellenanlagen gegenüber konventionellen BHKWs wirken sich entscheidend auf das realisierbare Potential aus:

- Brennstoffzellenanlagen lassen sich modular in beliebig kleinen Leistungsgrößen herstellen, so dass selbst Anwendungen in Einzelhaushalten technisch realisierbar sind.
- Brennstoffzellenanlagen können als Anlagen mit variablen Stromkennzahlen und gutem dynamischen Verhalten hergestellt werden. Dies ermöglicht z.B. in der Hausenergieversorgung eine stromgeführte Betriebsweise.

Die Simulation der Hausenergieversorgung ergab, dass sich bei geeigneter Auslegung der Brennstoffzellenanlagen in stromgeführter Betriebsweise in diesem Sektor ein elektrischer Deckungsgrad zwischen 80 und 90 % erreichen lässt. Das Technische Potential für Brennstoffzellenanlagen im Sektor Haushalte und Kleinverbrauch ergibt sich mit einem elektrischen Deckungsgrad von 80 % zu 186 TWh_{el}/a. Vermindert um die bereits bestehende Stromerzeugung durch KWK von rd. 2 TWh/a beträgt das verbleibende technische Potential der Brennstoffzellenanwendungen 184 TWh/a.

Tabelle 7.8: *Potentiale für die Stromerzeugung durch Brennstoffzellenanlagen (Basisjahr 1996) im Sektor Haushalte und Kleinverbrauch*

Potential 1996	Arbeit [TWh _{el}]
Theoretisches Potential	233
Technisches Potential	186
Eigenstromerzeugung 1996	2
Verbleibendes technisches Potential	184

Für die zukünftige Entwicklung des bundesdeutschen Haushaltsstrombedarfs gibt es derzeit keine übereinstimmenden Prognosen. Nach /PRO 98/ ist der Stromverbrauch der Privaten Haushalte langfristig leicht rückläufig. Danach reduziert sich der Stromverbrauch bis zum Jahr 2025 um ca. 3,5 % gegenüber dem Jahr 1997. Nicht berücksichtigt wurde dabei die Möglichkeit der verstärkten Stromnachfrage durch Elektrowärme für die Beheizung und Lüftung von Niedrigenergiehäusern sowie die Warmwasserbereitung, insbesondere in Kombination mit solarthermischen Systemen. Sowohl fallende Strompreise als auch der zurückgehende Raumwärmebedarf von Neubauten erhöhen die Chancen der elektrischen Beheizung gegenüber der Brennstoffbeheizung. Im Weiteren

wird daher mit einem konstanten Stromverbrauch der Privaten Haushalte bis ins Jahr 2025 ausgegangen.

Der Sektor Kleinverbrauch wird nach /PRO 98/ im Jahr 2025 eine Steigerung von ca. 25 % gegenüber dem Jahr 1996 aufweisen. Der Stromverbrauch beträgt damit rd. 123 TWh.

Insgesamt ist in den Sektoren Haushalte und Kleinverbrauch 2025 mit einem Stromverbrauch von 257 TWh zu rechnen. Das technische Potential der Stromerzeugung durch Brennstoffzellenanlagen im Sektor Haushalte und Kleinverbrauch ergibt sich mit einem angenommenen elektrischen Deckungsgrad von 80 % zu 205 TWh_{el} im Jahr 2025.

Tabelle 7.9: *Potentiale für die Stromerzeugung durch Brennstoffzellenanlagen (2025) im Sektor Haushalte und Kleinverbrauch*

Potential 2025	Arbeit [TWh _{el}]
Theoretisches Potential	257
Technisches Potential	205

Die Eigenstromerzeugung im Jahr 2025 durch Nicht-Brennstoffzellensysteme kann an dieser Stelle noch nicht angegeben werden, weshalb sich die Angabe in Tabelle 7.9 auf das technische Potential der Stromerzeugung durch Brennstoffzellenanlagen von 230 TWh_{el} beschränkt.

7.3 Marktentwicklung für stationäre Brennstoffzellenanlagen in der Hausenergieversorgung

Die Marktentwicklung stationärer Brennstoffzellensysteme wird im Folgenden für den Bereich der Hausenergieversorgung näher betrachtet. Aufgrund der Komplexität und Vielzahl von Einflussgrößen auf die Marktentwicklung von Brennstoffzellenanlagen in der Hausenergieversorgung werden die Untersuchungen im Rahmen dieser Studie im wesentlichen qualitativ behandelt und ein methodisches Vorgehen für die detaillierte Berechnung der Marktentwicklung aufgezeigt. Die Entwicklung des gesamten Marktvolumens für Brennstoffzellenanlagen anhand eines rekursiven dynamischen Marktmodells ist Gegenstand einer weiterführenden Untersuchung.

Die wesentlichen Rahmenbedingungen und Einflussfaktoren auf die Marktentwicklung für stationäre Brennstoffzellenanlagen in der Hausenergieversorgung sind in **Abbildung 7.4** dargestellt. Die einzelnen Parameter treten untereinander in eine Vielzahl von Wechselwirkungen und Abhängigkeiten.

