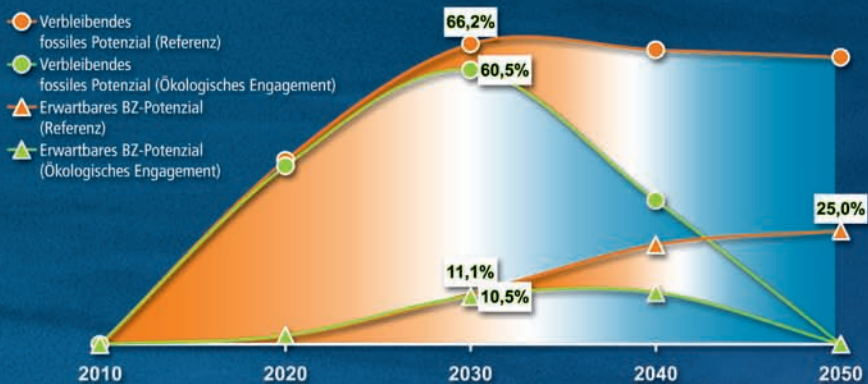


Kraft-Wärme-Kopplung mit Brennstoffzellen in Wohngebäuden im zukünftigen Energiesystem

Christian Herbert Jungbluth



Forschungszentrum Jülich GmbH
Institut für Energieforschung (IEF)
Brennstoffzellen (IEF-3)

Kraft-Wärme-Kopplung mit Brennstoffzellen in Wohngebäuden im zukünftigen Energiesystem

Christian Herbert Jungbluth

Schriften des Forschungszentrums Jülich
Reihe Energietechnik / Energy Technology

Band / Volume 59

ISSN 1433-5522

ISBN 978-3-89336-469-5

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek.
Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen
Nationalbibliografie; detaillierte Bibliografische Daten sind im Internet
über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

Herausgeber und Vertrieb: Forschungszentrum Jülich GmbH
Zentralbibliothek, Verlag
D-52425 Jülich
Telefon (02461) 61-5368 · Telefax (02461) 61-6103
e-mail: zb-publication@fz-juelich.de
Internet: <http://www.fz-juelich.de/zb>

Umschlaggestaltung: Grafische Medien, Forschungszentrum Jülich GmbH

Druck: Grafische Medien, Forschungszentrum Jülich GmbH

Copyright: Forschungszentrum Jülich 2007

Schriften des Forschungszentrums Jülich
Reihe Energietechnik / Energy Technology Band / Volume 59

D 82 (Diss., Aachen, RWTH, 2006)

ISSN 1433-5522
ISBN 978-3-89336-469-5

Vollständig frei verfügbar im Internet auf dem Jülicher Open Access Server (JUWEL)
unter <http://www.fz-juelich.de/zb/juwel>

Alle Rechte vorbehalten. Kein Teil des Werkes darf in irgendeiner Form (Druck, Fotokopie oder
in einem anderen Verfahren) ohne schriftliche Genehmigung des Verlages reproduziert oder
unter Verwendung elektronischer Systeme verarbeitet, vervielfältigt oder verbreitet werden.

Kraft-Wärme-Kopplung mit Brennstoffzellen in Wohngebäuden im zukünftigen Energiesystem

von Christian Herbert Jungbluth

Zusammenfassung

Kraft-Wärme-Kopplung wird als eine der tragenden Säulen eines zukünftigen und nachhaltigen Energiesystems angesehen. Die Brennstoffzellentechnologie verspricht hierfür eine wesentliche Erweiterung des Anwendungsspektrums in der Wärmeversorgung von Wohngebäuden. Damit wäre der Kraft-Wärme-Kopplung ein zusätzlicher Markt erschlossen, der heute für ca. 25 % der Endenergienachfrage in Deutschland steht. Gleichzeitig hätte der flächendeckende Einsatz dezentraler Brennstoffzellensysteme in Wohngebäuden große Auswirkungen auf das Energieinfrastruktursystem, den Primärenergiebedarf und den Energieträgermix sowie die Treibhausgasemissionen in Deutschland.

Zielsetzung der Arbeit ist es, diese Effekte sichtbar zu machen und im Rahmen von Energienachfrage- und -erzeugungsszenarien bis zum Jahr 2050 zu quantifizieren. Es werden zwei Szenarien entworfen, *Referenz* und *Ökologisches Engagement*, worin der Einsatz und Betrieb von Brennstoffzellenanlagen im Wohngebäudebestand der Zukunft *bottom-up* simuliert wird. Dazu wird ein Modell des Wohngebäudebestands mit 213 unterschiedlichen Referenzgebäuden sowie detaillierte Simulationsmodelle des Anlageneinsatzes erstellt. Deren Ziel ist es darüber hinaus, ökonomisch und ökologisch optimale Anlagenauslegungen und Fahrweisen von Brennstoffzellen in Wohngebäuden zu ermitteln.

Es zeigt sich, dass bei den angenommenen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen ökonomisch optimale Anlagengrößen in typischen Ein- und Zweifamilienhäusern bei wenigen hundert Watt elektrischer Leistung liegen, heute diskutierte Anlagengrößen von 2 bis 4,7 kW_{el} lassen sich nur in Mehrfamilienhäusern wirtschaftlich darstellen. Der Wegfall des KWK-Bonus' verschlechtert die Wirtschaftlichkeit insbesondere größerer und im Contracting betriebener Anlagen erheblich.

Auf Grundlage der angenommenen energiewirtschaftlichen Randbedingungen kann von einem technischen Potenzial für Wärmeerzeugung aus Brennstoffzellen in Höhe von ca. 60% des Wärmebedarfs der Wohngebäude in Deutschland im Jahr 2030 ausgegangen werden. Im Szenario *Referenz* bleibt dieser Wert bis zum Jahr 2050 konstant, während im Szenario *Ökologisches Engagement* die Brennstoffzelle aufgrund des verstärkten Einsatzes regenerativer Technologien bis 2050 wieder aus dem Markt verdrängt wird. Mit den hier angenommenen Markteintrittsdynamiken können Brennstoffzellen im Jahr 2030 ca. 10-11 % des Wärmebedarfs aller Wohngebäude decken, im Szenario *Referenz* steigt dieser Wert bis zum Jahr 2050 auf 25 % an. Gleichzeitig können diese Brennstoffzellen im Jahr 2030 ca. 10 % des gesamten Strombedarfs in Deutschland erzeugen, im Szenario *Referenz* steigt ihr Anteil bis zum Jahr 2050 auf ca. 19 %, das heißt gut 100 Terawattstunden pro Jahr, an. Der Brennstoffzelleneinsatz erhöht den Gasbedarf in Deutschland um 81 TWh (*Referenz* 2030). Die Verdrängung anderer Brennstoffe führt dabei in Saldo zu einer CO₂-Reduktion von ca. 36 Mio. t.

Combined heat and power generation with fuel cells in residential buildings in the future energy system

by Christian Herbert Jungbluth

Abstract

Combined heat and power generation (CHP) is regarded as one of the cornerstones of a future sustainable energy system. The application of this approach can be substantially extended by employing fuel cell technologies in small units for supplying heat to residential buildings. This could create an additional market for combined heat and power generation corresponding to approx. 25% of the final energy demand in Germany today. In parallel, the extensive application of distributed fuel cell systems in residential buildings would have substantial effects on energy infrastructures, primary energy demand, the energy mix and greenhouse gas emissions.

It is the aim of the present study to quantify these effects via scenario modelling of energy demand and supply for Germany up to the year 2050. Two scenarios, *reference* and *ecological commitment*, are set up, and the application and operation of fuel cell plants in the future stock of residential buildings is simulated by a bottom-up approach. A model of the building stock was developed for this purpose, consisting of 213 types of reference buildings, as well as detailed simulation models of the plant operation modes. The aim was, furthermore, to identify economically and ecologically optimised plant designs and operation modes for fuel cells in residential buildings.

Under the assumed conditions of the energy economy, economically optimised plant sizes for typical one- or two-family homes are in the range of a generating capacity of a few hundred watts of electrical power. Plant sizes of 2 to 4.7 kW_{el} as discussed today are only economically feasible in multifamily dwellings. The abolition of the CHP bonus reduces profitability, especially for larger plants operated by contractors. In future, special strategies for power generation and supply can be an economically useful addition for the heat-oriented operation mode of fuel cells.

On the basis of the assumed conditions of the energy economy, a technical potential for heat generation by fuel cells of 60% of the heat demand of residential buildings in Germany can be expected in 2030. In the *reference* scenario, this value remains stable up to 2050, while in the *ecological commitment* scenario fuel cells are crowded out of the market by 2050 due to the intensified application of renewable energy technologies. With the market dynamics of fuel cells assumed here, they can cover approx. 10-11% of the heat demand of all residential buildings by 2030. In the *reference* scenario, this value increases to 25% by 2050. At the same time, the fuel cell stock can supply approx. 10% of total power demand in Germany in 2030, while in the *reference* scenario the proportion increases to approx. 18% by 2050, which means about 100 TWh per year. Fuel cell application will increase natural gas demand in Germany by 81 TWh by 2030 (*reference scenario*). The replacement of other fuels will thus reduce CO₂ emissions by approx. 36 million tons.

Vorwort

Der Blick in zukunftsfähige zukünftige Energiesysteme anhand von Szenarien ermöglicht es uns, von dort zurückschauend Hinweise für unser Handeln heute zu suchen. Die Randbedingungen dafür sind klar, der Imperativ der ökologischen, sozialen und ökonomischen Nachhaltigkeit gibt sie vor. Endlichkeit der Energieressourcen und Klimawirksamkeit der Energiebereitstellung sind die Leitplanken des Energiesystems und zentrale Herausforderungen der Zivilisation. Ein Mosaikstein eines zukünftigen Energiesystems sind Brennstoffzellen zur Wärme- und Stromerzeugung in Wohngebäuden in Deutschland, denen sich die vorliegende Arbeit widmet. Sie beschäftigt sich dabei einerseits mit der einzelnen Brennstoffzelle im Gebäude und den Zusammenhängen von Auslegung, Wirtschaftlichkeit und Betriebsweise, und andererseits mit dem Potenzial von Brennstoffzellenanlagen in Wohngebäuden in Deutschland insgesamt und ihrem möglichen Beitrag zur dezentralen Energieversorgung. Die Arbeit versteht sich als ein Wegweiser und Hinweisschild auf den Pfaden in unsere Energiezukunft. Sie reiht sich ein in die Entwicklung nationaler langfristiger Energieszenarien und führt diese aus in Bezug auf eine besondere neue Anwendung von Kraft-Wärme-Kopplung, den Brennstoffzellen in Wohngebäuden.

Vorliegende Arbeit entstand während meiner Zeit als freier Mitarbeiter und Doktorand in der Forschungsgruppe Zukünftige Energie- und Mobilitätsstrukturen und Abteilung Energie des Wuppertal Instituts für Klima, Umwelt, Energie. Ihr Zustandekommen verdankt sie im besonderen der Leitung und den Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern der Forschungsgruppe und Abteilung, an exponierter Stelle hierbei Manfred Fishedick, Kora Kristof und natürlich Prof. Dr. Peter Henicke, der auch Korreferent dieser Arbeit ist. Sie boten mir nicht nur institutionelle Heimat mit inhaltlicher und finanzieller Unterstützung, sondern sind mir auch in ihrer Menschlichkeit und persönlichem Engagement in bleibender schätzender Erinnerung. Mein herzlicher Dank geht an alle ehemaligen Kolleginnen und Kollegen – es seien hier meine Bürokollegen Niko Supersberger und Dirk Mitze sowie Carmen Dienst nicht vergessen – für die engagierte, schöne und spannende gemeinsame Zeit.

Prof. Dr.-Ing. Detlef Stolten, Direktor des Instituts für Energieforschung Brennstoffzellen (IEF-3) des Forschungszentrums Jülich, bin ich in großem Dank verbunden. Er hat die Betreuung und den Bericht dieser Arbeit übernommen, und sie mit klugen, wichtigen und hilfreichen Anregungen zusammen mit Jürgen-Friedrich Hake, Leiter der Programmgruppe Systemforschung und Technologische Entwicklung (STE) des Forschungszentrums Jülich, auf die richtigen Bahnen gelenkt.

Ein besonderer Dank gilt denjenigen, die in der operativen Intensivstation und in der Klinik für Unfallchirurgie des Klinikums Wuppertal-Barmen arbeiten. Ohne ihren professionellen Einsatz wären die folgenden Seiten leer geblieben.

Für die große Unterstützung und vieles mehr geht mein großer Dank an meine Familie und an María de las Mercedes de Miguel Cabeza.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
2	Brennstoffzellen in Wohngebäuden – Grundlagen, Stand der Forschung und Technik	7
2.1	Was sind Brennstoffzellen?	7
2.1.1	Prinzip	7
2.1.2	Brennstoffe und Klimaschutz	8
2.1.3	Anwendungsmöglichkeiten in Wohngebäuden	9
2.2	Wohngebäude als ein potenzieller Markt	11
2.3	Stand der technischen Entwicklung und Erprobung von Brennstoffzellen für Wohngebäude	12
2.3.1	Umfeld und Status Quo	12
2.3.2	Technische Charakteristika	14
2.4	Stand der Anwendungsforschung	15
2.4.1	Betriebsstrategie, Betreibermodell	15
2.4.2	Systemanalysen, Markt- und Potenzialrechnungen, Netzauswirkungen	16
2.5	Forschungslücke	17
3	Möglichkeiten von Brennstoffzellen-KWK im zukünftigen Energiemarkt	19
3.1	Gesamtwirtschaftliche Sichtweise	19
3.1.1	Ökologische Strategie: Maximale Reduktion der Treibhausgas-Emissionen..	19
3.1.2	Ökonomische Strategie: Maximale Reduktion der Kosten der Energieinfrastruktur.....	19
3.2	Betriebs-/ einzelwirtschaftliche Sichtweise	22
3.2.1	Eigenerzeugung und Substitution von Strombezug	23
3.2.2	Direktverkauf im Objekt.....	24
3.2.3	Einspeisung in das Verteilnetz	24
3.2.4	Ausgleichsenergie.....	25
3.2.5	Regelenergie	26
3.2.6	Spotmarkt	27
3.2.7	Exkurs „Virtuelles Kraftwerk“	27
3.2.8	Verminderung der Höchstlast des elektrischen Netzes	28
3.2.9	Sonstige Erlösmöglichkeiten für kleine Brennstoffzellen-KWK-Anlagen	28
3.2.10	Erlösmöglichkeiten in der Übersicht	30
3.3	Resultat: implementierte Betriebsstrategien	34
4	Modellierung des zeitlichen Energiebedarfs von Referenzgebäuden .	36
4.1	Die Entwicklung des Wohngebäudesektors in Deutschland.....	36
4.1.1	Klassifizierung von Gebäuden und Haushalten.....	37
4.1.2	Bestimmung mittlerer, prototypischer Gebäude.....	41
4.2	Warum zeitlich detaillierte Modellierung?	46
4.3	Datenmodell Raumwärme	48

4.3.1	Einflussfaktoren des Raumwärmebedarfs	48
4.3.2	Datengrundlage und Berechnungsmethodik.....	49
4.3.3	Ergebnisse, Diskussion.....	50
4.4	Datenmodell Brauchwarmwasser	51
4.4.1	Einflussfaktoren des Brauchwarmwasserbedarfs	51
4.4.2	Datengrundlage.....	52
4.4.3	Methodik und Ergebnisse, Modellinput	53
4.5	Datenmodell Elektrizitätsbedarf	55
4.5.1	Einflussfaktoren des Elektrizitätsbedarfs	55
4.5.2	Datengrundlage.....	56
4.5.3	Methodik und Ergebnisse	58
5	Modellierung und Simulation des Anlageneinsatzes von Brennstoffzellen in Wohngebäuden	62
5.1	Modellinput.....	62
5.2	Methodik und Implementierung	64
6	Auslegung, Wirtschaftlichkeit und ökonomische Zielwerte von Brennstoffzellen in zukünftigen Wohngebäuden	69
6.1	Annahmen.....	70
6.1.1	Preise	70
6.1.2	Kostenfunktion der Investition und Wartung	73
6.2	Klassische Fahrweisen im Vergleich	74
6.2.1	Verlauf der simulierten Energienachfrage und -erzeugung.....	75
6.2.2	Energiebilanzen und technische Größen	77
6.2.3	Wirtschaftlichkeit und Anlagenauslegung.....	80
6.2.4	Fazit zu Anlagenauslegung und Betriebsweise	83
6.3	Verschiedene Wohngebäudestandards und -größen im Vergleich	84
6.3.1	Simulierter Anlageneinsatz	85
6.3.2	Energiebilanzen und technische Größen	85
6.3.3	Wirtschaftlichkeit und Anlagenauslegung.....	87
6.4	Wirtschaftlichkeit und Anlagenauslegung bei Anlagenbetrieb in Contracting-Modellen	88
6.5	Bonusstrategien: Bereitstellung von Reserveleistung, Vorgabe eines Stromprofils..	91
6.5.1	Verlauf der simulierten Energienachfrage und -erzeugung.....	92
6.5.2	Wirtschaftlichkeit und Anlagenauslegung.....	95
6.6	Sensitivitätsbetrachtungen	99
6.6.1	Wärmecontracting im Mehrfamilienhaus.....	99
6.6.2	Privatwirtschaftlicher, eigennutzender Betrieb	101
6.7	Fazit Auslegung und Wirtschaftlichkeit	104
7	Ökologische Zielwerte für Brennstoffzellen	112
7.1	Methodik der Zielwertbestimmung	112
7.2	Ergebnisse.....	115
7.2.1	Annahmen: Emissionsfaktoren, Wirkungsgrade	115

7.2.2	Ergebnisse.....	117
7.2.3	Fazit.....	120
8	Zukunftspotenzial und Auswirkungen im Energiesystem.....	122
8.1	Die Entwicklung des Energiesystems in Deutschland nach Energieszenarien.....	123
8.2	Die Langfristige Entwicklung des Wärmebedarfs in zwei Szenarien.....	124
8.2.1	Externe Annahmen und Treibergrößen.....	125
8.2.2	Wohngebäudemodell und Entwicklung Wärmebedarf.....	126
8.3	Entwicklung der Wärmeversorgung und resultierendes Brennstoffzellen-Potenzial.....	130
8.3.1	Wärmebereitstellung aus Szenarien.....	130
8.3.2	Potenzialgrenzen für Brennstoffzellen.....	133
8.3.3	Pfade der Erschließung des verbleibenden Potenzials durch Brennstoffzellen.....	136
8.3.4	Abschätzung der Marktgröße.....	140
8.3.5	Der Markt für Brennstoffzellenanlagen bis 2050 aus der verbleibenden Wärmenachfrage.....	141
8.3.6	Wärme- und Stromerzeugung aus Brennstoffzellen.....	145
8.4	Die Jahresganglinie des Wärme- und Strombedarfs in Deutschland.....	149
8.4.1	Die Jahresganglinien der Referenzgebäude.....	149
8.4.2	Ermittlung der Gesamtganglinie Wärme.....	150
8.4.3	Ermittlung der Gesamtganglinie Strom.....	151
8.4.4	Wärme- und Stromdauerlinie im Vergleich.....	152
8.5	Auswirkungen der Brennstoffzellen-Stromerzeugung im Energiesystem.....	153
8.5.1	Wärmegeführte Betriebsstrategie.....	154
8.5.2	Spitzenlastreduzierende Strategie (<i>Peak-Shaving</i>).....	158
8.5.3	Substitutionseffekte der Erzeugung aus Brennstoffzellen.....	160
8.6	Fazit Auswirkungen im Energiesystem.....	170
9	Zusammenfassung.....	173
9.1	Ausgangslage und Zielsetzung.....	173
9.2	Methodik und methodisches Ergebnis.....	174
9.3	Fachliches Ergebnis.....	176
9.4	Ausblick.....	179
	Literaturverzeichnis.....	181
	Anhang.....	188

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1:	Idealer thermodynamischer Wirkungsgrad der Wasserstoffoxidation und des Wärme-Kraft-Kreisprozesses (CARNOT-Prozess) über der Prozesstemperatur, real erreichte Systemwirkungsgrade verschiedener Stromerzeugungstechnologien	8
Abbildung 2.2:	Verlauf von thermischer Leistung und elektrischem Wirkungsgrad über der elektrischen Leistung für eine PEFC-Brennstoffzelle (modelliert).....	14
Abbildung 3.1:	Leistungsabgabe der deutschen Kraftwerke (ohne Industrieinspeisung, 3. Mittwoch im Januar 2000): Jahres- und Tageszeitliche Schwankungen der Stromerzeugung	20
Abbildung 3.2:	Gegenüberstellung der Kraftwerksleistungen in Deutschland im Tagesverlauf an einem Januar- und Juli-Mittwoch.....	21
Abbildung 4.1:	Die Aufteilung von Wohnfläche, Personen und Gebäudeanzahl auf verschiedene Größenklassen von Gebäuden	38
Abbildung 4.2:	Durchschnittliche Werte für Wohnfläche, Personenanzahl und personenspezifischer Wohnfläche für Gebäude verschiedener Größenklassen ..	38
Abbildung 4.3:	Die Altersstruktur der Wohnungen in Deutschland	39
Abbildung 4.4:	Haushalte in Deutschland nach Personengröße	40
Abbildung 4.5:	Bevölkerungszahl in den verschiedenen Gebäudeklassen bis 2050.....	43
Abbildung 4.6:	Entwicklung der Gebäudezahlen der verschiedenen Gebäudeklassen bis 2050 ..	44
Abbildung 4.7:	Jährlicher spezifischer Raumwärmebedarf verschiedener Gebäudetypen	49
Abbildung 4.8:	Geordnete Jahresdauerlinien des Raumwärmebedarfs für Gebäude verschiedener Raumwärmeklassen	50
Abbildung 4.9:	Wärmebedarf für Brauchwarmwasser in einem Einfamilienhaus im Tagesverlauf.....	52
Abbildung 4.10:	Kumulierter Brauchwarmwasserbedarf einer Siedlung im Tagesverlauf	53
Abbildung 4.11:	Normierte Jahreganglinie des Brauchwarmwasserbedarfs, Tagessummen.....	54
Abbildung 4.12:	Histogramm der Viertelstundenwerte des Elektrizitätsbedarfs von Gebäuden und Wohnungen des Messprogramms Siegen über ein Jahr	56
Abbildung 4.13:	Jahressummen des Elektrizitätsbedarfs von Gebäuden und Wohnungen des Messprogramms Siegen, Zusammenhang zwischen Jahressumme und Häufigkeitsmaximum.....	57
Abbildung 4.14:	Gemessener Ganglinie des Strombedarfs eines 4-Personen-Haushaltes im 15-Sekunden-Raster über eine Woche	58
Abbildung 4.15:	Histogramm des Elektrizitätsbedarfs für prototypische Gebäude	59
Abbildung 4.16:	Verteilung der relativen Abweichung der Werte der erzeugten Jahreganglinie des Strombedarfs in 15-Sekunden-Auflösung vom jeweiligen 15-Minuten-Mittelwert der zugrundeliegenden Ganglinie.....	61
Abbildung 5.1:	Systematik der Modellierung und Simulation.....	64
Abbildung 5.2:	Bildschirmdruck der Simulink-Oberfläche eines Simulationsmodells	65
Abbildung 5.3:	Bildschirmdruck des Modulbausteins zur Berechnung des Skalierungsfaktors für das extern vorgegebene Profil	68
Abbildung 6.1:	Nettokosten von Kombi-Wärmespeichern in Abhängigkeit des Speichervolumens	73
Abbildung 6.2:	Kostenfunktionen für Investition und Wartung von Brennstoffzellen über der Anlagengröße	73

Abbildung 6.3:	Verlauf von Energiebedarf und -erzeugung aus Brennstoffzellen nach klassischen Betriebsstrategien im EFH 100 (2010) für ausgewählte Tage, Anlagenleistung 1.750 W _{th} , 500 W _{th} , 5.000 W _{th} , Stromkennzahl 0,7	76
Abbildung 6.4:	Auslastung und Startvorgänge von Brennstoffzellensystemen im EFH 100	77
Abbildung 6.5:	Thermische und elektrische Deckungsanteile von Brennstoffzellensystemen im EFH 100	78
Abbildung 6.6:	Wärme- und Stromerzeugung und Anteil des eingespeisten Stroms von Brennstoffzellensystemen im EFH 100	79
Abbildung 6.7:	Brennstoffmehrbedarf und CO ₂ -Reduktion durch Brennstoffzellensysteme im EFH 100	80
Abbildung 6.8:	Jährliche Energiekosteneinsparung und Barwert der Kosteneinsparung durch Brennstoffzellen im EFH 100	81
Abbildung 6.9:	Resultierender Kapitalwert der Brennstoffzelleninvestition im EFH 100	82
Abbildung 6.10:	Zielwert der spezifischen Investitionskosten für Brennstoffzellensysteme im EFH 100	83
Abbildung 6.11:	Verlauf des Strombedarfs und der -erzeugung durch Brennstoffzellen im GMH 100 für Beispieltage	85
Abbildung 6.12:	Verlauf des Deckungsanteils am Strombedarf in Gebäuden verschiedener Größenklassen und Wärmestandards	86
Abbildung 6.13:	Verlauf der Energiekosteneinsparung in Gebäuden verschiedener Größenklassen und Wärmestandards	87
Abbildung 6.14:	Verlauf des resultierenden Kapitalwerts der Brennstoffzelleninvestition in Gebäuden verschiedener Größenklassen und Wärmestandards	87
Abbildung 6.15:	Verlauf des Jahresmehrerlöses durch Brennstoffzellen im Contracting in Gebäuden verschiedener Größenklassen und Wärmestandards	89
Abbildung 6.16:	Verlauf des resultierenden Kapitalwerts der Brennstoffzelleninvestition bei Contracting in Gebäuden verschiedener Größenklassen und Wärmestandards	90
Abbildung 6.17:	Verlauf des Grenzwerts der Gesamt-Mehrinvestition für Brennstoffzellen im Contracting in Gebäuden verschiedener Größenklassen und Wärmestandards	91
Abbildung 6.18:	Verlauf der Wärme- und Stromerzeugung nach einem extern vorgegebenen Profil für vier Beispielwochen im EFH 100	93
Abbildung 6.19:	Verlauf der Stromerzeugung bei Vorhaltung von Reserveleistung im EFH 100, Beispieltage	94
Abbildung 6.20:	Verlauf der Wärmeerzeugung bei Vorhaltung von Reserveleistung im EFH 100, Beispieltage	95
Abbildung 6.21:	Verlauf der Energiekosteneinsparung und des Barwerts der Kosteneinsparung bei Bonusstrategien im EFH 100	97
Abbildung 6.22:	Verlauf des Kapitalwerts der Brennstoffzelleninvestition bei Bonusstrategien im EFH 100	98
Abbildung 6.23:	Verlauf des Zielwerts der Investitionskosten für Brennstoffzellensysteme bei Bonusstrategien im EFH 100	99
Abbildung 6.24:	Sensitivitätsbetrachtung des Mehrerlöses durch Stromverkauf im KMH 100 und GMH 100	100
Abbildung 6.25:	Sensitivitätsbetrachtung des Kapitalwerts der Brennstoffzelleninvestition im KMH 100 und GMH 100	101
Abbildung 6.26:	Sensitivität des Barwertes der Kosteneinsparung über Energiepreise im EFH 100	102
Abbildung 6.27:	Sensitivität des Barwertes der Kosteneinsparung über Bedarfsparameter und Anlagengröße im EFH 100	103

Abbildung 6.28: Kapitalwert der Brennstoffzelleninvestition, privatwirtschaftlicher und Contracting-Betrieb.....	107
Abbildung 6.29: Ökonomisch erfolgreichste Anlagengröße über dem Wärmebedarf, privatwirtschaftlicher Betrieb.....	107
Abbildung 6.30: Ökonomisch erfolgreichste Anlagengröße über dem Wärmebedarf, Wärmecontracting.....	109
Abbildung 7.1: Szenarien des Emissionsfaktors der öffentlichen Stromversorgung.....	115
Abbildung 7.2: Zielwert des mittleren elektrischen Wirkungsgrads von Brennstoffzellen gegenüber Gas-Brennwertkessel nach Szenarien.....	117
Abbildung 7.3: Zielwert des mittleren elektrischen Wirkungsgrads von Brennstoffzellen gegenüber elektrischen Wärmepumpen nach Szenarien.....	119
Abbildung 8.1: Die zukünftige Entwicklung der Wohnfläche.....	125
Abbildung 8.2: Verlauf der Wohnfläche – unsanierte, sanierte und neue Gebäude ab 1998....	127
Abbildung 8.3: Szenarien des Raumwärmebedarfs in Deutschland.....	128
Abbildung 8.4: Wärmebereitstellung nach Energiequellen im Szenario <i>Referenz</i>	131
Abbildung 8.5: Wärmebereitstellung nach Energiequellen im Szenario <i>Ökologisches Engagement</i>	132
Abbildung 8.6: Potenzial der fossilen Nutzwärmeerzeugung nach Szenarien.....	134
Abbildung 8.7: Potenzial der ab 2010 neugebauten fossilen Nutzwärmeerzeugung nach Szenarien.....	134
Abbildung 8.8: Potenzial der ab 2010 neugebauten fossilen Nutzwärmeerzeugung nach Szenarien in Prozent der Gesamterzeugung.....	135
Abbildung 8.9: Entwicklung der Verkaufsdynamik von Gas-Brennwertkesseln.....	137
Abbildung 8.10: Angenommene Marktanteile der Brennstoffzelle an verkauften Erdgas-Heizungen in den betrachteten Szenarien.....	138
Abbildung 8.11: Angenommener Anteil von Erdgas an der fossilen Wärmeerzeugung in den betrachteten Szenarien.....	139
Abbildung 8.12: Szenarien des resultierenden Potenzials installierter Brennstoffzellenanlagen	142
Abbildung 8.13: Szenarien des erwartbaren Potenzials installierter Brennstoffzellenanlagen in Ein- und Zweifamilienhäusern, Varianten.....	142
Abbildung 8.14: Jährlicher Anlagenverkaufsmarkt in Stück in Ein- und Zweifamilienhäusern in den betrachteten Szenarien, Basisvariante.....	144
Abbildung 8.15: Jährlicher Anlagenverkaufsmarkt in Stück in Ein- und Zweifamilienhäusern in den betrachteten Szenarien, Variante B.....	145
Abbildung 8.16: Installierte Brennstoffzellenleistung aus dem erwartbaren Potenzial in Szenarien, Ein- und Zweifamilienhäuser.....	145
Abbildung 8.17: Verbleibendes fossiles Wärmeerzeugungspotenzial und erwartbare Erzeugung aus Brennstoffzellen in den betrachteten Szenarien in Prozent des Gesamtpotenzials des Wohngebäudesektors, Basisvariante.....	147
Abbildung 8.18: Erwartbare Stromerzeugung aus Brennstoffzellen in den betrachteten Szenarien in Prozent des Gesamtstrombedarfs in Deutschland, Varianten.....	148
Abbildung 8.19: Normierte geordnete Jahresdauerlinien des Raumwärmebedarfs verschiedener Referenzgebäude der Gebäudeklasse EFH.....	149
Abbildung 8.20: Jahresganglinie des Wärmebedarfs der Wohngebäude in Deutschland in den Jahren 2030 und 2050 nach betrachteten Szenarien.....	150
Abbildung 8.21: Jahresganglinie des Strombedarfs in Deutschland in den Jahren 2030 und 2050 nach betrachteten Szenarien.....	152

Abbildung 8.22: Jahresganglinie des Strom- und Wärmebedarfs in Deutschland in den Jahren 2030 und 2050 nach betrachteten Szenarien	153
Abbildung 8.23: Wochenganglinien der potenziellen Wärmeerzeugung von Brennstoffzellen in Wohngebäuden in Deutschland.....	155
Abbildung 8.24: Jahresverlauf der potenziellen Stromerzeugung aus Brennstoffzellen in Wohngebäuden in Deutschland.....	156
Abbildung 8.25: Jahresverlauf des Anteils der Strom- und Wärmeerzeugung aus Brennstoffzellen nach ihrem zu erwartenden Marktpotenzial.....	157
Abbildung 8.26: Vergleich der Auswirkung der Stromerzeugung aus Brennstoffzellen nach wärmegeführter und <i>Peak-Shaving</i> -Strategie auf die Restnachfrage an Elektrizität: Tagesverlauf.....	159
Abbildung 8.27: Beschaffung der Stromnachfrage durch Produkte der Strombörse	161
Abbildung 8.28: Ersatz von Stromerzeugung – Substitution nach Börsenprodukt.....	162
Abbildung 8.29: Reduktion der Netzhöchstlast über der installierten Brennstoffzellen-Leistung	164
Abbildung 8.30: Brennstoffbilanz des Brennstoffzelleneinsatzes.....	165
Abbildung 8.31: CO ₂ -Bilanz des Brennstoffzelleneinsatzes	166
Abbildung 8.32: Grenzwert der Investitionskosten für Brennstoffzellensysteme aus gesamtwirtschaftlicher Sicht	168
Abbildung 8.33: Veränderung im Stromerzeugungsmix durch den Einsatz von Brennstoffzellen – Szenario <i>Referenz</i> 2030.....	169
Abbildung 8.34: Veränderung im Stromerzeugungsmix durch den Einsatz von Brennstoffzellen – Szenario <i>Ökologisches Engagement</i> 2030	170

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1:	Technische Charakteristika von PEFC und SOFC im Vergleich.....	10
Tabelle 2.2:	Endenergiebedarf nach Sektoren und Energieart in Deutschland 1999.....	11
Tabelle 3.1:	Akteure und Rollen im Energiemarkt.....	22
Tabelle 3.2:	Varianten des Gegenwerts der Stromerzeugung aus Brennstoffzellen.....	31
Tabelle 3.3:	Verkaufswert und <i>Spark Spread</i> der Stromerzeugung aus Brennstoffzellen.....	33
Tabelle 4.1:	Charakteristika des Wohnungssektors in Deutschland im Jahr 2002.....	37
Tabelle 4.2:	Durchschnittliche Gebäude pro Gebäudeklasse nach Mirkozensus-Einteilung im Jahr 2002.....	42
Tabelle 4.3:	Resultierende prototypische Gebäude pro Gebäudeklasse des Wohngebäudemodells, Jahr 2002.....	42
Tabelle 4.4:	Szenarioannahmen zur Bevölkerungs- und Wohnflächenentwicklung.....	43
Tabelle 4.5:	Entwicklung der spezifischen Wohnfläche pro Person in den verschiedenen Gebäudeklassen bis 2050.....	44
Tabelle 4.6:	Entwicklung des Strombedarfs pro mittlerer Wohneinheit und Gebäudeklasse bis 2050.....	45
Tabelle 4.7:	Energiebedarfscharakteristika der Referenzgebäude zum Jahr 2010.....	46
Tabelle 4.8:	Vergleichsrechnung stromgeführter Brennstoffzellenbetrieb im prototypischen Gebäude EFH 100 des Jahres 2010 bei einer hohen und einer niedrigen zeitlichen Auflösung der zugrundeliegenden Jahresganglinien des Elektrizitätsbedarfs.....	47
Tabelle 4.9:	Einflussfaktoren des Raumwärmebedarfs von Gebäuden.....	48
Tabelle 4.10:	Einflussfaktoren des Brauchwarmwasserbedarfs.....	51
Tabelle 4.11:	Bandbreite des Brauchwarmwasserbedarfs verschiedener Tätigkeiten.....	51
Tabelle 4.12:	Höhe des personenspezifischen jährlichen Brauchwarmwasserbedarfs.....	53
Tabelle 4.13:	Modellinput: Personenspezifischer Brauchwarmwasserbedarf in Szenarien über der Zeit.....	54
Tabelle 4.14:	Einflussfaktoren des Elektrizitätsbedarfs.....	55
Tabelle 4.15:	Effizienzsteigerungspotenzial elektrischer Geräte.....	56
Tabelle 6.1:	Angenommene Preise für Reserveleistungsbereitstellung.....	71
Tabelle 6.2:	Energiepreisannahmen für die Simulationsrechnungen.....	72
Tabelle 6.3:	Optimale Anlagengröße, Resultat der Simulationsrechnungen für private, eigennutzende Betreiber.....	104
Tabelle 6.4:	Optimale Anlagengröße, speicherbewirtschaftende Strategie, Resultat der Simulationsrechnungen für Contractingmodelle.....	105
Tabelle 7.1:	Annahmen zu Emissionsfaktoren.....	116
Tabelle 7.2:	Wirkungsgradannahmen.....	117
Tabelle 7.3:	Ende der Emissionsvorteile von Brennstoffzellen.....	120
Tabelle 8.1:	Szenarioannahmen.....	124
Tabelle 8.2:	Annahmen der Szenarien der Wohngebäudeentwicklung.....	126
Tabelle 8.3:	Energetische Standards bei Gebäudesanierung und Neubau im Zeitverlauf ...	127
Tabelle 8.4:	Szenarien des personenspezifischen täglichen Brauchwarmwasserbedarfs.....	129
Tabelle 8.5:	Jahressummen des Gesamtwärmebedarfs in Szenarien.....	130
Tabelle 8.6:	Durch Solaranlagen induzierter Zusatzwärmebedarf nach Szenarien.....	133

Tabelle 8.7:	Anteil der Gebäudeklassen GMH und HoH am Gesamtwärmebedarf nach Szenarien.....	136
Tabelle 8.8:	Anhaltswert des mittleren jährlichen maximalen Brennstoffzellen-Zubaupotenzials in MW _{el}	140
Tabelle 8.9:	Summe der installierbaren Anlagen des erwartbaren Potenzials in Szenarien zwischen 2010 und 2050, Varianten	143
Tabelle 8.10:	Stromkennzahl neu errichteter Brennstoffzellenanlagen	146
Tabelle 8.11:	Maxima der installierten thermischen Brennstoffzellen-Leistung je Gebäudeklasse nach dem erwartbaren Potenzial in Szenarien.....	146
Tabelle 8.12:	Entwicklung der Wärmeerzeugung aus Brennstoffzellen in Szenarien	147
Tabelle 8.13:	Entwicklung der Stromerzeugung aus Brennstoffzellen in Szenarien	148
Tabelle 8.14:	Maximal installierbare thermische Leistung von Brennstoffzellen in Wohngebäuden in Deutschland, Anteil der Wärmeerzeugung am Bedarf.....	155
Tabelle 8.15:	Maximal installierbare elektrische Leistung von Brennstoffzellen in Wohngebäuden in Deutschland, Anteil der Stromerzeugung am Bedarf	156
Tabelle 8.16:	Eckdaten des Strombedarfs 2030 und 2050	163
Tabelle 8.17:	Arbeits- und Leistungsanteile installierter elektrischer Brennstoffzellenkapazität, Szenario <i>Referenz 2030</i>	163

Abkürzungs- und Formelverzeichnis

Allgemeine Abkürzungen, chemische Zeichen

BHKW	Blockheizkraftwerk
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BWK	Erdgas-Brennwertkessel
BZ	Brennstoffzelle
CO	Kohlenmonoxid
CO ₂	Kohlendioxid
D	Deutschland
EEG	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien
EEX	European Energy Exchange
EFH	Einfamilienhaus, 1 – 2 Wohneinheiten
EnEV	Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden („Energie-Einsparverordnung“)
FZJ	Forschungszentrum Jülich
G H D	Gewerbe, Handel, Dienstleistung
GMH	Großes Mehrfamilienhaus, 13 – 20 Wohneinheiten
GuD	Gas- und Dampfkraftwerk
H ₂	Wasserstoff
H _u	Heizwert
H _o	Brennwert
Hat	Hochtemperatur
HoH	Hochhaus, > 20 Wohneinheiten
KMH	Kleines Mehrfamilienhaus, 3 – 12 Wohneinheiten
KW	Kraftwerk
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung
NEH	Niedrigenergiehaus
NNE	Netznutzungsentgelte
NT	Niedertemperatur
O	Sauerstoff
PEM/ PEFC	Protonenaustauschmembran/ Polymerelektrolyt(membran)-Brennstoffzellen (<i>Proton Exchange</i> beziehungsweise <i>Polymer Electrolyte (Membrane) Fuel Cell</i>)
PH	Passivhaus
REG	Regenerative Energiequellen
SOFC	Festoxid-Brennstoffzellen (<i>Solid Oxid Fuel Cell</i>)
S	Schwefel
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UCTE	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity
V	Verbrennung(s)
VDI	Verein Deutscher Ingenieure
VV2+	Verbandsvereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie und über Prinzipien der Netznutzung
WBI	Wohnblock
WE	Wohneinheit
Whg	Wohnung
WSP	Wärmespeicher
ZFH	Zweifamilienhaus

Formelzeichen

d	Deckungsgrad
η	Wirkungsgrad
E	Standardpotenzial
E_H	Heizwertspannung
H	Enthalpie
k	Kosten
L	elektrische Energie
m	Masse
p	Druck
S	Entropie
Q	thermische Energie
ξ	spezifischer Emissionsfaktor
v	Vergütung

Indices

Br	Brennstoff
el	elektrisch
ges	gesamt
konv.	konventionell
th	thermisch
u	Umgebung

Einheiten

a	Jahr
cap	Person
d	Tag
€	Euro
g	Gramm
G	Giga- (10^9)
h	Stunden
k	Kilo- (10^3)
K	Kelvin
l	Liter
m	Meter
M	Mega- (10^6)
Mio.	Millionen
Pers	Person
T	Tera- (10^{12})
T	absolute Temperatur in Kelvin
tsd.	Tausend
ppm	parts per million
Vbh	Vollbenutzungsstunden
W	Watt

1 Einleitung

Eine der größten Herausforderungen unserer Zivilisation in den kommenden Jahrzehnten ist der Aufbau eines nachhaltigen und zukunftsfähigen Energiesystems. Bei global steigendem Energiebedarf offenbaren sich die Grenzen unseres derzeitigen Energiesystems in der Erschöpfbarkeit der fossilen Energieressourcen der Welt und in der Klimawirksamkeit der energiebedingten Treibhausgasemissionen. Die Problematik ist seit über dreißig Jahren bekannt [1], allerdings wird die Frage nach den zu schlussfolgernden Konsequenzen global, gesellschaftlich und privat kontrovers diskutiert. Auf der Suche nach Lösungen für das postfossile Zeitalter nimmt die Brennstoffzelle seit einigen Jahren einen wichtigen Platz in Wissenschaft und Technik ein als potenziell hocheffiziente Umwandlungstechnologie eines wasserstoffbasierten Energiesystems. Mittlerweile gibt es nennenswerte technologische Entwicklungen von Brennstoffzellen für die verschiedensten Anwendungsgebiete. So als Motor in Fahrzeugen, als Stromlieferant in tragbaren Geräten und auch als Kraft-Wärme-Kopplungsanlage für den Einsatz in Gebäuden.