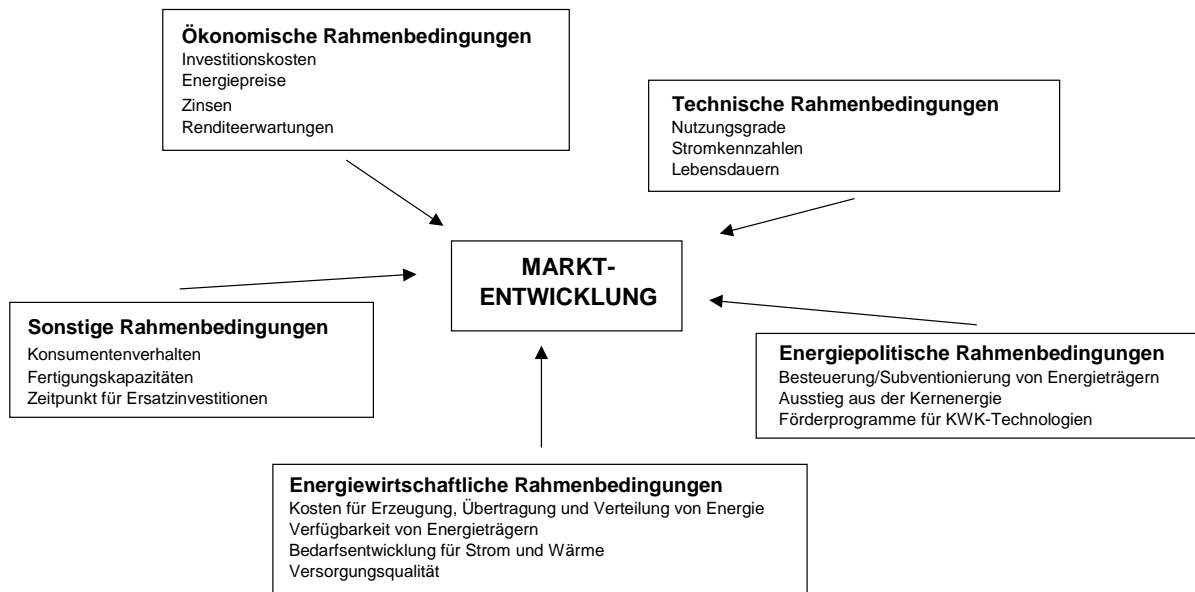


Abbildung 7.4: *Rahmenbedingungen und Einflussfaktoren auf die Marktentwicklung für stationäre Brennstoffzellenanlagen in der Hausenergieversorgung*

Bei den **technischen Rahmenbedingungen** ist neben den Parametern für Brennstoffzellenanlagen (z.B. Nutzungsgrade, Stromkennzahlen, Lebensdauern) auch die Entwicklung der konkurrierenden KW-Technologien und der getrennten Bereitstellung von Strom und Wärme von Bedeutung.

Die **energiepolitischen Rahmenbedingungen** äußern sich beispielsweise in Szenarien zum Ausstieg aus der Kernenergie oder der gezielten Förderung von regenerativen Energien und Kraft-Wärme-Kopplung. Ein Strategievorschlag der EU-Kommission von Oktober 1997 sieht vor, den KWK-Anteil an der Stromerzeugung in der Europäischen Union bis 2010 auf 18 % zu steigern, was einer Verdoppelung gegenüber dem Stand von 1994 entspräche. Auch in Deutschland wird in Ergänzung zur Energierechtsnovelle von 1998 eine Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung, beispielsweise durch unentgeltliche Netznutzung für KWK-Anlagen, diskutiert /SCH 99/.

Bei den **energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen** sind insbesondere die zukünftigen Aufwendungen für die Erzeugung, Übertragung und Verteilung von Energie von Bedeutung. Hier besteht eine direkte Verknüpfung mit den ökonomischen Rahmenbedingungen. Darüber hinaus hat auch die Bedarfsentwicklung von Strom und Wärme in der Hausenergieversorgung Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit und damit auf die Marktchancen von Brennstoffzellenanlagen. So steht beispielsweise die Entwicklung des Wärmebedarfs über die stufenweise Verschärfung der Wärmeschutzverordnung in direktem Zusammenhang mit energiepolitischen Rahmenbedingungen.

Die wesentlichen **ökonomischen Rahmenbedingungen** sind die zukünftigen Gesamtkosten von dezentralen Energieerzeugungsanlagen sowie die Energiepreise. In

diesem Zusammenhang wird die Liberalisierung der Energiemärkte auch in der Hausenergieversorgung zu spürbaren Strompreissenkungen führen und damit den Einsatz der Brennstoffzellentechnik tendenziell erschweren. Zinsentwicklung und Renditeerwartungen sind weitere ökonomische Parameter zur Analyse der Marktentwicklung für stationäre Brennstoffzellenanwendungen.

Schließlich ist noch das Konsumentenverhalten zu nennen, das durch Gewohnheitsmechanismen und Zurückhaltung gegenüber neuer, noch nicht etablierter Technologie mitbestimmt sein kann aber auch Mehrkosten bei Imagegewinn in Kauf nimmt.

Bestandsentwicklung bundesdeutscher Wohngebäude

1996 existierten in Deutschland rd. 15,9 Mio. Wohngebäude mit 35,8 Mio. Wohneinheiten. Die durchschnittliche Wohnfläche des Gebäudebestands betrug ca. 83 m² pro Wohnung /STA 98/. Im Jahr 1996 wurden rd. 200.000 Wohngebäude mit 497.000 Wohneinheiten (entsprechend 1,4 % des Bestands) neu errichtet. Die durchschnittliche Wohnfläche im Neubau betrug ca. 91 m² pro Wohnung. **Tabelle 7.10** zeigt die Gliederung des Gebäudebestands und der Neubauten nach Wohngebäude-Typen.

Tabelle 7.10: *Bestand und Neubauten bundesdeutscher Wohngebäude 1996 /STA 98/*

Wohngebäude	Bestand 1996		Neubauten 1996	
	Anzahl [1000 Gebäude]	Wohnfläche pro Wohneinheit [m ²]	Anzahl [1000 Gebäude]	Wohnfläche pro Wohneinheit
Mit 1 Wohnung	9.799	117	142	131
Mit 2 Wohnungen	3.251	87	30	99
Mit 3 Wohnungen und mehr ¹	2.875	66	27	70
Gesamt	15.925	83	199	91

Im Hinblick auf den Einsatz von erdgasversorgten Brennstoffzellenanlagen werden im Folgenden die erdgasversorgten Gebäude des Bestands und des Neubaubereichs näher betrachtet. Der potentielle Markt für erdgasversorgte Brennstoffzellenanlagen setzt sich aus den folgenden 3 Komponenten zusammen:

1. Substitution alter Kohle, Öl- und Stromheizungen im Wohnungsbestand

Nach /BGW 99/ sollen zwischen 1996 und 2005 rd. 3,5 Mio. Wohnungen auf die Beheizung mit Erdgas umgestellt werden. Unter der Annahme, dass die Umstellungen im

¹ Bestand: durchschnittlich 6,8 Wohnungen pro Wohngebäude
Neubau: durchschnittlich 8,6 Wohnungen pro Wohngebäude

wesentlichen in Mehrfamilienhäusern des Bestands mit durchschnittlich 6,8 Wohnungen pro Gebäude stattfinden werden, können damit rd. 50.000 Gebäude pro Jahr mit Brennstoffzellenanlagen ausgestattet werden. Ab dem Jahr 2005 wird sich diese Entwicklung aufgrund einer eintretenden Sättigung wieder verlangsamen.

2. Modernisierung im Erdgas-Bestand

Im Jahr 1996 wurden rd. 13,9 Mio. Wohnungen, das sind 38 % des damaligen Bestands, in Deutschland mit Erdgas versorgt. In **Abbildung 7.5** ist die Altersstruktur der 1997 in Deutschland bestehenden 5,4 Mio. Gasfeuerungsanlagen im Wohngebäudebereich dargestellt.

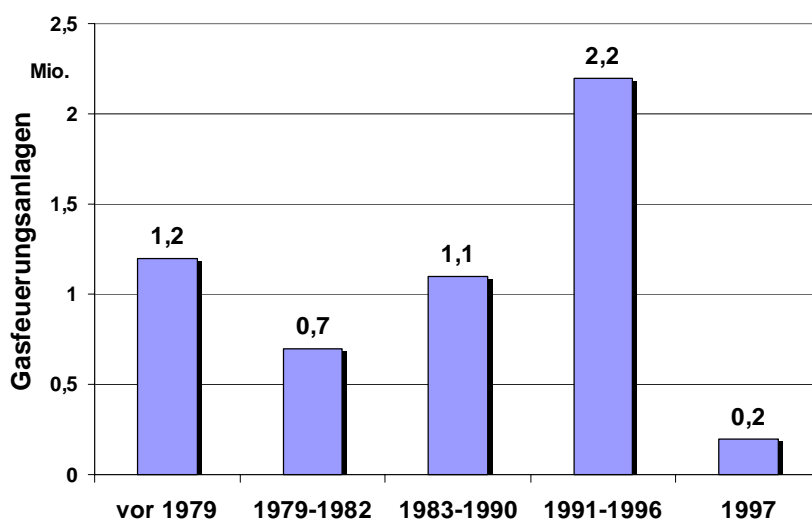


Abbildung 7.5: Altersstruktur der 1997 in Deutschland bestehenden Gasfeuerungsanlagen /LÄG 99/

Von den 1997 in Deutschland bestehenden 5,4 Mio. Gasfeuerungsanlagen stammen rd. 22 % (1,2 Mio. Anlagen) aus der Zeit vor 1979 und haben damit ein Alter von über 20 Jahren. Aber auch die 1979 bis 1982 montierten weiteren 13 % der Anlagen (0,7 Mio. Anlagen) müssen voraussichtlich ab dem Jahr 2005 verstärkt ausgewechselt werden /LÄG 99/. Damit ergibt sich die bis ca. 2010 zur Erneuerung anstehende Anzahl an Altanlagen zu 1,9 Mio. Stück. Setzt man die Investitionskosten für eine Brennstoffzellenanlage zu durchschnittlich 15.000 DM, so ergeben sich dadurch Erneuerungen von Wärmeerzeugungsanlagen mit einem Umsatz von über 30 Mrd. DM.