Wasserstoff als Brennstoff für die Brennstoffzellen wird im jetzigen Energiesystem vorwiegend aus Erdgas gewonnen, so dass die Brennstoffzelle zunächst weder die Ressourcen- noch die Klimaproblematik grundsätzlich löst. Sie verspricht jedoch eine bessere Effizienz in der Energieumwandlung als viele bisherige Umwandlungstechnologien, und damit einen geringeren Energiebedarf, verbunden mit geringeren lokalen Schadstoffemissionen in den meisten ihrer Anwendungsbereiche. Darüber hinaus kann sie in der Anwendung als Kraft-Wärme-Kopplungsanlage in Wohngebäuden einen technischen Systemwandel einleiten und ein Segment eines neuen Energiesystems entstehen lassen. Während die Versorgung mit Wärme in Deutschland im wesentlichen durch lokal in den Gebäuden installierte Wärmeerzeuger und Heizungen realisiert wird, gelangt die Elektrizität zu einem überwiegenden Teil aus wenigen Großkraftwerken über das elektrische Netz zu den Verbrauchern. Technologien der gemeinsamen Erzeugung und Nutzung von Strom und Wärme durch Kraft-Wärme-Kopplung fanden bislang nur in kleineren dezentralen Kraftwerken mit angeschlossenen Wärmenetzen oder aber in der Versorgung größerer Objekte mit höherem Energiebedarf breitere Anwendung, so vor allem in der Industrie und in öffentlichen Gebäuden. Dies lag ursächlich begründet im Fehlen geeigneter, effizienter und kostengünstiger Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen des kleineren Leistungsbereichs, wie er für Wohngebäude charakteristisch ist.

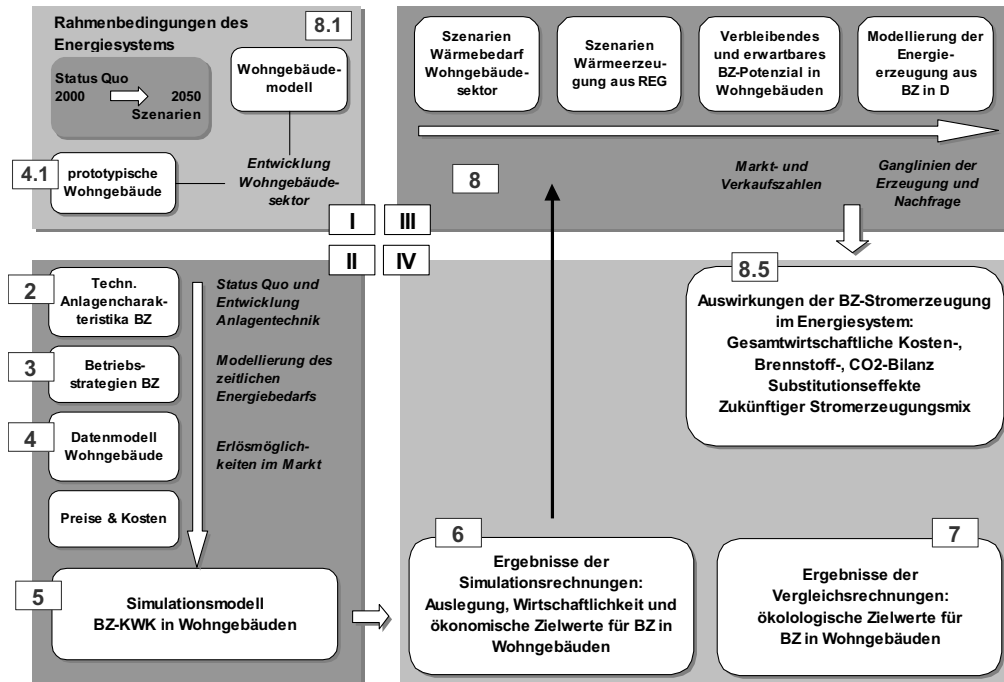
Aufgrund ihrer technischen Charakteristika kann die Brennstoffzelle diese Lücke schließen. Intensive Forschungs- und Entwicklungsarbeit wird in diesem Anwendungsfeld geleistet. Die verbreitete Anwendung von Brennstoffzellen als Kraft-Wärme-Kopplungsanlage in Wohngebäuden könnte so zu einem Systemwandel in der Elektrizitätserzeugung beitragen, indem ein nennenswerter Anteil des Elektrizitätsbedarfs in Deutschland ähnlich dem Wärmebedarf lokal erzeugt würde. Bei der RWE AG ging man im Jahr 2001 davon aus, dass bereits zum Jahr 2015 mehr als 10 % des Elektrizitätsbedarfs in Deutschland aus Brennstoffzellen erzeugt werden könnte [2, 3]. Auch wenn diese Zahl aus heutiger Sicht nicht bis zum Jahr 2015 erreicht wird, ist es offensichtlich, dass mit dem verstärkten Eintritt von Brennstoffzellen in

Wohngebäuden als Erzeuger von Strom und Wärme weitreichende Konsequenzen für die Infrastruktur der Kraftwerke, der elektrischen Netze und auch der Gasnetze als Transportsystem des Brennstoffs für die Brennstoffzellenanlagen verbunden wären. Primärenergiebedarf, Primärenergiemix und resultierende Treibhausgasemissionen könnten sich in entscheidendem Maße ändern. Unter diesen Rahmenbedingungen können völlig neue Szenarien des Energiesystems entworfen werden.

An diese Fragestellung knüpft vorliegende Arbeit an. Sie hat als Ziel, die mögliche Entwicklung von Kraft-Wärme-Kopplung aus Brennstoffzellen in Wohngebäuden in bestehende Langfristszenarien des Energiesystems für Deutschland [4, 5] zu integrieren. Ihr Einfluss auf die Stromerzeugung, den Energiemix und die Emissionsbilanz soll dargestellt werden. Veränderungen in der Infrastruktur des Energiesystems lassen sich hieraus ableiten. Die Methodik in der Entwicklung dieser Ergebnisse soll sich dabei nicht auf eine aggregierende Sichtweise beschränken. Vielmehr soll ihr eine detaillierte Betrachtung des Anlagen- und Erzeugungspotenzials von Brennstoffzellen in den Wohngebäuden des zukünftigen Energiesystems in Deutschland bis zum Jahr 2050 zugrundeliegen. Hieraus lassen sich volks- und betriebswirtschaftlich relevante Größen zum Absatzmarkt der Anlagen über dem Betrachtungszeitraum gewinnen. Weiterhin soll dezidiert die Wärme- und Stromerzeugung aus Brennstoffzellen in ihrem jährlichen Verlauf betrachtet werden, um Wechselwirkungen mit dem Elektrizitätssystem – beispielsweise die Reduktion der Höchstlast des elektrischen Netzes durch die Stromerzeugung aus Brennstoffzellen – sichtbar zu machen.

Die detaillierte Ermittlung des Anlagen- und Wärme- und Stromerzeugungspotenzials von Brennstoffzellen in Wohngebäuden setzt sowohl eine konkrete Vorstellung über den Status und die Entwicklung des Wohngebäudebestands in Deutschland über den Betrachtungszeitraum voraus, als auch über die Anlagenauslegung und Betriebsweise in den konkreten Anwendungsfällen. Beides bedingt eine Modellierung einerseits des Gebäudebestands und andererseits des Anlagenbetriebs in den unterschiedlichsten Gebäuden. Die Untersuchung des Wohngebäudebestands anhand statistischer Größen, die Bildung prototypischer Gebäude, die Modellierung der zeitlich detaillierten Energienachfrage für beliebige Gebäude, die Modellierung des Wohngebäudebestands bis zum Jahre 2050 nach verschiedenen Szenarien und der Aufbau detaillierter und flexibler mathematischer Modelle zur Simulation des Betriebs beliebiger Brennstoffzellenanlagen in beliebigen Gebäuden bilden den methodischen Schwerpunkt der Arbeit und die Voraussetzung zur Schaffung von Ergebnissen. Zielsetzung ist es, über detaillierte Modellierung und Simulation hinreichend exakte Kenntnisse über technisch und wirtschaftlich optimale Anlagenauslegung und -betriebsweise unter den veränderlichen Randbedingungen des zukünftigen Energiesystems in unterschiedlichsten Gebäuden zu gewinnen. Hieraus lassen sich wiederum praktische Richtlinien für die Entwicklung und den Einsatz der Anlagen ableiten.

Abbildung 1: Struktur und Aufbau der Arbeit



Legende: die römischen Ziffern bezeichnen die vier größeren syntaktischen Einheiten; die arabischen Ziffern bezeichnen die zugehörigen Kapitelnummern.

Methodisch nähert sich die Arbeit ihrer Zielsetzung einerseits über eine detaillierte energiewirtschaftliche Analyse des Systems Brennstoffzellen-Kraft-Wärme-Kopplungsanlage im Wohngebäude und andererseits über eine dynamische, das heißt die Veränderungen der Randbedingungen über dem Betrachtungszeitraum berücksichtigende Potenzialanalyse. Struktur und Aufbau der Arbeit gibt Abbildung 1 wieder. Syntaktisch lässt sich die Arbeit hierin in vier unterschiedliche Einheiten einteilen:

- I. Rahmenbedingungen des Energiesystems: Basis insbesondere für die spätere Modellierung des Brennstoffzellenpotenzials und der Wärme- und Stromerzeugung aus Brennstoffzellen sind die Rahmenbedingungen des Energiesystems in ihrem zeitlichen Verlauf, die in Form von bestehenden Energieszenarien vorgegeben werden. Die Herleitung prototypischer Referenz-Wohngebäude für die spätere detaillierte Simulationsrechnung und ein dynamisches Modell des Gesamtbestandes der Wohngebäude in Deutschland bilden dabei eine wichtige Untergruppe der Rahmenbedingungen.
- II. Entwicklung von Simulationsmodellen: Die Entwicklung der Modelle für die detaillierte Simulation des Betriebs und der Wärme- und Stromerzeugung von Brennstoffzellenanlagen in Wohngebäuden.

- III. Markt- und Erzeugungspotenzial: Die gesamtsystemare Analyse der Marktentwicklung und resultierenden Wärme- und Stromerzeugung von Brennstoffzellen in Wohngebäuden im zukünftigen Energiesystem.
- IV. Ergebnisse und Auswirkungen: Ergebnisse aus detaillierten Simulationsrechnungen, Potenzial- und Systemanalyse und ökologischer Vergleichsrechnung und resultierende Auswirkungen im zukünftigen Energiesystem.

Die Arbeit beginnt dabei mit einem einleitenden und die Grundlagen darlegenden Kapitel, welches kurz auf die Technik der Brennstoffzelle und ihre Anwendung als KWK-Aggregat in Wohngebäuden eingeht. Weiter wird die Neuheit des Marktes der Wohngebäude für KWK-Anlagen kurz dargestellt, und der Stand der technischen Entwicklung und Erprobung der Brennstoffzellenanlagen für Wohngebäude in Deutschland diskutiert. Es folgt ein Überblick über die wesentlichen bisherigen Forschungsaktivitäten im Bereich der Anwendung von Brennstoffzellen in Wohngebäuden, der mit einer Definition der Forschungslücke und der Zielsetzung der Arbeit schließt.

Nachfolgend stellt Kapitel 3 die möglichen unterschiedlichen Zielsetzungen des Betriebs von Brennstoffzellen in Wohngebäuden und ihre realen Erlösmöglichkeiten im heutigen und zukünftigen Energiesystem dar. Diese Erlösmöglichkeiten bilden eine wesentliche Grundlage für die Entwicklung von praktikablen Strategien für den Betrieb der Anlagen zur Optimierung ihrer Wirtschaftlichkeit. Neben betriebswirtschaftlich motivierten Strategien werden auch ökologisch und gesamtwirtschaftlich optimierende und motivierte Betriebsstrategien für Brennstoffzellen vorgestellt.

Das Kapitel 4 beschreibt die Datengrundlage und die Methodik zur Entwicklung und Modellierung von prototypischen Wohngebäuden, die als Referenzgebäude und Grundlage für die spätere detaillierte Simulation der Brennstoffzellenanwendung dienen. Dabei werden zunächst anhand der Statistiken von heute und der Vorgaben der Energieszenarien Gebäudeklassen und prototypische Gebäude für jede Gebäudeklasse ermittelt. Für diese Gebäude in ihrer Haushalte- und Personenstruktur werden Jahresganglinien des Energiebedarfs an Strom, Raumwärme und Brauchwarmwasser erstellt auf Basis detaillierter Datenmodelle, die kurz dokumentiert werden. Die Jahresganglinien des Energiebedarfs der Gebäude wiederum sind eine wesentliche Eingangsgröße für die Anwendungssimulation.

Die Systematik und den programmtechnischen Hintergrund der Simulationsrechnungen und ihre Umsetzung in Modellen beschreibt Kapitel 5. Die Ergebnisse werden ausführlich in Kapitel 6 dargestellt. Es werden exemplarisch der Verlauf von Energienbedarf und die zeitgleiche Wärme- und Stromerzeugung aus der Brennstoffzellenanlage nach verschiedenen Betriebsstrategien aufgezeichnet. Auf Ebene der Betriebsstrategien werden klassische wärme- und stromgeführte Fahrweisen bewertet, wie auch erweiterte Strategien der Bereitstellung von Reserveleistung und des Betriebs nach Vorgabe eines definierten Fahrplans. Bewertungs- und Vergleichsgrößen sind wirtschaftliche Daten, wie die höchsten zulässigen spezifischen Investitionskosten des Brennstoffzellensystems im Vergleich zu einem konventionellen Versorgungssystem, Energiebilanzen und Wärme- und Stromerzeugung des Brennstoffzellen-

systems, Anlagenauslastungen und Wechselwirkungen mit dem Energiesystem, wie die Menge des eingespeisten Stroms, der Brennstoffmehrbedarf und die Menge der vermiedenen CO₂-Emissionen. Zu den beschriebenen Größen werden Optima über Variation der installierten Anlagengröße je betrachtetem prototypischem Gebäude ermittelt. Verschiedene Gebäudegrößen und -standards werden verglichen. Auch werden verschiedene Betreibermodelle, insbesondere Wärmecontracting und privatwirtschaftlicher Betrieb, ökonomisch bewertet. Es folgt abschließend eine Darstellung der Ergebnisse von Sensitivitätsanalysen über vor allem die Veränderung der Energiepreise und anderer Parameter, und einen zusammenfassendes Fazit der Ergebnisse.

Kapitel 7 widmet sich den Bedingungen, unter denen Brennstoffzellen in Wohngebäuden im zukünftigen Energiesystem geringere Treibhausgasemissionen aufweisen als konkurrierende Technologien der Wärme- und Stromversorgung von Gebäuden. Es werden Zielwerte der Effizienz, des elektrischen Wirkungsgrads der Brennstoffzellenanlagen über dem Betrachtungszeitraum ermittelt, die in zwei betrachteten Szenarien des Energiesystems erreicht werden müssen, um geringere Treibhausgasemissionen als die konkurrierenden Technologien zu erreichen. Die Ergebnisse dienen wiederum als Eingangsgrößen bei der Bestimmung des Brennstoffzellenpotenzials über der Zeit in Kapitel 8, zum Beispiel als zeitliche Grenze der ökologisch vorteilhaften Einsetzbarkeit von Brennstoffzellen.

Kapitel 8 schließlich entwirft ein Szenario des zukünftigen Energiesystems in Deutschland unter Einbeziehung von Brennstoffzellen in Wohngebäuden. Zu Beginn werden die wesentlichen Rahmenbedingungen des zukünftigen Energiesystems dargelegt. Es werden dabei zwei verschiedene Szenarien der zukünftigen Entwicklung des Energiesystems skizziert, ein Referenzszenario und ein Szenario *Ökologisches Engagement*, welches über verminderte Energienachfrage und den Einsatz regenerativer Energiequellen die in der wissenschaftlichen Diskussion [6] als notwendig erachteten Zielvorgaben zur Reduktion der Treibhausgasemission erfüllt. Auf dieser Basis werden über den Entwurf eines Wohngebäudemodells mit 215 verschiedenen Referenzgebäuden Szenarien zur zukünftigen Entwicklung des Gebäudebestands aufgesetzt, und die resultierende Entwicklung des Wärmebedarfs auf Basis dieses Modells – *bottom up* – ermittelt. Die Arbeit liefert so nebenbei die ersten Jahresganglinien des summierten Wärmebedarfs aller Wohngebäude in Deutschland. Ausgehend vom Wohngebäudemodell und den Ergebnissen aus den Kapiteln 6, 7 und 3 bezüglich der optimalen Auslegung und Betriebsstrategie der Brennstoffzellenanlagen, wie auch ihrer ökologischen Konkurrenzfähigkeit gegenüber alternativen Technologien im Zeitverlauf, wird das Anlagen- und Erzeugungspotenzial der Brennstoffzellenanlagen im Zeitverlauf dargestellt. Grundlage hierfür ist die Modellierung des Brennstoffzelleneinsatzes und -betriebs in den Referenzgebäuden des Wohngebäudemodells, unter der Maßgabe eines erwarteten Markteintritts und angenommener Markteindringungsgeschwindigkeiten. Bestände konventioneller Versorgungsanlagen werden berücksichtigt, ebenso wie konkurrierende, insbesondere regenerativ basierte Wärmeerzeugungstechnologien und deren möglicher Marktanteil. Aus dem modellierten Anlageneinsatz wird die erwartbare Gesamterzeugung an Elektrizität und Wärme der Anlagen für ganz Deutschland im Jahresverlauf für verschiedene Stützjahre des Betrachtungszeitraums ermittelt.

tungszeitraums dargestellt. Aus ihr ermitteln sich die Auswirkungen der Wärme- und insbesondere der Stromerzeugung aus Brennstoffzellen im Energiesystem, so in der Reduzierung von Reserveleistung, Kraftwerks- und Stromnetzinfrastruktur, Treibhausgasemissionen und gesamtwirtschaftlichen Kosten. Die Einbeziehung von Brennstoffzellen in Wohngebäuden in die Strom- und Wärmeerzeugung führt so schließlich zu einem veränderten Energie- und Kraftwerksmix, und zu einem veränderten Szenario des zukünftigen Energiesystems in Deutschland.

Abschließend fasst Kapitel 9 die wesentlichen Erkenntnisse der Arbeit zusammen.

2 Brennstoffzellen in Wohngebäuden – Grundlagen, Stand der Forschung und Technik

2.1 Was sind Brennstoffzellen?

2.1.1 Prinzip

Brennstoffzellen sind elektrochemische Energiewandler, die die chemisch gebundene Energie eines kontinuierlich zugeführten Brennstoffs durch flammenlose Oxidation in elektrischen Strom umwandeln können. Wie bei jedem realen Prozess wird hierbei Wärme frei. Der prinzipielle physikalische Aufbau besteht aus einer Anode, an der der Brennstoff vorliegt, einer Kathode, an der Sauerstoff vorliegt, und einer Trennschicht (Elektrolyt) zwischen Anode und Kathode. Die Oxidation geschieht durch Ionentransport durch die Trennschicht, wodurch sich zwischen Anode und Kathode eine elektrische Spannung aufbaut. Prinzip und erste technische Realisierung aus dem Jahr 1840 sind älter als der Verbrennungsmotor. Eine nennenswerte technische Entwicklung hat allerdings erst seit Mitte der fünfziger Jahre begonnen, die sich in der Folgezeit zunächst eher zögerlich fortsetzte [7]. Im letzten Jahrzehnt sind politischer und gesellschaftlicher Glaube und Erwartung an ihren Einsatz in der Energietechnik als mögliche und konkurrenzfähige Option im Vergleich zu konventionellen Arten der Energieumwandlung – thermischen Kraftwerken, Verbrennungsmotoren – gewachsen. Bedingt dadurch sind parallel Forschungsgelder¹ gestiegen und Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten intensiviert und ausgeweitet worden [8, 9, 10, 11].

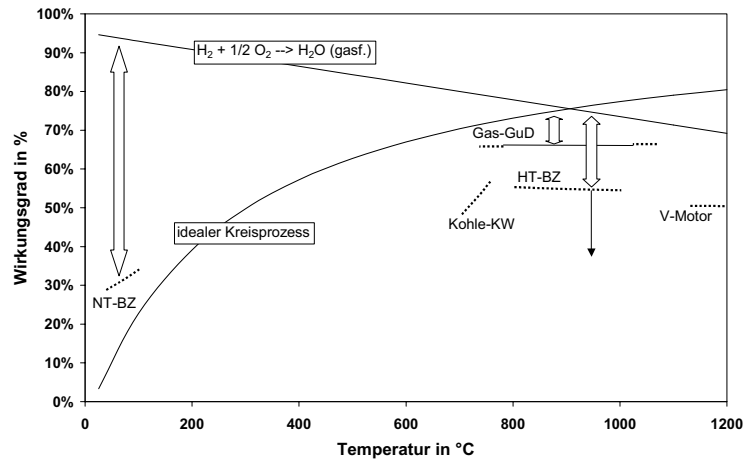
Die grundlegenden Vorteile der direkten elektrochemischen Umwandlung in der Brennstoffzelle gegenüber thermischen Prozessen liegt in der potenziell höheren Effizienz der Stromerzeugung aus Brennstoff, vor allem bei niedrigen Prozesstemperaturen (vgl. Abbildung 2.1). Anders als beim Wärmekraftprozess ist es durch den Brennstoffzellenprozess möglich, hohe theoretische Wirkungsgrade der Energieumwandlung hin zu elektrischer Energie bei niedrigen Prozesstemperaturen² zu erreichen. Während allerdings Verbrennungsmotoren und thermische Kraftwerke nahezu ein Jahrhundert intensiver Forschungs- und Optimierungsarbeit in ihren heutigen Produktlinien haben, steht die Brennstoffzelle relativ gesehen am Anfang. Das Verhältnis zwischen theoretischem und heute erreichtem elektrischen Wirkungsgrad bleibt – insbesondere bei den für die Wohngebäudeversorgung entwickelten Brennstoffzellen – noch weit hinter selbigem der Konkurrenztechnologien zurück³.

¹ Zum Beispiel innerhalb der Forschungsrahmenprogramme der Europäischen Union von 8 Mio. € (1988-1992) auf 54 Mio. € (1994-1998) [8].

² In der Praxis heutiger Brennstoffzellensysteme gehen mit abnehmenden Temperaturen jedoch zunehmende Innenwiderstände und in Resultat geringere Wirkungsgrade einher.

³ Hausenergie-BZ: $\eta_{\text{gemessen}}/\eta_{\text{theoretisch}} \approx 42\%$; Kohle-KW: $\eta_{\text{gemessen}}/\eta_{\text{theoretisch}} \approx 80\%$; Gas-GuD: $\eta_{\text{gemessen}}/\eta_{\text{theoretisch}} \approx 88\%$.

Abbildung 2.1: Idealer thermodynamischer Wirkungsgrad der Wasserstoffoxidation und des Wärme-Kraft-Kreisprozesses (CARNOT-Prozess) über der Prozesstemperatur, real erreichte Systemwirkungsgrade verschiedener Stromerzeugungstechnologien⁴



Quelle: eigene Darstellung nach [12]. Idealer thermodynamischer Wirkungsgrad eines Kreisprozesses (CARNOT'scher Kreisprozess bei $T_u = 298$ K) und der Wasserstoffoxidation (bei $p = 1$ bar), sowie reale erreichte elektrische (mechanische) Systemwirkungsgrade von Kraftwerken, Verbrennungsmotor und Brennstoffzelle (heizwertbezogen). Es gilt: $\eta_{\text{CARNOT}} = 1 - T_u / T$. $\eta_{\text{th, Reaktion}} = 1 - T \Delta S / \Delta H = E / E_H$.

2.1.2 Brennstoffe und Klimaschutz

Brennstoffzellen als flammenlose Energiewandler können nicht mit jedem beliebigen kohlenstoffhaltigen Brennstoff betrieben werden. Sie oxidieren Wasserstoff⁵, nutzen die Umkehrreaktion zur Elektrolyse. Dies begründet zum Teil die Dialektik, die sie begleitet: Mythos einer „sauberen“ Technologie und Problematik der Brennstoffgewinnung. Wasserstoff ist kein Primärenergieträger. Er muss aus anderen Quellen bereitgestellt werden. Solange dies Kohlenwasserstoffe wie Erdgas oder Erdöl sind, kann die Brennstoffzellentechnologie – abgesehen von Vorteilen bei Schadstoffemissionen – zur Verminderung von Treibhausgasemissionen nur durch eine bessere Umwandlungseffizienz im Vergleich zu konventionellen Umwandlungstechnologien beitragen. Falls genügend regenerative Energiequellen zur Produktion des Wasserstoffs zur Verfügung stehen, stellt sich direkt die Frage nach der Notwendigkeit der Wasserstoffherzeugung und Verstromung durch eine Brennstoffzelle. Die Verluste, die durch diese Umwandlungskette im Vergleich zur direkten Nutzung etwa regenerativ erzeugten Strom entstehen, werden nur dort gerechtfertigt sein, wo Energie gespeichert werden muss: sei es zum Ausgleich saisonaler oder tageszeitlicher Nachfrageschwankungen des Stromsystems, sei es bei mobilen Anwendungen. Für die Anwendung in der häuslichen Strom- und Wärmeerzeugung bleibt offen, ob sich eine dem Gasnetz entspre-

⁴ Die Akronyme bedeuten: Niedertemperatur-Brennstoffzelle (NT-BZ), Hochtemperatur-Brennstoffzelle (HT-BZ), Gas- und Dampfkraftwerk (GuD), Kohlekraftwerk (Kohle-KW), Verbrennungsmotor (V-Motor).

⁵ Ausnahme: Hochtemperaturzellen oxidieren auch CO.

chende, ausdifferenzierte Infrastruktur der Wasserstoffverteilung etablieren kann, sofern Wasserstoff nicht lokal erzeugt wird. Bis dahin wird Erdgas – nicht zu vergessen Biogas und eventuell Sondergase – der Wasserstofflieferant und eigentliche Brennstoff für Brennstoffzellen, speziell in Wohngebäuden, sein.

2.1.3 Anwendungsmöglichkeiten in Wohngebäuden

Aufgrund ihrer Eigenschaft, Strom und Wärme zu erzeugen, eignen sich Brennstoffzellen prinzipiell als Energiequelle für vielfältige Anwendungen. Die nahezu beliebige Skalierbarkeit der einzelnen energieumwandelnden Zelle und die beliebige Modularität vieler zu einer Komponente – *Stack* – zusammengefassten Zellen ermöglichen den Einsatz als Stromquelle für Verbraucher mit elektrischen Leistungen weniger Watt – zum Beispiel portable Geräte wie Mobiltelefone und Notebooks – bis hin zur Stromerzeugung im Maßstab mehrerer Megawatt. Der Betrieb als Batterie-Ersatz, als Kraftwerk wie als Stromquelle für Elektromotoren in Fahrzeugen ist möglich. Aus Gesichtspunkten der Energieeffizienz besonders interessant sind Anwendungen in der gekoppelten Erzeugung von Wärme und Strom. [13, 14, 15]

In der technischen Realisierung haben sich verschiedene Konzepte in den letzten Jahren etabliert. Eine detaillierte Diskussion der Technik, der Möglichkeiten und Beschränkungen findet sich zum Beispiel in [12, 13, 16]. Relevant für den Bereich der Wohngebäudeversorgung sind nach heutigem Stand einerseits Protonenaustauschmembran-Brennstoffzellen⁶ (PEM-, PEFC) und andererseits Festoxid-Brennstoffzellen (SOFC). In ihrer Anwendung ergeben sich vereinfacht folgende Unterschiede (vgl. Tabelle 2.1):

- SOFCs sind Hochtemperatur-Brennstoffzellen. Ihr Vorteil besteht in einer besseren Verträglichkeit der bei der Gewinnung von Wasserstoff aus beispielsweise Erdgas anfallenden Nebenprodukte (zum Beispiel Kohlenmonoxid), einer daraus folgenden einfacheren Gasaufbereitung und der Möglichkeit der internen Reformierung des Erdgases, einem einfacheren Systemdesign wie auch kostengünstigeren Katalysatormaterialien. Ihr Nachteil liegt in bedingt durch Betriebstemperatur und Systemdesign notwendigen hitzebeständigen und damit teureren Materialien und langen Start- und Aufheizphasen verbunden mit einer geringen Zyklendifestigkeit, so dass sie sich nur eingeschränkt für den diskontinuierlichen Betrieb eignen.
- PEFCs sind Niedertemperatur-Brennstoffzellen. Ihr Vorteil besteht in kurzen Startphasen, einer hohen Zyklendifestigkeit und guter Teillastfähigkeit, die sie für den intermittierenden und lastvariablen Betrieb prädestiniert. Ihr Nachteil besteht in einer geringen Verträglichkeit der bei der Wasserstoffgewinnung aus Erdgas anfallenden Nebenprodukte, vor allem Kohlenmonoxid, wodurch eine technisch aufwendige Gasreinigung nötig wird. Aufgrund der niedrigeren Temperaturen

⁶ Auch: Polymerelektrolyt(membran)-Brennstoffzellen genannt. Akronyme: PEM-, PEFC: Proton Exchange bzw. Polymer Electrolyte (Membrane) Fuel Cell. SOFC: Solid Oxid Fuel Cell.

muss die Reaktionskinetik in der Brennstoffzelle durch teure Katalysatormaterialien (Platingruppen-Metalle) beschleunigt werden. Für die Funktion der heute verwendeten Elektrolytmembran ist außerdem das Vorhandensein von flüssigem Wasser notwendig, was ein entsprechendes Wassermanagement für die Zelle erfordert.

Tabelle 2.1: Technische Charakteristika von PEFC und SOFC im Vergleich

	PEFC	SOFC
Betriebstemperatur	Ca. 80°C	Ca. 800-1000°C
Brenngas	Wasserstoff	Wasserstoff (Erdgas, CO)
Anforderungen an Gasqualität	- Aufwendige Gasreinigung, CO < 100 ppm, Schwefelintoleranz	+ CO-Toleranz, H ₂ S < 10 ppm
Brenngaserzeugung	Externe Reformierung	Interne Reformierung möglich
Lastwechseldynamik	+ beschränkt durch Reformierung (Abhilfe: Reformatgasspeicher)	- beschränkt durch Reformierung
Zyklenbeständigkeit	+ aufgrund niedriger Betriebstemperatur	- aufgrund hoher Betriebstemperatur (thermische Spannungen)
Elektrischer Wirkungsgrad, Effizienz	o in kleinen Leistungsgrößen	o in kleinen Leistungsgrößen
Langzeitstabilität der Effizienz	+ geringe Degradation	- hohe Degradation
Anlagenkomplexität (= Kosten)	-	+

Quellen: [12, 15]. Legende: + besser bewertet, - schlechter bewertet, o mittel bewertet.

SOFCs sollten im Prinzip im Dauerbetrieb laufen, um An- und Abfahrzyklen zu verhindern. Dies widerspricht der Nachfragecharakteristik der Wärme in Wohngebäuden insbesondere im Sommer. Sofern es hier in Zukunft keine anlagentechnische Lösung gibt⁷, müssen solche Anlagen zum Teil unter zusätzlichem Brennstoffeinsatz im Bereitschaftsbetrieb auf Betriebstemperatur gehalten werden und können in Folge nur auf den nahezu ganzjährig mit Ausnahme der Urlaubstage konstanten Bedarf an Brauchwarmwasser dimensioniert werden. Niedertemperatur-Brennstoffzellen benötigen dagegen eine hohe Gasreinheit, um Leistungsdichteverlust und vorzeitige Alterung zu verhindern. Die Gasreinigung wiederum ist technisch aufwendig und investitionsintensiv. Mehr noch als Hochtemperatur-Brennstoffzellen sind diese Systeme zu einer deutlichen Kostenreduktion gezwungen, um in Bereiche annähernder Wirtschaftlichkeit im Einsatz in der Hausenergieversorgung zu gelangen. Dabei können sowohl neue technische Lösungen zu einfacheren und günstigen Konzepten verhelfen, oder durch den Serien-Fertigungsprozess und zukünftige Serienproduktion wird eine merkliche Kostenreduktion erzielt.

Die Nachfrage an elektrischer Leistung netzgekoppelter Verbraucher definiert sich bei einer relativ konstanten Netzspannung durch die Höhe des Strombedarfs. Das Strom-Spannungs-

⁷ Vgl. zum Beispiel [17].

Verhältnis der Brennstoffzellen-Stromerzeugung ist hingegen durch ihre charakteristische Strom-Spannungs-Kennlinie vorgegeben, wobei sich die Spannung über die Brennstoffzufuhr bestimmt. Die Regelung und Anpassung der Brennstoffzellenleistung an die Nachfrage geschieht demzufolge durch Steuerung der Brennstoffzufuhr, wobei durch über eine Leistungselektronik eine gewisse Entkopplung erreicht wird. Das Erfüllen einer exakten Leistungsanforderung durch die Brennstoffzelle wird immer dort wichtig, wo sie direkt mit der Nachfragelast gekoppelt ist (zum Beispiel Fahrzeugantrieb) oder eine entsprechende Nachfrageganglinie abfahren soll (zum Beispiel stromgeführter Betrieb in einem Wohngebäude). Die Zufuhr des Brennstoffs wird dann an die Nachfragelast angepasst. Bei Erdgasbetrieb der Brennstoffzelle bedeutet dies, auch die Brenngaserzeugung im Reformier an die Last anzupassen. Die Schwachstelle der Lastdynamik der Brennstoffzelle liegt meist hier in der begrenzten Dynamik der Reformierung.

2.2 Wohngebäude als ein potenzieller Markt

Wie beschrieben eröffnet sich für Brennstoffzellen ein breites Anwendungsspektrum. Vorliegende Arbeit konzentriert sich auf den Einsatz von Brennstoffzellen als KWK-Anlagen zur Lieferung von Strom und Wärme in Wohngebäuden im zukünftigen Energiesystem. Sie tut dies aus zwei Gründen:

□ *Energiewirtschaftliche Relevanz*

Während zum Beispiel portable Geräte nur beschränkte Relevanz im Sinne des Anteils ihrer Energienachfrage am Gesamtbedarf besitzen, macht die Strom- und Wärmeversorgung der Haushalte und der Industrie einen wesentlichen Teil des Gesamtenergiebedarfs aus (vgl. Tabelle 2.2).