3. Einsatz im Neubau

1996 wurden in 69,8 % der zentralbeheizten Neubauten Erdgasanschlüsse installiert. 1995 lag dieser Anteil noch bei 67,6 %. In **Tabelle 7.11** ist die Situation der erdgasversorgten Neubauten des Jahres 1996 dargestellt.

Tabelle 7.11: *Die Erdgasversorgung bei Neubauten 1996 /STA 98/*

	Gebäude mit 1 Wohnung	Gebäude mit 2 Wohnungen	Gebäude mit 3 und mehr Whg.	Gesamt
Erdgasversorgte Gebäude	99.000	19.000	21.000	139.000
Anteil an den gesamten Neubauten	69,7 %	63,3 %	77,7 %	69,8 %

Geht man näherungsweise von einem Investitionsvolumen für erdgasversorgte Brennstoffzellenanlagen von 15.000 DM im Einfamilien- und Doppelhaus und durchschnittlich 50.000 DM im Mehrfamilienhaus aus, so betrug 1996 alleine im Bereich der Neubauten der mögliche Umsatz rd. 2,8 Mrd. DM pro Jahr.

Die Wohnbevölkerung lag 1997 in Deutschland bei rd. 82,1 Mio. und wird sich nach /PRO 98/ bis 2025 nur unwesentlich ändern. Bei den Privathaushalten zeichnet sich aufgrund der zunehmenden Überalterung der Bevölkerung vor allem für die Ein- und Zweipersonenhaushalte ein weiterer kontinuierlicher Anstieg von 36 (1996) auf rd. 42 Mio. im Jahr 2025 ab. Die Entwicklung der Neubauten konnte aus /KOL 95/ bis zum Jahr 2020 abgeleitet werden. Unter der Annahme konstant bleibender Wohnungsgrößen und einem Anteil der Erdgasversorgung von 70 % beträgt der Zubau an erdgasversorgten Neubauten zwischen 1996 und 2025 rd. 3,7 Mio. Gebäude.

Der Bedarf an neuen erdgasbefeuerten Heizanlagen und damit das theoretische Potential für den Einsatz erdgasversorgter Brennstoffzellenanlagen ist in **Abbildung 7.6** in Form einer Prognose bis zum Jahr 2025 dargestellt. Da insbesondere in den Bereichen Neubau und Substitution im Erdgas-Bestand die zugrunde gelegten Daten in /LÄG 99/ und /KOL 95/ jeweils für größere Zeitspannen als Summen angegeben werden, ist die Entwicklung des jährlichen Neuanlagenbedarfs in **Abbildung 7.6** lediglich eine Annäherung. An den Übergängen zwischen den untersuchten Zeitintervallen treten Sprünge auf (die in **Abbildung 7.6** bereits nach Möglichkeit geglättet wurden) und die Verteilungen innerhalb einer Zeitspanne erscheinen konstant. Für eine detailliertere Prognose müssen die hinterlegten realen Verteilungsfunktionen sowie für den Bereich der Neubauten der Konjunkturzyklus des Baugewerbes bekannt sein und hinterlegt werden. Im Rahmen dieser Studie werden in einem ersten Schritt Entwicklungstendenzen aufgezeigt.

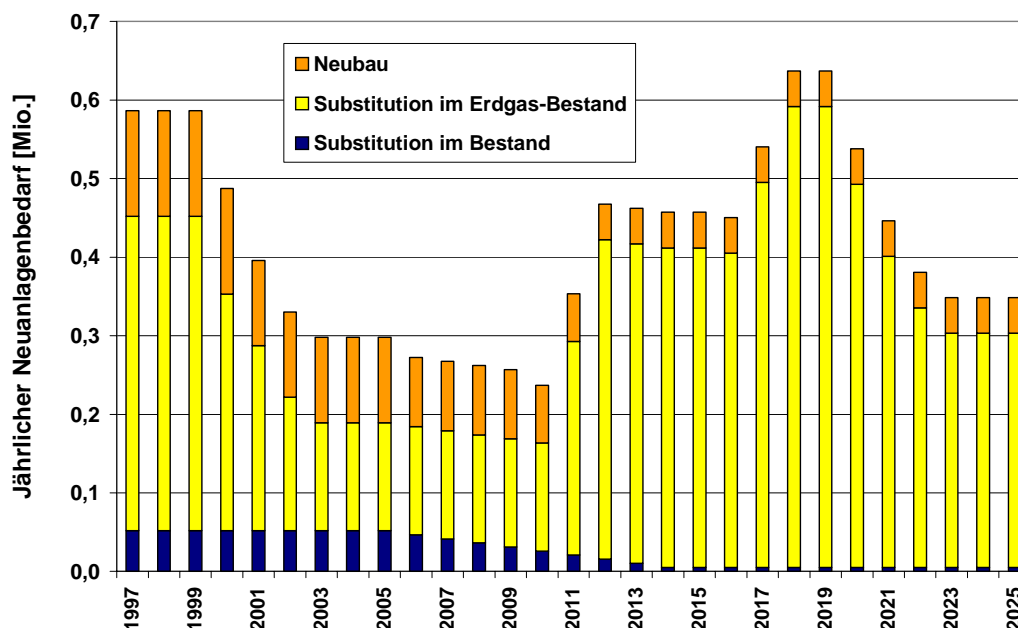


Abbildung 7.6: *Bedarfsentwicklung erdgasbefuerter Neuanlagen in Wohngebäuden mit Zentralheizung von 1997 bis 2025*

Bis 2005 werden voraussichtlich noch jährlich rd. 50.000 zuvor nicht erdgasversorgte Gebäude auf die Versorgung mit Erdgas umgestellt werden /BGW 99/ und stehen damit theoretisch für den Brennstoffzelleneinsatz zur Verfügung.

Auch der gesamte erdgasversorgte Neubaubereich, der nach /KOL 95/ von durchschnittlich rd. 130.000 Gebäuden pro Jahr (1996-2000) auf rd. 45.000 Gebäude pro Jahr (2011-2025) zurückgeht, kann potentiell vollständig mit Brennstoffzellenanlagen ausgestattet werden. Je nach Lage der Baukonjunktur werden in diesem Bereich starke Abweichungen von der Prognose auftreten.

Für den Ersatz bestehender Erdgasheizanlagen wird nach /IKA 99/ eine technische Lebensdauer von 20 Jahren und die in Abbildung 7.5 beschriebene Altersstruktur von Gasfeuerungsanlagen angesetzt. Demzufolge müssten von 1997 bis etwa 2000 jährlich 300.000 bis 400.000 erdgasbetriebene Heizanlagen im Gebäudebestand ersetzt werden. Zwischen 2000 und 2010 liegt die jährliche Ersatzrate dann auf einem niedrigeren Niveau von rd. 140.000 Anlagen pro Jahr. Aufgrund des Anfang der 90er Jahre verstärkten Einsatzes von Erdgas-Heizgeräten nach der Wiedervereinigung wird ab dem Jahr 2010 die jährliche Ersatzrate wieder auf rd. 400.000 Anlagen pro Jahr ansteigen.

Diese Betrachtung führt zu einem Einsatzpotential von erdgasversorgten Brennstoffzellenanlagen in der Hausenergieversorgung von jährlich bis zu 600.000 Stück in den Jahren '97 bis '99. Von 2003 bis 2010 entwickelt sich das Potential von 300.000 auf 250.000 Anlagen pro Jahr. Erst ab 2010 steigt der jährliche Neuanlagenbedarf 20 Jahre nach der Wiedervereinigung wieder auf rd. 450.000 Anlagen an. Ab dem Jahr 2017 beginnt sich der 20jährige Zyklus mit einem erneuten Anstieg zu wiederholen, ergänzt

durch das Einsatzpotential im Neubau. Der Gebäudeabriss wurde bei dieser Betrachtung vernachlässigt.

Ausblick

Die bisherigen Untersuchungen haben zu einer Prognose über die Anzahl jährlich neu zu installierender erdgasbefuerter Wärmeerzeuger im Bereich der Hausenergieversorgung geführt. Inwieweit dieses Potential in Zukunft durch Brennstoffzellenanlagen abgedeckt werden kann, in welchem Maße also deren Marktdurchdringung stattfinden wird, ist Gegenstand einer weitergehenden Untersuchung. Darin wird ein Marktmodell errichtet, welches die wichtigsten Einflussgrößen auf die Marktentwicklung von Brennstoffzellenanlagen beschreibt und rekursiv miteinander verknüpft. Die Einflussgrößen sind in ihren Aus- und Wechselwirkungen oftmals nur unscharf formulierbar, so gibt es beispielsweise keinen mathematisch exakten Zusammenhang zwischen Konsumentenverhalten und Marktdurchdringung von Brennstoffzellenanlagen. Um trotzdem ein methodisches Vorgehen zu ermöglichen, kann die Modellierung des realen Marktes beispielsweise über sog. Fuzzy-Logic Regler erfolgen. Mit Hilfe der Fuzzy-Logic können auch Beschreibungen verarbeitet werden, die auf der Basis von unscharfen Aussagen gegeben sind. In **Abbildung 7.7** ist eine mögliche Vorgehensweise der Marktmodellierung über die Fuzzy-Logic schematisch dargestellt.