Tabelle 2.2: Endenergiebedarf nach Sektoren und Energieart in Deutschland 1999

	Raumwärme und Warmwas- ser	Prozess- wärme	Strom	Sonst. mechanische Energie	Summe	Anteil
	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	%
Industrie	69,2	389,1	199,4	4,1	661,8	25,4 %
G H D	240,1	46,4	99,3	34,2	420	16,1 %
Haushalte	665,9	4,9	86,3		757	29,0 %
Verkehr			13	757,8	770,9	29,5 %
Summe	975,2	440,4	398	796,1	2609,7	
Anteil von gesamt	37,4 %	16,9 %	15,3 %	30,5 %	100,0 %	
davon: Anteil Haushalte	68,3 %	1,1 %	21,7 %		29,0 %	

Quelle: eigene Darstellung nach [18].

□ *Ein neuer KWK-Markt*

Kraft-Wärme-Kopplung ist nichts grundsätzlich Neues. Es gibt bereits einige Untersuchungen über ihr Potenzial in einem zukünftigen Energiesystem [19, 20]. Diese, wie

auch die bisherigen Anwendungen von Kraft-Wärme-Kopplung, beziehen sich allerdings nahezu ausschließlich auf den Bereich größerer Wohnobjekte, kommunaler und öffentlicher Einrichtungen und Gewerbe und Industrie. Während Kraft-Wärme-Kopplung dort seit vielen Jahren eingesetzt wird, fehlten im Bereich der kleinen Leistungen der Haushalte bisher geeignete Technologien, um diesen Markt für Kraft-Wärme-Kopplung zu öffnen.

Tatsächlich gibt es zwar in den letzten Jahren vermehrte Anstrengungen, zum Teil auch technische Neu- und Weiterentwicklungen⁸, um mit Kleinaggregaten – so genannter *Mikro-KWK* – in den Markt der Wohngebäude einzudringen [21]. Beispiele solcher Entwicklungen sind vor allem Stirling⁹-Motor- und Otto-Motor-Blockheizkraftwerke (BHKW). Dennoch ist ihr Marktanteil bezogen auf den Gesamtmarkt in Deutschland und Europa verschwindend gering. Brennstoffzellenaggregate versprechen aufgrund ihrer technischen Charakteristika,

- in einem großen Leistungsbereich bis hinunter zu elektrischen und thermischen Leistungen weniger hundert Watt hergestellt werden zu können, und ein dem entsprechend großes Spektrum des Wohngebäudebestands versorgen zu können,
- durch gute Teillastfähigkeit bei hohem Wirkungsgrad wesentlich effizientere Energieumwandler zu sein als konventionelle Wärmekraft-BHKW.

Sie haben daher im Gegensatz zu bisherigen Ansätzen das Potenzial, den Markt der Wohngebäude für KWK-Anlagen vollständig zu erschließen und konventionelle reine Wärmeerzeugungstechnologien zu ergänzen, im Extremfall sogar vollständig abzulösen. Brennstoffzellen in Wohngebäuden werden sich allerdings nur dann durchsetzen, wenn sie technisch ausgereift und zuverlässig und im Vergleich zu konkurrierenden Technologien kostengünstig, wartungsarm und effizient ihre Dienste verrichten. Heute verfügbare Anlagen für Wohngebäude erfüllen diese Anforderungen nur bedingt. Entsprechende Entwicklungsarbeit ist noch zu leisten. Status Quo und Perspektiven zeigt Kapitel 2.3.

2.3 Stand der technischen Entwicklung und Erprobung von Brennstoffzellen für Wohngebäude

2.3.1 Umfeld und Status Quo

Brennstoffzellensysteme für die Hausenergieversorgung im Leistungsbereich unter 10 kW_{el} werden im deutschsprachigen Raum von im wesentlichen fünf Firmen entwickelt¹⁰ [25, 26].

⁸ Z.B. Freikolben-Dampfmaschinen-BHKW [22].

⁹ Ein großer englischer Versorger – E.ON-Tochter PowerGen – hat im August 2004 den Kauf von 80.000 Stirling-Heizgeräten der neuseeländischen Firma Whisper Tech innerhalb der nächsten fünf Jahre bekanntgegeben [23, 24]. Ziel ist die Bündelung und Verstärkung des Dienstleistungsangebots für Privatabnehmer („Home Energy Services business“), zu dem neben der Stromversorgung auch die Wärmeversorgung im Sinne eines „Rundum-Sorglos“ („peace of mind“-)Pakets treten soll [24].

¹⁰ Zum Vergleich: in Japan gibt es gegenwärtig ca. 15 Hersteller mit insgesamt über 60 Anlagentypen [25].

Der Entwicklungsstand der verschiedenen Systeme ist zum jetzigen Zeitpunkt recht unterschiedlich und reicht von einzelnen Prototyp-Anlagen über Beta-Units bis hin zu kleineren und größeren Feldtests und der Vorbereitung einer Kleinserie [26]. Allen gemein ist, dass der Beginn der Markteinführung nicht vor Ende dieses Jahrzehnts erwartet wird. Gegenwärtig sind weniger als 200 Anlagen in Deutschland installiert [25]. Wesentliche Entwicklungsarbeit ist vor allem in den Bereichen Lebensdauer (Steigerung um den Faktor 5-10), technische Reife, Effizienz (elektrischer Wirkungsgrad: Steigerung um den Faktor 1,5) und Zuverlässigkeit (nahezu Verdopplung der jährlichen Betriebszeiten) sowie Kosten (Verminderung um den Faktor 5-10) [27, 7] zu leisten.

Im Zuge einer allgemeinen *New Economy*-Begeisterung und gezielten Marketings verschiedener Brennstoffzellen-Entwickler gab es um die Jahrtausendwende eine regelrechte Brennstoffzellen-Euphorie in der Öffentlichkeit¹¹ [28, 29]. Mittlerweile ist auch in der veröffentlichten Meinung Realismus eingekehrt [30, 31]. Brennstoffzellen-Aktien haben seit Börsenhöchststand bis Ende 2004 ca. 75 % an Wert verloren, und Energieversorger in den U.S.A. fuhren ihre Investitionen in Brennstoffzellen-Forschung und -Entwicklung zurück [32]. Dennoch ist das Investitionsklima immer noch gut und die öffentliche Unterstützung durch Förderprogramme nach wie vor groß. Im laufenden 6. Forschungsrahmenprogramm der Europäischen Union sind bereits 100 Mio. € bereitgestellt worden, noch einmal 150 Mio. € werden es in den kommenden Ausschreibungen sein. Für Brennstoffzellen in der Hausenergieversorgung im speziellen gibt es seit dem Jahr 2000 einen eigenen Forschungsschwerpunkt der Bundesregierung. [26, 9, 10]

Die zum gegenwärtigen Zeitpunkt technisch ausgereiftesten Konzepte europäischer Brennstoffzellen-Entwickler im betrachteten Einsatzfeld präsentieren die Firmen Sulzer Hexis und Vaillant. Sulzer Hexis hat mittlerweile über 100 Anlagen installiert, die zusammen über eine Million Betriebsstunden akkumuliert haben. Sie basieren auf dem Konzept einer planaren SOFC mit ca. 1 kW elektrischer Leistung. Vaillant hat ca. 60 Anlagen aufgestellt und damit zusammen ca. 280.000 Betriebsstunden erreicht. Ihre Anlagen sind mit 4,6 kW_{el} für den Betrieb in größeren Wohngebäuden ausgelegt und nutzen die PEFC-Technik. Beide Unternehmen haben Neuerungen angekündigt: Sulzer Hexis wollte zum Herbst 2005 eine Kleinserienproduktion starten, doch im August 2005 hat der Mutterkonzern die Einstellung weiterer Investitionen ab 2006 bekanntgegeben [33]. Vaillant wechselt das Membrankonzept¹². Die neue Elektrolytmembran wird nicht mehr auf das Vorhandensein flüssigen Wassers für die

¹¹ Die Presse nahm das Thema „Brennstoffzelle und Wasserstoff“ gerne auf und vermittelte – sei es zum Teil in Unwissenheit, sei es mit Vorsatz – Begriffe wie „Null-Liter-Auto“ und andere [28], die eine zukünftige umweltfreundliche und sorgenfreie Energieversorgung und -umwandlung durch Brennstoffzellen suggerierten. Dahinter steckte und steckt wohl eine kulturhistorische Sehnsucht, das Industrie- und Stahlzeitalter mit seinem Kohlemetabolismus, seinen CARNOT'schen kesselbefeuerten Dampfmaschinen und Pendelhubkolben-Motoren hinter sich zu lassen, und endlich auch im Bereich der Energieversorgung in das Informationszeitalter, die Epoche der Bits und Bytes, der Elektronen statt Protonen einzutreten. Brennstoffzelle und Wasserstoff waren dabei das Begriffspaar, dass der Sehnsucht eine Heimat gab: sauberes Wasser, den Lebensspender, würde diese Technologie emittieren anstelle von Kohlendioxid, des Klimakillers.

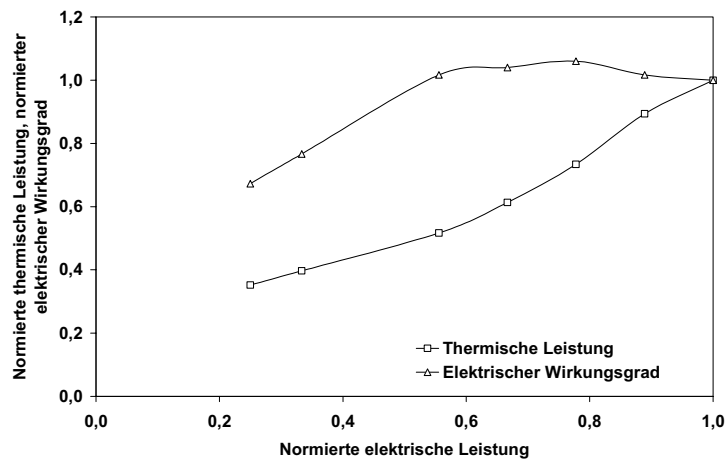
¹² Anstelle der Wasser benötigenden Nafionmembran wird eine phosphorsäurehaltige Membrane aus Polybenzimidazol eingesetzt werden.

Protonenleitfähigkeit angewiesen sein, so dass höhere Betriebstemperaturen bis 200° C möglich sein sollen und sich die Gasverträglichkeit der Zelle verbessern, das Systemdesign vereinfachen und letztlich die Kosten reduzieren sollen [34].

2.3.2 Technische Charakteristika

Die auf dem Prüfstand und im Feld erreichten elektrischen Wirkungsgrade beider angesprochener Brennstoffzellensysteme liegen noch unter 30 %. Die für das Vaillant-System gemessenen normierten Verläufe von elektrischem Wirkungsgrad und thermischer Leistung über der elektrischen Leistung zeigt Abbildung 2.2. Sie sind so in die Modellierung der Brennstoffzellensysteme (vgl. Kapitel 5 und 6) übernommen worden. Der Startvorgang einer PEFC-Anlage für Wohngebäude dauert zur Zeit noch über zwei Stunden, bedingt durch Reformier und Gasreinigung¹³. Ziel ist hier ein Verkürzen auf etwa 30 Minuten. Die Startzeiten einer SOFC liegen um ca. den Faktor 10 höher. Während des Startvorgangs einer Vaillant-PEFC werden ca. zwei Kilowattstunden (kWh) elektrischer Energie benötigt, aber bereits ca. 13 kWh thermischer Energie erzeugt. Für SOFCs kann während des Startvorgangs gar von einem elektrischen Leistungsbedarf in Größenordnung der Nennleistung ausgegangen werden. Auch bei der PEFC führen die Startzyklen zu einer Degradation der Katalysatoren, was praktisch gegen einen taktenden Betrieb der Anlage spricht. Laständerungen um 500 W_{el} dauern ca. zwei Minuten, die zugehörige thermische Leistung stellt sich in Abhängigkeit der beheizten Masse des Systems erst einige Minuten später ein. [27, 35, 36, 37, 38]

Abbildung 2.2: Verlauf von thermischer Leistung und elektrischem Wirkungsgrad über der elektrischen Leistung für eine PEFC-Brennstoffzelle (modelliert)



Quelle: eigene Berechnung nach [38].

¹³ Die Wasserstoff-Shift-Reaktion muss stabil laufen.

2.4 Stand der Anwendungsforschung

Die Weiterentwicklung und Hinführung zur technischen Reife ist immer noch das Hauptaktivitätsfeld der Entwicklung von Brennstoffzellensystemen und ihrer Komponenten. Mit absehbarer Verwirklichung der Konzepte zur Hausenergieversorgung durch Brennstoffzellen rücken allerdings zunehmend Fragestellungen in den Blickpunkt, die von der Anwendungsseite der Technologie kommen. Gegenstand der Forschung sind bereits Fragen zu

- Betriebsstrategien, der Fahrweise der Anlagen,
- damit zusammenhängend den Erlösmöglichkeiten im Energiemarkt und
- der Auslegung und Größe der Anlage,
- zusammenfassend der technischen und wirtschaftlichen Systemanalyse in der Anwendung,
- den resultierenden Marktpotenzialen und konkreten Einsatzfeldern,
- möglichen Hemmnissen und Problemfeldern wie der Beeinflussung des elektrischen Netzes und anderes mehr.

Vorliegende Arbeit konzentriert sich auf diese anwendungsseitigen Fragen.

2.4.1 Betriebsstrategie, Betreibermodell

Der Betrieb einer Brennstoffzelle in einem eigengenutzten Wohngebäude zur Substitution des Strombezugs aus dem öffentlichen Netz und zur Unterstützung der Wärmeerzeugung, ist – wie an späterer Stelle gezeigt wird (vgl. Kapitel 6) – eine der zur Zeit wirtschaftlichsten Varianten. Daneben ist es möglich, dass eine solche Anlage durch einen Energieversorger im Wärmecontracting betrieben wird. Auch ist es denkbar, dass der Wohngebäudeeigentümer zwar Eigentümer der Anlage ist, die Bewirtschaftung der Stromerzeugung jedoch einem Energieversorger oder Netzbetreiber überträgt. Hintergrund dieser Überlegungen ist, durch gezielte Vorgaben zu Stromerzeugung die Wertschöpfung des Anlagenbetriebs zu verbessern.

Technische Voraussetzung dafür ist, dass a) die Anlage (kurzfristige) Vorgaben zur Leistungsabgabe nachfahren kann, und b) diese Vorgaben durch eine geeignete Informationsübermittlung die Anlage erreichen. Kaufmännische Voraussetzung dafür ist, dass die Kosten der Informationsübermittlung, der Zusatztechnik und des Betriebsmanagements unter den zusätzlichen Erlösen liegen. Ist diese Bedingung erfüllt, begünstigt dies den Zusammenschluss vieler dezentraler Anlagen in eine Steuerstrategie, zu einem sogenannten *virtuellen Kraftwerk*. (vgl. Kap 3.2.7) Unter diesem Sammelbegriff gibt es bereits viele theoretische Überlegungen und einige praktische Aktivitäten [nachzulesen in 39, 40]. Insbesondere ein von Vaillant koordiniertes Projekt ist hier zu nennen, in dem 31 in Europa aufgestellte Brennstoffzellen zentral in ihrer Erzeugung gesteuert werden [41]. Die Ergebnisse hierzu sind im Frühjahr 2005 präsentiert worden, beziehen sich aber vor allem auf die Leistungsbilanz der

Brennstoffzellen-Anlagentechnik an sich [42]¹⁴. Die Ansteuerung der Anlagen erfolgte seit März 2004 auch auf der Basis von Funkrundsteuerung, wodurch eine Beeinflussung in Echtzeit erreicht werden kann¹⁵. Trotz der theoretischen Modulierbarkeit der Anlagen im Minuten- und Sekundenzeitbereich wurde die Leistung der Brennstoffzellen bislang nur in Viertelstundenintervallen verändert. Grund hierfür ist die Befürchtung, dass es ansonsten zu Schwingungen im Heizkreislauf komme [43]. Eine Einschränkung, die die Anwendbarkeit des *virtuellen Kraftwerks* deutlich begrenzen würde.

2.4.2 Systemanalysen, Markt- und Potenzialrechnungen, Netzauswirkungen

Erste Analysen der Erlös- und Steuermöglichkeiten von dezentralen Brennstoffzellenanlagen durch verschiedene Betreibermodelle und Betriebskonzepte wie das virtuelle Kraftwerk wurden angestellt [44, 45] und vereinzelt Modell- und Simulationsrechnungen dazu durchgeführt [46, 47]. Teilweise lag der Untersuchungsschwerpunkt dabei auf einem netzorientierten Betrieb der Anlagen durch einen Energieversorger [48]. Auch Konzepte der Regelenergiebereitstellung durch Brennstoffzellen und andere dezentrale Energieerzeuger und des Stromverkaufs am Spotmarkt wurden bereits ansatzweise kalkuliert [49, 50].

Ausgangspunkt dieser Analysen waren erste energiewirtschaftliche Modellierungen und Simulationsrechnungen von klassisch wärme- oder stromgeführt betriebenen Brennstoffzellenanlagen für einige konkrete Anwendungsfälle in charakteristischen Gebäuden und Objekten [51 - 54 u.a.]. Abstrahierend vom einzelnen Anwendungsfall wurden zunehmend Abschätzungen des Marktpotenzials solcher Anlagen für die Zukunft erstellt. Zunächst auf Basis ökonomischer Abschätzungen ohne unterliegende energiewirtschaftliche Modellierung des Marktes [55, 56¹⁶], dann über ein Markt- und Diffusionsmodell [57, 58]. Parallel gab es Ansätze zur Entwicklung des Anlagenpotenzials ausgehend nicht von einer makroökonomischen *top-down*-Sichtweise, sondern von einer auf verschiedenen Gebäudetypen basierenden *bottom-up*-Modellierung des potenziellen Anwendungsfelds der Anlagen [59]. Bei anderen Untersuchungen lagen nicht Markt und Potenzial, wohl aber die Auswirkungen im Stromsystem und das zukünftige Erzeugungsszenario des Energiesystems im Vordergrund. Die Potenziale der Brennstoffzellen wurden hier zum Teil einfach vorgegeben, zum Teil waren sie Ergebnis einer energiekostenminimierenden Bilanzierung des Gesamtenergiesystems im Rahmen des jeweiligen Modellierungsinstruments [60, 61]. Eine synoptische Betrachtung der verschiedenen Ansätze von einzelnen Bilanzrechnungen, Erlös- und Betriebsmöglichkeiten, ökologischen Zielwerten, Energieszenarien und Potenzialen liegt erstmals mit [62] vor, wobei allerdings auch hier die Potenziale der Brennstoffzellen exogen über ihrem Anteil am

¹⁴ Insbesondere auf der Anlagenseite sind Verbesserungen hinsichtlich der Stack-Lebensdauer (ca. 68 % erreichten 3.000 h, 20 % 6.000 h) als notwendig identifiziert worden. Alterungs- und Ausfallgründe waren hier vor allem CO-Vergiftung der Katalysatoren und hohe (Rücklauf-)Temperaturen. Für den Einsatz in südlichen Ländern erwiesen sich wenig überraschend die Temperaturniveaus der Anlagen als zu gering für eine Nutzung in der Kraft-Kälte-Kopplung.

¹⁵ Parallel dazu gibt es Modemverbindungen über eine ISDN-Leitung, mit denen sowohl Steuerprofile an die Anlagen übermittelt werden können, als auch die Daten der Anlagen ausgelesen werden können.

¹⁶ Alle dezentralen Erzeugungstechnologien inklusive Brennstoffzellen bis zum Jahr 2020.

angenommenen Gesamtpotenzial für dezentrale Erzeugung vorgegeben wurden, und die Bilanzrechnungen auf stark vereinfachten Daten- und Modellgrundlagen beruhen.

Abweichend von den gesamtsystemaren Betrachtungen gab es eine Reihe von Untersuchungen, die sich mit der speziellen Frage der Stromeinspeisung von dezentralen Brennstoffzellen und den daraus resultierenden Auswirkungen auf das elektrische Netz befassten [63 - 65]. Die neueren und etwas detaillierteren Untersuchungen scheinen zu belegen, dass die Auswirkungen auch rein wärmegeführt betriebener Brennstoffzellenanlagen auf die Spannungsqualität des elektrischen Netzes gering sind. In simulierten Niederspannungsnetzen wurden maximale Spannungsanhebungen weit unterhalb der Grenzwerte der DIN EN 50160 beobachtet¹⁷ [47, 66]. Andere Quellen betonen die Notwendigkeit einer detaillierten Einzelfallbetrachtung [67, 68].

2.5 Forschungslücke

Auf Basis der oben abgeleiteten Forschungsaktivitäten ist es Motivation und erste Zielsetzung dieser Arbeit, eine gründliche Analyse des Potenzials von Brennstoffzellen in Wohngebäuden im zukünftigen Energiesystem vorzunehmen. Über die methodischen Ansätze der bisherigen gesamtsystemaren Untersuchungen hinausgehend soll sich diese Potenzialanalyse auf Basis eines detaillierten Modells des Wohngebäudebestands in Deutschland und seiner zukünftigen Entwicklung nach verschiedenen angenommenen Szenarien entwickeln. Ergebnis dieser Analyse sollen Szenarien der Entwicklung des jährlichen Absatzmarktes für Brennstoffzellen in Wohngebäuden in Deutschland bis zum Jahr 2050, ihrer installierten Leistung, ihrer elektrischen und thermischen Erzeugung und der Wechselwirkung mit dem Energiesystem sein. Die Potenzialanalyse soll dahingehend um die Integration der Erzeugung aus Brennstoffzellen in das Gesamtsystem der Energiebereitstellung erweitert werden. Veränderungen des Kraftwerksparks, des Primärenergieeinsatzes, der CO₂-Emissionen und ansatzweise der gesamtwirtschaftlichen Kosten sollen sichtbar gemacht werden. Der Analyse soll dabei nicht nur eine Referenzentwicklung des Energiesystems, sondern auch ein Szenario zugrunde liegen, welches die wissenschaftlich diskutierten Vorgaben zur Reduktion der Treibhausgase und zum Klimaschutz [6, 69] berücksichtigt und erfüllt. Die Arbeit erweitert damit die bisherigen Forschungsansätze um die Punkte

- *bottom-up*-Analyse des Brennstoffzellenpotenzials auf Basis eines detaillierten Modells des Wohngebäudebestands und seiner Fortentwicklung,
- Analyse der Wechselwirkung des Brennstoffzelleneinsatzes mit und Integration in Szenarien des zukünftigen Energiesystems,

¹⁷ Durch den Brennstoffzellenbetrieb nahmen die maximalen Spannungsdifferenzen von ursprünglich 6,5 auf 6,7 Volt zu. Das entspricht bei 400 Volt Nennspannung einer Anhebung um 0,5 %.

- Analyse des Brennstoffzellenpotenzials in einem Szenario der Entwicklung des Energiesystems nach den internationalen Vorgaben zur Reduktion der Treibhausgase.

Bei Bearbeitung stellte sich frühzeitig heraus, dass insbesondere für die *bottom-up*-Modellierung des Brennstoffzellenpotenzials in den Referenzgebäuden des Wohngebäudemodells nicht auf bestehende systemanalytische, energiewirtschaftliche Bilanzrechnungen von einzelnen Brennstoffzellenanlagen im konkreten Anwendungsfall Wohngebäude zurückgegriffen werden konnte. Zu vielschichtig im Hinblick auf Gebäudegröße, Wärmedämmstandard und damit Energiebedarf waren die insgesamt 215 verschiedenen Referenzgebäuden des Modells, um auf Basis der verfügbaren Rechnungen belastbare Aussagen hinsichtlich Energiebilanzen und Wärme- und Stromerzeugung aus Brennstoffzellen für die Gesamtheit des Modells, und damit repräsentativ für das Bundesgebiet, erlangen zu können. Zudem zeigte sich, dass die verfügbaren Rechnungen sich meist auf wenige Anlagengrößen, konventionelle lastgeführte Betriebsstrategien der Anlagen, zum Teil standardisierte Energiebedarfsverläufe der Gebäude bis hin zu VDEW-Profilen oder einer zumeist relativ niedrigen zeitlichen Auflösung der Bedarfsdaten beschränkten. Aus dem Mangel an genügenden verfügbaren und belastbaren Mess- und Simulationsergebnissen des Brennstoffzelleneinsatzes in Wohngebäuden entstand eine zweite Zielsetzung und ein maßgeblicher methodischer Schwerpunkt der Arbeit in der Entwicklung detaillierter Energiebedarfsganglinien für die Referenzgebäude des Wohngebäudemodells und der Entwicklung eines Simulationsmodells des Brennstoffzelleneinsatzes in beliebigen Wohngebäuden. Prämisse bei der Entwicklung des Simulationsmodells war es, die bekannten Einschränkungen verfügbarer Rechnungen möglichst beheben zu können durch die Simulation beliebiger Referenzgebäude, beliebiger Anlagengrößen und -charakteristika (Strom-Wärme-Kennlinien) von Brennstoffzellen und unterschiedlichster Betriebsstrategien für Brennstoffzellen. Anspruch war es, im Simulationsmodell zeitlich hochaufgelöste und realitätsgetreue Energiebedarfsdaten für die berechneten Referenzgebäude zu verwenden, und durch Variation und Sensitivitätsanalyse von Anlagengröße und Betriebsstrategie möglichst die unter den angenommenen Randbedingungen wirtschaftlich erfolgreichste Anlagengröße und Betriebsstrategie für jedes berechnete Referenzgebäude zu bestimmen. Die Arbeit erweitert damit die bisherigen Forschungsansätze um die Punkte

- zeitlich hochaufgelöster Energiebedarfsmodellierung für beliebige Referenzgebäude,
- Simulation unterschiedlicher Betriebsstrategien, auch jenseits der klassischen lastgeführten Fahrweisen von Brennstoffzellen,
- Simulation beliebiger Anlagengrößen von Brennstoffzellen, und
- Identifikation der unter den angenommenen Randbedingungen wirtschaftlich erfolgreichsten Anlagengröße je Referenzgebäude und gewählter Betriebsstrategie.

3 Möglichkeiten von Brennstoffzellen-KWK im zukünftigen Energiemarkt

Der Markterfolg von Brennstoffzellen wird ganz wesentlich davon abhängen, inwieweit sie wirtschaftliche oder sonstige Vorteile gegenüber alternativen konkurrierenden Umwandlungstechnologien aufweisen können. Unterscheiden kann man hier den Blickwinkel derjenigen, die als Privat- oder Geschäftspersonen oder als Firmen den Einsatz einer Brennstoffzellenanlage betrachten, und den gesamt- und volkswirtschaftlichen Blickwinkel.

3.1 Gesamtwirtschaftliche Sichtweise

Aus dem gesamt- und volkswirtschaftlichen Blickwinkel heraus stellt sich die Frage nach dem Nutzen von Brennstoffzellen in Wohngebäuden für das Allgemeinwohl. Dieser Nutzen kann sich dabei sowohl ökonomisch, ökologisch oder sozial manifestieren. Der soziale Nutzen steht zumeist weniger im Fokus und ist auch deutlich schwieriger zu messen. Ökonomisch und ökologisch motivierte gesamtwirtschaftliche Erwartungen können leichter formuliert und an die Brennstoffzellentechnologie geknüpft werden und werden bereits geknüpft. Erfüllt werden können diese Erwartungen durch Betriebsstrategien der Brennstoffzellen, die auf eine Reduktion der Treibhausgas-Emissionen des Energiesystems oder auf eine Reduktion der Kosten der Energieinfrastruktur abzielen.

3.1.1 Ökologische Strategie: Maximale Reduktion der Treibhausgas-Emissionen

Eine Strategie zur maximalen Reduktion der Treibhausgas-Emissionen durch Brennstoffzellen kann einem sehr einfachen Entscheidungskriterium folgen: Sofern der Brennstoffzellen-KWK-Einsatz im einzelnen Anwendungsfall zu niedrigeren Treibhausgas-Emissionen führt als der Einsatz verfügbarer alternativer Technologien, ist eine Maximierung des KWK-Outputs der Brennstoffzellen anzustreben. Dies bedeutet in Realität eine Maximierung der nutzbaren erzeugten Wärme der Anlage. Einziger begrenzender Faktor ist hier die zu erwartende sinkende Anlagenauslastung mit steigender Leistung, und die damit verbundene verschlechterte Wirtschaftlichkeit. Sofern der Brennstoffzellen-Einsatz hingegen im einzelnen Anwendungsfall zu höheren Treibhausgas-Emissionen führt als der Einsatz der Vergleichstechnologie (vgl. Kapitel 7), ist der Anlageneinsatz aus ökologischer Sicht einzustellen.

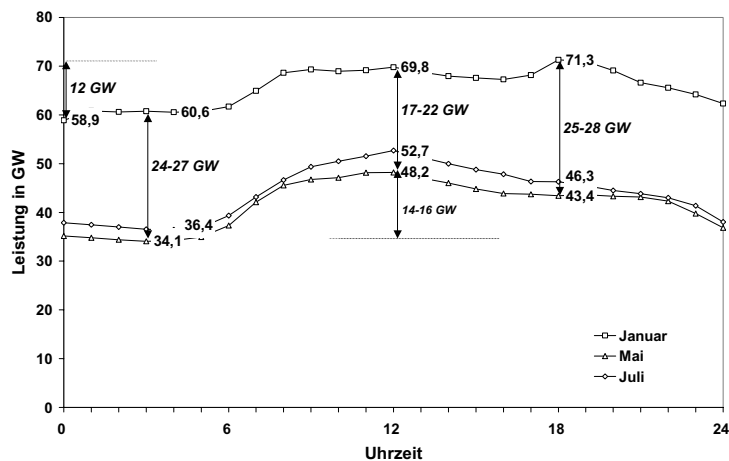
3.1.2 Ökonomische Strategie: Maximale Reduktion der Kosten der Energieinfrastruktur

Aus gesamtwirtschaftlicher Sicht bestehen die Kosten des Produktes Strom neben den reinen Brennstoffkosten vor allem in den Kosten der Infrastruktur der Erzeugung – der Kraftwerke – wie der Verteilung – der Netze. Eine Zielsetzung der sogenannten dezentralen Wärme- und

Stromerzeugung ist es, die Kosten der Verteilung aber auch der Erzeugungsinfrastruktur zu verringern. Ansatzpunkte dafür sind generell der Ersatz zentraler Erzeugungseinheiten durch Bereitstellung lokaler und dezentraler Erzeugungskapazität, und im besonderen der Ersatz von Spitzenlast-Stromerzeugung durch den Einsatz lokaler und dezentraler KWK mit Wärmespeichern. Die Wärmespeicher erlauben dabei eine gezielt auf die Höchstlast des elektrischen Netzes oder Differenzen in Nachfrage und Erzeugung abgestimmte Stromerzeugung und können die Nachfrage an und den Bestand von konventionellen Spitzenlastkraftwerken verringern. Die jahreszeitlichen Schwankungen im Strombedarf in Deutschland begünstigen dabei aufgrund des höheren Bedarfs in den Wintermonaten einen gewissen Anteil KWK an der Stromerzeugung (vgl. Abbildung 3.1).

Im jahreszeitlichen Verlauf zwischen Januar, dem Zeitpunkt der im Beispiel höchsten Stromnachfrage, und Juli (resp. Mai), wo die Nachfrage am geringsten ist, ändert sich das Niveau der Stromerzeugung des deutschen Kraftwerksparks und äquivalent die Nachfrage um bis zu 25-28 GW. Im Tagesverlauf ergeben sich im Winter Schwankungen der Nachfrage und Erzeugung von bis zu 12, im Sommer von bis zu 15 GW zwischen den Morgenstunden und der Tageshöchstlast am Mittag beziehungsweise frühen Abend. (Vgl. Abbildung 3.1)

Abbildung 3.1: Leistungsabgabe der deutschen Kraftwerke (ohne Industrieerzeugung, 3. Mittwoch im Januar 2000): Jahres- und Tageszeitliche Schwankungen der Stromerzeugung



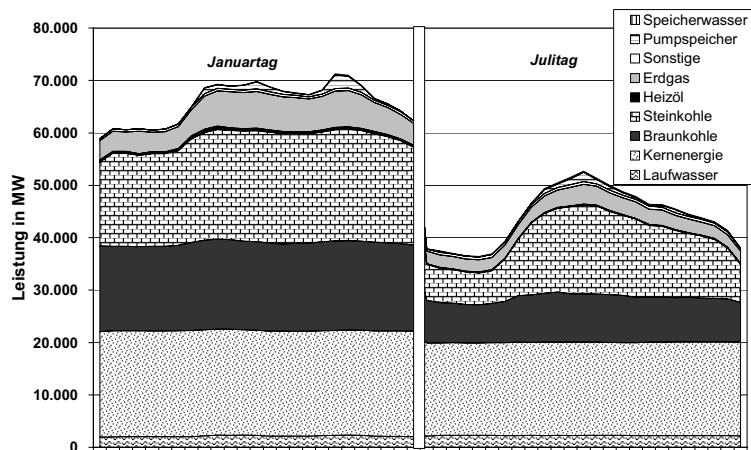
Quelle: eigene Darstellung nach [70]. Leistungsabgabe jeweils zum 3. Mittwoch im Monat.

Der Kraftwerkspark reagiert auf diese Schwankungen wie folgt (vgl. Abbildung 3.2):

- Tageszeitliche Schwankungen längerer Zeitdauer werden im wesentlichen durch den Einsatz von Steinkohle- und Gaskraftwerken, kürzerer Zeitdauer durch den Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken ausgeglichen. Die tägliche Schwankung der Pumpspeicherkraftwerksleistung beträgt 95-100 %, der Steinkohle-Kraftwerksleistung 25-60 % und der Erdgas- und Heizöl-Kraftwerksleistung 40-50 %.

- Jahreszeitliche Schwankungen werden im wesentlichen durch die jahreszeitliche Reduktion beziehungsweise Abschaltung von Braunkohle-, Steinkohle- und Gas-Kraftwerken ausgeglichen. Sie liegt zwischen einem Januar- und Julitag bei ca. 12 % der mittleren benutzten Kernenergie-Kraftwerksleistung, 50 % der Braunkohle-Kraftwerksleistung, 40 % der Steinkohle-Kraftwerksleistung, 50 % der Erdgas-Kraftwerksleistung und ca. 60 % der Heizöl-Kraftwerksleistung.

Abbildung 3.2: Gegenüberstellung der Kraftwerksleistungen in Deutschland im Tagesverlauf an einem Januar- und Juli-Mittwoch



Quelle: eigene Darstellung nach [70]. Leistungsabgabe jeweils zum 3. Mittwoch im Monat.

Durch die vermehrte Stromabgabe von KWK-Technologien im Winter gegenüber dem Sommer kann ein Teil der saisonal im Winter benötigten zusätzlichen Kraftwerksleistung bereitgestellt beziehungsweise substituiert werden. Ebenfalls ähnelt der tägliche Verlauf des Wärmebedarfs dem Verlauf des Strombedarfs, mit einer charakteristischen Nachtabsenkung und Lastspitzen zu Tagesbeginn und evtl. abends. Durch diese Entsprechung und die resultierende vermehrte Stromabgabe der KWK-Technologien während der Tagesstunden kann auch ein Teil der tageszeitlich zusätzlich benötigten Kraftwerksleistung bereitgestellt beziehungsweise substituiert werden.

Neben diesen auf ganz Deutschland bezogenen und bereits über alle Verbraucher vergleichmäßigten Verläufen der Nachfrage und Erzeugung kann es auf Ebene der örtlichen, eventuell auch der regionalen Verteilnetze zu einer stärkeren Dynamik der Nachfrage kommen, insbesondere bei Einbeziehung der regionalen Erzeugung fluktuierender regenerativer Quellen wie der Windkraft. Vor allem die Netzbetreiber reagieren mit großer Skepsis auf die Pläne zum Ausbau der Windenergie [zum Beispiel 71, p. 72]¹⁸. Diese stärkere Dynamik kann

¹⁸ Die neuesten umfangreichen Untersuchungen reduzieren das Problem der Windkrafteinspeisung im wesentlichen auf das einzelner Netzverstärkung und Transportleitungen im Bereich hoher Konzentrationen von Windkraft, zum Beispiel an den deutschen Küsten [72].

wiederum Zielgröße von Maßnahmen auf der Nachfrageseite [73] und andererseits einer angepassten Betriebsstrategie für dezentrale KWK-Anlagen sein. Durch Wärmespeicher in der Erzeugung von Wärme und Strom zeitlich entkoppelt, können sie als *back-up* im Kurzfristbereich wie auch als Ergänzungstechnologie einer gemeinsamen Erzeugungsplanung fungieren können.

3.2 Betriebs-/ einzelwirtschaftliche Sichtweise

Brennstoffzellen im KWK-Einsatz erzeugen Wärme und Strom. Aus diesen beiden Produkten kann in einem Marktumfeld der Einsatz von Brennstoffzellen wirtschaftlich gestaltet werden. Im Falle der Wärme ist die Zurechnung und Bewertung der Erzeugung der Brennstoffzellen einfach und klar: bei Betrieb in einem Objekt dient die Wärmeerzeugung der Wärmeversorgung des Objekts. Die erzeugte Elektrizität jedoch kann bei Anschluss an das Netz der öffentlichen Versorgung prinzipiell überallhin im Gebiet dieses Netzes (UCTE innerhalb ganz Europas) verkauft werden. Speziell durch die Neuregelung und Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes ergeben sich hier unterschiedliche Möglichkeiten der zielgerichteten Erzeugung und Verwendung, und damit auch Wertstellung des Produktes Elektrizität. Tabelle 3.1 gibt einen Überblick über die wichtigsten Akteure und ihre Interessen im heutigen Elektrizitätsmarkt.

Tabelle 3.1: Akteure und Rollen im Energiemarkt

Akteur	Leistung/ Aufgabe	Erlösquelle/ Zielmarkt	Preisrisiken
Erzeuger	(Erst-) Verkauf von Strom	Zeitgebundene Lieferverträge (Endkunden, Händler) Kurzfristiger Verkauf (Spotmarkt Börse) Regelenergiemarkt (ÜNB)	Brennstoffpreise Verkaufspreise Börse
Netzbetreiber	Durchleitung und Transport von Strom Frequenz-/Spannungshaltung (ÜNB)	Netznutzungsentgelte (reguliert) Ausgleichsenergie (ÜNB, Nullsaldo)	Regulierung NNE Evtl. Netzausfall
Händler/ Versorger	(Weiter-/ End-) Verkauf von Strom	Lieferverträge Kunden Zeitgebundene Lieferverträge (Vorlieferanten) Kurzfristiger Zukauf Eigenerzeugung	Prognose benötigter Leistung Prognose Einkaufspreise Börse

Legende: Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), Netznutzungsentgelte (NNE).

Die Verdienstmöglichkeiten der Elektrizitätserzeuger liegen zum Beispiel in einer im Vorhinein gebuchten Lieferung von Elektrizität zu einem festen Termin und einer bestimmten Leistung. Hierfür ist die Verfügbarkeit und genaue Steuerbarkeit seiner Erzeugungsanlagen notwendige Bedingung. Weiterhin können sie Strom am Spotmarkt für den nächsten Tag verkaufen, sofern Erzeugungskapazitäten frei sind und die Spotmarkt- und Brennstoffpreise eine wirtschaftliche Erzeugung ermöglichen. Außerdem können sie Reserveleistung für die

Lieferung von Regelenergie vorhalten, beziehungsweise mit ihrer Preisvorstellung an einer Auktion dazu teilnehmen. Netzbetreiber sind aufgrund ihres natürlichen Monopols der Regulierungsaufsicht der Bundesnetzagentur unterworfen und haben relativ festgelegte Verdienstmöglichkeiten, die sich an der Verzinsung ihres betriebsnotwendigen Eigenkapitals orientieren. Händler sind die Weiterverkäufer von Elektrizität und bedienen sich der gleichen Marktplätze wie die Erzeuger. Ihr Ansinnen ist es, durch eine möglichst gute Prognose ihrer viertelstündlich gemessenen größeren Stromkunden relativ geringe Differenzen zwischen dem von ihnen für diese Kunden eingekauften Strom und dem tatsächlichen Bezug der Kunden im Zeitverlauf auftreten zu lassen. Die Differenzen verursachen nämlich die Inanspruchnahme von teurer Regelenergie zum Ausgleich der Differenzen durch den Übertragungsnetzbetreiber, der seine Kosten dann über das Produkt Ausgleichsenergie an die Händler weitergibt. Dem Endkunden und Letztverbraucher bleibt als Handlungsmöglichkeit die Energieeinsparung, die freie Wahl des Händlers und die Eigenerzeugung.

Ansatzpunkte für die ökonomische Verwendung der erzeugten Elektrizität und damit für den Betrieb von Brennstoffzellenanlagen in Wohngebäuden sind damit:

- die Substitution von Strombezug (bei Eigenerzeugung),
- der Direktverkauf im Objekt (durch Contractor),
- die Abgabe in das Verteilnetz,
- die Vermeidung von Ausgleichsenergie,
- der Verkauf von Regelenergie,
- die Verringerung der Höchstlast des elektrischen Netzes (durch Verteilnetzbetreiber).

3.2.1 Eigenerzeugung und Substitution von Strombezug

Sofern ein privater Brennstoffzelleneigentümer den in seiner Anlage erzeugten Strom direkt selbst nutzt, vermindert er seinen Strombezug aus dem öffentlichen Netz. Der Preis dieses Stroms setzt sich aus den Handelspreisen, den Netzentgelten und allen Steuern und Abgaben – Mehrwertsteuer, Stromsteuer, Konzessionsabgabe – zusammen und liegt entsprechend hoch¹⁹. Der Wert der Elektrizitätserzeugung bei Eigennutzung des Stroms entspricht je nach steuerlichen Regelungen für die Eigenerzeugung maximal diesem Preis. Da andere Vergütungen bei Verkauf des Brennstoffzellenstroms – zum Beispiel Handelspreise und die Vergütung vermiedener Netznutzung – in aller Regel niedriger liegen, ist die Substitution von Strombezug ein wirtschaftliches Hauptziel von privaten Betreibern.

¹⁹ Im Mittel für Haushaltskunden ca. 17 ct/kWh im Jahr 2003 (vgl. Kapitel 6.1.1).

3.2.2 Direktverkauf im Objekt

Wenn die Bewohner in einem Wohngebäude nicht die Betreiber der Brennstoffzellenanlage sind (zum Beispiel Mieter in einem Mietshaus oder bei Betrieb der Anlage durch einen Contractor), ergibt sich bei Direktverkauf des Stroms an jene Bewohner dennoch zunächst jener Preis als Wert der Erzeugung, den die Bewohner sonst bei Bezug aus dem öffentlichen Netz bezahlen, abzüglich der Mehrwertsteuer und eventuell der Stromsteuer (s.u.). Als aufwendig und mit Zusatzkosten behaftet könnte sich bei diesem Modell der Eigenbetrieb des Objektnetzes (Organisation von Stromverteilung und Messung) erweisen, wie auch die gesetzliche Vorgabe, einen gewissen Anteil des verkauften Stroms aus Anlagen bezogen zu haben, die unter das Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG) fallen²⁰ [74]. Hier sind jeweils Absprachen mit dem örtlichen Netzbetreiber grundlegend.

3.2.3 Einspeisung in das Verteilnetz

Verteilnetzbetreiber sind laut Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWKG) dazu verpflichtet, Strom aus den in ihrem Netzgebiet installierten dezentralen Erzeugungsanlagen aufzunehmen und zu vergüten [75]. Die Höhe dieser Vergütung wird entweder zwischen Verteilnetzbetreiber und Anlagenbetreiber direkt ausgehandelt, oder setzt sich aus den durch die dezentrale Einspeisung vermiedenen Netznutzungsentgelten und einem üblichen Preis zusammen. Der übliche Preis ist dabei für Anlagen kleiner 2 MW_{el} festgelegt auf den mittleren Preis des Grundlaststroms an der Leipziger Strombörse EEX im abgelaufenen Quartal.

Die Kosten der Nutzung der elektrischen Netze werden prinzipiell pro Spannungsebene auf Basis der zeitgleichen Höchstleistung aller Abnehmer ermittelt. Dies gilt für Verteilnetzbetreiber, die Elektrizität aus einem übergelagerten Netz beziehen, genauso wie für die einzelnen Kunden in diesem Verteilnetz. Reduziert also ein Verteilnetzbetreiber das Maximum seines Leistungsbezugs aus dem Vornetz, verringern sich die auf ihn gewälzten Kosten entsprechend. Verringert ein (leistungsgemessener) Kunde das Maximum seines Bezugs aus dem Verteilnetz, verringern sich die Netznutzungsentgelte für ihn. Hierbei wird jedoch noch ein Gleichzeitigkeitsfaktor berücksichtigt, da es je nach der Abnahmestruktur des Kunden wahrscheinlich ist, dass die Reduktion seiner Spitzenleistung nicht in gleichem Maße eine Reduktion der Netzhöchstlast nach sich zieht, zum Beispiel weil seine Spitzenleistung zu ganz anderen Tagen und Zeiten aufgetreten ist als jene Netzhöchstlast. Dezentrale Einspeisung reduziert vergleichbar auch die Netzhöchstlast und damit die Netzkosten des Netzbetreibers. Daher wird dezentrale Netzeinspeisung mit einem vermiedenen Netznutzungsentgelt vergütet.

Netznutzungsentgelte im Niederspannungsnetz liegen für private Endabnehmer in der Größenordnung von 6-7 ct/kWh [46]. Unter den gesetzlichen Rahmenbedingungen des Energiemarktes im Jahr 2004, die zum großen Teil auf den Vereinbarungen der Stromkonzer-

²⁰ Dies bedeutet in der Praxis, entweder die eigene Anlage als EEG-Anlage mit Biogas zu betreiben, oder entsprechend der verkauften Strommenge anteilig die EEG-Umlage an den Übertragungsnetzbetreiber zu bezahlen.

ne und der Industrieverbände beruhen, wird die Einspeisung in das Niederspannungsnetz bei weitem nicht mit diesen gleichen Sätzen vergütet. Das Entgelt für vermiedene Netznutzung setzt sich nämlich aus einem Leistungs- und einem Arbeitsentgelt zusammen. Während das Arbeitsentgelt auf die gesamte von dezentralen Anlagen eingespeiste Energie gezahlt wird, wird das Leistungsentgelt nur bei viertelstündlicher Leistungsmessung der Anlage gewährt [76]²¹. Die viertelstündliche Messung aber kostet bislang im Mittel ca. 1.000 € pro Jahr und liegt damit jenseits aller Wirtschaftlichkeit für Anlagen in Wohngebäuden²². So bleibt nur die Arbeitsvergütung auf Basis der Arbeitsentgelte der der Einspeisung überlagerten Netzebene, bisher im Mittel zwischen 0,2 und 0,3 ct/kWh nach Verbändevereinbarung (VV2+) [77]²³. Durch neue Berechnungsgrundlagen auf Basis der ab August 2005 gültigen Netzzugangsverordnung [76] werden diese Vergütungen voraussichtlich steigen. Dennoch ist im Hinblick auf diese eher geringe Vergütung des eingespeisten Stroms der Blick auf Alternativen der Elektrizitätsvergütung sinnvoll.

3.2.4 Ausgleichsenergie

Das System der Stromversorgung in Deutschland ist unterteilt in *Bilanzkreise*. In ihnen werden die Lieferungen der Lieferanten gruppiert. Die Summe der prognostizierten Stromnachfrage eines Bilanzkreises muss für jede Viertelstunde des Tages durch entsprechende Stromeinkäufe der Lieferanten gedeckt sein. Aufgrund der Unsicherheiten in der Prognose der Last kommt es zu Differenzen zwischen der geplanten Stromnachfrage und daraus resultierenden Stromlieferung in den Bilanzkreis und seinem tatsächlichen Bedarf. Für diese Differenzen, die physikalisch geliefert oder aufgenommen werden müssen, wird – positive oder negative – *Ausgleichsenergie* fällig.

Ausgleichsenergie ist die vom Übertragungsnetzbetreiber bezogene oder an ihn gelieferte Differenzenergie zum prognostizierten Viertelstundenwert. Gelieferte Ausgleichsenergie wird vergütet, bezogene in Rechnung gestellt. Der Preis der Ausgleichsenergie ergibt sich theoretisch aus dem Preis der dafür benötigten *Regelenergie*: Die Differenzen der verschiedenen Bilanzkreise einer Regelzone²⁴ gleichen sich in Teilen aus, die verbleibende Differenz zwischen prognostiziertem und tatsächlichem Bedarf muss über die vom Übertragungsnetzbetreiber beschaffte Regelenergie ausgeglichen werden. Die Kosten dieser Regelenergie

²¹ Obwohl es nahezu sicher ist, dass auch wärmegeführte Brennstoffzellen mit ihrer kompletten Nennleistung die Höchstlast der Spannungsebene reduzieren werden: Die Jahreshöchstlast in Deutschland tritt stets an einem frühen Abend eines Dezembertags auf [78]; obwohl sich hier Unterschiede in einzelnen Netzgebieten und auch Spannungsebenen auf tun werden, können jedoch die Tagesstunden des Winters als Zeitraum der Höchstlast eingegrenzt werden, also ein Zeitraum, in dem Brennstoffzellen voraussichtlich mit voller Leistung zur Wärme- und Stromversorgung beitragen.

²² Eventuell können die Daten der internen Anlagensteuerung und -überwachung genutzt werden, die kostenfrei zur Verfügung stehen. Dies bedarf allerdings der Absprache mit dem Netzbetreiber im Einzelfall.

²³ Jahresbenutzungsdauer ≥ 2.500 h: Leistungspreis 52,81 €/kW, Arbeitspreis 0,43 ct/kWh. Berechnung nach VV2+, Anlage 6 [77].

²⁴ Deutschland ist unterteilt in vier große Regelzonen der jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber: E.on, RWE, Vattenfall, EnBW.

werden dann auf die entstandene Ausgleichsenergie umgelegt. Entsprechend schwanken die resultierenden Preise für Ausgleichsenergie²⁵.

Da Messung und Abrechnung der Ausgleichsenergie auf Basis von Viertelstunden-Intervallen erfolgt, ergeben sich für Lieferanten und Bilanzkreisverantwortliche als Betreiber dezentraler Brennstoffzellenanlagen hieraus folgende Ansatzpunkte des Betriebs der Anlagen mit Blick auf eine Mehrvergütung der Stromerzeugung:

- Sofern die Anlagen bei den Kunden des Lieferanten betrieben werden, können sie gezielt zur Vermeidung von Bilanzabweichungen und damit Ausgleichsenergie eingesetzt werden. Sofern der tatsächliche Bedarf innerhalb eines Viertelstunden-Intervalls dazu tendiert, außerhalb des prognostizierten Wertes zu enden, kann durch gezielten Einsatz – vor allem Mehrerzeugung – der Brennstoffzellenanlagen während des Restintervalls der Bedarfswert auf den prognostizierten Wert verändert werden, oder zumindest die Abweichung verringert werden.
- Der Wert des erzeugten Brennstoffzellen-Stroms erhöht sich damit um die vermiedenen Kosten der Ausgleichsenergie.

Voraussetzung dafür sind

1. die fortlaufende zeitgenaue Kontrolle und Kenntnis des aktuellen Strombedarfs des Bilanzkreises,
2. die kurzfristige Steuerbarkeit der Brennstoffzellenanlagen.

Im heutigen Bilanzierungssystem der Bilanzkreise ergibt sich dabei noch die Problematik, dass die Erzeugung kleiner dezentraler Anlagen im Verteilnetz in ihrem Zeitverlauf unbekannt bleibt, und sich mit den Prognosefehlern aller nicht lastganggemessenen Stromverbraucher²⁶ verrechnet. Zur Wertstellung einer gezielten Mehr- oder Mindererzeugung einer Brennstoffzellenanlage im Rahmen der Ausgleichsenergievermeidung gibt es daher bislang nur die Möglichkeit, diese als Versorgungseinheit eines lastganggemessenen Kunden zu betreiben, oder aber an der Anlage selbst eine registrierende Lastgangmessung ihrer Erzeugung zu installieren.

3.2.5 Regelenergie

Während die Bewirtschaftung von Brennstoffzellen zur Vermeidung von Ausgleichsenergie eine Zielsetzung der Lieferanten oder des Bilanzkreisverantwortlichen wäre und aufgrund des zeitlichen Einsatzes innerhalb eines Viertelstundenintervalls technisch auch von der Überlastfähigkeit der Brennstoffzellen oder einer geplanten Leistungsvorhaltung abhängt, wird Regelenergie öffentlich von den Übertragungsnetzbetreibern ausgeschrieben und eingekauft. Das Preisniveau liegt hier noch höher, nicht zuletzt auch aufgrund der damit verbundenen

²⁵ Sie lag für 2003 etwa in der Größenordnung von 6,5 ct/kWh [79].

²⁶ Dies sind im wesentlichen alle Stromkunden mit weniger als 100.000 kWh Strombezug pro Jahr. [76]

Möglichkeit der großen Energieversorgungsunternehmen, durch hohe Anforderungen an die Teilnahme am Regelenenergiemarkt (sogenannte *Präqualifikation* [46]) die Zahl der Mitbieter sehr gering und die Einnahmen der konzerneigenen Kraftwerke hoch halten zu können [79].

Prinzipiell ist die Lieferung von Regelenenergie im Rahmen der sogenannten Minutenreserve im Verbund – als „Virtuelles Kraftwerk“ – arbeitende Brennstoffzellenanlagen möglich. Die Regelenenergie wird an den Übertragungsnetzbetreiber geliefert und verkauft. Vermiedene Netznutzungsentgelte (s.o.) erhöhen diesen Verkaufspreis geringfügig. Charakteristikum der Regelenenergie ist, dass alleine die Bereitstellung und Vorhaltung von Leistungsreserve bereits mit einem Leistungspreis vergütet wird. Wird diese Leistungsreserve tatsächlich in Anspruch genommen, kommt zur Leistungsvergütung eine Vergütung der gelieferten oder aufgenommenen Arbeit hinzu.

3.2.6 Spotmarkt

Der Preis für Elektrizität auf dem Spotmarkt, an dem die Elektrizitätslieferungen für den nächsten Tag gehandelt werden, lag im Jahr 2003 an der Leipziger Strombörse zwischen nahe Null und 170 ct/kWh [80]. Der Mittelwert des Preises über das gesamte Jahr lag bei knapp 3 ct/kWh. Je nach Höhe der Preise für die Stunden des nächsten Tages kann der Verkauf von Strom aus dezentralen Brennstoffzellen finanziell lohnend sein. Vermiedene Netznutzungsentgelte (s.o.) erhöhen diesen Verkaufspreis geringfügig. Hemmnisse liegen auch hier neben den Transaktionskosten für den Handel, die Messung und die Abrechnung der Energie darüber hinaus auch in dem minimalen Handelsvolumen an der Strombörse, das auf 100 kWh festgelegt ist. Daher ist der Verkauf von nicht im Objekt benötigtem Brennstoffzellenstrom unter gegenwärtigen Rahmenbedingungen wohl auch nur im Rahmen eines „Virtuellen Kraftwerk“-Konzeptes denkbar.

3.2.7 Exkurs „Virtuelles Kraftwerk“

Das „Virtuelle Kraftwerk“ als Begriff ist in den letzten Jahren für die unterschiedlichsten Konzepte benutzt worden. Tatsächlich gibt es schon mehrere Ansätze, sowohl verschiedene Erzeugungsanlagen nach einer gemeinsamen Betriebsstrategie zu koordinieren – unter anderem auch die Erzeugung von 31 Brennstoffzellen [42] –, als auch im Sinne einer dezentralen Versorgung Erzeugung und Nachfrage in einer Steuerstrategie zu vereinen [40 u.a.]. Dabei werden bereits Konzepte der Regelenenergielieferung und des Elektrizitätsverkaufs am Spotmarkt praktiziert [81, 82].

Grundlage der Realisation eines „Virtuellen Kraftwerks“ ist einerseits die informationstechnische Machbarkeit und andererseits die anlagentechnische Umsetzbarkeit. Auf Seiten der Informationstechnologie bestehen verschiedene Möglichkeiten der Fernsteuerung von dezentral aufgestellten Erzeugern und Verbrauchern. Eine einfache und kostengünstige Echtzeitsteuerung von anlagenintern vorgegebenen Schaltzuständen ermöglicht die Funkrundsteuerung, eine detaillierten Zugriff auf die Anlagendaten und die Überspielung von Lastfahrplänen beispielsweise kann über ISDN- und Modemverbindungen realisiert werden [73, 81,

83]. Hemmnisse und Barrieren sind sowohl in den zusätzlichen Installations- und laufenden Kosten zum Beispiel für die Informationsübermittlung und Anlagenmessung zu sehen, als auch in den Transaktionskosten für Handel, Lieferung und Abrechnung der Energie. Allerdings ist es kaum vorstellbar, dass aufgrund der für die Steuerung einer vergleichsweise komplexen Anlage wie eines Brennstoffzellenaggregats ohnehin notwendigen Betriebs- und Steuerungssoftware die Bereitstellung und der Austausch wesentlicher Daten wie zum Beispiel der Leistung hohe Zusatzkosten innerhalb der Anlagentechnik verursacht.

Bei der anlagentechnischen Umsetzbarkeit haben sich im Rahmen des European *Virtual Fuel Cell Power Plant*-Projekts vor allem Restriktionen im Zeitintervall der Ansteuerung verschiedener Lastpunkte aufgetan. Aufgrund der Reaktionszeiten des Heizkreislaufs – der gleichzeitig Kühlkreislauf der Brennstoffzelle ist – wurde die Leistung der Brennstoffzellen nur in Viertelstundenintervallen verändert, um Schwingungen im Heizkreislauf zu verhindern und Anlagenüberhitzung vorzubeugen [42, 43]. Es ist allerdings gut vorstellbar, dass diese Beschränkung durch verbesserte Auslegung und Steuerung der Kreislaufkomponenten und Wärmeabfuhr beherrschbar wird.

3.2.8 Verminderung der Höchstlast des elektrischen Netzes

Die Kosten des vorgelagerten Übertragungsnetzes richten sich für jeden Verteilnetzbetreiber nach der jährlichen Höchstlast seines elektrischen Netzes. Unter den derzeit gültigen gesetzlichen Rahmenbedingungen besteht für die Verteilnetzbetreiber jedoch keinerlei Anreiz, diese Kosten zu reduzieren, da sie ihre Kosten in vollem Umfang an die Netznutzer weitergeben. Dies wird sich voraussichtlich im Laufe des Jahres 2006 ändern. Dann soll die sogenannte Anreizregulierung in Kraft treten, nach der den Netzbetreibern anhand diverser Strukturmerkmale Obergrenzen für ihre Netzentgelte individuell von der Regulierungsbehörde vorgegeben werden [84]. Effizienz- und Kostenvermeidungsmaßnahmen der Netzbetreiber kommen ihnen dann direkt als Mehrerlöse zugute. Unter diesen Umständen kann es auch für Verteilnetzbetreiber interessant werden, die Potenziale dezentraler Einspeisung in ihrem Netzgebiet gezielt zur Verminderung der vorgelagerten Netzkosten, eventuell auch der Betriebsmittelkosten durch Entlastung ihrer Netze und Umspannanlagen, nutzbar zu machen. Dies könnte durch Vorgabe eines Fahrplans beziehungsweise Steuerprofils als auch durch kurzfristigen Leistungsabruf geschehen.

3.2.9 Sonstige Erlösmöglichkeiten für kleine Brennstoffzellen-KWK-Anlagen

KWK-Bonus

Gemäß dem KWK-Gesetz wird Brennstoffzellen für den in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeisten Strom eine zusätzliche Vergütung (Bonus) in Höhe von 5,11 ct/kWh über einen Zeitraum von zehn Jahren ab Inbetriebnahme der Anlage gewährt. Diese Vergütung gibt es nur für in das Netz der öffentlichen Versorgung eingespeisten und nicht für den im Objekt selbst genutzten Strom. [75]

Mineralölsteuerrückvergütung

Gekoppelt an den Jahresgesamtnutzungsgrad der Anlage wird ein Teil der Mineralölsteuer für KWK-Anlagen rückvergütet. Bei Anlagen mit einem Jahresgesamtnutzungsgrad größer 60 % gibt es bezogen auf den Brennstoff Erdgas eine Rückvergütung in Höhe von 0,366 ct/kWh_{H₂O}. Bei Anlagen mit einem Jahresgesamtnutzungsgrad über 70 % sogar 0,55 ct/kWh_{H₂O}. [85]

Stromsteuerbefreiung

Eigenerzeugungsanlagen kleiner 2 MW_{el}, deren Stromerzeugung im räumlichen Zusammenhang zum Erzeugungsort genutzt wird – der „räumliche Zusammenhang“ ist dabei durch Gerichtsurteile auf das öffentlich Verteilnetz eines Versorgers, das heißt Nieder- und Mittelspannungsnetz ohne eine Umspannung auf höhere Spannungsebenen definiert – können von der Stromsteuer, der sogenannten *Ökosteuer*, in Höhe von derzeit 2,05 ct/kWh befreit werden [86]. Dies bringt Vorteile zum Beispiel für Contractoren oder Versorger (Händler), die eigenerzeugten Strom aus solchen Anlagen im gleichen Objekt oder Gebiet wieder verkaufen. Die eingesparte Stromsteuer kann im Grunde als weitere Gewinnmarge aufgefasst werden.

Vermiedene Konzessionsabgabe

Die Konzessionsabgabe ist eine Kommunalabgabe für die private Nutzung öffentlichen Grundes, zum Beispiel das Verlegen elektrischer Leitung eines Netzbetreibers in den Gehwegen und Straßen der Stadt. Sie wird auf den Stromverkaufspreis aufgeschlagen und ist je nach Kommune unterschiedlich hoch. Für private Verbraucher ergibt sich meist ein Preis von ca. einem Cent pro Kilowattstunde Strombezug. Wird der Strom innerhalb eines privaten Geländes erzeugt und verkauft und nicht über Leitungen transportiert, die unter öffentlichen Wegen und Plätzen verlaufen, fällt sie nicht an. Dies bringt Vorteile zum Beispiel für Contractoren oder Versorger (Händler), die eigenerzeugten Strom aus solchen Anlagen im gleichen Objekt wieder verkaufen. Die eingesparte Konzessionsabgabe kann im Grunde als weitere Gewinnmarge aufgefasst werden.

CO₂-Bonus

Im Rahmen des europäischen Emissionshandelssystems nehmen Erzeugungsanlagen größer 20 MW Leistung am Emissionshandel teil. Brennstoffzellen in Wohngebäuden erreichen diese Leistungsgrenze nicht. In Zukunft jedoch könnten im Rahmen von Joint-Implementation-Projekten – sofern diese als Ausgleichsprojekte im eigenen Land zugelassen werden – über die Reduktion der Emission von Treibhausgasen durch Brennstoffzellen in Wohngebäuden im Vergleich zum Stand der Technik einer konventionellen Versorgung Emissionsreduktions-Zertifikate generiert werden. Diese könnten im europäischen Emissionshandelssystem in Emissionsrechte umgewandelt und zum aktuellen Zertifikatpreis verkauft werden.

Optimierung des Gasbezugs

Ähnlich der Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes schreitet die Liberalisierung des Gasmarktes voran. Waren die Bezugsverträge der örtlichen Gasversorger mit ihren Vorlieferanten im wesentlichen vom Jahresgesamtabsatz und der Jahreshöchstleistung abhängig, bieten sich ihnen mit der Liberalisierung des Marktes und der Regulierung der Netzkosten neue Möglichkeiten der strukturierten Beschaffung ähnlich derer im Strommarkt. Auch die Kalkulation der Netzentgelte für Letztverbraucher wird demnächst von Arbeit und Leistung des Gasbezugs abhängen [87]. Dadurch wird neben dem Zeitpunkt und der Höhe der Stromproduktion der Brennstoffzellen auch Zeitpunkt und Höhe des Gasbezugs zu einer Variablen, deren Optimierung zu Kostenvorteilen und Mehrerlösen in verschiedenen denkbaren Strategien für Letztverbraucher, Energielieferanten und Netzbetreiber als Betreiber und Bewirtschafter von Brennstoffzellenanlagen führen kann. Allerdings sind die erzielbaren Preisvorteile noch nicht mit jenen der Stromerzeugung vergleichbar, so dass diese Strategien hier noch außer Acht gelassen werden.

3.2.10 Erlösmöglichkeiten in der Übersicht

Tabelle 3.2 verdeutlicht die Erlösmöglichkeiten beim Betrieb einer Brennstoffzelle und Verkauf des Stroms. Unterschieden wird dabei zwischen dem Betrieb durch eine Privatperson und einem Contractor, zum Beispiel einem Energieversorgungsunternehmen. Da die erzeugte Wärme immer nur im Objekt selbst genutzt werden kann, ergibt sich – sofern nicht privat betrieben – die Notwendigkeit eines Wärmelieferungsvertrages bei Aufstellung der Anlage im Objekt selbst und Betrieb durch einen Contractor (= Contracting). Den erzeugten Strom kann der Contractor wiederum im Rahmen eines Stromlieferungsvertrages vornehmlich den Objektkunden, zum Beispiel den Mietern eines Mehrfamilienhauses, weiterverkaufen als auch jedem beliebigen anderen Marktteilnehmer. Die direkte Verwendung des Stroms im Objekt hat sowohl bei privatem eigennutzendem als auch Contracting-Betrieb gegenüber anderer Nutzung den Vorteil, dass Netznutzungsentgelte entfallen und Stromsteuer und Konzessionsabgabe eingespart werden können. Hier ergeben sich insgesamt die höchsten Gegenwerte der Stromerzeugung. Die anderen Möglichkeiten des Stromverkaufs sind dem gegenüber als additiv zu sehen. Ihr Erlöswert hängt dabei im Falle des Regelenergieverkaufs und des Börsenverkaufs wesentlich vom erzielbaren Verkaufspreis des Stroms ab, der am Markt gebildet wird und entsprechend stark schwanken kann. Einen wesentlichen Anteil der Vergütung bei Einspeisung des Stroms in das Netz der öffentlichen Versorgung hat dabei heute der Bonus nach dem KWK-Gesetz. Die Bonusregelung ist jedoch zeitlich befristet auf zehn Jahre ab Inbetriebnahme der Anlage.

Tabelle 3.2: Varianten des Gegenwerts der Stromerzeugung aus Brennstoffzellen

Betreiber	Zweck	Abnehmer	Erlös	Erlöswert (ct/kWh)
Privat	Substitution Strombezug	Selbst	Bezugskosten brutto	Ca. 17
Contractor ²⁷ (Versorger, Händler)	Direktverkauf im Objekt	Endkunde (im Objekt)	Verm. Stromeinkauf + verm. NNE (komplett) + wegf. Stromsteuer (wegf. Konzessionsabgabe)	Ca. 3 + 6 + 2,05
Alle	Netzeinspeisung	Verteilnetzbetreiber	Üblicher Preis (Baseload EEX) + verm. NNE + (KWK-Bonus)	Ca. 3-4 + 0,25 + (5,11)
Alle	Verkauf Börse, sonst. Lieferverträge	Händler, Großkunden (über Spotmarkt usw.)	Strompreis (z.B. Spotmarkt) + verm. NNE + (KWK-Bonus)	Ca. 3 (0-170) + 0,25 + (5,11)
Alle	Verkauf Regelenergie (Minutenreserve)	ÜNB	Regelenergiepreis + verm. NNE + (KWK-Bonus)	Ca. 7,5-9,5 (55-76) + 0,25 + (5,11)
Alle, Steuerung BKV	Vermeidung Ausgleichsenergie	variabel (BKV)	Verm. Kosten Ausgleichsenergie (anteilig) als Bonus	≤ ca. 6,5

Preisannahmen s.o. und Kapitel 6.1. Legende: verm.: vermieden; wegf.: wegfallend.

Die dargestellten Strategien des Regelenergie- und Börsenverkaufs und der Vermeidung von Ausgleichsenergie bedingen aufgrund der Transaktionskosten und des zu erreichenden Mindestangebotsvolumens einen Betrieb der Anlage durch eine koordinierende übergeordnete Stelle, zum Beispiel im Verbund mit anderen als „Virtuelles Kraftwerk“. Dabei kann die Anlage durchaus im privaten Eigentum eines Hausbesitzers sein, und die Bewirtschaftung geschieht durch Dritte über vertragliche Regelungen.

²⁷ Mehrerlös gegenüber Strombezug vom Vorlieferanten.

Exkurs: Spark Spread

Zur Abschätzung der Wertschöpfung einer Energieerzeugung kann ein vereinfachtes Kriterium herangezogen werden aus der Differenz zwischen Verkaufserlös und Brennstoffkosten, der sogenannte *Spark Spread* [88]. Anteilige Investitions- und Wartungskosten werden dabei außer Acht gelassen. Im Falle der Brennstoffzelle in Wohngebäuden wird der *Spark Spread* definiert durch die spezifische Vergütung der Stromerzeugung v_{Strom} abzüglich der spezifischen, durch die Stromerzeugung verursachten Brennstoff-Mehrkosten k_{Strom} . Die Mehrkosten werden dabei berechnet gegenüber einer alleinigen Wärmeversorgung mit einer konventionellen Technologie. Der Brennstoffbedarf des Brennstoffzellen-System inklusive Zusatzwärmeerzeuger ergibt sich zu

$$\begin{aligned} Q_{\text{Br,BZ-Syst.}} &= (L + Q)_{\text{BZ}} / \eta_{\text{ges,BZ}} + Q_{\text{Rest}} / \eta_{\text{th,konv.}} \\ &= L_{\text{BZ}} / \eta_{\text{ges,BZ}} + Q_{\text{BZ}} / \eta_{\text{ges,BZ}} + Q_{\text{Rest}} / \eta_{\text{th,konv.}} \end{aligned} \quad (\text{Gl. 3.1})$$

mit:

L : Erzeugte elektrische Energie,

Q : Erzeugte Wärme, wobei $Q_{\text{BZ}} + Q_{\text{Rest}} = Q_{\text{Bedarf,Objekt}}$.

Wenn in erster Näherung $\eta_{\text{ges,BZ}} \approx \eta_{\text{th,konv.}}$ angenommen wird, dann entsprechen die beiden letzten Terme aus Gl. 3.1 ungefähr $Q_{\text{Bedarf,Objekt}} / \eta_{\text{th,konv.}} = Q_{\text{Br,konv.}}$ dem Brennstoffbedarf des konventionellen Vergleichssystems. Der Brennstoffmehrbedarf des Brennstoffzellen-Systems ergibt sich somit zu

$$\Delta Q_{\text{Br}} \approx L_{\text{BZ}} / \eta_{\text{ges,BZ}}. \quad (\text{Gl. 3.2})$$

Die spezifischen Brennstoffmehrkosten (d.h. die reinen Grenzkosten der Stromerzeugung) bestimmen sich so zu

$$k_{\text{Strom}} \approx k_{\text{Br}} / \eta_{\text{ges,BZ}}, \quad (\text{Gl. 3.3})$$

und der *Spark Spread* zu

$$sp_{\text{BZ}} \approx v_{\text{Strom}} - k_{\text{Br}} / \eta_{\text{ges,BZ}}. \quad (\text{Gl. 3.4})$$

Fazit Verdienstmöglichkeiten für private Betreiber und Contractoren

Den summierten Verkaufswert und den resultierenden *Spark Spread* der Stromerzeugung aus Brennstoffzellen zeigt Tabelle 3.3.:

- Die Stromdirektnutzung und der Direktverkauf stellt auch ohne zusätzlichen KWK-Bonus die im Mittel wirtschaftlichste Option dar.
- Die Netzeinspeisung von Strom ist über die Option Regelenergieverkauf und Ausgleichsenergie-Bonus unter angenommenen Randbedingungen ähnlich wirtschaftlich.

- Der Stromverkauf am Spotmarkt auf Basis des mittleren Spotmarktpreises und die unspezifische Einspeisung in das Verteilnetz ist für private Anlagenbetreiber mit entsprechend höheren Brennstoffpreisen nur solange ökonomisch sinnvoll, wie der KWK-Bonus als zusätzliche Einnahme fließt.

Tabelle 3.3: Verkaufswert und *Spark Spread* der Stromerzeugung aus Brennstoffzellen

<i>Werte in ct/kWh,</i> <i>mit (ohne) KWK-Bonus</i>	Verkaufswert	<i>Spark Spread</i>	
		privater Betreiber	Contractor / Versorger
Substitution Strombezug (Privat)	ca. 17 (17)	11,9 (11,9)	
Direktverkauf im Objekt (Contractor)	ca. 11 (11)		8,6 (8,6)
Netzeinspeisung + Ausgleichsenergie-Bonus	ca. 14,5 (9,5)	9,4 (4,4)	12,1 (7,1)
Verkauf Regelenergie (Minutenreserve)	ca. 13,5 (8,5)	8,4 (3,4)	11,1 (6,1)
Verkauf Spotmarkt	ca. 8 (3) [(0-170)]	2,9 (-2,1)	5,6 (0,6)
Netzeinspeisung	ca. 8 (3)	2,9 (-2,1)	5,6 (0,6)

Preisannahmen: s.o. und Kapitel 6.1. Dabei Regelenergiepreis berechnet mit 5 % Abrufwahrscheinlichkeit. Angenommene Gaspreise: Endkunden 4,3 ct/kWh_{Hu} (inkl. Steuerrückerst.), Versorger 2 ct/kWh_{Hu} (s.o.); $\eta_{\text{ges,BZ}}$ angenommen mit 85 %.

Hemmnisse

Die Hemmnisse bei der Erschließung der einzelnen oben angesprochenen Verkaufsmärkte sind bereits kurz erwähnt worden. Gezielter Verkauf an Börse oder als Regelenergie setzt aufgrund der Transaktionskosten und der zum Teil heute geltenden Anforderungen an die Teilnahme an diesen Märkten die Verbindung vieler Anlagen in einer Steuerstrategie voraus. Neben der technischen Umsetzbarkeit – die gegeben ist – stehen dem heute noch zusätzlich die Kosten der informationstechnischen Verknüpfung im Wege. Die Vision eines zumindest in Teilen dezentral organisierten Energiesystems setzt jedoch genau diese informationstechnische Verknüpfung voraus. Auch die im heutigen Energiesystem schon denkbaren zusätzlichen Erlöspotenziale dezentraler Stromerzeugung, wie Ausgleichsenergielieferung und Reduktion der Netzlast, beruhen auf der externen Steuerbarkeit der Anlage. Brennstoffzellen im zukünftigen Energiesystem werden genau diese externe Steuerbarkeit und informationstechnische Verknüpfung in ihrer Anlagentechnik vorsehen müssen.

Für den Direktverkauf von Strom einer Brennstoffzelle in einem Mehrfamilienhaus gibt es weitere Hemmnisse. Per Gesetz haben Stromkunden die freie Wahl des Stromanbieters und auch die einfache Möglichkeit, diesen zu wechseln. Dies stellt sich somit anders dar als die Wärmelieferung, für die bei einer Zentralheizungsanlage in der Regel der Vermieter verantwortlich ist, der dann Messung und Zuordnung zum Mieter (Endkunden) veranlasst. Der Stromdirektverkauf in einem Mehrfamilienhaus ist nur dann gesichert, solange die Mieter darin einwilligen und den Brennstoffzellenstrom vorrangig beziehen. Wenn der Vermieter als Eigentümer und Betreiber der KWK-Anlage und Weiterverkäufer des Stroms auftritt, trifft ihn unter anderem auch die gesetzliche Pflicht zur Abnahme von EEG-Strom und Weitergabe der Kosten entsprechend des Bezugs seiner Stromkunden. Zusätzlich trifft ihn die Aufgabe

der hausinternen Messung – hierzu muss er eventuell die bestehenden Stromzähler vom Netzbetreiber übernehmen – und Abrechnung, sowie der Versorgung der Kunden mit Zusatzstrom. Vergleichbares gilt für den Betrieb einer Anlage im Mehrfamilienhaus durch einen Contractor. Dem zusätzlichen Aufwand steht ein höherer erzielbarer Erlös gegenüber. Dieser Erlösvorteil könnte auch zum Teil an die Kunden weitergegeben werden, so dass auch auf ihrer Seite ein ökonomischer Anreiz zum Bezug dieses Stroms entsteht (vgl. Tabelle 3.3).

In der Praxis können weitere Faktoren die Verkaufsaussichten und den Erlös von Strom aus Brennstoffzellen in Wohngebäuden bedingen und hemmen. Tritt ein örtlicher Versorger, zum Beispiel ein Stadtwerk, als Contractor und Betreiber der Anlage auf, können die Vorteile des Direktverkaufs dadurch relativiert werden, dass der erzeugte Strom andere Erzeugung aus Kraftwerken des Versorgers substituiert, und auch die vermiedenen Netzentgelte zum überwiegenden Teil seiner eigenen Netzgesellschaft zugute gekommen wären.