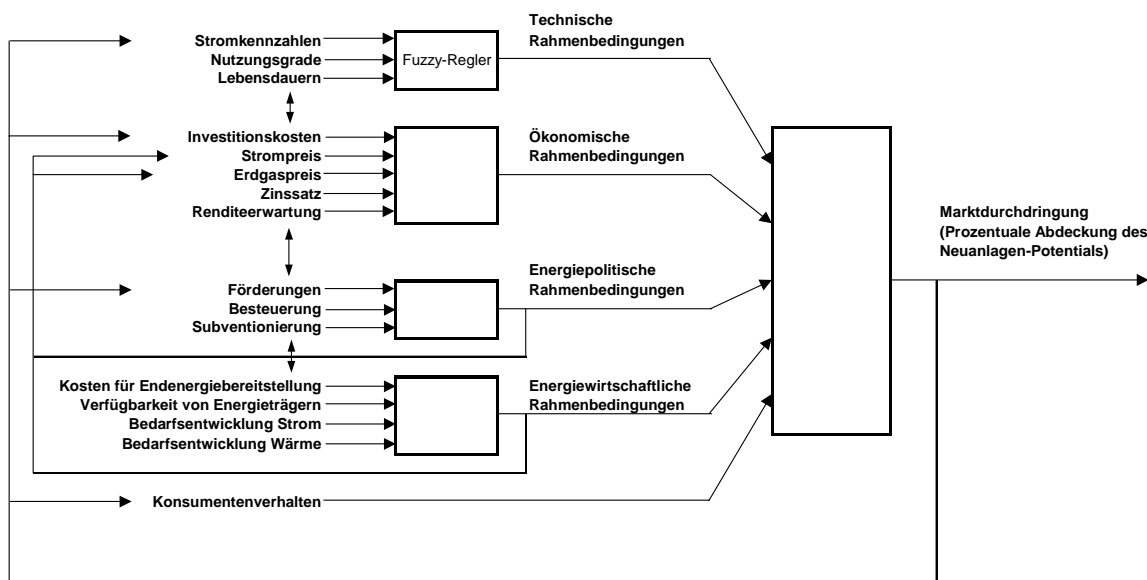


Abbildung 7.7: Marktmodellierung zur Untersuchung der Marktdurchdringung von Brennstoffzellenanlagen in der Hausenergieversorgung

Abbildung 7.7 veranschaulicht exemplarisch, wie die Vielzahl der untereinander abhängigen Eingangsparameter zu technischen, ökonomischen, energiepolitischen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen aggregiert werden und sich über einen weiteren Regler die Marktdurchdringung von Brennstoffzellenanlagen im betrachteten

Segment ergibt. Um eine Prognose über einen längeren Zeitraum angeben zu können, wird das entworfene Modell anschließend rekursiv durchlaufen. Von wesentlicher Bedeutung sind Gewichtungsfaktoren und die den Eingangsparametern hinterlegten Annahmen. Je besser es gelingt, auch alle vorhandenen Abhängigkeiten zwischen den Eingangsparametern realitätsnah abzubilden und in den Reglerentwurf zu integrieren, desto genauer wird die Marktdurchdringung von Brennstoffzellenanlagen vorausgesagt werden können.

8 Literatur

- ASU 98 BHKW-Marktübersicht '98, Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch (ASUE), Kaiserslautern, 1998
- ASU 99 Turbo-KWK '99 – Kraft-Wärme-Kopplung mit Gasturbinen, Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch, Essen, 1999
- AGF 97 AGFW: Hauptbericht der Fernwärmeversorgung 1996, Arbeitsgemeinschaft für Fernwärme, Frankfurt, 1997
- BDW 96 Bild der Wissenschaft 11/96: Das Ökokraftwerk, Sonderdruck, 1996
- BFT 79 Ebersbach, K. et. al.: Grundsätzliche Untersuchung über die Möglichkeit der Abwärmenutzung im Haushalt, Forschungsbericht T79-92 des Bundesministeriums für Forschung und Technologie, Forschungsstelle für Energiewirtschaft, München, 1979
- BGW 99 119. Gasstatistik Bundesrepublik Deutschland 1997. Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft e.V. (BGW), Bonn, 1999
- BGW 99 4. Zwischenbericht zur Klimaschutzzerklärung des deutschen Gasfachs. Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft e.V. (BGW), Bonn, 1999
- BMW 98 BMWi: Die Elektrizitätswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 1996, Statistischer Bericht des Referats Elektrizitätswirtschaft im Bundesministerium für Wirtschaft, 48. Bericht, Frankfurt, 1998
- BRE 98 Bressler, G; et al.: Ganzheitliche Bilanzierung von elektrisch angetriebenen Wärmepumpen als Ökobilanz, Forschungsstelle für Energiewirtschaft, München 1998
- DRE 98 Dreier, Th., et.al.: Ganzheitliche Prozeßkettenanalyse für die Erzeugung und Anwendung von Biogenen Kraftstoffen, Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Kraftwerkstechnik der TU München und Forschungsstelle für Energiewirtschaft, München, Juni, 1998
- ENQ 90 Enquete-Kommission (Auftraggeber): Bedingungen und Folgen von Aufbaustrategien für eine Wasserstoffwirtschaft, Ottobrunn, 1990
- ECN 97 ECN Annual Report 1997 FuelCells In: <http://www.ecn.nl/document/actrep97> (Kurzinforos zu MCFC, SOFC, SPFC, Entwicklungen)