3.3 Resultat: implementierte Betriebsstrategien

Auf Basis der Vorüberlegungen sind folgende Betriebsstrategien sinnvoll, die für die detaillierten Simulationsrechnungen von Brennstoffzellen in Wohngebäuden modelliert worden sind (vgl. Kapitel 5):

□ *klassische, wärmegeführte Betriebsstrategie*

Die Wärmeerzeugung der Brennstoffzelle folgt dem Wärmebedarf des Wohngebäudes. Es wurden zwei Varianten implementiert: bei der direktbewirtschaftenden Strategie folgt die Brennstoffzelle dem Wärmebedarf des Wohngebäudes direkt, ein Wärmespeicher ist parallelgeschaltet. Bei der speicherbewirtschaftenden Strategie bewirtschaftet die Brennstoffzelle einen Wärmespeicher, unabhängig von der aktuellen Wärmenachfrage des Gebäudes.

□ *klassische, stromgeführte Betriebsstrategie*

Die Stromerzeugung der Brennstoffzelle folgt dem Strombedarf des Wohngebäudes. Beschränkt wird dieses Folgeverhalten durch die Laständerungsgeschwindigkeiten und die Lastgrenzen des Brennstoffzellensystems.

□ *Vorgabe eines externen Stromprofils*

Die Stromerzeugung der Brennstoffzelle folgt einem vorgegebenen Lastprofil. Dabei kann das Lastprofil als Fahrplan sowohl in Absolutwerten und zeitnah veränderbar, als auch in Form eines Standardprofils des Tagesverlaufs vorgegeben werden. Bei der Modellierung hier sind zwei Tagesverlaufsprofile für Winter- und Sommertage vorgegeben worden. Der tatsächliche Fahrplan der Brennstoffzelle ermittelte sich täglich aus der Skalierung des Profils mittels einer Zielwertsuche, so dass die aus dem Fahrplan resultierende Wärmeerzeugung der Brennstoffzelle identisch der Wärmebedarfsprognose für den Folgetag war, und der Wärmespeicher durch diese Fahrweise nicht

außerhalb seiner Kapazitäten beansprucht wurde. In Sommertagen, wenn die skalierten Fahrplanwerte teilweise unterhalb der unteren Lastgrenze der Brennstoffzellenanlage liegen würden, wurde durch eine weitere Zielwertsuche der Fahrplan und entsprechend der Betriebszeitraum der Brennstoffzelle auf die Hochlastzeiten des vorgegebenen Profils dergestalt reduziert und die Skalierung wiederholt, dass wiederum der prognostizierte Wärmebedarf durch die Erzeugung der Brennstoffzelle unter Einhaltung der Wärmespeichervorgaben gedeckt wurde.

□ *Vorhaltung von Reserveleistung*

Die Wärmeerzeugung der Brennstoffzelle folgt primär dem Wärmebedarf des Wohngebäudes. Für einen bestimmten Zeitraum – hier wurde die Zeit von 12 Uhr mittags bis 16 Uhr gewählt – stellt die Brennstoffzelle Reserveleistung in Höhe von 60 % ihrer Nennleistung zur Verfügung. Sofern die Reserveleistung nicht abgerufen wird, wird die Brennstoffzellen während dieses Zeitraums auf konstant 40 % ihrer Nennleistung betrieben. Der Wärmespeicher muss entsprechend der maximal gelieferten Wärmeerzeugung bei Abruf der Reserveleistung dimensioniert sein. Sofern Reserveleistung auch in den Sommermonaten angeboten werden soll, sollte die Nennleistung der Brennstoffzelle so bemessen sein, dass bei Abruf der Reserveleistung nicht wesentlich mehr Wärme erzeugt wird, als im Tagesverlauf im Objekt benötigt. Die Steuerung von Brennstoffzelle, Wärmespeicher und zusätzlichem Wärmeerzeuger erfolgt dergestalt, dass zu Beginn des Reservezeitraums der Wärmespeicher soweit entleert ist, um die bei Reserveabruf erzeugte Wärme komplett aufnehmen zu können.

Die Strategien sind sowohl für einen Betrieb der Brennstoffzelle durch private Nutzer als auch im Contracting geeignet, und werden über die verschiedenen energetischen, ökonomischen und ökologischen Bilanzen und technischen Merkmale in Kapitel 6 miteinander verglichen.

4 Modellierung des zeitlichen Energiebedarfs von Referenzgebäuden

Für die Simulation des Einsatzes von Brennstoffzellenanlagen in Wohngebäuden bilden neben technischen Charakteristika, Betriebsstrategien und Erlösmöglichkeiten der Anlagen vor allem die eingehenden Energiebedarfsdaten der Wohngebäude die wesentliche Grundlage der Berechnung. Für eine Jahressimulation müssen die Energiebedarfsdaten entsprechend im Jahresverlauf und in möglichst hoher zeitlicher Auflösung vorliegen, um eine wirklichkeitsnahe und belastbare Simulation des Anlagenbetriebs zu ermöglichen. Der Beschaffung oder Entwicklung dieser Jahresganglinien des Energiebedarfs der betrachteten Gebäude kommt daher eine wichtige Rolle zu.

Anders als zum Beispiel im Bereich der leistungsgemessenen Sondervertragskunden sind für Wohngebäude gemessenen Daten in ausreichender zeitlicher Auflösung nur vereinzelt zu bekommen [59, 89 - 93]. Sie können nicht als prototypisch angesehen werden. Zusätzlich liegen öffentlich verfügbare Messungen elektrischer Lastganglinien nur in 15-minütiger Auflösung vor [91]. Beides zusammen bedingt die Anwendung von Algorithmen zur Weiterverarbeitung der gemessenen Daten und Modellierung eines prototypischen Energiebedarfs, insbesondere im Strombereich. Hauptanforderung an diese Datenmodelle ist es dabei, für beliebige Gebäude und ihre Charakteristika den zugehörigen Energiebedarf detailliert und realitätsnah nachzubilden. Im Bereich der Modellierung der Wärmenachfrageganglinien gibt es bereits einige kommerzielle Produkte, die diese Anforderung erfüllen [94, 95]. Auch stellt sich hier nicht das Problem, aufgrund fehlender Speichermöglichkeit und im Kurzfristbereich stark schwankender Nachfrage eine möglichst hohe zeitliche Auflösung der Daten zu erreichen²⁸. Im Bereich der Stromnachfrageganglinien hingegen musste über neue Algorithmen auf Basis statistischer Verfahren aus dem beschränkten Angebot qualitativ brauchbarer und verfügbarer Daten ein eigenes Datenmodell zur Ganglinienerzeugung erstellt werden.

Ausgangspunkt der Simulationsrechnungen in Kapitel 6 sind prototypische Wohngebäude als Referenzgebäude. Die Methodik der Erstellung detaillierter Ganglinien des Jahresbedarfs ihrer Energienachfrage ist Inhalt der nachfolgenden Unterkapitel. Dazu werden zunächst im folgenden Unterkapitel ebensolche Referenzgebäude und ihre Charakteristika auf Basis einer Untersuchung und Klassifizierung des Wohngebäudesektors ermittelt.

4.1 Die Entwicklung des Wohngebäudesektors in Deutschland

Die Summe der Wohngebäude in Deutschland bildet das Anwendungsfeld der hier untersuchten Brennstoffzellen. Anzahl, Größe und Verteilung der Gebäude einerseits definieren den

²⁸ Gebäude besitzen aufgrund der Wärmespeicherfähigkeit der Gebäudemasse eine natürliche Trägheit hinsichtlich des Heizwärmebedarfs. Im Kurzfristbereich gibt es nur Schwankungen der Warmwassernachfrage, die allerdings meist über einen Brauchwarmwasserspeicher abgefedert werden.

möglichen Absatzmarkt für Brennstoffzellensysteme, die Charakteristiken des Energiebedarfs der Gebäude andererseits bestimmen die Einsatzmöglichkeiten von Brennstoffzellensystemen. Zielsetzung des Kapitels ist es,

- Status Quo und zukünftige Entwicklung des Wohngebäudebestands in einer geeigneten Klassifizierung darzustellen, und daraus
- mittlere, prototypische Gebäude jeder Gebäudeklasse zur späteren Verwendung als Referenzgebäude in Simulationsrechnungen zu ermitteln.

Die Beschreibung des Wohngebäudebestands stützt sich dabei wesentlich auf die Mikrozensus-Untersuchungen des Statistischen Bundesamtes aus dem Jahr 2002 [96]. Seine Fortentwicklung wurde unter Einhaltung der sozio-ökonomischen Vorgaben aus den Szenarien des Kapitels 8.1 modelliert.

4.1.1 Klassifizierung von Gebäuden und Haushalten

Die Gesamtheit der Wohngebäude in Deutschland ist hochgradig inhomogen. Nahezu jedes Gebäude hat eigene Charakteristika. Dennoch ist es zur Bestimmung eines Gesamtpotenzials und zur Definition von Einsatzfeldern für Brennstoffzellen notwendig, eine geeignete Klassifizierung des Gebäudebestands vorzunehmen. Klassifizierungen gibt es beispielsweise durch die statistischen Ämter und auch durch Wissenschaftsinstitute, an deren Arbeiten im folgenden angeknüpft wird [96, 97]. Gebäude bilden die kleinste physische Einheit des Wohnungssektors, Haushalte²⁹ die kleinste sozioökonomische. Beide sind relevante Bezugsgrößen bei der Ermittlung des Energiebedarfs.

Der Gebäudebestand heute

Einen Überblick über die Statistik der Haushalte, Personen und Wohngebäude in Deutschland gibt Tabelle 4.1. In Deutschland gibt es heute nahezu 16 Mio. Wohngebäude mit knapp 35 Mio. bewohnten Wohnungen. Die Zahl der Haushalte übersteigt die der bewohnten Wohnungen leicht. Die durchschnittliche Wohnfläche pro Person liegt bei mehr als 41 m², die durchschnittliche Wohnfläche pro Wohnung bei nahezu 90 m².

Tabelle 4.1: Charakteristika des Wohnungssektors in Deutschland im Jahr 2002

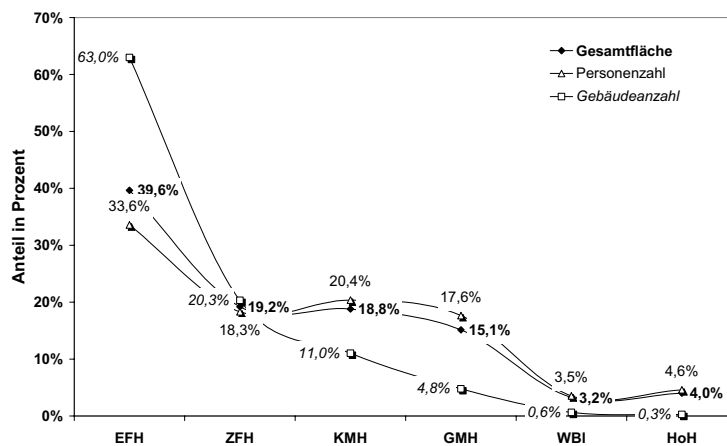
	<i>Absolutzahlen, in 1.000</i>		<i>Durchschnittszahlen</i>
Gebäudeanzahl (ca.)	15.838	Wohnfläche/Person (m ²)	41,57
Haushalte	36.106	Wohnfläche/Haushalt (m ²)	88,48
Wohnungen (bewohnt)	35.758	Wohnfläche/Wohnung (m ²)	89,35
Wohnfläche (bewohnt, m ²)	3.194.800	Personen/Haushalt	2,13
Personen	76.862	Personen/Wohnung	2,15

Quelle: [96] und eigene Berechnungen.

²⁹ Auch: Wohneinheiten.

Die überwiegende Mehrheit der Gebäude in Deutschland sind Ein- und Zweifamilienhäuser (vgl. Abbildung 4.1). Zusammen machen sie ca. 83 % des Gesamtbestands aus und beherbergen gut die Hälfte der Bevölkerung. Kaum ein Prozent aller Gebäude hingegen sind große Gebäude mit mehr als 13 Wohneinheiten. In puncto Personenzahl und Wohnfläche hingegen gibt es eine relative Parität im Anteil von Zweifamilienhäuser und Mehrfamilienhäusern (KMH, GMH), das heißt es wohnen ungefähr gleich viele Menschen in Zweifamilienhäusern wie in kleinen und großen Mehrfamilienhäusern (jeweils ca. ein Fünftel der Bevölkerung), und diese Häuser beanspruchen ähnliche Gesamtwohnflächen. Einzig die Einfamilienhäuser liegen wiederum mit ca. 40 % Anteil an der Gesamtwohnfläche und ca. einem Drittel der Bevölkerung an der Spitze der Klassifizierung.

Abbildung 4.1: Die Aufteilung von Wohnfläche, Personen und Gebäudeanzahl auf verschiedene Größenklassen von Gebäuden



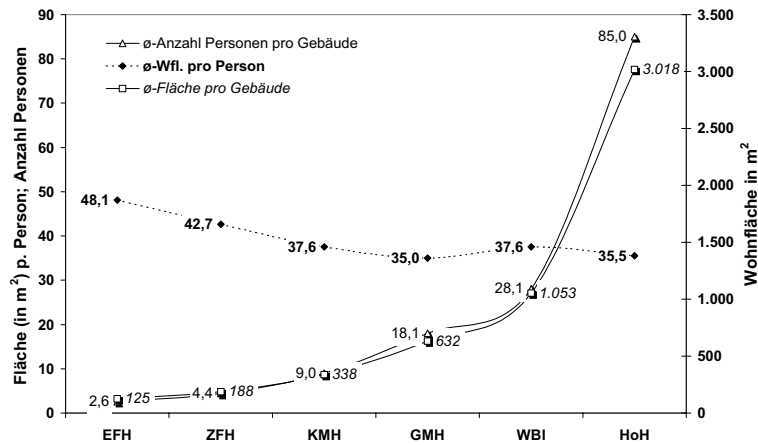
Quelle: Eigene Berechnungen auf der Grundlage von [96]. Legende: EFH Einfamilienhaus mit einer Wohneinheit, ZFH Zweifamilienhaus mit 2 Wohneinheiten, KMH Kleines Mehrfamilienhaus mit 3-6 Wohneinheiten, GMH Großes Mehrfamilienhaus mit 7-12 Wohneinheiten, WBI Wohnblock mit 13-20 Wohneinheiten, HoH Hochhaus mit mehr als 20 Wohneinheiten.

Die Gebäudeanzahl entspricht dabei Absatzmarkt und potenzieller Zahl an Anlagen, sofern nicht in Zukunft Brennstoffzellenanlagen wie die heutigen Gas-Thermen auch als Wohnungs- und Etagenheizung für Mehrfamilienhäuser konzipiert werden. Die Aufteilung des aus den Wohngebäuden resultierenden Wärmepotenzials in den verschiedenen Gebäudeklassen ist in erster Näherung proportional der Wohnflächenverteilung der Gebäudeklassen.

Auf Basis der Mikrozensus-Erhebung des Statistischen Bundesamtes aus dem Jahr 2002 gelingt bereits eine erste Klassifizierung des Gebäudebestand nach Gebäudegröße. Die wesentlichen energierelevanten Parameter der Gebäudeklassen zeigt Abbildung 4.2. Der Durchschnittswert der Wohnfläche pro Person liegt, wie oben gesehen, bei ca. 41,6 m². Wiederum ist es so, dass insbesondere die spezifische Wohnfläche in Einfamilienhäusern mit ca. 48 m² bedeutend höher ist als der Durchschnitt, während sie in Zweifamilienhäusern

bereits nur wenig oberhalb des Durchschnittswertes liegt. Interessant ist auch zu sehen, dass im Größensegment oberhalb der Individualhäuser EFH und ZFH die durchschnittliche Wohnfläche pro Person unabhängig von der Gebäudegröße zu sein scheint, und bereits ca. 10 % unter dem Mittelwert liegt.

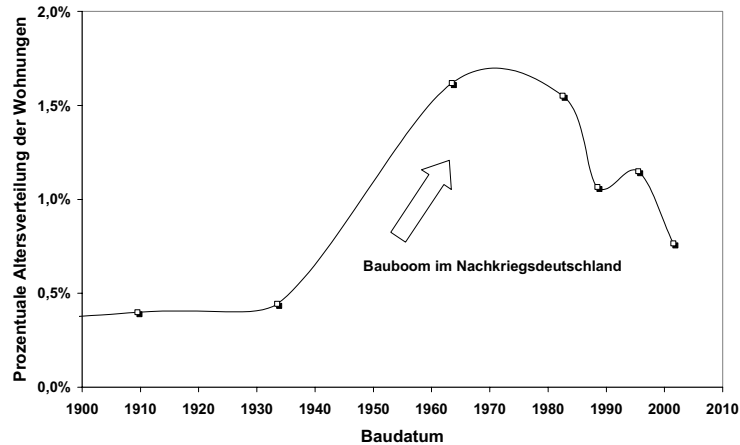
Abbildung 4.2: Durchschnittliche Werte für Wohnfläche, Personenanzahl und personenspezifischer Wohnfläche für Gebäude verschiedener Größenklassen



Quelle: Eigene Berechnungen auf der Grundlage von [96].

Die Altersstruktur der Wohnungen und Gebäude

Abbildung 4.3: Die Altersstruktur der Wohnungen in Deutschland



Quelle: eigene Darstellung nach [96].

Ein wesentlicher Anhaltspunkt für Bausubstanz, Wärmedämmeigenschaften und damit Raumwärmebedarf der Gebäude ist ihr Baudatum. Es charakterisiert die damit zusammen-

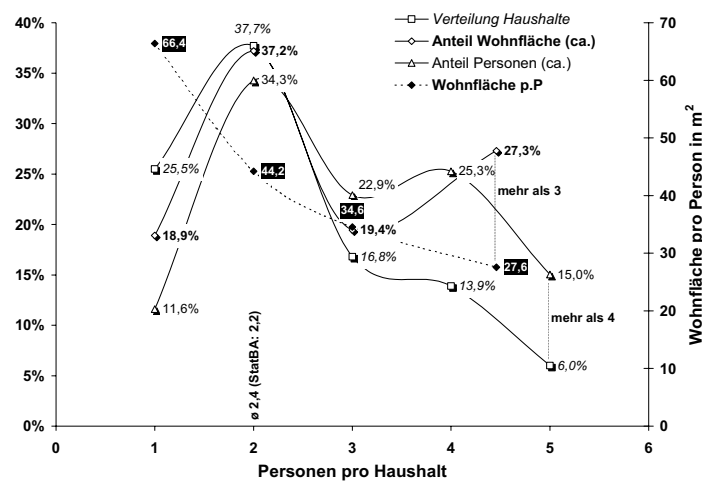
hängenden wirtschaftlichen Möglichkeiten der Bauherren, die vorherrschenden Baumaterialien und in neuerer Zeit vor allem auch die gesetzlichen Bestimmungen zur Wärmedämmung. Nach den Erhebungen des Statistischen Bundesamtes zeigt sich, dass ca. ein Viertel der heutigen Gebäude aus der Kriegs- und Vorkriegszeit stammen (vor 1950), ein weiteres Viertel aus der Zeit nach 1980 und ca. die Hälfte aus den drei Jahrzehnten zwischen 1950 und 1980.

Haushalte in Gebäuden

Während die bauphysikalische Beschaffenheit der Gebäude maßgeblich für den Bedarf an Raumwärme verantwortlich ist, ist die Zahl ihrer in Haushalten zusammengefassten Bewohner maßgeblich verantwortlich für den Bedarf an Strom und warmem Wasser. Die Haushaltsgröße spielt also ebenso eine wesentliche Rolle für den Energiebedarf.

Gemäß einer Haushaltskundenbefragung der VDEW aus dem Jahre 1996 [98] sind ca. ein Viertel aller Haushalte in Deutschland Single-Haushalte (vgl. Abbildung 4.4). Die relative Mehrheit bilden Zwei-Personen-Haushalte mit ca. 38 %, während alle Mehrpersonenhaushalte zusammengenommen auch auf ungefähr diesen Wert kommen. In der Verteilung der Personen verschieben sich naturgemäß die Anteile, 11 % aller Bundesbürger leben demzufolge alleine und ein gutes Drittel zu zweit, während mehr als die Hälfte in Mehrpersonenhaushalten lebt. Mit zunehmender Haushaltsgröße sinkt dabei die pro Person im Durchschnitt zur Verfügung stehende Wohnfläche von ca. 66 m² für Alleinwohnende um ein Drittel auf ca. 44 m² in Zwei-Personen-Haushalten (und liegt damit immer noch etwas über dem Mittelwert), um fast die Hälfte auf ca. 35 m² für Drei-Personen-Haushalte und für Haushalte mit mehr als drei Personen auf unter 30 m².

Abbildung 4.4: Haushalte in Deutschland nach Personengröße



Quelle: Eigene Berechnungen auf der Grundlage von [98] und [96].

4.1.2 Bestimmung mittlerer, prototypischer Gebäude

Grundlage der späteren Berechnung und Simulation von Brennstoffzellen wie auch der Berechnung des Brennstoffzellenpotenzials im Zeitverlauf (vgl. Kapitel 6, 8) sind prototypische Referenzgebäude, auf die sich die Berechnungen stützen.

Aufbauend auf einer gängigen Einteilung des Gebäudebestands [97, 99] wird ein Gebäudemodell und dessen Fortentwicklung über die Zeit auf Basis von Referenzgebäuden entwickelt. Es unterliegt den Annahmen der betrachteten Szenarien (vgl. Kapitel 8.1) bezüglich der Bevölkerungsentwicklung und den Haushalte-Statistiken und erbringt folgende Ergebnisse für Referenzgebäude:

- eine durchschnittliche Anzahl von Haushalten beziehungsweise Wohnungen pro Referenzgebäude, damit
- eine durchschnittliche Wohnfläche der Haushalte beziehungsweise Wohnungen pro Referenzgebäude,
- eine durchschnittliche personenspezifische Wohnfläche pro Gebäudeklasse (EFH, KMH usw.), in zeitlicher Entwicklung,
- und damit die Schlüsselgröße, nämlich die durchschnittliche Haushaltsgröße (in Personen) pro Referenzgebäude über der Zeit, beziehungsweise direkt der Personenanzahl pro Referenzgebäude über der Zeit.

Daraus kann über Statistiken des durchschnittlichen Strombedarfs pro Haushaltsgröße über der Zeit der Strombedarf pro Referenzgebäude abgeschätzt werden, ebenso – über den personenspezifischen Warmwasserbedarf – der Warmwasserbedarf pro Referenzgebäude.

Die hier beschriebene Methodik und das gewählte Verfahren vereinfachen zwangsläufig die Realität, die ausgesprochen komplex und inhomogen ist. Die hieraus resultierenden prototypischen Referenzgebäude bilden zweckmäßig den Durchschnitt aller Gebäude ab.

Bildung von Referenzgebäuden

Die durchschnittliche Anzahl von Wohneinheiten pro Gebäude wird vereinfachend angenommen als das arithmetische Mittel der Bandbreite von Wohnungen pro Haus in einer der oben definierten Kategorien (vgl. Tabelle 4.2). Einfamilienhäuser (EFH) beherbergen demzufolge eine Wohneinheit, Zweifamilienhäuser (ZFH) zwei, kleine Mehrfamilienhäuser (KMH) im Mittel 4,5, große Mehrfamilienhäuser (GMH) im Mittel 9,5, Wohnblocks (Wbl) im Mittel 16,5 und Hochhäuser (HoH) im Mittel 50³⁰.

³⁰ Wert geschätzt.

Tabelle 4.2: Durchschnittliche Gebäude pro Gebäudeklasse nach Mirkozensus-Einteilung im Jahr 2002

		EFH	ZFH	KMH	GMH	Wbl	HoH	Mittel
Anzahl Wohneinheiten (WE) nach Klassifizierung	-	1	2	3-6	7-12	13-20	>20	
Angenommene durchschnittliche Anzahl WE	-	1	2	4,5	9,5	16,5	50	2,22
Durchschnittliche Wohnfläche pro Haushalt	m ²	125,0	93,8	75,1	66,5	63,9	60,3	89,6
Durchschnittliche Personenzahl pro Haushalt	-	2,6	2,2	2,0	1,9	1,7	1,7	2,2
Durchschnittliche Wohnfläche pro Person (*)	m ²	48,1	42,7	37,6	35,0	37,6	35,5	40,7
Durchschnittliche Personenzahl pro Gebäude (*)	-	2,6	4,4	9,0	18,1	28,1	85,0	4,9

Quelle: [96] sowie darauf basierende eigene Berechnungen (*).

Innerhalb des später verwandten Gebäudemodells existieren die Gebäudeklassen *ZFH* sowie *Wbl* nicht, sie sind in die verbleibenden Klassen integriert worden, und diese entsprechend den Anteilen der ursprünglichen Klassen mit neuen Durchschnittswerten belegt worden (vgl. Tabelle 4.3). Die Gebäudecharakteristika aus Tabelle 4.3 beschreiben die Grundgrößen der in Kapitel 6 simulierten Referenzgebäude zum Jahr 2002. Für spätere Jahre des Betrachtungszeitraums müssen ihre Grundgrößen – Personenzahl und daraus resultierender Energiebedarf – angepasst werden.

Tabelle 4.3: Resultierende prototypische Gebäude pro Gebäudeklasse des Wohngebäudemodells, Jahr 2002

Gebäudeklasse		EFH	KMH	GMH	HoH
Wohneinheiten	-	1-2	3-12	13-20	>20
<i>rechnerisch</i>	-	1,24	6,01	16,5	50
Wohnfläche/ Haus	m ²	140	427	1.054	3.015
Wohnfläche/ Whg	m ²	112,8	71,01	63,9	60,3
Personen/ Haus	-	3,04	11,73	28,05	85
Personen/ Whg	-	2,44	1,95	1,7	1,7
Wohnfläche/Person	m ²	46,2	36,4	37,6	35,5
Wohnfläche Gesamt	Mio. m ²	1.851,4	1.067,3	102,1	125,8
Gebäudeanzahl gesamt	Tsd.	13.198	2.502	96,9	41,7
Personen	Mio.	40,1	29,3	2,7	3,5

Zukünftige Entwicklung des Wohngebäudesektors

Die Modellierung des zukünftigen Wohngebäudebestands in Kapitel 8 umfasst den Zeitraum bis 2050, die detaillierten Simulationsrechnungen von Referenzgebäuden setzen an zum erwarteten Markteintritt kommerzieller Brennstoffzellenanlagen für Wohngebäude im Jahr 2010. Ausgehend vom bekannten Status Quo werden auf der Grundlage der Szenarien zur

zukünftigen Bevölkerungs- und Wohnflächenentwicklung (vgl. Tabelle 4.4) die Charakteristika der Referenzgebäude (Tabelle 4.3) daher zunächst auf das Jahr 2010 fortgeschrieben und Projektionen für den weiteren Zeitverlauf angefügt.

Tabelle 4.4: Szenarioannahmen zur Bevölkerungs- und Wohnflächenentwicklung

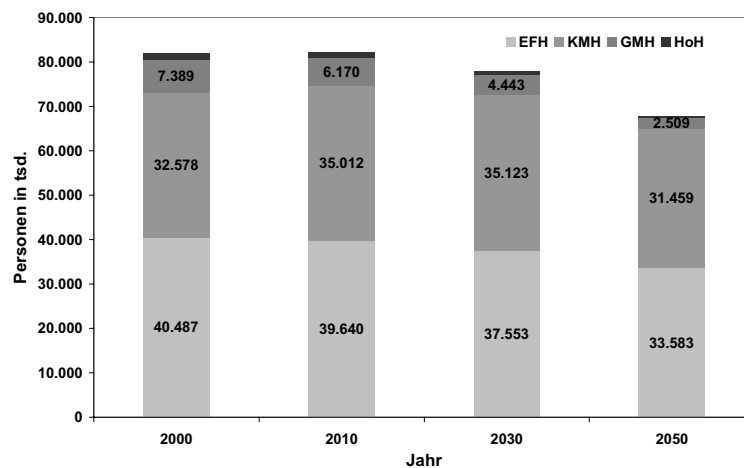
Jahr		Quelle	1995	2010, 2005 ^a	2020	2050
Wohnfläche pro Person	m ²	Enquête	36,8	45,5	51,3	58,6
		FZJ	36,8	39,3	41,3	52,3
Bevölkerung in Deutschland	Mio.	Enquête	81,7	82,1	80,8	67,8
		FZJ	81,7	82,0	80,7	67,1
Wohnfläche in Deutschland	Mio. m ²	Enquête		3.733	4.142	3.972
		FZJ	3.006	3.220	3.335	3.506

Quelle : [4, 100]. Enquête: Szenarien der Enquête-Kommission. FZJ: Szenarien des Forschungszentrums Jülich.
^(a) Datenbasis FZJ.

Die Methodik der Fortschreibung besteht dabei zunächst in der Ermittlung der spezifischen Wohnfläche pro Person und Gebäudeklasse über der Zeit, aus der die mittlere Personenbelegung pro Wohnung und Gebäudeklasse bestimmt werden kann. Damit liegen der Brauchwarmwasserbedarf und über weitere statistische Formeln des Zusammenhangs zwischen Strombedarf und Personenzahl pro Haushalt auch der Strombedarf der prototypischen Gebäude fest.

1. Bestimmung der spezifischen Wohnfläche pro Person und Gebäudeklasse über der Zeit

Abbildung 4.5: Bevölkerungszahl in den verschiedenen Gebäudeklassen bis 2050

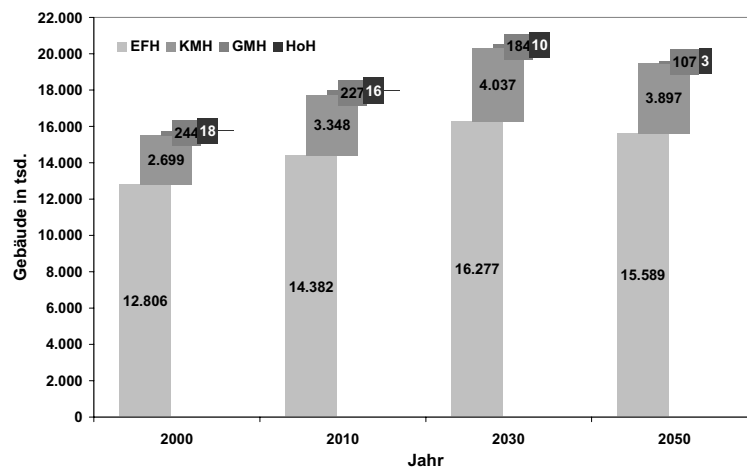


Die Bestimmung der spezifischen Wohnfläche pro Person und Gebäudeklasse hat die statistischen Zahlen des Mikrozensus [96] zur Grundlage und passt diese auf die Entwicklung der Wohnfläche, der Wohngebäude und der Personenzahlen gemäß Enquête-Szenario (vgl. Tabelle 4.4) an. Die Veränderung der Wohnflächenanteile der verschiedenen Gebäudeklassen

untereinander wurde dabei übertragen auf die Veränderung der Bevölkerungsanteile und ihrer Zuordnung zu den Gebäudeklassen. Das Ergebnis zeigt Abbildung 4.5. Während große Mehrfamilienhäuser und Hochhäuser beständig an Bevölkerungsanteilen verlieren, bleibt der Anteil der Bevölkerung in Ein- und Zweifamilienhäusern prozentual gesehen relativ konstant etwas unter 50 %. Eine Zunahme an Bevölkerungsanteil über den Betrachtungszeitraum verzeichnen kleine Mehrfamilienhäuser.

Falls eine über den Zeitraum in etwa konstante mittlere Gebäudegröße angenommen wird, kann aus dem Wohnflächenanteil der Gebäudeklasse und dieser mittleren Gebäudegröße nach [96] die Entwicklung der Gebäudezahlen in den verschiedenen Gebäudeklassen nachgebildet werden. Abbildung 4.6 zeigt die Ergebnisse. Bei in etwa konstantem Bevölkerungsanteil nimmt die Zahl der Ein- und Zweifamilienhäuser bis 2050 trotz rückläufiger Bevölkerungszahlen beträchtlich zu. Grund hierfür ist eine beträchtliche Zunahme der spezifischen Wohnfläche pro Person in dieser Gebäudeklasse um ca. 50 % bis 2050 gegenüber 2000 (vgl. Tabelle 4.5). Bei ähnlich steigenden Komfortansprüchen in der Klasse der kleinen Mehrfamilienhäuser weist diese den prozentual gesehen größten Zuwachs an Gebäuden auf, bedingt durch den wachsenden Anteil an Bevölkerung, der in dieser Gebäudeklasse wohnt.

Abbildung 4.6: Entwicklung der Gebäudezahlen der verschiedenen Gebäudeklassen bis 2050



Von heute knapp 13 Millionen erhöht sich die Anzahl der Ein- und Zweifamilienhäuser auf über 16 Millionen bis zum Jahr 2030, und sinkt danach leicht bis auf ca. 15,5 Millionen ab (vgl. Abbildung 4.6). Die Anzahl der kleinen Mehrfamilienhäuser verdoppelt sich nahezu bis 2030 auf ca. 4 Millionen. Die Anzahl der Hochhäuser verringert sich auf ein Sechstel von ca. 18.000 auf ca. 3.000, auch die Zahl der großen Mehrfamilienhäuser sinkt auf ca. 40 % ihrer Anzahl des Jahres 2000 und erreicht im Jahr 2050 die Marke von ca. 100.000 Gebäuden. Diese Zahlen bilden die Eckdaten für den möglichen Markt der Brennstoffzellen und anderer Heizungsanlagen in Wohngebäuden. Die damit verbundenen Zahlen der spezifischen Wohnflächen pro Person und Gebäudeklasse zeigt Tabelle 4.5. Die Vorgaben des Enquête-

Senarios bezüglich der mittleren Wohnfläche pro Person waren Treibergröße der Berechnung und zeigen sich im Resultat bestätigt.

Tabelle 4.5: Entwicklung der spezifischen Wohnfläche pro Person in den verschiedenen Gebäudeklassen bis 2050

Jahr	EFH	KMH	GMH	HoH	Ø (≡ Vorgabe Enquête)
2000	44,4	35,3	34,8	34,2	39,7
2010	50,9	40,8	38,8	37,7	45,5
2030	60,8	49,0	43,8	39,8	54,3
2050	65,1	52,8	44,8	40,1	58,6

2. Bestimmung des Strombedarfs pro Gebäudeklasse über der Zeit

Die mittlere Wohnungsgröße in Personen kann pro Gebäudeklasse über die mittlere spezifische Wohnfläche pro Person aus Tabelle 4.5 und über die mittlere Wohnungsgröße in Quadratmetern bestimmt werden. Vom VDI liegt weiterhin eine mittlere Statistik des Strombedarf pro Wohnung über der Personenanzahl pro Wohnung vor [101]. Aus der Verknüpfung beider Daten wurde der Strombedarf pro Wohnung pro Gebäudeklasse, und über die mittlere Anzahl der Wohnungen der Gebäude je Klasse der mittlere Strombedarf pro Gebäude je Klasse bestimmt. Die Ergebnisse zeigt Tabelle 4.6. Berücksichtigt wurde bei dieser Berechnung ein Anteil des Stroms zur Heizung und zur Bereitung von Brauchwarmwasser, dieser Anteil am Strombedarf in der VDI-Statistik wurde abgezogen³¹ (ca. 26 %). Die Ergebnisse in Tabelle 4.6 geben demzufolge den Haushaltsstrombedarf ohne elektrische Wärmeerzeugung wieder. Die Fortschreibung des Strombedarfs bezog dabei die Vorgabe aus dem Enquête-Szenario (vgl. Tabelle 4.4) ein. Die Summation des Strombedarfs aller Gebäude des modellierten zukünftigen Gebäudebestands trifft so bis auf geringe Fehler das Szenario des Haushaltsstrombedarfs in Deutschland aus Tabelle 4.4, und zeichnet dessen Reduktion um ca. 35 % bis zum Jahr 2050 nach.

Tabelle 4.6: Entwicklung des Strombedarfs pro mittlerer Wohneinheit und Gebäudeklasse bis 2050

Jahr (kWh/a WE)	EFH	KMH	GMH	HoH	Ø (≡ Vorgabe Enquête)
2000	2.368	2.046	1.896	1.836	2.195
2010	2.249	1.880	1.797	1.754	2.087
2030	1.889	1.540	1.551	1.596	1.713
2050	1.584	1.289	1.351	1.410	1.430

³¹ Es wurde davon ausgegangen, dass eine elektrische Wärmeerzeugung insbesondere für Brauchwarmwasser das mögliche Wärmeerzeugungspotenzial einer Brennstoffzelle beschneidet und damit ihren wirtschaftlichen Einsatz gefährdet. Beide Systeme wurden als unverträglich miteinander angenommen, und daher der Strombedarf für Wärmeerzeugung aus dem Bedarf der Referenzgebäude herausgerechnet.

Entsprechend der höheren spezifischen Wohnflächen pro Person und der geringeren Personenzahlen pro Wohnung sinkt der wohnungsspezifische Strombedarf in der Klasse der kleinen Mehrfamilienhäuser stärker als in den anderen Gebäudeklassen. (Vgl. Tabelle 4.6)

Modellinput: Referenzgebäude des Jahres 2010

Tabelle 4.7 zeigt als Ergebnis die Charakteristika der ermittelten mittleren prototypischen Gebäude je Gebäudeklasse für das Jahr 2010. Die Energiebedarfswerte Brauchwarmwasser und Strom dienen als Grundlage zur Modellierung von Jahresganglinien in Kapitel 4.4 und 4.5 und als Eingangsgrößen der detaillierten Simulationsrechnungen des Kapitels 6. Der Raumwärmebedarf für verschiedene Dämmstandards nach einem spezifischen Raumwärmebedarf vorgegeben und danach in Kapitel 4.3 die Jahresganglinie gebildet. Die Entwicklung des Brauchwarmwasserbedarfs wird nach einem Szenario *Effizienz* und einem Szenario *Referenz* unterschieden (vgl. Kapitel 4.4).

Tabelle 4.7: Energiebedarfscharakteristika der Referenzgebäude zum Jahr 2010

			EFH	KMH	GMH	HoH
Anzahl Wohneinheiten	<i>rechnerisch</i>	-	1,24	6,0	16,5	50,0
Wohnfläche gesamt		m ²	140	427	1.054	3.015
Personen	<i>rechnerisch</i>	-	2,8	10,5	27,2	80,0
Strombedarf			2.797	11.293	29.648	87.693
Brauchwarmwasser	<i>Referenz</i>		1.736	6.588	17.137	50.424
	<i>Effizienz</i>		1.659	6.295	16.375	48.183
Raumwärmebedarf	<i>15 kWh/m²</i>	kWh/a	2.104	6.399	15.815	45.225
	<i>100 kWh/m²</i>		14.028	42.659	105.435	301.500
	<i>300 kWh/m²</i>		42.085	127.976	316.305	904.500

Brauchwarmwasser: *Referenz* 45 l pro Person und Tag an 345 Tagen, *Effizienz* 43 l an 345 Tagen (vgl. Kapitel 4.4).

Bei niedrigem spezifischen Raumwärmebedarf von ca. 15 kWh/m² („Passivhaus-Standard“) ist der Wärmebedarf für Brauchwarmwasser außer im prototypischen Ein- bis Zweifamilienhaus höher als der Raumwärmebedarf. Der Strombedarf ist für diesen Standard stets höher, zum Teil nahezu doppelt so hoch wie der Raumwärmebedarf. Der dargestellte Standard mit 100 kWh/m² spezifischem Raumwärmebedarf entspricht in etwa dem heutigen Standard der Energie-Einsparverordnung [102]. 300 kWh/m² spezifischen Raumwärmebedarf weisen vor allem ältere unsanierte Gebäude auf, die vor dem Jahr 1918 errichtet wurden.

4.2 Warum zeitlich detaillierte Modellierung?

Für eine wirklichkeitsnahe Simulation des Anlageneinsatzes von Brennstoffzellen in Wohngebäuden sind drei Dinge unabdingbar:

- eine realistische Abbildung der technischen Prozesse im Modell,
- eine intelligente Implementierung der Strategie und Steuerungsalgorithmen im Modell,

- eine hohe Realitätstreue der eingehenden, das heißt unveränderlichen Daten.

Die eingehenden Daten sind im wesentlichen zeitliche Energiebedarfsdaten, Jahresganglinien des Energiebedarfs. Ihre Qualität lässt sich in zwei Dimensionen messen, in einer Größen- und einer Zeitdimension: die Daten müssen einerseits in ihrer absoluten Größe realistisch sein und andererseits vor allem die zeitliche Struktur der Nachfrage realistisch abbilden. Für die Erstellung belastbarer Gesamtbilanzen über ein Jahr sind weder Verkürzungen und Vereinfachungen des Betrachtungszeitraums, zum Beispiel durch die Verwendung von Typtagen anstelle von Jahresganglinien, noch zu geringe zeitliche Auflösungen bei in natura stark schwankenden Daten wie der Stromnachfrage zulässig.

Tabelle 4.8: Vergleichsrechnung stromgeführter Brennstoffzellenbetrieb im prototypischen Gebäude EFH 100³² des Jahres 2010 bei einer hohen und einer niedrigen zeitlichen Auflösung der zugrundeliegenden Jahresganglinien des Elektrizitätsbedarfs

EFH 100 – stromgeführt, 1.225 W _{el}		Datenauflösung		Relativer Fehler
		15sek	15min	
Deckungsgrad thermisch	%	3,3 %	10,9 %	228 %
Deckungsgrad elektrisch	%	12,5 %	42,4 %	232 %
Vollbenutzungsstunden	h/a	304	995	227 %
Starts p.a.	-	3.877	2.212	-43 %
Stromeinspeisung	%	1,9 %	0,0 %	-100 %
<i>gegenüber konv. Versorgung:</i>				
Kosteneinsparung p.a.	%	3,9 %	10,2 %	161 %
Brennstoffmehrbedarf	%	1,0 %	8,2 %	710 %
Emissionsminderung	%	3,5 %	6,9 %	139 %

Quelle: eigene Modellrechnung mit dem Simulationsmodell. Rahmenbedingungen vgl. Kapitel 6.

Fehleranalysen bezüglich der Verwendung von zeitlich höher aufgelösten Daten zeigen dabei folgendes:

- Die Verwendung von Jahresganglinien des Strombedarfs in 15-minütiger Auflösung im Vergleich zu einminütiger Auflösung führt bei stromgeführtem Anlagenbetrieb und Gebäuden bis sechs Wohnungen zu Unterschieden im elektrischen Deckungsgrad größer 4 %, im Betriebsergebnis größer 5 % [59, p. 38].
- Eigene Vergleichsrechnungen mit Daten von nochmals erhöhter Auflösung (15 Sekunden-Zeitraaster) erbrachten gar Unterschiede von 30 % im elektrischen Deckungsgrad, und wiederum ca. 6 % in der erzielbaren jährlichen Energiekostensparnis gegenüber einer konventionellen Versorgung. Der relative Fehler zwischen der höheren und der niedrigeren Auflösung liegt dabei für die Deckungsgrade bei über 200 %, für Kostenersparnis und Emissionsminderung immer noch über 100 %. (vgl. Tabelle 4.8)

³² Im folgenden setzt sich die Bezeichnung der Referenzgebäude, z.B. „EFH 100“, aus der Gebäudeklasse, hier „EFH“, und dem spezifischen Raumwärmebedarf, hier 100 kWh/m², zusammen.

Um die eingehenden Energiebedarfsdaten in ausreichender Qualität bereitstellen zu können, sind im Rahmen der Arbeit umfangreiche Datenmodelle entwickelt worden.

4.3 Datenmodell Raumwärme

4.3.1 Einflussfaktoren des Raumwärmebedarfs

Gebäude in Deutschland zeichnen sich aus durch einen Wärmebedarf zur Beheizung und zur Warmwassererzeugung und einen Strombedarf³³. Dieser Bedarf ist gleichzeitig das theoretische Erzeugungspotenzial für eine Brennstoffzellenanlage zur Versorgung des Gebäudes. Seine Höhe und vor allem auch seine zeitliche Aufteilung bestimmen Auslegung, Einsatz und mittelbar den wirtschaftlichen Erfolg einer Brennstoffzellenanlage. Festgelegt werden diese Größen durch eine Reihe von Einflussfaktoren, die in nachfolgender Tabelle 4.9 beispielhaft aufgeführt sind. Es wird deutlich, dass die entscheidenden Größen neben klimatischen Einflüssen insbesondere von der Bauart des Objektes abhängende, *gebäudespezifische*, sowie vom Verhalten der Bewohner abhängende, *nutzerspezifische* Faktoren sind. Der Raumwärmebedarf unterliegt weitestgehend klimatischen und gebäudespezifischen Einflüssen (Bauart, Größe), der Bedarf an Warmwasser und Strom hingegen wird vornehmlich von der Anzahl der Bewohner verursacht.

Tabelle 4.9: Einflussfaktoren des Raumwärmebedarfs von Gebäuden

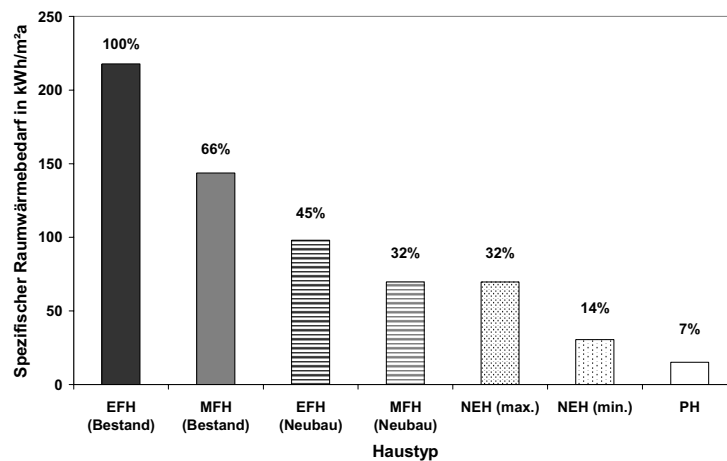
Raumwärmebedarf	Größe, Höhe	Zeitliche Struktur
Allgemein	<ul style="list-style-type: none"> • Klima, Witterung 	<ul style="list-style-type: none"> • Witterung (tageszeitlich, saisonal)
Gebäudespezifisch	<ul style="list-style-type: none"> • Beheizte Fläche • Wärmeverluste (Außenfläche, Dämmung, Fensterflächen, Dichtheit) • Wärmegewinne (innere Wärmequellen, Fensterfläche, Warmwasser-Verteilung) 	<ul style="list-style-type: none"> • Speicherfähigkeit des Gebäudes
Nutzerspezifisch	<ul style="list-style-type: none"> • Raumtemperatur • Lüftungsverhalten 	<ul style="list-style-type: none"> • Tagesrhythmus Bewohner, Lüftungsverhalten • Nachtabsenkung

Bedingt durch verbesserte Bauweise und gesetzliche Vorgaben wie die Wärmeschutzverordnung und die Energie-Einsparverordnung hat sich der spezifische Raumwärmebedarf von Gebäuden in den letzten Jahrzehnten kontinuierlich verringert. Abbildung 4.7 gibt einen Überblick über Status Quo und Tendenzen des spezifischen Raumwärmebedarfs. Im Mittel benötigen Einfamilienhäuser des jetzigen Gebäudebestands ca. 220 kWh Wärme pro Quadratmeter Wohnfläche und Jahr. Neubauten kommen bereits mit im Mittel 45 % dieses Wertes aus. Spezielle Niedrigenergiehäuser haben spezifische Wärmebedarfe zwischen 30 und 70 kWh/m², und liegen damit bei ca. 14 % bis 32 % des Durchschnitts. Sogenannte Passivhäuser

³³ Kältebedarf wie auch Wärmebedarf für Kochen usw. sei hier nicht explizit betrachtet und ggf. im Strombedarf enthalten.

sind so konzipiert, dass sie aufgrund hervorragender Dämmung, aktiver Lüftung mit Wärmereückgewinnung und hoher solarer Gewinne die zusätzlich benötigte Raumwärme durch ein kleines Heizregister in der Wohnungslüftung bereitstellen können, und meist auf eine zusätzliche, wasserbasierte Wärmeverteilung verzichten können. Ihr spezifischen Raumwärmebedarf liegt bei unter 15 kWh/m², und damit bei nur noch ca. 7 % des Wertes des Gebäudebestands.

Abbildung 4.7: Jährlicher spezifischer Raumwärmebedarf verschiedener Gebäudetypen



Quelle: Eigene Darstellung nach [103, p. 152]. Legende: NEH: Niedrigenergiehaus. PH: Passivhaus.

4.3.2 Datengrundlage und Berechnungsmethodik

Für die Verwendung in den Simulationsmodellen und im Wohngebäudemodell wurden die Jahressganglinien des Raumwärmebedarfs der Modellgebäude mit Hilfe eines kommerziell erhältlichen Programms [95] erstellt. Basis der Ermittlung der Jahressganglinien bilden hierbei

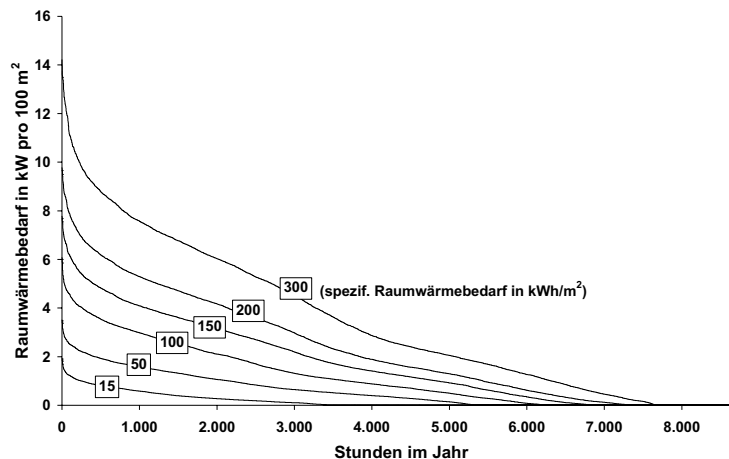
- der Jahrestemperaturverlauf des Testreferenzjahrs des deutschen Wetterdienstes [104]. Das Testreferenzjahr bildet ein durchschnittliches Temperaturjahr als Mittel der letzten zwanzig Jahre einer Klimaregion in Deutschland ab, wobei Temperaturextrema mit berücksichtigt sind³⁴.
- die Gewerkestruktur der Gebäude, das heißt Flächenmaße und zugehörige Wärmedurchgangskoeffizienten der verschiedenen relevanten Bauteile wie Fenster, Decken, Wände und Böden. Die Speichermasse des Gebäudes wird berücksichtigt, ebenso die Wärmeverluste durch Lüftung (über die Vorgabe einer Luftwechselzahl) und solare und innere Wärmegewinne [95, 105].

³⁴ Als Klimaregion wurde Würzburg gewählt, welches dem Mittelwert in Deutschland am nächsten kommt.

Die Vorgehensweise bei der Erstellung der Jahresganglinien des Raumwärmebedarfs für die modellierten Gebäude besteht darin, die im Wohngebäudemodell vorgegebenen Parameter der Gewerkestruktur in das Berechnungsprogramm einzutragen und die Berechnung auf Basis der gewählten Temperaturganglinie durchführen zu lassen.

4.3.3 Ergebnisse, Diskussion

Abbildung 4.8: Geordnete Jahresdauerlinien des Raumwärmebedarfs für Gebäude verschiedener Raumwärmeklassen



Quelle: eigene Berechnungen mit [95].

Abbildung 4.8 zeigt beispielhaft die sortierten Ergebnisse der Erstellung von Raumwärmebedarfsganglinien für Gebäude verschiedenen spezifischen Raumwärmebedarfs. Allen gemeinsam ist der linear abfallende Verlauf des Raumwärmebedarfs über die Stunden des Jahres: Raumwärmebedarf und damit Heizwärmebedarf sind in keiner Weise über das Jahr konstant, sondern verhalten sich im wesentlichen reziprok zur Außentemperatur. Zwischen den einzelnen Gebäuden verschiedener Raumwärmeklassen gibt es jedoch signifikante Unterschiede, einerseits in der Länge der Heizperiode – also der Zeit, in der wirklich Heizleistung benötigt wird – und andererseits in der Höhe des Leistungsbedarfs. Mit abnehmendem spezifischen Raumwärmebedarf sinken sowohl Leistungsbedarf als auch Länge der Heizperiode. Das Verkürzen der Heizperiode wird dabei bedingt durch die geringeren Wärmeverluste der Gebäude bei gleichen oder höheren solaren und inneren Wärmegewinnen.

Nicht dargestellt in Abbildung 4.8 ist das Verkürzen der Heizperiode durch nutzerseitige Abschaltung der Heizung während der Sommermonate. So kann es im Vergleich zu den gezeigten Dauerlinien zu einem Wegfall des Raumwärmebedarfs für die letzten wenigen hundert Stunden kommen, wobei sich allerdings bei Simulation auf Basis der dargestellten Jahresganglinien eine nur geringe differierende Energiemenge ergibt.

4.4 Datenmodell Brauchwarmwasser

4.4.1 Einflussfaktoren des Brauchwarmwasserbedarfs

Anders als der Raumwärmebedarf ist der Bedarf an Brauchwarmwasser im wesentlichen nutzerbestimmt, während alleine die Art der Warmwasserverteilung und -speicherung und die dabei entstehenden Wärmeverluste einen gewissen Einfluss auf die Höhe der zur Bereitstellung des Warmwassers benötigten Wärme haben. Tabelle 4.10 verdeutlicht die Einflussfaktoren.

Tabelle 4.10: Einflussfaktoren des Brauchwarmwasserbedarfs

	Größe, Höhe	Zeitliche Struktur
Allgemein	<ul style="list-style-type: none"> Erzeugungsart und -anlage (zentral, dezentral) 	<ul style="list-style-type: none"> (Arbeitszeiten, Tageslänge und -beginn)
Gebäudespezifisch	<ul style="list-style-type: none"> Warmwasser-Verteilung 	
Nutzerspezifisch	<ul style="list-style-type: none"> Personenanzahl Komfortbedürfnisse Bewohner 	<ul style="list-style-type: none"> Tagesrhythmus Bewohner

Je nach Komfortansprüchen und Verhalten der Nutzer stellt sich ein individueller und potenziell stark differierender Brauchwarmwasserbedarf ein. Tabelle 5.3 gibt einen Einblick in den Bedarf an Brauchwarmwasser für verschiedene Tätigkeiten. Pfahl [106], der im Rahmen seiner Dissertation insbesondere die Suffizienzpotenziale des Energiebedarfs untersucht hat, führt diese für den Bereich des Brauchwarmwassers gesondert neben dem Referenzbedarf auf. Suffizienzpotenziale können dabei durch effizientere Geräte – beispielsweise sparsamere Duschköpfe – und durch Veränderung im Nutzerverhalten – beispielsweise durch Ersatz des Badens durch Duschen – erschlossen werden.

Tabelle 4.11: Bandbreite des Brauchwarmwasserbedarfs verschiedener Tätigkeiten

	Einmalbedarf in l			Jahressumme in l/a		
	Referenz		Suffizienz	Referenz		Suffizienz
	Pfahl	VDI	Pfahl	Pfahl	VDI	Pfahl
Baden	116	80-180	116	5.447	8.300-18.600	2.724
Duschen	34,5	12-60	17,3	4.374	2.100-10.400	2.592
Körperpflege	3	4-8	2,4	2.192	2.800-5.500	1.754
Küche	2,5		2	913		731
Summe	39,4		24,6	14.387		8.970

Quelle: [106, S. 32 (Referenz), S. 273 (Suffizienz)], [107].

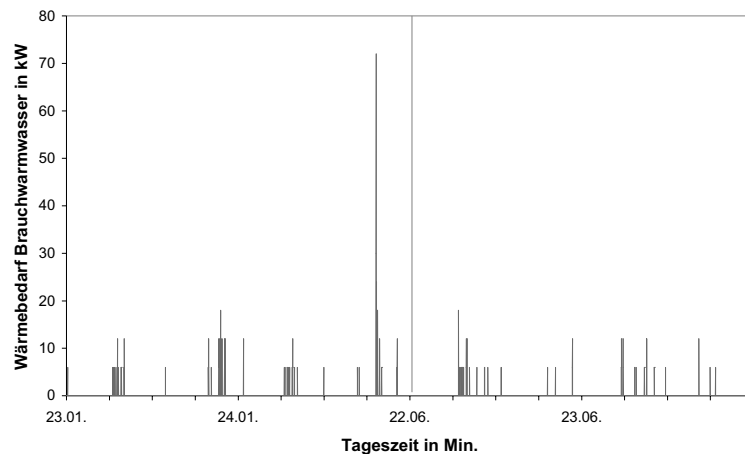
Im Referenzszenario bleibt der Brauchwarmwasserbedarf laut Pfahl [106, p. 244] über dem Zeitverlauf bis zum Jahr 2050 nahezu gleich, allerdings setzt ein Rückgang des absoluten Bedarfs äquivalent der Bevölkerungsentwicklung ein. Nachdem die Durchdringung der Haushalte mit fließendem warmem Wasser bei über 99 % liegt [98, p. 60], gibt es über das heutige Niveau hinaus kaum nach Nachholbedarf hinsichtlich der Ausstattung und der Verfügbarkeit von warmem Wasser. Den Bedarf verändernde Maßnahmen sind einerseits im

Bereich steigender oder bewusst gesenkter Komfortansprüche zu sehen und in einem Wechsel der Gewohnheiten (zum Beispiel tägliche Dusche statt wöchentliches Bad; Geschirrspüler statt Handspülen), andererseits in Effizienzverbesserungen der warmwasserspendenden und -nutzenden Geräte.

4.4.2 Datengrundlage

Stärker noch als der Strombedarf schwankt der Bedarf an Brauchwarmwasser pro Haushalt in seiner zeitlichen Struktur über den Tag. Meist gibt es wenige, über den Tag verteilte Entnahmespitzen, mit einem Schwerpunkt auf der morgendlichen und abendlichen Wäsche. Abbildung 4.9 zeigt dies beispielhaft in gemessenen Werten für ein Einfamilienhaus in minutiger Auflösung.

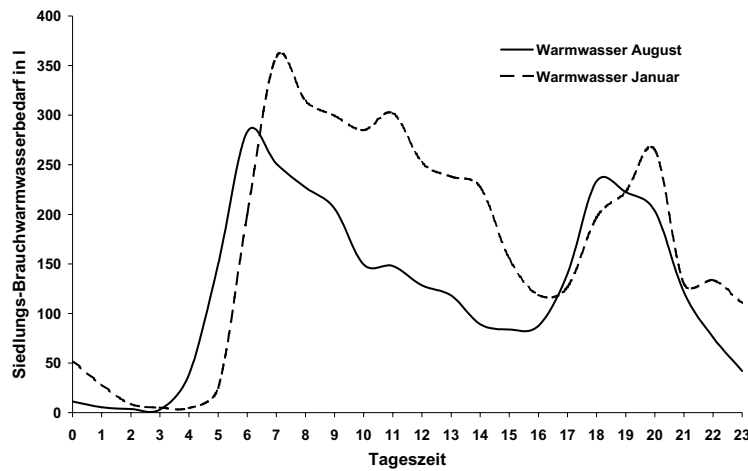
Abbildung 4.9: Wärmebedarf für Brauchwarmwasser in einem Einfamilienhaus im Tagesverlauf



Quelle: [89]. Gemessene Werte.

Für die Modellierung von Brennstoffzellen wird davon ausgegangen, dass ein ausreichend dimensionierter Wärmespeicher vorhanden ist, der den über den Tag stochastisch anfallenden Bedarf an Brauchwarmwasser bündeln und vergleichmäßigen kann. Aus diesem Grund und aufgrund des Fehlens weiterer verlässlicher Daten einzelner Gebäude in hoher zeitlicher Auflösung wurde daher im Datenmodell vom stochastischen Bedarf eines Gebäudes auf den vergleichmäßigten gemessenen Bedarf einer Siedlung übergegangen. Dieser Verlauf wird normiert als Grundlage der Modellierung der Brauchwarmwassernachfrage herangezogen. Im Unterschied zum Einzelgebäude verdichtet sich die stochastisch anfallende Nachfrage zu einer kontinuierlichen über den Tag, mit den charakteristischen Morgen- und Abendspitzen (vgl. Abbildung 4.10).

Abbildung 4.10: Kumulierter Brauchwarmwasserbedarf einer Siedlung im Tagesverlauf



Quelle: [92]. Gemessene Werte. Mittlerer Tagesverlauf im August und im Januar. Zeitversatz durch Sommerzeit.

Die Bestimmung der tatsächlichen Bedarfsganglinie für die modellierten Gebäude geschieht durch Faktorisierung der normierten gemessenen Siedlungsjahresganglinie mit dem ermittelten Jahreswärmebedarf für Brauchwarmwasser des modellierten Gebäudes.

4.4.3 Methodik und Ergebnisse, Modellinput

Die Höhe des Jahreswärmebedarf für Brauchwarmwasser des modellierten Gebäudes ermittelt sich über einen mittleren personenspezifischen jährlichen Brauchwarmwasserbedarf multipliziert mit der Personenanzahl des modellierten Gebäudes. Abgeleitet von Kapitel 4.4.1 zeigt Tabelle 4.12 die Höhe des täglichen Brauchwarmwasserbedarfs pro Person nach verschiedenen Quellen.

Tabelle 4.12: Höhe des personenspezifischen jährlichen Brauchwarmwasserbedarfs

Zeitskala	2000 - 2010 - 2020	Referenz	Suffizienz
Differenzierung	niedrig - mittel - hoch	l/d	l/d
Prognos		44 - 45 - 45	
VDI (Typ B)		38 - 45 - 59	
Pfahl		39,4	24,6

Quelle: [106, 107], [108, p. 250].

In der Zusammenschau lässt sich ein Wert von ca. 45 Litern pro Person und Tag als Mittelwert identifizieren. Sowohl Prognos [108] als auch Pfahl [106] gehen dabei davon aus, dass dieser Wert im Referenzszenario bis zum Jahr 2020 ungefähr konstant bleibt. Der sich daraus ableitende Nettowärmebedarf resultiert aus einer Erwärmung des Kaltwassers um im Mittel 35 Kelvin, und wird an im Mittel 345 Tagen des Jahres abgerufen. Dadurch ergibt sich ein mittlerer personenspezifischer Wärmebedarf aus Brauchwarmwasser von ca. 630 kWh/a. Im Szenario *Ökologisches Engagement* (vgl. Kapitel 8.1) wurde in Ahnlehnung an die Suffi-

ziensszenarien aus [106] mit einem über dem Zeitverlauf sinkenden spezifischen Brauchwarmwasserbedarf gerechnet, der durch effizientere Geräte und Substitution wasserintensiver Anwendungen von 45 Litern pro Tag im Jahr 2000 auf den Wert von 35 Litern pro Tag im Jahr 2050 fällt. Tabelle 4.13 stellt die in die Modellierung einfließenden Daten zusammen.

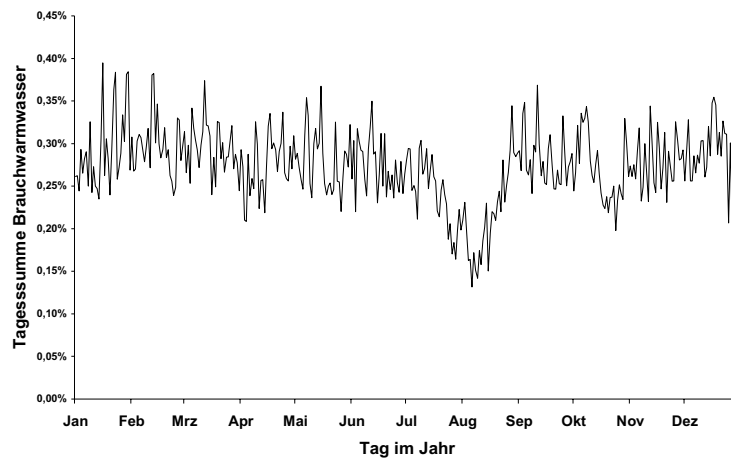
Tabelle 4.13: Modellinput: Personenspezifischer Brauchwarmwasserbedarf in Szenarien über der Zeit

Szenario	Referenz		Ökologisches Engagement	
	l/(d, Pers.)	kWh/(a, Pers.)	l/(d, Pers.)	kWh/(a, Pers.)
2000			45	630
2010	45	630	43	602
2030			39	546
2050			35	490

Nettobedarf, ohne Verteil- und Speicherverluste.

Die normierte Jahresganglinie des Brauchwarmwasserbedarfs im jahreszeitlichen Verlauf – hier dargestellt als Tagessummen – zeigt Abbildung 4.11. Multipliziert mit dem Jahresbedarf an Wärme zur Brauchwarmwasserbereitstellung ergibt sie den zeitlichen Verlauf der Wärmenachfrage für die modellierten Referenzgebäude. Abwesenheits- und Urlaubstage mit fehlendem Warmwasserbedarf werden im Simulationsmodell tageweise mit einem Bedarf identisch Null belegt, so dass sich in der Multiplikation eine Nullganglinie für diese Tage ergibt.

Abbildung 4.11: Normierte Jahresganglinie des Brauchwarmwasserbedarfs, Tagessummen.



Quelle: Eigene Darstellung nach [92].

4.5 Datenmodell Elektrizitätsbedarf

4.5.1 Einflussfaktoren des Elektrizitätsbedarfs

Die Höhe des Elektrizitätsbedarfs in den Gebäude ist im wesentlichen abhängig von der Ausstattung mit elektrischen Geräten und ihrer Nutzung, die wiederum implizit mit der Anzahl der Personen verknüpft ist. Die zeitliche Struktur des Bedarfs im Tagesverlauf richtet sich vor allem auch nach den Anwesenheitszeiten der Bewohner und ihrem Tagesrhythmus. Tabelle 4.14 zeigt die Einflussfaktoren im Überblick. Neben der Anzahl und Nutzung der elektrischen Geräte ist auch ihre Energieeffizienz ein entscheidender Faktor des Elektrizitätsbedarfs.

Tabelle 4.14: Einflussfaktoren des Elektrizitätsbedarfs

Elektrizitätsbedarf	Größe, Höhe	Zeitliche Struktur
Gebäudespezifisch	<ul style="list-style-type: none">• Anschluss Warmwasserbereitung, Heizung elektrisch	
Nutzerspezifisch	<ul style="list-style-type: none">• Geräteausstattung und -nutzung (implizit: Personenanzahl)	<ul style="list-style-type: none">• Tagesrhythmus Bewohner• Arbeitszeiten (berufstätig – zuhause)
Gerätespezifisch	<ul style="list-style-type: none">• Energieeffizienz der Geräte	<ul style="list-style-type: none">• Stand-by-Verbräuche, Anfahrströme

Detaillierte Untersuchungen des Elektrizitätsbedarfs der Haushalte resultierend aus ihrer Ausstattung mit Geräten und Prognosen über die Sättigung mit Geräten und die resultierende Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage der Haushalte liegen in verschiedenen Quellen vor [98, 106, 108]. Signifikante Unterschiede treten dabei zutage bei dem Bedarf von Haushalten, die Warmwasserbereitung und/ oder Heizung elektrisch vornehmen. Allein der Energiebedarf der Brauchwarmwassererwärmung trägt dann mit durchschnittlich 1.400 kWh/a³⁵ zum Gesamtelektrizitätsbedarf bei. Für den Einsatz von KWK-Anlagen allgemein und Brennstoffzellen im besonderen ist zu beachten, dass die elektrische Bereitstellung des Warmwassers und der Heizwärme zu einem geringeren resultierenden thermischen Wärmebedarf der Gebäude speziell im Sommer führt. Dadurch ist die Basis für eine Verwendung der Wärmeerzeugung aus einer KWK-Erzeugung in den Sommermonaten entzogen. Weiterhin fällt der Bedarf an Elektrizität zur elektrischen Bereitstellung des Warmwassers diskontinuierlich und mit hohen Bedarfsspitzen an, die nur schlecht durch ein KWK-Aggregat bereitgestellt werden können.

Die historische und auch zukünftige Entwicklung des Elektrizitätsbedarfs ist gekennzeichnet durch die gegenläufigen Entwicklungen von steigender Ausstattung der Haushalte mit elektrischen Geräten und sinkendem spezifischem Verbrauch durch elektrische Effizienzsteigerungen der Geräte (vgl. Tabelle 4.15). In Summe wird im Rahmen der Szenarien eine Abnahme des Elektrizitätsbedarfs der Haushalte angenommen (vgl. Tabelle 8.1), im Szenario

³⁵ Nutzenergiebedarf s.o. incl. Erzeugungs-, Speicher- und Verteilungsverluste [98, p. 94].

Ökologisches Engagement gibt es über den bevölkerungsbedingten Rückgang hinaus einen durch Effizienzsteigerungen bedingten Rückgang des Elektrizitätsbedarfs.

Tabelle 4.15: Effizienzsteigerungspotenzial elektrischer Geräte

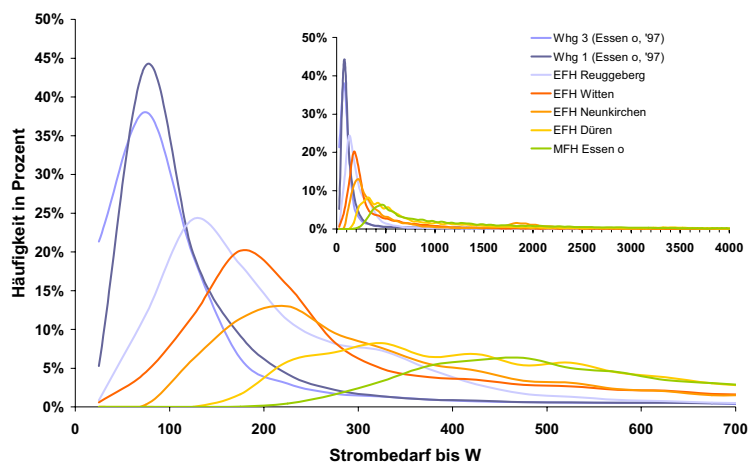
	Kühl- und Gefriergeräte, Waschmaschinen	Trockner	Beleuchtung
Realisierbare Einsparungen im spezifischen Verbrauch 1997- 2020	35-38 %	25 %	40 %

Quelle: [108, p. 255].

4.5.2 Datengrundlage

Grundlage für die Erstellung von Jahresganglinien des Elektrizitätsbedarfs von Gebäuden waren Messungen des Fachgebiets Bauphysik und Solarenergie der Universität Siegen [91, 109]. Aus umfangreicheren Messdaten wurden 18 Jahresganglinien des Elektrizitätsbedarfs von Gebäuden in 15-minütiger Auflösung ausgewählt und um fehlende Daten bereinigt. Kriterien der Auswahl der Gebäude waren das Fehlen elektrischer Wärmeerzeugung in den Gebäuden sowie die ganzjährige Nutzung des Gebäudes, beziehungsweise das Vorhandensein einer Messreihe über ein ganzes Jahr. Die so ausgewählten Jahresganglinien enthielten zum Teil noch Fehltag und kürzere Fehlzeiten. Diese Datenlücken wurden aufgefüllt, indem korrespondierende Wochentage benachbarter Wochen eingesetzt wurden.

Abbildung 4.12: Histogramm der Viertelstundenwerte des Elektrizitätsbedarfs von Gebäuden und Wohnungen des Messprogramms Siegen über ein Jahr

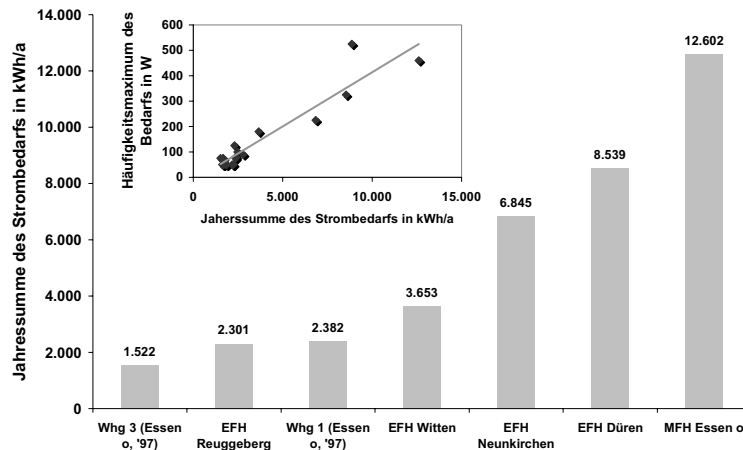


Die Nomenklatur entsprechend der Gebäudebezeichnung in [109]. Legende: Whg: Einzelwohnungen des Mehrfamilienhauses „Essen orthogonal“. Die Ordinatenrasterung beträgt 50 W.

Unter den ausgewählten Gebäuden befanden sich mehrere Einfamilienhäuser und zwei Mehrfamilienhäuser. Beispielhaft zeigt Abbildung 4.12 die Häufigkeitsverteilung des Elektrizitätsbedarfs der Gebäude und zweier Wohnungen eines Mehrfamilienhauses für den

Zeitraum eines Jahres. Das Häufigkeitsmaximum des Elektrizitätsbedarfs der beiden Wohnungen liegt bei 50 - 100 W. Diese weniger als 100 W werden ca. 35 % bis 45 % der Zeit in Anspruch genommen. Zu höheren und niedrigeren Leistungen sinkt die Häufigkeit rapide ab, Viertelstundenmittelwerte der Leistung jenseits der 200 W werden weniger als 5 % der Zeit benötigt. Bei den Einfamilienhäusern verschiebt sich dieses Bild hin zu höheren Leistungswerten. Ihre Häufigkeitsmaxima liegen zwischen ca. 150 und 350 W. Die Bandbreite spiegelt dabei Geräteausstattung und individuelles Nutzerverhalten der verschiedenen Bewohnergruppen wieder. Mit zunehmendem Leistungswert des Häufigkeitsmaximum verringert sich seine Höhe in Prozentanteilen, die Bandbreite der möglichen und auch häufigen Leistungswerte nimmt zu. Für das EFH Düren beispielsweise treten Viertelstundenmittelleistungen zwischen ca. 200 und 550 W nahezu gleich häufig zu ca. 5 % der Zeit auf. Für das betrachtete Mehrfamilienhaus verstärkt sich dieser Effekt noch einmal geringfügig, sein Häufigkeitsmaximum liegt bei 450 - 500 W.

Abbildung 4.13: Jahressummen des Elektrizitätsbedarfs von Gebäuden und Wohnungen des Messprogramms Siegen, Zusammenhang zwischen Jahressumme und Häufigkeitsmaximum



Die Nomenklatur entsprechend der Gebäudebezeichnung in [109]. Legende: Whg: Einzelwohnungen des Mehrfamilienhauses „Essen orthogonal“.

Aus dieser Häufigkeitsverteilung lassen sich bereits wichtige Informationen für die Auslegung von stromgeführt betriebenen Brennstoffzellenanlagen ableiten. Ziel könnte es dabei beispielsweise sein, die Anlagengröße für das jeweilige Gebäude so zu wählen, dass der Leistungswert des Häufigkeitsmaximums dem Leistungspunkt des höchsten elektrischen Wirkungsgrad entspricht. Auch könnte es das Ziel sein, den durch die obere und untere Leistung der Anlage gegebenen Leistungsbereich so zu wählen, dass sich ein maximaler Anteil am Energiebedarf des Gebäudes durch die Anlage erzeugen lässt. Die hier dargestellte Häufigkeitsverteilung kann dafür allerdings nur Anhaltspunkte geben, da die tatsächliche Leistung – wie unten gezeigt wird – zum Teil erheblich vom Viertelstundenmittelwert abweicht. Dennoch lässt sich bereits ableiten, dass selbst Anlagengrößen von einem kW_{el} in

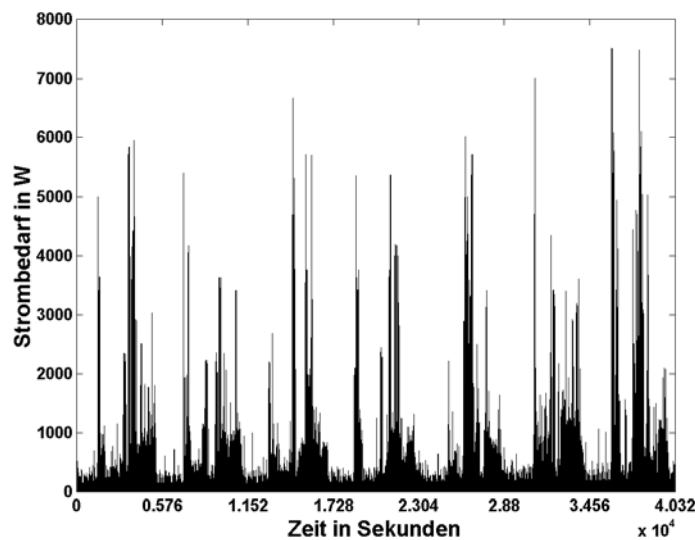
einer stromgeführten Betriebsweise für die Mehrzahl der hier abgebildeten Einfamilienhäuser, erst recht für die Wohnungen, überdimensioniert wären.