- FOR 96 Forum für Zukunftsenergien: Brennstoffzellen im Energiemarkt, Tagungsband Kongreß 12.–14. März 1996
- FUC 98 FUCHSIA: Simulationsprogramm für Anwendungen der phosphorsauren Brennstoffzelle PC25C von Onsi, 1998
- FVV 98 Forschungsvereinigung Verbrennungsmaschinen e.V.: Brennstoffzellen-Studie – ganzheitliche Systemuntersuchung zur Energiewandlung durch Brennstoffzellen, Heft. 657, Frankfurt a. M., 1998
- GAB 99 Köhler, D.: Ganzheitliche Bilanzierung der Energiebereitstellung, Endberichte I - V, Forschungsstelle für Energiewirtschaft, München, 1999
- GEI 98 Geiger, B., Grohmann, J., Langgassner, W.: Industrieller Wärmeverbrauch nach Temperaturbereichen. Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Kraftwerkstechnik der TU München, unveröffentlicht, München 1998
- GUE 93 Günther, B.: Meßtechnische Untersuchung von Solarwechselrichtern. Sonderdruck aus: Elektrizitätswirtschaft (4469), 1993
- GUM 98 Gummert, G.: Die PEFC in der Hausenergieversorgung, 2. EUROFORUM-Fachtagung Brennstoffzellen, Stuttgart, 1998
- GRO 99 Grohmann, J.: Methodik zur Generierung von elektrischen Jahreslastgängen in Minutenwerten. Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, TU München, unveröffentlicht, München, 1999
- GRO 99a Grohmann, J.: Kraft-Wärme-Kopplung mit Brennstoffzellen. In: Energiewirtschaft nach 2000, fE-Schriftenreihe Band 23, München, 1999
- HAS 99 Hassmann, K.: Produktentwicklung Festelektrolyt-Brennstoffzellen (SOFC). Vortrag während der FVS Jahrestagung „Zukunftstechnologie Brennstoffzellen“, Ulm, 1999
- HGC 99 HGC Hamburg Gas Consult: Wirkungsgrade des erdgasbetriebenen Brennstoffzellen-BHKW PC25 C, schriftliche Mitteilungen, Hamburg, 1999
- HOF 94 Hofer, R.: Analyse der Potentiale industrieller Kraft-Wärme-Kopplung, IfE-Schriftenreihe Heft 28, Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Kraftwerkstechnik der Technischen Universität München, 1994
- HOR 99 Hornung, R., Rosenbauer, G., Vollmar, H.: Innovative KWK-Technologie für den Weltmarkt. Vortrag beim Otti Technologie-Kolleg, Regensburg, Juli 1999

- IFE 95 Informationen zum Wärmebedarf der Industrie bei bestimmten Temperaturniveaus, Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Kraftwerkstechnik, TU München
- IKA 99 IKARUS - Instrumente für Klimagasreduktionsstrategien. Datenbank Version 2.1, Karlsruhe, 1999
- KOL 95 Kolmetz, S., Rouvel, L.: Energieverbrauchsstrukturen im Sektor Haushalte. IKARUS-Abschlußbericht Teilprojekt 5, Forschungszentrum Jülich GmbH, Jülich, 1995
- KRU 98 Kruhl, J.: Einsatzprofil und Anforderungen an Brennstoffzellen-HKW. VDI Berichte 1383, Düsseldorf, 1998
- LÄG 99 Läge, F. K.: Durststrecke oder das Ende einer Talfahrt? Fachbeitrag im Heizungsjournal, Februar, 1999
- MTU 99 MTU Friedrichshafen: schriftliche Mitteilung zu Emissionen erdgasbetriebener MCFC, 1999
- OER 97 Oertl, D.: Monitoring „zum Entwicklungsstand der Brennstoffzellen-Technologie“ Sachstandsbericht, Büro für Technikfolgenabschätzung, Bonn, September 1997
- OTT 98 Ostbayerisches Technologie-Transfer-Institut e.V. Regensburg: 5. Fachforum „Einsatz von Brennstoffzellen“; 05./06. Oktober 1998
- PEN 98 Product Engineering GmbH, Ganzheitliche Bilanzierung von Heizsystemen und Gebäuden, Dettingen 1998
- PIL 80 Piller, W.: Lastgangsimulation und –synthese, IfE-Schriftenreihe Heft 10, Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Kraftwerkstechnik der Technischen Universität München, 1980
- PRO 98 Eckerle, K. et al.: Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt, Prognos AG / Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln (EWI), Basel, 1998
- ROE 94 Roesler, R; Zittel, W.: Wasserstoff als Energieträger, Ikarus Teilprojekt 4, Forschungszentrum Jülich GmbH, Jülich, 1994
- SCH 99 Schäfer, R.: Deutsches und europäisches Energiewirtschaftsrecht, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 8, 1999