In Ergänzung zur dargestellten Häufigkeitsverteilung zeigt Abbildung 4.13 die zugehörige Jahressumme des Elektrizitätsbedarfs der betrachteten Gebäude und Wohnungen. Speziell bei den Einfamilienhäusern zeigt sich eine erhebliche Bandbreite von ca. 2.300 kWh/a bis ca. 8.500 kWh/a. Das Häufigkeitsmaximum der Elektrizitätsbedarfs ist dabei in erster Näherung proportional zur Jahressumme des Bedarfs.

4.5.3 Methodik und Ergebnisse

Ausgehend von dem Datenset der 18 verschiedenen Jahresganglinien des Elektrizitätsbedarfs wurde ein Algorithmus entwickelt, der für die Vorgabe eines beliebigen Jahresbedarfs an Elektrizität eine zugehörige Jahresganglinie auf Basis der gemessenen Daten erstellt. Die Methodik besteht darin, das Datenset in geordneten Jahresdauerlinien darzustellen, und entsprechend dem beliebig vorgegebenen Jahresbedarf eine dazugehörige Jahresdauerlinie durch Interpolation zwischen den vorhandenen geordneten Jahresdauerlinien zu erzeugen. Die Darstellung als Jahresdauerlinie erfolgt durch Rücksortierung der Werte entsprechend des Musters jener der gemessenen Jahresganglinien, die in ihrem Gesamtbedarf dem der erzeugten Ganglinie am nächsten liegt. Vorteil dieser Methodik ist es, dass Grund- und Spitzenlast nicht unzulässig durch eine einfache Faktorisierung verfälscht wird. Ergebnis dieses Algorithmus' ist eine Jahresganglinie in 15-minütiger Auflösung.

Abbildung 4.14: Gemessener Ganglinie des Strombedarfs eines 4-Personen-Haushaltes im 15-Sekunden-Raster über eine Woche

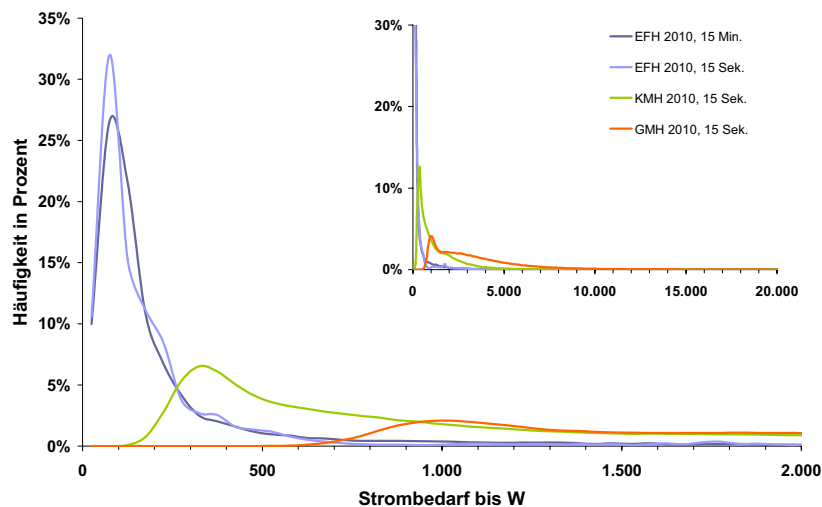


Quelle: [90].

Zielsetzung des Datenmodells zum Elektrizitätsbedarf beliebiger Wohngebäude sind aber nicht nur Jahressganglinien des Bedarfs in einer 15-minütigen Auflösung. Die tatsächlichen Fluktuationen des Strombedarfs von Haushalten und Gebäuden liegen im Bereich einiger tausend Watt innerhalb weniger Sekunden. In der Mittelung über eine Viertelstunde verschwinden diese Fluktuationen, und der Bedarf glättet sich. Dies wiederum verfälscht in einer Simulation die Bilanz des elektrischen Deckungsbeitrags einer Stromeigenerzeugung, bei stromgeführter Fahrweise auch die Fahrweise selbst und die energetische Bilanz, und damit in Summe auch die Wirtschaftlichkeit der KWK-Anlage insgesamt. Daher wird hier auf die Methodik der Erstellung einer Jahressganglinie in 15-minütiger Auflösung ein weiterer Algorithmus aufgeschaltet, um aus den 15-Minuten-Mittelwerten eine Ganglinie in 15-Sekunden-Auflösung zu erstellen.

Grundlage der Detaillierung der Viertelstundenwerte des Strombedarfs auf eine Auflösung bis zu 15 Sekunden bildet eine gemessene Ganglinie des Strombedarfs eines 4-Personen Haushaltes in 15-sekündiger Auflösung (vgl. Abbildung 4.14)³⁶. Mithilfe eines dafür konstruierten Algorithmus³⁷ werden die Viertelstundenwerte mit einem Abdruck der gemessenen detaillierten Ganglinie verauscht. Eine detaillierte Beschreibung des Algorithmus³⁷ findet sich im Anhang.

Abbildung 4.15: Histogramm des Elektrizitätsbedarfs für prototypische Gebäude

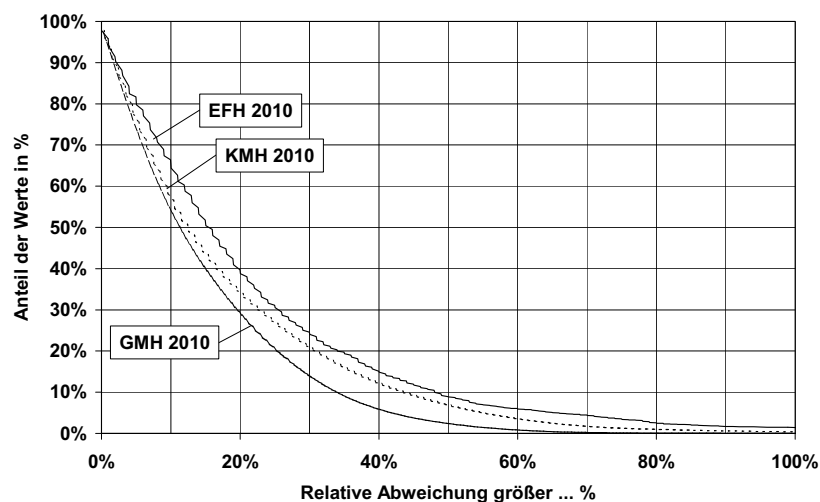


Prototypische Wohngebäude für das Jahr 2010, Referenzgebäude für die Simulationsrechnungen in Kapitel 6. Die Ordinatenrasterung beträgt 50W.

³⁶ Darin sind, da dort zunächst eine elektrische Brauchwarmwasser-Bereitstellung mittels eines Untertischgeräts von 2 kW Leistung integriert war, über einen Filteralgorithmus die aus den Warmwasser-Zapfungen resultierenden elektrischen Zusatzlasten herausgefiltert worden.

Die Jahresganglinien von Gebäuden mit mehreren Haushalten werden aus der Addition der einzelnen Jahresganglinien der Haushalte gebildet³⁷. Abbildung 4.15 zeigt ähnlich wie 4.12 für die ermittelten prototypischen Referenzgebäude pro Gebäudeklasse die Häufigkeitsverteilung der bezogenen elektrischen Leistung, hier allerdings auf Basis der ermittelten 15-Sekunden-Werte der Leistung. Im berechneten Einfamilienhaus liegt das Häufigkeitsmaximum des Strombedarfs bei unter 100 W. Während gut eines Drittels der Zeit bezieht dieses Gebäude elektrische Energie einer Leistung zwischen 50 und 100 W. Im Vergleich zur ebenfalls dargestellten Häufigkeitsverteilung der 15-Minuten-Mittelwerte ergibt sich bereits ein signifikanter Unterschied durch eine Erhöhung der Häufigkeit in dieser Spitze um ca. 10 %, während der Häufigkeitswert zwischen 100 und 150 W um ca. 10 % niedriger liegt. Dies ist als Effekt der um den Faktor 60 unterschiedlichen zeitlichen Auflösung der Bedarfsganglinie zu werten. Für das kleine Mehrfamilienhaus liegt der häufigste Bedarfswert bei ca. 350 W. Er fällt ca. 7 % der Zeit an. Für das große Mehrfamilienhaus ergibt sich ein Häufigkeitsmaximum von gut 1.000 W, welches allerdings nur gut 3 % aller Werte der Ganglinie darstellt.

Abbildung 4.16: Verteilung der relativen Abweichung der Werte der erzeugten Jahresganglinie des Strombedarfs in 15-Sekunden-Auflösung vom jeweiligen 15-Minuten-Mittelwert der zugrundeliegenden Ganglinie



Prototypische Wohngebäude für das Jahr 2010. Die Ordinatenraasterung beträgt 1 %.

Die Unterschiede zwischen den erstellten Jahresganglinien in 15-minütiger Auflösung und den daraus erzeugten Jahresganglinien in 15-sekündiger Auflösung verdeutlicht Abbildung

³⁷ Addition ähnlicher oder gar gleicher Ganglinien wird hierbei allein durch die Wahl der Algorithmen vermieden. Zusätzlich ist darauf geachtet worden, den Strombedarf der einzelnen Haushalte eines Gebäudes in einer Bandbreite um den errechneten prototypischen Strombedarf herum zu variieren, so dass in der Erstellung der 15-Minuten-Jahresganglinie ein jeweils anderes Ganglinienmuster Grundlage der erstellten Ganglinie war.

4.16. Hier sind die relativen Abweichungen zwischen den Viertelstundenwerten der erzeugten Ganglinien und den auf deren Basis erzeugten 60 Werten im 15-Sekunden-Raster je Viertelstunde über den gesamten Jahreszeitraum für die drei prototypischen Gebäude dargestellt. Es zeigt sich, dass nur eine Minderheit von ca. 2,5 % der differenzierten Werte exakt mit dem zugrundeliegenden Viertelstundenwert übereinstimmt. Ca. 55 % der 15-Sekunden-Werte zeigen Abweichungen gegenüber dem Viertelstundenmittelwert von mehr als 10 %, im Einfamilienhaus über 65 %. Noch ein Drittel der Werte im großen Mehrfamilienhaus hat Abweichungen größer 20 %, im Einfamilienhaus 40 % der Werte. Im Einfamilienhaus haben 10 % der Werte darüber hinaus Abweichungen von annähernd 50 %.

Eine wichtige Erkenntnis aus Abbildung 4.16 ist auch, dass die Vergleichmäßigungseffekte im Bedarf an elektrischer Leistung bei Betrachtung mehrerer Haushalte bei kleinen und großen Mehrfamilienhäusern kaum zutage treten. Die Bandbreite der relativen Abweichungen der 15-Sekunden-Werte vom Viertelstundenmittelwert ist gegenüber dem Einzelhaushalt beziehungsweise dem Einfamilienhaus kaum geringer geworden. Umgekehrt bedeutet dies, dass die Fluktuationen im betrachteten Zeitbereich zwischen 15-Minuten-Mittelwert und 15-Sekunden-Wert selbst bei Mehrfamilienhäusern so groß sind, dass auch hier eine Vergrößerung des Zeitintervalls der Daten auf Jahresganglinien in 15-minütiger Auflösung für eine belastbare und valide Simulation des Anlageneinsatzes von Brennstoffzellen nicht zulässig ist.

5 Modellierung und Simulation des Anlageneinsatzes von Brennstoffzellen in Wohngebäuden

Die Modellierung und Simulation von Brennstoffzellenanlagen in Wohngebäuden ist das Kernstück und die Grundlage der späteren Auswertung und Diskussion des Brennstoffzelleneinsatzes im Wohngebäudebestand des zukünftigen Energiesystems, und bildet einen Schwerpunkt der Arbeit. Dabei soll die Modellierung und Simulation folgende Anforderungen und Aufgaben erfüllen:

- *Flexibilität*: Modellierung beliebiger Wohngebäude mit beliebigen Energiebedarfsstrukturen; Modellierung beliebiger Anlagen und Anlagencharakteristika
- *Variabilität*: Modellierung verschiedener Betriebsstrategien und Steuerparameter der Anlagen
- *Genauigkeit und Realitätstreue*: Modellierung der Energienachfrage in zeitlich hoher Auflösung; reale, gemessene Verläufe als Datengrundlage
- *Schnelligkeit*: Sensitivitätsanalyse über serielle Simulation unter Parametervariation in angemessener Zeit

Zielsetzung war es, mittels eines solchen Simulationsmodells den Anlageneinsatz von beliebigen Brennstoffzellen in beliebigen Wohngebäuden zu simulieren unter der Maßgabe, nicht nur die jährlichen resultierenden Energiebilanzen der Anlage und der Zusatzversorgung (Gas-Brennwertkessel und Strombezug aus dem öffentlichen Netz) und die sich daraus ergebenden ökonomischen, Brennstoff- und Treibhausgasbilanzen darzustellen, sondern insbesondere den Zeitverlauf des Einsatzes detailgetreu nachzubilden unter Berücksichtigung der Anlagendynamik, ihrer Leistungsgrenzen und eines integrierten Wärmespeichers. Nur so ist die Modellierung und anschließende Bewertung von praxisnahen Betriebsstrategien möglich. Die Modellierung sollte dem tatsächlichen Anlageneinsatz im Gebäude entsprechen, wobei Anlage und Gebäude an sich nicht Teil der Modellierung sind: ihr Verhalten wird nicht durch die Modellierung ihrer Baugruppen und Einzelteile bis hinunter zu den Steuerventilen abgebildet, sondern durch resultierende Ganglinien und funktionale Zusammenhänge dargestellt. Input, Methodik und Implementierung werden im folgenden kurz erläutert.

5.1 Modellinput

Eingangsgrößen in das Simulationsmodell sind:

- die Jahresganglinien des Raumwärme-, Strom- und Brauchwarmwasserbedarfs des betrachteten Objekts in einer bestimmten zeitlichen Auflösung (vgl. Kapitel 4),

- die normierten Verläufe des elektrischen Wirkungsgrads und der thermischen Leistung der betrachteten Brennstoffzellen-Anlage über ihrer normierten elektrischen Leistung (vgl. Kapitel 2),
- die Nennleistung und der elektrische Wirkungsgrad im Nennlastpunkt der betrachteten Brennstoffzellen-Anlage,
- die minimale elektrische Leistung der betrachteten Anlage (Teillastfaktor),
- die Stromkennzahl der Anlage im Nennlastpunkt,
- die Startzeit der betrachteten Anlage nach einem Ausschaltvorgang (minimale Stillstandszeit),
- die maximale Steigerung der elektrischen Leistung pro Zeiteinheit der betrachteten Anlage (Dynamik),
- der mittlere thermische Wirkungsgrad der ergänzenden Wärmeerzeugung (Gaskessel),
- die Größe des Wärmespeichers des betrachteten Objekts,
- die Verluste des Wärmespeichers und die Wirkungsgrade der Wärmeträger,
- der Wochentag des Simulationsbeginns,
- das der Simulation zugrundeliegende Zeitintervall (Zeitintervall zwischen zwei Datenpunkten und Berechnungsschritten),
- die Strategie der Anlagensteuerung,
- evtl. das normierte externe Tagesprofil der Steuerung der Anlage,
- evtl. die Energiepreise und -vergütungen (Brennstoffpreis, Strombezugspreis, Stromeinspeisevergütung) und ihr zeitlicher Verlauf (Stromeinspeisevergütung).

Einige der oben genannten Größen wurden für die in Kapitel 6 folgenden Auswertungen der Simulationsrechnungen nicht verändert. Es wurde von einer Niedertemperatur-Brennstoffzelle mit entsprechender Charakteristik ausgegangen:

- Leistungs- und Wirkungsgradverläufe gemäß Abbildung 2.2,
- minimale elektrische Leistung: 25 % der elektrischen Nennleistung,
- minimale Stillstandszeit nach Ausschaltung: 2 h (wärmegeführte Fahrweise) beziehungsweise 0,5 h (stromgeführte Fahrweise)³⁸,
- elektrische Dynamik: $\pm 250 \text{ W}_{el}$ pro Minute (vgl. Kapitel 2).

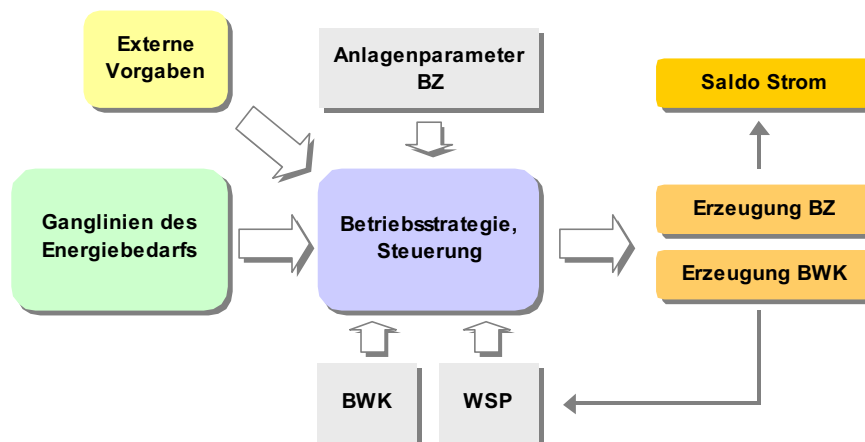
³⁸ Hier wird von einem Start unter Stand-By-Bedingungen ausgegangen. Bei stromgeführter Fahrweise kommt es je nach Auslegungsgröße zu häufigen Ausschaltungen, die durch kurze Stand-By-Zeiten überbrückt werden können (vgl. Kapitel 6)

Die Größe des Wärmespeichers wurde auf das Doppelte des durchschnittlichen Tageswärmebedarfs für Brauchwarmwasser festgelegt und variiert dem entsprechend mit dem modellierten Objekt. Sein Verlust wurde mit 2 % pro 24 Stunden angesetzt. Es wurde stets ein Jahr von 365 Tagen simuliert, beginnend mit Montag, 1. Januar, 00:00 Uhr. Eine auf im Zeitverlauf veränderliche Energiepreise und -vergütungen abzielende Betriebsstrategie wurde nicht simuliert. Die Annahmen hierzu fanden erst bei der ökonomischen Bewertung Anwendung und sind in Kapitel 6.1 dargelegt. Alle weiteren Angaben, insbesondere Jahreganglinien der Nachfrage, Anlagengrößen, Steuerstrategien, sind essentieller Bestandteil von Variationsrechnungen zur Ermittlung optimaler Anlagenauslegungen und Betriebsstrategien, deren Ergebnisse in Kapitel 6 dargestellt sind.

5.2 Methodik und Implementierung

Gebäude und Anlagen wurden im Sinne des Simulationsmodells als *black box*, als Bilanzräume aufgefasst, deren interne Zusammenhänge nicht in das Modell integriert wurden. Die Systemgrenze der Modellierung umfasst vielmehr nur die Energienachfrage des Gebäudes und -bereitstellung durch funktional und parametrisiert abgebildete Brennstoffzellenanlage, Gas-Brennwertkessel, Wärmespeicher und Anbindung an das Netz der öffentlichen Stromversorgung. Die Kernbereiche der Modellierung sind in Abbildung 5.1 dargestellt.

Abbildung 5.1: Systematik der Modellierung und Simulation

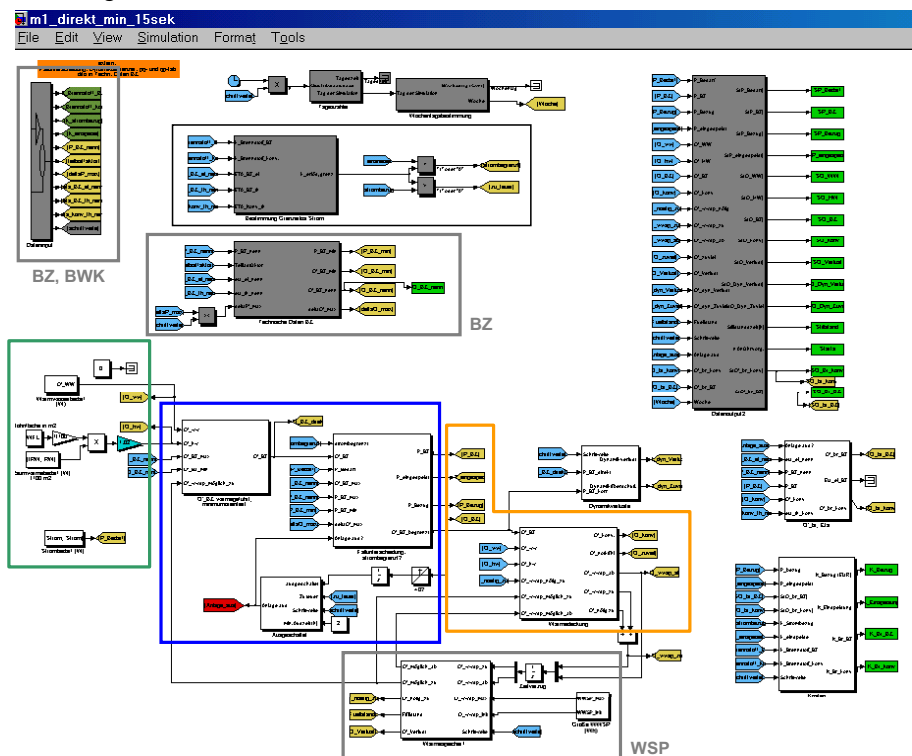


Legende: BZ: Brennstoffzellen-KWK-Anlage. BWK: Erdgas-Brennwertkessel. WSP: Wärmespeicher.

Zentrales Organ des Modellierungstools ist die Anlagensteuerung auf Basis der übergeordneten Betriebsstrategie, der Nachfrageganglinien, der Anlagenparameter von Brennstoffzelle, Brennwertkessel und Wärmespeicher, sowie möglicher weiterer externer Vorgaben (s.o.). Aus ihr steuert sich die Fahrweise und Wärme- und Stromerzeugung der Anlagen, die Bewirtschaftung des Wärmespeichers und letztlich der Austausch elektrischer Energie mit dem Netz der öffentlichen Versorgung.

In der praktischen Umsetzung kam es darauf an, Nachfragevektoren mit bis zu 2.102.400 Zeitwerten pro Jahr³⁹ seriell durch ein Simulationsmodell abarbeiten zu lassen. Gleichzeitig musste das Modell in der Lage sein, linearisierte Zusammenhänge wie den Wirkungsgradverlauf über der Leistung abbilden und interpolieren zu können, logische Operatoren zu schalten und interne Optimierungsrechnungen (Fixpunktsuche) – beispielsweise täglich oder wöchentlich zur Bestimmung der Einschaltleistung bei extern vorgegebenem Stromprofil, vgl. Kapitel 6.5 – ohne großen Zeitverlust durchführen können. Aufgrund dieses Anforderungsprofils wurden die Simulationsmodelle, sowie zugehörige Funktionen der Datenaufbereitung und -verarbeitung, im Programmsystem Matlab® und Simulink® implementiert.

Abbildung 5.2: Bildschirmdruck der Simulink-Oberfläche eines Simulationsmodells



Die farbig umrandeten Bereiche entsprechen der Zuordnung aus Abbildung 5.1.

Abbildung 5.2 zeigt beispielhaft die Oberfläche eines erstellten Simulationsmodells in Simulink. Die farbig umrandeten Flächen entsprechen dabei den Modellbausteinen aus Abbildung 5.1. Grau hinterlegte Modellblöcke dienen der Datenaufbereitung vor und nach der Rechnung, sowie des Datentransfers aus dem und in den Arbeitsbereich des Programmsystems Matlab. Die eigentliche Steuerung findet in den blau umrandeten Blöcken statt. Im vorliegenden Beispiel einer wärmegeführten Betriebsweise wird zunächst eine vorläufige

³⁹ Bei 15-sekündiger Auflösung der Bedarfsganglinien.

Brennstoffzellenleistung bestimmt auf der Basis des aktuellen Wärmebedarfswertes, der Anlagencharakteristika und des Wärmespeicherfüllstands. In einem zweiten Schritt wird kontrolliert, ob die Anlage nach einer Ausschaltung bereits betriebsbereit ist, ob die Leistungsanforderung durch die Dynamik der Anlage realisiert werden kann, und ob eventuell extern eine Begrenzung der Stromproduktion (zum Beispiel sofern eine Stromerzeugung oder eine Netzzurückspeisung von Strom aktuell unwirtschaftlich wäre) vorliegt. Aus dieser Prüfung folgt die tatsächliche Leistungsabgabe der Brennstoffzelle zum aktuellen Zeitpunkt, die dann – oranger Bereich – den Betrieb des Zusatzwärmeerzeugers, die Bewirtschaftung des Wärmespeichers und die Strombilanz mit dem öffentlichen Netz nach sich zieht.

Als weitere Funktionalitäten sind im Simulationsmodell unter anderem folgende Modulbausteine abgebildet:

□ *Bestimmung der Dynamikverluste*

Falls die Anlage der zeitlichen Veränderung der Nachfrage aufgrund ihrer dynamischen Begrenzung nicht folgen kann, ergeben sich im Vergleich zum durch die Nachfrage gegebenen Sollwert Mehr- und Mindermengen der Erzeugung, deren Größe und zeitlicher Verlauf hier ermittelt wird.

□ *Bestimmung des Grenzerlöses für Stromerzeugung/ Verkauf*

Bestimmt aus den vorgegebenen Brennstoffkosten und den Anlagenparametern den Grenzwert des anrechenbaren Strompreises, ab dem eine Stromeinspeisung beziehungsweise gar ein Betrieb der Anlage unwirtschaftlich ist. Hieraus wird ein Signal zur Begrenzung der Anlagenleistung beziehungsweise zur Abschaltung der Anlage generiert. Relevanz hat dieser Baustein vor allem bei der Vorgabe zeitlich variabler Strompreise beziehungsweise -vergütungen, die unter den Grenzkosten der Erzeugung durch die Anlage liegen können.

□ *Bestimmung der Jahreskosten und -erlöse*

Kosten des Brennstoffeinsatzes, vermiedene Kosten des Strombezugs und Erlöse des Stromverkaufs werden bereits innerhalb der Simulationsrechnung aufsummiert.

□ *Schwingungsfreie Befüllung und Entleerung des Wärmespeichers*

Der Wärmespeicher wurde als kombinierter Brauchwarmwasser- und Heizwärmespeicher gewählt. Modelltechnisch wurde der Wärmespeicher als reiner Energiemengenspeicher konzipiert. Auf die einzeltechnische Modellierung von Temperaturverhältnissen wurde verzichtet.

Insbesondere bei gewählten Zeitintervallen der Simulation größer einer Minute kann das mathematische Modell zu Schwingungen in der Beladung des Wärmespeichers neigen. Durch geeignete regelungstechnische Bausteine werden diese Schwingungen herausgedämpft.

□ *Taktenden Befüllung des Wärmespeichers*

Es wurde ein Wechselschalter für die Zustände „zu füllen“ und „bei Leerung“ für die wärmegeführte, speicherbewirtschaftende Strategie modelliert.

□ *Kontrollierte, zeitzielgesteuerte Leerung des Wärmespeichers*

Zur Strategie der Reserveleistungsvorhaltung soll der Wärmespeicher zum Zeitpunkt des Beginns der Leistungsvorhaltung soweit geleert sein, dass bei Abruf der Reserveleistung die Aufnahme der Wärme unabhängig vom Bedarf des Objekts gewährleistet ist. Neben einer angepassten Auslegung der Speichergröße und des angebotenen Zeitraums der Leistungsbereitstellung ist dazu vor allem eine angepasste Speicherbewirtschaftung notwendig. Auf Basis des durchschnittlichen Wärmebedarfs des Objekts der letzten 48 Stunden wird dabei in Abhängigkeit der verbleibenden Zeit bis zum Beginn der Leistungsvorhaltung die maximale Befüllung des Wärmespeichers kontinuierlich angepasst und der Beitrag des Wärmespeichers an der Deckung des aktuellen Wärmebedarfs bestimmt.

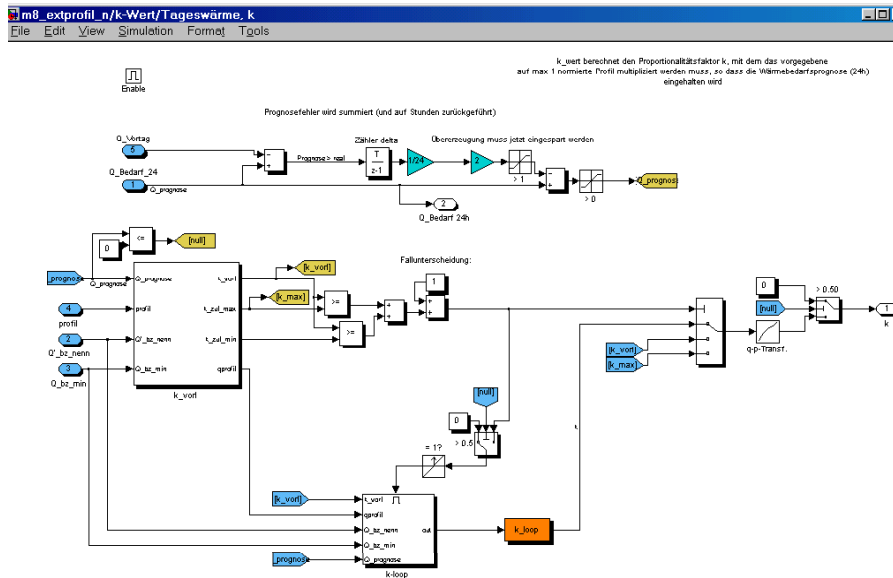
□ *Umstellung auf strom- beziehungsweise wärmebegrenzende Fahrweise bei jeweils anderer Steuerstrategie*

Abhängig von einem Signal, dass Wärmeüberproduktion bei stromgeführter Fahrweise beziehungsweise unwirtschaftliche Stromproduktion bei wärmegeführter Fahrweise anzeigt, wird die Anlage von dem einen in den anderen Modus geschaltet, beziehungsweise komplett ausgeschaltet (falls die angeforderte Leistung unterhalb des Leistungsminimums liegt und der Wärmespeicher voll ist, beziehungsweise jegliche Stromerzeugung unwirtschaftlich wäre).

□ *Berechnung des skalierten Profils bei vorgegebenem normierten externen Profil, jeweils zum Tagesanfang (vgl. Abbildung 5.3)*

Bei der Strategie der Vorgabe eines externen Stromprofils wird davon ausgegangen, dass dieses Profil normiert vorliegt und für den Betrieb der Brennstoffzelle dergestalt skaliert wird, dass die resultierende Wärmeerzeugung der Brennstoffzelle dem Tagesbedarf des Referenzgebäudes entspricht. Einschränkende Randbedingung hierbei ist die Kapazität des Wärmespeichers, der nicht überfüllt werden kann. Der Baustein berechnet täglich zu Tagesbeginn auf Grundlage der Wärmebedarfsprognose für den nächsten Tag (hier: dem Wärmebedarf des vergangenen Tages), des Fehlers der letzten Prognose, des Füllstands des Wärmespeichers und des normierten extern vorgegebenen Profils den Skalierungsfaktor des externen Profils und damit den Fahrplan der Anlage für den folgenden Tag. Die Berechnung erfolgt über ein Standard-Fixpunktverfahren.

Abbildung 5.3: Bildschirmdruck des Modulbausteins zur Berechnung des Skalierungsfaktors für das extern vorgegebene Profil



Hier konnten nur einige der Funktionalitäten der Simulationsmodelle dargestellt werden. Es hat sich als leistungsfähiges Werkzeug erwiesen, das den Zielsetzungen und Anforderungen vollständig gerecht wurde. Detaillierter Einblick in den zu erwartenden Anlagenbetrieb bei unterschiedlichen Betriebsweisen, Gebäuden und Anlagenauslegungen konnte gewonnen werden. Die Schnelligkeit der Simulation⁴⁰ ermöglichte breite Sensitivitäts- und Variantenrechnungen. Die Ergebnisse beschreibt das nachfolgende Kapitel 6.

⁴⁰ Auf einem handelsüblichen PC („Pentium II“, 256 MB RAM, 667 MHz Taktfrequenz) 5-7 Minuten für eine Jahressimulation mit 2.102.400 aufeinanderfolgenden Zeitpunkten.

6 Auslegung, Wirtschaftlichkeit und ökonomische Zielwerte von Brennstoffzellen in zukünftigen Wohngebäuden

In den letzten Jahren sind zahlreiche Ergebnisse von Modellrechnungen von Brennstoffzellenanlagen in Wohngebäuden aus Studien, Aufsätzen und Dissertationen vorgelegt worden (vgl. Kapitel 2.4). Dennoch gibt es keine umfassende Untersuchung, die alle drei für den Brennstoffzelleneinsatz und seine energiewirtschaftliche Bewertung relevanten Parameter

- Anlagenauslegung,
- Betriebsstrategie und
- Gebäudegröße und -energiebedarf

variiert. Vielmehr wurden zumeist Einzelaspekte – konkrete Auslegungsgrößen in konkreten Gebäuden mit konkreten, klassischen Betriebsweisen – betrachtet. Der Wohngebäudesektor jedoch ist vielschichtig (vgl. Kapitel 4.1). Der Ansatz dieser Arbeit ist es, der Vielschichtigkeit durch die Kombination eines breiten, repräsentativen und detailgenauen Datenmodells (Kapitel 4) mit einem flexiblen Simulationsmodell (Kapitel 5) gerecht zu werden.

Ziel dieses Kapitels ist die Diskussion von energiewirtschaftlich optimaler Auslegung und Betriebsstrategie von Brennstoffzellen in der Breite des Anwendungsfelds Wohngebäude. Dazu wurden Simulationsrechnungen des Anlageneinsatzes für

- prototypische Referenzgebäude verschiedener Gebäudeklassen (EFH, KMH, GMH) und verschiedenen Raumwärmestandards (Passivhausstandard 15 kWh/m^2 , Niedrigenergiehausstandard 50 kWh/m^2 , Standard nach EnEV 100 kWh/m^2 , Standard im Altbau 300 kWh/m^2),
- verschiedene Strategien des Brennstoffzellenbetriebs (wärmegeführt und primär speicherbewirtschaftend, wärmegeführt und primär bedarfsbewirtschaftend, stromgeführt und wärme gedeckelt, wärmegeführt incl. Reserveenergie-Bereitstellung, nach Vorgabe eines Fahrplans und wärme gedeckelt),
- verschiedene Betreiber- und Vergütungsmodelle (privatwirtschaftlicher eigennutzender Betrieb, Betrieb im Wärmecontracting und Stromverkauf primär im Objekt, Betrieb im Wärmecontracting und Stromverkauf im Netz, Vergütung mit / ohne KWK-Bonus)
- unter Variation der Anlagengröße

in Kombination miteinander durchgeführt. Als Ergebnis werden einerseits technische und energie-bilanzielle Größen präsentiert – Deckungsgrade des Energiebedarfs, Anlagenauslastung, Wärme- und Stromerzeugung, Anteil des eingespeisten Stroms, Anfahrvorgänge – andererseits energiewirtschaftliche Bilanzen im Vergleich zu einer konventionellen Wärme-

und Stromversorgung – eingesparte Energiekosten, resultierende zulässige Investitionskosten für das Brennstoffzellensystem, resultierender Kapitalwert bei angenommenen Investitionskosten, resultierender Brennstoffmehrbedarf, resultierende CO₂-Reduktion. Auf dieser Basis ist es möglich, für die verschiedenen betrachteten prototypischen Gebäude und für verschiedene Betreiber- und Vergütungsmodelle einerseits die ökonomisch erfolgversprechendste Betriebsstrategie und darin wiederum die ökonomisch erfolgversprechendste Anlagengröße zu bestimmen.

Das Kapitel beginnt mit einer Darstellung der Preis- und Kostenannahmen. Insbesondere wird ein angenommener funktionaler Zusammenhang zwischen Anlagengröße und spezifischen Anlageninvestitions- und Wartungskosten vorgestellt. Die Ergebnispräsentation gliedert sich dann in die folgenden Unterpunkte:

- Klassische Betriebsstrategien „wärmegeführt“ und „stromgeführt“ im Vergleich: Verlauf von Energiebedarf und Brennstoffzellenerzeugung für das EFH 100, technische Größen und Energiebilanzen, energiewirtschaftliche Bilanzen
- Verschiedene Wohngebäudegrößen und Raumwärmestandards im Vergleich: technische Größen und Energiebilanzen, energiewirtschaftliche Bilanzen
- Anlagen im Contracting-Betrieb: energiewirtschaftliche Bilanzen
- Bonusstrategien – Vorgabe eines Fahrplans, Bereitstellung von Reserveleistung: Verlauf von Energiebedarf und Brennstoffzellenerzeugung, technische Größen und Energiebilanzen, energiewirtschaftliche Bilanzen
- Sensitivitätsbetrachtungen Contracting, privatwirtschaftlicher Betrieb: Einfluss der Änderungen von Vergütungen und Preisen

Das Kapitel endet mit einem zusammenfassenden Überblick und Fazit.

6.1 Annahmen

6.1.1 Preise

Der Strompreis für private Abnehmer – bestehend aus Vertriebspreis (Stromerzeugung, Netznutzung, Marge), KWK-Zuschlag, EEG-Zuschlag, Konzessionsabgabe, Stromsteuer und Mehrwertsteuer – wurde zu durchschnittlich 17 ct/kWh angenommen. Dies entspricht dem Durchschnittsniveau für das Jahr 2003 [71] und liegt etwas unter dem Durchschnitt für das Jahr 2004 [110, 111]. Die Wirtschaftlichkeit der Brennstoffzelle wird daher etwas konservativer eingeschätzt als bei höheren Preisannahmen.