- SIE 99 Siemens Westinghouse: SOFC – The New Generation of Power, Informationsblatt der Siemens Westinghouse Power Corporation, 1999
- SOS 99 Sossau, M.: Simulation von Brennstoffzellen-Blockheizkraftwerken zur Kosten- und Potentialanalyse, Diplomarbeit am Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik der TU München, 1999
- STA 98 Statistisches Jahrbuch 1998 für die Bundesrepublik Deutschland, Statistisches Bundesamt, Wiesbaden 1998
- STE 99 Stein, G., Wagner, H-F.: Das IKARUS-Projekt: Klimaschutz in Deutschland. Springer Verlag Berlin, Heidelberg 1999
- STM 97 Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Verkehr und Technologie (StMWVT): Energiespartips, München, 1997
- SUL 99 Schmidt, M.: Brennstoffzellen für den Haushalt, in: ENET-News 43.3, 1999
- VDE 85 Ermittlung der Lastganglinien bei der Benutzung elektrischer Energie durch die bundesdeutschen Haushalte während eines Jahres. VDEW Publikationen, Frankfurt, 1985
- VDE 96 Haushaltskundenbefragung 1996. VDEW Publikationen, Frankfurt, 1996
- VDE 97 Datenkatalog zum Haushaltsstromverbrauch 1997. VDEW Materialien, Frankfurt, 1997
- VDI 98 VDI Gesellschaft Energietechnik: Energieversorgung mit Brennstoffzellenanlagen '98, VDI Berichte 1383, Düsseldorf, 1998
- VIE 98 Viessmann Datenblatt: Niedertemperatur-Öl-/Gas-Heizkessel, Februar 1998
- VIK 98 Statistik der Energiewirtschaft 1997/1998, VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V., Essen, 1998
- WAG 96 Wagner, U.; Geiger, B.; Reiner, K.: Untersuchung von Prozeßketten einer Wasserstoff-Energiewirtschaft, IfE-Schriftenreihe Heft 34, Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Kraftwerkstechnik der TU München, 1996
- WIS 99 Wismann, G., et al.: Post-Mortem-Analyse und Entsorgung einer phosphorsäuren Brennstoffzellenanlage PC 25A, Gaswärme International 48, Heft 3, S. 195-200, März 1999
- ZAP 97 Zapp; P.: ganzheitliche Material- und Energieflußanalyse von SOFC Hochtemperaturbrennstoffzellen, Forschungszentrum Jülich, 1997

9 Anhang

Tabelle: Technische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen der Hausenergieversorgung

	EFH 1968 Bestand	EFH 1999 Neubau	EFH 2025 Neubau	MFH 1968 Bestand
Personen	4 Personen Haushalt	4 Personen Haushalt	4 Personen Haushalt	20 Wohnein- heiten
Wohnfläche [m ²]	146	146	146	1.461
Jahresstrom- verbrauch [kWh/a]	4.500	4.500	5.200	56.500
k-Wert Außen- mauer [W/m ² K]	1,171K	0,34	0,14	1,4
k-Wert Dach [W/m ² K]	0,68	0,22	0,1	-
k-Wert Fenster [W/m ² K]	2,72	1,7	1,0	2,72
Luftwechsel [h ⁻¹]	0,85	0,7	0,7	0,6
Jahresheizwärme- bedarf ¹	23.900 kWh/a 164 kWh/m ² a	11.220 kWh/a 77 kWh/m ² a	4.240 kWh/a 29 kWh/m ² a	213,5 MWh/a 146 kWh/m ² a
Bedarf für Warmwasser ²	3.230 kWh/a	3.230 kWh/a	2.415 kWh/a	44,7 MWh/a
Jährlicher Wärmebedarf	27.130 kWh/a	14.450 kWh/a	5.450 kWh/a	258,2 MWh/a
Wirtschaftliche Rahmenbedingungen				
Ökonomische Lebensdauer der Heizsysteme	15 Jahre			
Kalkulationszins	7 % p.a.			
Strombezugspreise	28,5 Pf/kWh und 4,95 DM/Monat 23,0 Pf/kWh und 17,95 DM/Monat			19 Pf/kWh 19 DM/Mon.
Erdgaspreis	5,5 Pf/kWh _{Hu}			

¹ Inklusive 3 % Verteilungsverluste im Heiznetz

² Inklusive Leitungs- und Bereitschaftsverluste. Im Jahr 2025 erfolgt die Warmwasserbereitung zu 50 % solarthermisch.