Der Erdgaspreis für private Abnehmer in Deutschland lag laut WEC [71] im Jahr 2003 bei 4,44 ct/kWh_{Ho} und im Jahr 2004 bei durchschnittlich 4,46 ct/kWh_{Ho} [111]. Darin sind Mehrwertsteuer, Konzessionsabgabe, Förderabgabe und Erdgassteuer (Mineralölsteuer)

bereits enthalten. Der Anteil letzterer von 0,55 ct/kWh_{H₀} kann bei KWK-Anlagen hohen Wirkungsgrads rückerstattet werden, auf Brennstoffzellen trifft dies im vorliegenden Fall zu. Der Preis für in Brennstoffzellen eingesetzten Brennstoff sinkt dadurch auf 3,89 ct/kWh_{H₀}. Da im weiteren mit dem auf den Heizwert H_u bezogenen Wirkungsgrad gerechnet wird, ist der Preis im Verhältnis H_o/H_u für Erdgas anzupassen, das heißt mit einem Faktor von ca. 1,1 zu multiplizieren [112]. Der Importpreis für Erdgas lag nach Berechnungen auf der Grundlage der Daten des Statistischen Bundesamtes und des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle im Jahr 2004 bei ca. 1,17 ct/kWh_{H₀} (ohne MwSt.), der Einkaufspreis für Weiterverteiler (zum Beispiel Stadtwerke) bei ca. 1,6 ct/kWh_{H₀} [113]. Für gewerbliche Abnehmer und Betrieb von Brennstoffzellenanlagen im Wärmecontracting wurde mit einem Erdgaspreis frei Wohngebäude von ca. 2 ct/kWh_{H_u} gerechnet [vgl. auch 114].

Im reinen Stromverkauf wurde an der Leipziger Strombörse im Jahr 2003 ein durchschnittlicher *baseload*-Preis von 2,95 ct/kWh erzielt [80]. Die Vergütung für eingespeisten Brennstoffzellen-Strom wurde als Summe aus KWK-Bonus und Vergütung des Netzbetreibers mit 8 ct/kWh angesetzt [vgl. auch 62], und damit auch eher konservativ bepreist. Die Vergütung für die Bereitstellung von Reserveleistung (Minutenreserve) wurde zu stündlich 5 ct/kW_{el}, die Vergütung für die Lieferung von Reserveleistung zu 50 ct/kWh angenommen (vgl. Tabelle 6.1).

Tabelle 6.1: Angenommene Preise für Reserveleistungsbereitstellung⁴¹

Positive Regelleistung	Leistungspreis	Arbeitspreis
	€/MW und Stunde	€/MWh
Primär-	Ø 130	-
Sekundär-	Ø 80	60-100
Minutenreserve	Ø 50-60 (160)	500-700

Quelle: [46, 79]. In Klammern: Spitzenwert.

Der Wert der Wärmeerzeugung aus dem Brennstoffzellensystem wurde nicht betrachtet. Es wurde davon ausgegangen, dass das Brennstoffzellen-System im Vergleich zu einer ohnehin installierten Wärmeversorgung betrieben würde – bei privatem Betrieb einem eigenen Erdgas-Brennwertkessel, bei Contracting-Betrieb einem konventionelles Wärmecontracting. Der Mehrerlös des Brennstoffzellen-Systems gegenüber dem Vergleichssystem ergibt sich unter diesen Umständen durch die Stromerzeugung. Für eine Wirtschaftlichkeit der Investition muss der aus der Stromproduktion resultierende Mehrerlös abzüglich der Mehrkosten des erhöhten Gasbezugs die Mehrinvestition gegenüber dem Vergleichssystem amortisieren.

⁴¹ Es kann davon ausgegangen werden, dass die Preise im Zuge der beginnenden gesetzlichen Regulierung des Stromnetzes durch das neue Energiewirtschaftsgesetz und die Tätigkeiten der Regulierungsbehörden mittelfristig sinken werden.

Tabelle 6.2 fasst die Preisannahmen für die Simulationsrechnungen zusammen. Weitere Annahmen bezüglich der Mehrkosten des Brennstoffzellensystems gegenüber der konventionellen Versorgung sind:

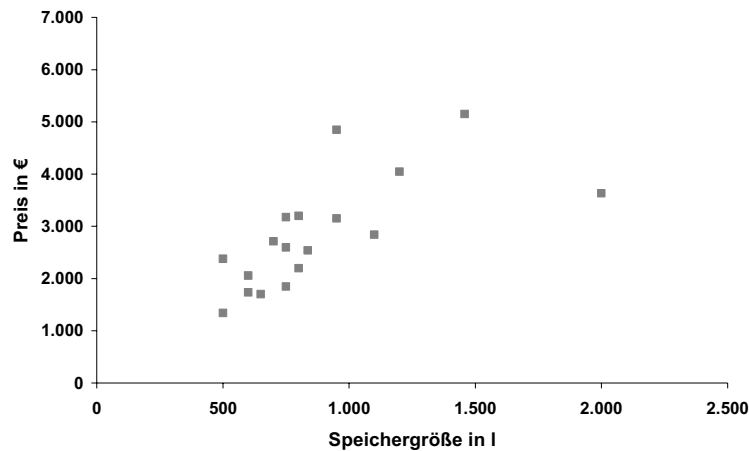
- keine Mehrkosten aus der Grundgebühr des Strom- und Gasbezugs
- keine Mehr- oder Minderkosten aus Kontrollfunktionen oder Anlagenabnahme (Schornsteinfeger usw.)
- Mehrkosten des zusätzlichen Einspeisezählers von jährlich ca. 36 € [59]
- Kalkulatorische Nutzungsdauer von 15 Jahren
- Kalkulatorischer Zins von 4 %/a für private Betreiber, 10 %/a für gewerbliche Betreiber (Contracting-Betrieb)
- Zusätzliche Investitionskosten für einen Wärmespeicher (Kombi-Speicher zur Speicherung von Brauchwarmwasser- wie Heizungswärme, oder reiner Brauchwarmwasserspeicher) je nach Betriebsstrategie, sowie für die heizungstechnische Einbindung.

Tabelle 6.2: Energiepreisannahmen für die Simulationsrechnungen

Preisannahmen	<i>ct/kWh (H_u)</i>
Strompreis, Private Betreiber	17
<i>Erdgaspreis</i>	
Privat, BWK	4,88
Privat, BZ	4,28
Gewerblich/ Contracting, BZ	2,00
Vergütung eingespeister BZ	8
Strom	<i>(vgl. Tabelle 3.3)</i>

Zusätzliche Investitionskosten für einen Wärmespeicher (je nach Betriebsstrategie Kombi-Speicher zur Speicherung von Brauchwarmwasser- wie Heizungswärme oder reiner Brauchwarmwasserspeicher) sowie für die heizungstechnische Einbindung wurden zunächst nicht angenommen. Stattdessen müssen sie aus dem in der wirtschaftlichen Betrachtung sich ergebenden Investitionskostenzielwert erwirtschaftbar sein. Alternativ zu den zulässigen Investitionskosten wird ein resultierender Kapitalwert der Investition bei Vorgabe der Anlagen-Investitionskosten bestimmt, der wiederum als verbleibendes Kapital für zusätzliche Investitionen wie zum Beispiel einen Wärmespeicher angesehen werden kann. Die Kosten für einen Wärmespeicher sind im Vergleich zu den Zielwerten der spezifischen Investitionskosten der Brennstoffzellenhersteller für ihr Brennstoffzellenprodukt – 1.000 bis 1.500 €/kW_{el} – erheblich: einen Überblick über den Zusammenhang zwischen der Speichergröße von Kombi-Wärmespeichern und ihren Kosten gibt Abbildung 6.1.

Abbildung 6.1: Nettokosten von Kombi-Wärmespeichern in Abhängigkeit des Speichervolumens



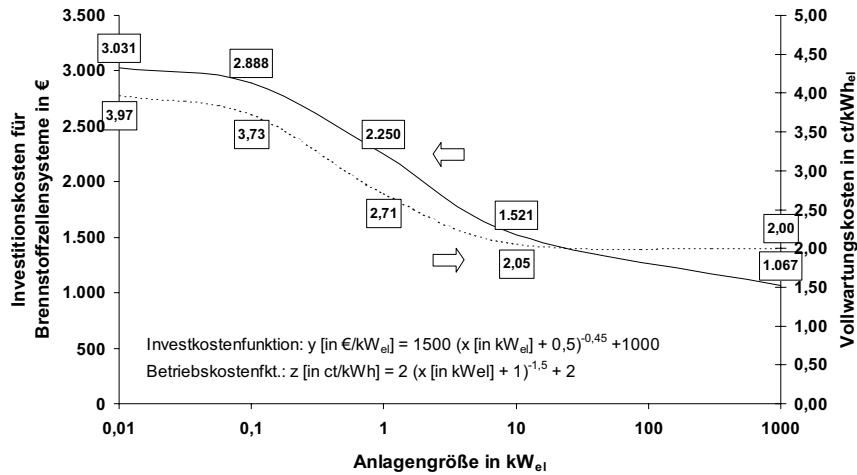
Quelle: eigene Berechnung nach [115].

6.1.2 Kostenfunktion der Investition und Wartung

Auf Basis der Kostenfunktionen für Investition und Vollwartungsverträge für Mikro-KWK-Anlagen [21] wurde eine eigene Kostenfunktionen für Brennstoffzellensysteme entwickelt (vgl. Abbildung 6.2). Hintergrund war die Annahme, dass aufgrund des Anteils fixer Kosten bei Installation eines Brennstoffzellensystems für Wohngebäude – zum Beispiel für die heizungs- und regelungstechnische Einbindung, Transport, Montage usw. – der Ansatz von konstanten spezifischen Investitionskosten für alle Anlagengrößen zu kurz greift. Für die Wartungskosten gilt dies entsprechend. Die entwickelte Kostenfunktion stellt ein Hilfskonstrukt dar für die Fälle der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung, in denen nicht der Zielwert der zulässigen Investitionskosten Gegenstand der Berechnung ist, sondern der resultierende Kapitalwert.

Als Eckpunkte der Investitionskostenfunktion wurden angenommen, dass Anlagen mit einer Größe von 500 W_{el} spezifische Kosten von 2.500 €/kW_{el} haben, die wiederum bei Anlagen von einem kW_{el} auf 2.250 € absinken. Bei 10 kW_{el} liegen diese Kosten nur noch bei ca. 1.500 €/kW_{el}, und nähern sich dann, bei 1 MW-Anlagen, asymptotisch dem Wert von 1.000 €/kW_{el} an. Die Vollwartungskosten wurden als schneller fallend angenommen, und sinken von ca. 4 ct/kWh_{el} bei Anlagen unter 100 W_{el} auf asymptotisch ca. 2 ct/kWh_{el}, die bereits bei Anlagengrößen von ca. 10 kW_{el} erreicht werden. Grundlage dieser Annahmen bilden die Zielwerte der Hersteller wie auch vergleichbare Betrachtungen in der Literatur [62].

Abbildung 6.2: Kostenfunktionen für Investition und Wartung von Brennstoffzellen über der Anlagengröße



6.2 Klassische Fahrweisen im Vergleich

Im folgenden werden zunächst drei klassische Betriebsstrategien und Fahrweisen von KWK-Anlagen hinsichtlich des Verlaufs der Wärme- und Stromerzeugung, technischer Parameter, der Energie- und der wirtschaftlichen Bilanzen am Beispiel desselben Anwendungsfalls, des Referenzgebäudes EFH 100 des Jahres 2010, exemplarisch miteinander verglichen. Dadurch wird einerseits der Leistungsumfang der Modellierung und Simulationsrechnung deutlich, andererseits werden erste Ergebnisse dargestellt.

Die klassischen Betriebsstrategien sind die wärme- und die stromgeführte Fahrweise. Die wärmegeführte Fahrweise wurde in zwei Varianten modelliert: in einer speicherbewirtschaftenden und einer direkt-bewirtschaftenden Fahrweise. Bei letzterer folgt die Brennstoffzellen-erzeugung dem Wärmebedarf des Hauses unmittelbar. Ein Wärmespeicher ist parallelgeschaltet, der bei fehlendem Wärmebedarf gefüllt wird, sowie nicht von der Brennstoffzelle lieferbare Wärme vorrangig vor dem konventionellen Wärmeerzeuger (Spitzenlastkessel) zusteuert. Bei der speicherbewirtschaftenden Fahrweise entkoppelt ein Wärmespeicher die Wärmenachfrage des Hauses zeitlich von der Wärmelieferung der Brennstoffzelle. Die Brennstoffzelle bewirtschaftet den Wärmespeicher. Bei der stromgeführten Fahrweise hingegen wird – im Rahmen der technisch möglichen Laständerungsgeschwindigkeit der Brennstoffzelle – die elektrische Leistung der Brennstoffzelle an die Nachfrage des Objekts zeitgenau angepasst, überschüssige Wärme im Wärmespeicher zwischengespeichert.

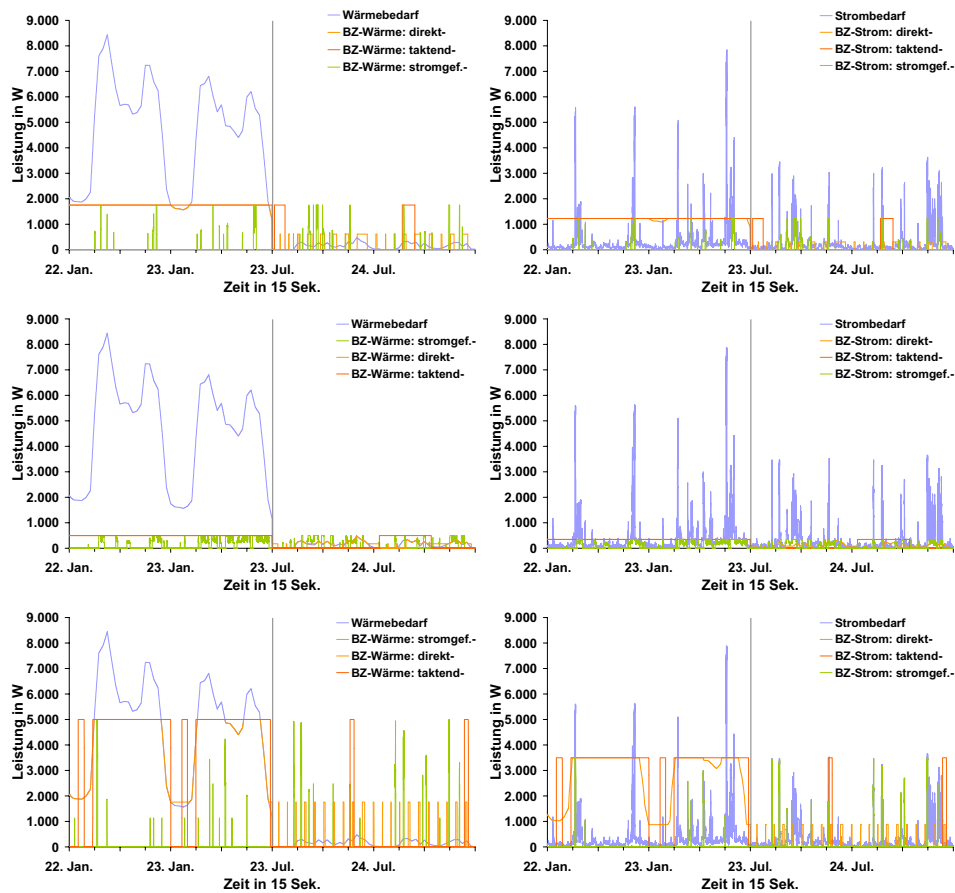
6.2.1 Verlauf der simulierten Energienachfrage und -erzeugung

Das Ergebnis der Simulationsrechnungen stellen die nachfolgenden Abbildungen 6.3 im zeitlichen Verlauf für je zwei Winter- und zwei Sommertage dar. Die linken Abbildungen zeigen die Wärme- und die rechten Abbildungen die Strombilanz für die simulierten Anlagegrößen $1.750 W_{th}$, $500 W_{th}$ und $5.000 W_{th}$ bei einer Stromkennzahl von 0,7. Die Unterschiede und Bewertung der drei oben beschriebenen Fahrweisen gestalten sich wie folgt:

- Eine stromgeführte Fahrweise führt in den dargestellten Leistungsgrößen zu nur kurzzeitigem Betrieb der Brennstoffzelle bei häufigen Anfahrvorgängen. Die Anlagen sind bereits überdimensioniert, da die Grundlast des Objektes unterhalb der minimalen Brennstoffzellen-Leistung liegt. Dadurch, und in Verbindung mit den im Modell vorgegebenen Anfahrzeiten von 30 Minuten bei stromgeführter Fahrweise nach einem Ausschaltvorgang, kommen lange Zeitbereiche ohne Erzeugung zustande. Es können keine nennenswerten thermischen und elektrischen Deckungsbeiträge erreicht werden. Dieser Betrieb ist unter realen Bedingungen weder technisch noch wirtschaftlich sinnvoll.
- Eine direktbewirtschaftende Fahrweise fährt im Winter dem Wärmebedarf nach bis zur Maximalleistung der Brennstoffzelle. Im Sommer gibt es häufige Starts bei oft geringer Laufzeit, da hier immer gestartet wird, sofern die Nachfrage und der Ladezustand des Speichers einen Betrieb auf minimaler Leistung erlauben. Zu verhindern ist dies durch die Vorgabe einer sichergestellten minimalen Anlagenlaufzeit durch den Ladezustand des Wärmespeichers. Es wird allerdings auch deutlich, dass insbesondere bei der kleinen Auslegungsgröße die direktbewirtschaftende Fahrweise im Sommer zu längeren Laufzeiten bei der hier unterstellten Bedarfscharakteristik der Wärme führt. Dies kommt ihrer Wirtschaftlichkeit zugute, da dadurch im Gegensatz zur speicherbewirtschaftenden Fahrweise höhere Anteile des Strombedarfs erzeugt werden.
- Eine speicherbewirtschaftende Fahrweise erweist sich in diesem Fall als technisch am geeignetsten für die Brennstoffzelle. An kalten Wintertagen wird ein Vollastbetrieb realisiert. Im Sommer wird die Brennstoffzelle einmal täglich auf Nennlast betrieben zum Beladen des Wärmespeichers. Häufige Startvorgänge werden vermieden. Optimierungspotenzial gibt es dabei in der Synchronisation des Einschaltzeitpunktes der Brennstoffzellen mit der Höchstlast der Stromnachfrage.
- Bei kleinerer Anlagenleistung relativieren sich die Nachteile einer direktbewirtschaftenden und auch stromgeführten Betriebsstrategie im Verhältnis zu einer speicherbewirtschaftenden. Sie erreichen im Verhältnis zu größerer Anlagenleistung längere Laufzeiten und höhere Deckungsbeiträge an der Energienachfrage. In direktbewirtschaftender Fahrweise kann eine $500 W_{th}$ -Anlage dem (durch einen Brauchwarmwasserspeicher gepufferten) Verlauf des Wärmebedarfs weitestgehend folgen.

- Bei größerer Anlagenleistung vergrößern sich die Differenzen zwischen den Betriebsstrategien und die Nachteile der direktbewirtschaftenden und stromgeführten Fahrweisen. Während in der speicherbewirtschaftenden Fahrweise durch das einmal tägliche Takten im Sommer ein zumindest realistischer Anlagenbetrieb sichergestellt werden kann, verharren die anderen Fahrweisen bei den Nachteilen geringerer Anlagenlaufzeit und häufiger Startvorgänge (im Sommer ca. 10 kurze Starts täglich bei direktbewirtschaftender Fahrweise). Des Weiteren vergrößert sich die Netzeinspeisung von Strom im Winter und liegt in der überwiegenden Betriebszeit nahe der Nennleistung der Anlage.

Abbildung 6.3: Verlauf von Energiebedarf und -erzeugung aus Brennstoffzellen nach klassischen Betriebsstrategien im EFH 100 (2010) für ausgewählte Tage, Anlagenleistung 1.750 W_{th}, 500 W_{th}, 5.000 W_{th}, Stromkennzahl 0,7



Simulationsrechnungen mit dem Simulationsmodell für das EFH 100. Ausschnitt aus den Jahresganglinien. Linkes Bild: Wärmebilanz. Rechtes Bild: Strombilanz.

Die wärmegeführten Fahrweisen führen bei gewählten Anlagengrößen zu signifikanten Einspeisungen von Strom vor allem im Winter. Gut zu sehen ist der auch in Kapitel 4.5 schon

beschriebene, in kurzen Zeitbereichen stark schwankenden Strombedarf in Einzelgebäuden. Die Grundlast liegt unter 200 W, die in 15-Sekunden-Auflösung wahrnehmbaren Lastspitzen jenseits der 8 kW.

6.2.2 Energiebilanzen und technische Größen

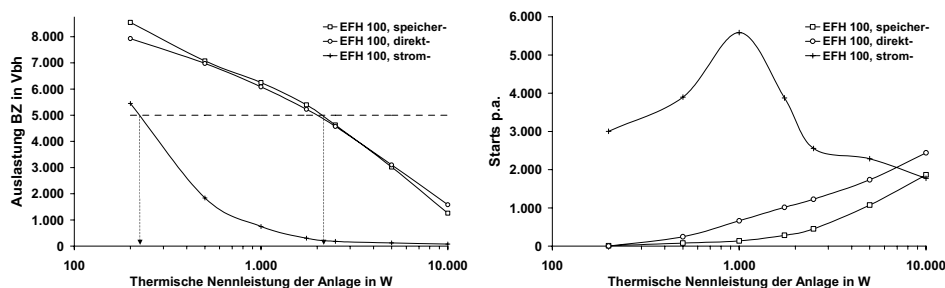
Die Wirtschaftlichkeit der Anlagen und Betriebsweisen gründet auf den Energiebilanzen der Anlagen im versorgten Objekt. Gleichzeitig ist die Wirtschaftlichkeit nur eine Seite der Medaille, die technische Realisierbarkeit die andere. Nachfolgende Graphiken geben einen Überblick über die wesentlichen technischen und energie-bilanziellen Parameter, im einzelnen über:

- die Anlagenauslastung (Benutzungsdauer) in Vollbenutzungsstunden,
- die Deckungsanteile am Wärme- und Strombedarf,
- die Wärme- und Stromerzeugung,
- die Anfahrvorgänge,
- die Stromeinspeisung in das elektrische Netz,
- den Brennstoffmehrbedarf und
- die CO₂-Reduktion durch den Brennstoffzelleneinsatz.

Anlagenauslastung und Startvorgänge

Die Anlagenauslastung bietet ein gutes Hilfsmittel für die Abschätzung der Anlagenauslegung und der Wirtschaftlichkeit, sofern genauere Mittel nicht zur Verfügung stehen. Für konventionelle BHKW-Anlagen werden Auslastungen oberhalb von 5.000 Stunden angestrebt. Bei konventionellen Heizungssystemen liegen sie meist unterhalb von 2.000 Stunden. Im betrachteten Beispiel wird die Grenze von 5.000 Benutzungsstunden in wärmegeführter Fahrweise bei Anlagengrößen von ca. 2,1 kW_{th} erreicht, in stromgeführter Fahrweise bereits bei ca. 200 W_{th} (vgl. Abbildung 6.4).

Abbildung 6.4: Auslastung und Startvorgänge von Brennstoffzellensystemen im EFH 100



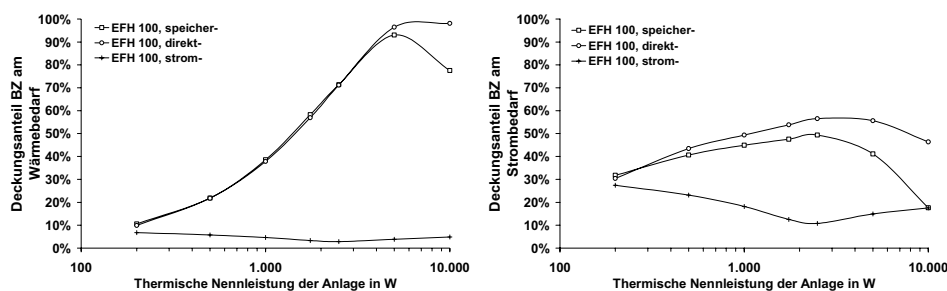
Simulationsrechnungen mit dem Simulationsmodell für das EFH 100.

Entsprechend den Erwartungen aus den Verlaufgraphiken (vgl. Abbildung 6.3) führt die stromgeführte Fahrweise zu sehr häufigen Startzyklen der Brennstoffzelle. Bereits kleine Anlagengrößen von wenigen hundert Watt thermischer Nennleistung führen zu mehr als 3.000 Startvorgängen pro Jahr. Hier stellt sich bereits die Frage nach der technischen Realisierbarkeit von im Mittel bis über 10 Startvorgängen pro Tag. Auch die beiden wärmegeführten Betriebsweisen unterschieden sich mit zunehmender Anlagengröße deutlich. Die direktbewirtschaftende Fahrweise führt gerade im mittleren Leistungsbereich von ca. 1 kW_{th} zu einem Vielfachen an Startvorgängen im Vergleich zur speicherbewirtschaftenden Fahrweise. Auch hier ist die Frage der technischen Realisierbarkeit, insbesondere mit Hochtemperatur-Brennstoffzellen, gegeben. (Vgl. Abbildung 6.4)

Deckungsanteile

Den Anteil der durch die Brennstoffzellen erzeugten Wärme und Strom am Bedarf des Gebäudes EFH 100 zeigen die Abbildungen 6.5.

Abbildung 6.5: Thermische und elektrische Deckungsanteile von Brennstoffzellensystemen im EFH 100



Simulationsrechnungen mit dem Simulationsmodell für das EFH 100. Thermische Deckungsanteile in der Abbildung links, elektrische Deckungsanteile in der Abbildung rechts.

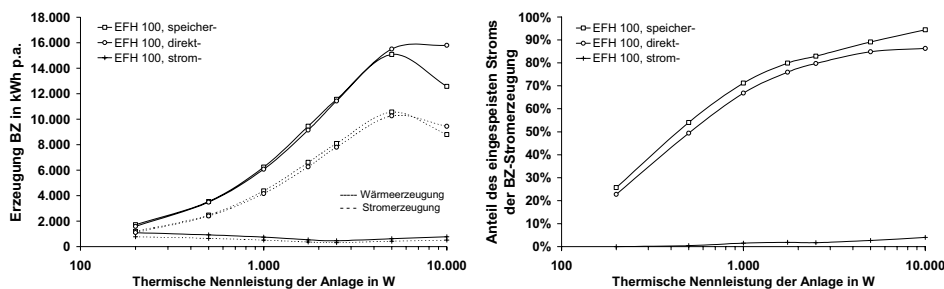
Begünstigt durch den Wärmespeicher lässt sich der thermische Deckungsgrad in wärmegeführter Fahrweise bis auf über 90 % am Wärmebedarf steigern, sein Maximum liegt bei Anlagengrößen von ca. 6 kW_{th}. Realistische Anlagengrößen für das betrachtete Beispiel von 200 W_{th} bis 1 kW_{th} erreichen thermische Deckungsgrade von 10 % bis 40 %. Bei stromgeführter Fahrweise bleibt der thermische Deckungsanteil – wie schon aus den Graphiken des Tagesverlaufs erkennbar – unterhalb von 10 %. Der elektrische Deckungsanteil liegt bei kleinen Anlagenleistungen bereits mit ca. 30 % auf einem hohen Niveau und steigt leicht bis auf ca. 50 % bei Anlagengrößen von 2-3 kW_{th}. Diese relativ geringe Abhängigkeit von der Anlagengröße resultiert aus dem generell niedrigen Niveau des Strombedarfs (wenige 100 W), durchsetzt mit hohen Lastspitzen. Aufgrund des häufigeren Betriebs bei kleinerer Leistung im Sommer hat die direktbewirtschaftende Fahrweise leichte Anteilsvorteile gegenüber der speicherbewirtschaftenden Fahrweise. Die stromgeführte Fahrweise kommt entsprechend der Nachfragecharakteristik nur zu geringen und mit der Anlagengröße fallenden Deckungsanteilen.

Wärme- und Stromerzeugung und eingespeister Strom

Entsprechend den Deckungsanteilen präsentiert sich die Wärme- und Stromerzeugung im betrachteten Beispiel (vgl. Abbildung 6.6). Strom- und Wärmeerzeugung verhalten sich entsprechend der Stromkennzahl der Anlage. Dabei zeigt sich bei großen Anlagenleistungen eine Differenz in der mittleren Stromkennzahl zwischen der direktbewirtschaftenden und der speicherbewirtschaftenden Fahrweise, die auf den Betrieb vorwiegend in Nennlast bei der speicherbewirtschaftenden Fahrweise – und der daraus resultierenden leicht höheren Stromkennzahl im Vergleich zum Betrieb auf minimaler Teillast bei direktbewirtschaftender Fahrweise – zurückzuführen ist: obwohl die Wärmeerzeugung der speicherbewirtschaftenden Fahrweise bei Nennleistungen von 10 kW_{th} deutlich unter die der direktbewirtschaftenden Fahrweise sinkt – als Folge auftretender Stillstandszeiten bei der speicherbewirtschaftenden Fahrweise im Winter –, bleibt die Stromerzeugung beinahe identisch in beiden Fahrweisen.

Mit zunehmender Anlagengröße nimmt im wärmegeführten Betrieb zwangsläufig der Anteil des in das elektrische Netz rückgespeisten Stroms an der Gesamtstromerzeugung der Anlage zu. Abbildung 6.6 verdeutlicht diesen Zusammenhang. Wie bereits gesehen, liegt der Anteil des rückgespeisten Stroms bei einer speicherbewirtschaftenden Fahrweise aufgrund des taktenden Betriebs auf Nennleistung höher als bei einer direktbewirtschaftenden Fahrweise. Anlagen in der Größe von einem kW thermischer Nennleistung speisen dabei in wärmegeführter Fahrweise nahezu 70 % des erzeugten Stroms in das Netz ein. Es zeigt sich, dass auch stromgeführte Anlagen aufgrund der begrenzten Dynamik der Anlage – und damit der Möglichkeit, schnellen Lastwechseln der Stromnachfrage in ihrer Leistung folgen zu können – in geringem Umfang Strom in das elektrische Netz einspeisen.

Abbildung 6.6: Wärme- und Stromerzeugung und Anteil des eingespeisten Stroms von Brennstoffzellensystemen im EFH 100



Simulationsrechnungen mit dem Simulationsmodell für das EFH 100.

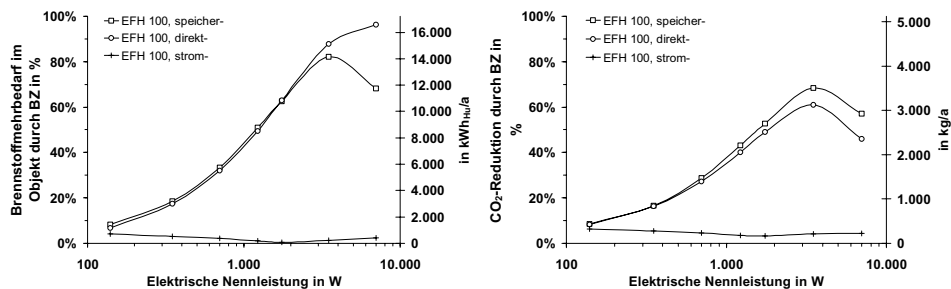
Brennstoffmehrbedarf und CO₂-Reduktion

Gegenüber der konventionellen Versorgung mittels Erdgas-Brennwertkessel kommt es in Wohngebäuden durch den Einsatz von Brennstoffzellen zu einem Mehrbedarf an Erdgas (vgl. Abbildung 6.7). Dieser Mehrbedarf verhält sich äquivalent der Wärme- und Stromerzeugung durch Brennstoffzellen (Abbildung 6.6). Im betrachteten Beispiel entspricht dies selbst bei kleinen Anlagenleistungen von wenigen hundert Watt bereits einem Drittel des ursprüngli-

chen Bedarfs bei konventioneller Versorgung, bei 1 kW_{el} Nennleistung ca. 40 % des ursprünglichen Bedarfs. Brennstoffzellen führen lokal in den Wohngebäuden zu einem signifikanten Mehrbedarf an Erdgas, der den Nachfragerückgang in modernen Wohngebieten durch besser wärmedämmte Gebäude in Teilen ausgleicht. Relevant ist dies für die Planung und Auslegung von Erdgasverteilnetzen, deren Installation und Wirtschaftlichkeit durch eine entsprechende Absatzmenge Erlöst werden muss.

Im betrachteten Beispiel zeigt sich eine mögliche Reduktion der CO₂-Emissionen in ähnlicher Größenordnung des Mehrbedarfs an Erdgas. Gegenüber der konventionellen Versorgung mit der Referenztechnologie Erdgas-Brennwertkessel und Strombezug aus dem öffentlichen Netz⁴² reduziert der Einsatz von Brennstoffzellen im Gebäude EFH 100 die CO₂-Emissionen bei einer installierten Anlagenleistung von 1 kW_{el} um ca. ein Drittel. Mit Anlagenleistungen nahe 4 kW_{el} könnten bei wärmegeführter Fahrweise im Maximum ca. 60 % der CO₂-Emissionen einer konventionellen Versorgung vermieden werden.

Abbildung 6.7: Brennstoffmehrbedarf und CO₂-Reduktion durch Brennstoffzellensysteme im EFH 100



Simulationsrechnungen mit dem Simulationsmodell für das EFH 100.

6.2.3 Wirtschaftlichkeit und Anlagenauslegung

Die betrachteten unterschiedlichen Fahrweisen und Auslegungen von Brennstoffzellen führen zu unterschiedlichen Energiebilanzen und ökonomischen Resultaten. Die ökonomische Bewertung von Brennstoffzellen ist dabei wiederum stark von den Annahmen bezüglich der Preise, Vergütungen und Kosten abhängig. Ziel muss es daher sein, eine relative Wirtschaftlichkeit im Vergleich zu den angebotenen Varianten und letztlich ein Optimum hinsichtlich Betriebsstrategie und Anlagenauslegung herauszufinden. Für einen umfassenden Überblick werden folgende Kriterien kurz diskutiert:

- Jährliche Energiekosteneinsparung
- Barwert der verbleibenden Kosteneinsparung
- Resultierender Kapitalwert (Überschuss) der Brennstoffzelleninvestition

⁴² Annahmen: Strom 600 g_{CO2}/kWh; Gas 200 g_{CO2}/kWh_{H2}.

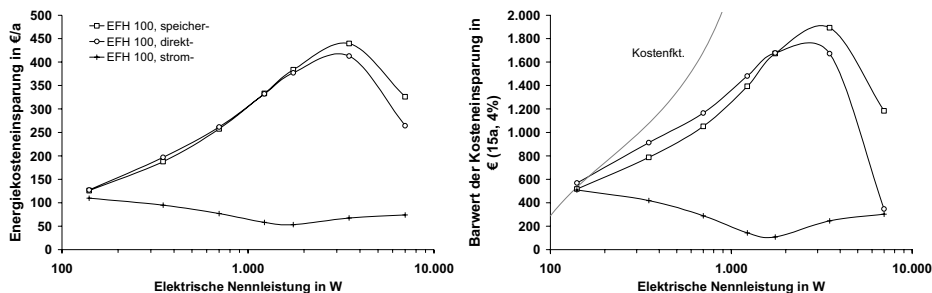
- Zulässige Investitionskosten des Brennstoffzellensystems

Jährliche Energiekosteneinsparung und Barwert der Kosteneinsparung

Grundlage der wirtschaftlichen Berechnungen sind die erzielbaren jährlichen Energiekosteneinsparungen durch Einsatz eines Brennstoffzellensystems gegenüber der konventionellen Versorgung aus Stromvollbezug aus dem Netz und Wärmeverzeugung mittels Gas-Brennwertkessel. Die Energiekosteneinsparung resultiert aus der Substitution von Strombezug⁴³ und dem Erlös der Stromerzeugung abzüglich der Mehrkosten durch zusätzlichen Brennstoffbedarf. Hieraus müssen sämtliche mit der Anlageninstallation verbundenen Mehrkosten gegenüber einer konventionellen Versorgung – Anschaffungskosten, Einbau, Instandhaltung, Wartung und eventuelle sonstige Zusatzkosten wie Einspeisestromzähler – erwirtschaftet werden.

Abbildung 6.8 zeigt den Verlauf der Energiekosteneinsparung in Euro über der installierten Nennleistung der Brennstoffzelle für das Gebäude EFH 100 in den klassischen Betriebsweisen. Die erzielbaren Energiekosteneinsparungen steigen leicht konvex mit wachsender Anlagengröße an (logarithmische Skalierung!) bis in den Bereich von Anlagenleistungen von 3 kW_{el}. Dort findet man ein Maximum der Energiekosteneinsparung in wärmegeführter Fahrweise. Bei stromgeführter Fahrweise hingegen sinkt die erzielbare Einsparung sogar mit steigender Anlagengröße. Da es in direktbewirtschaftender Fahrweise bei großen Anlagenleistungen zu häufigem Betrieb in minimaler Teillast bei etwas schlechterem Wirkungsgrad kommt, resultiert hier ein höherer Brennstoffbedarf und dadurch eine etwas verringerte Energiekosteneinsparung gegenüber der speicherbewirtschaftenden Fahrweise.

Abbildung 6.8: Jährliche Energiekosteneinsparung und Barwert der Kosteneinsparung durch Brennstoffzellen im EFH 100



Simulationsrechnungen mit dem Simulationsmodell für das EFH 100.

Die erzielbare Energiekosteneinsparung liegt im betrachteten Gebäude generell auf niedrigem Niveau von ca. 100 bis 450 Euro jährlich. Im Vergleich zwischen speicherbewirtschaftender und direktbewirtschaftender Fahrweise hat letztere bei kleineren Leistungen aufgrund der besseren Gleichzeitigkeit von Stromnachfrage und Brennstoffzelle-Stromerzeugung leichte

⁴³ Evtl. plus CO₂-Bonus.

Vorteile (zu Lasten der Startvorgänge, s.o.), während bei größeren Leistungen die Bewirtschaftung des Speichers eine höhere Anlagenauslastung und damit Kosteneinsparung bewirkt.

Durch die jährliche Energiekosteneinsparung ist noch nichts über die Wirtschaftlichkeit der Investition gesagt. Ebenfalls in Abbildung 6.8 ist der Barwert der verbleibenden Kosteneinsparung – das ist die jährliche Energiekosteneinsparung abzüglich der nach Betriebskostenfunktion (Abbildung 6.2) berechneten Wartungs- und Betriebskosten der Anlage – bei einer niedrigen Zinsrate von 4 % und einer angenommenen Betriebszeit von 15 Jahren dargestellt⁴⁴. Aus diesem Guthaben müssen sich die beschriebenen Mehrkosten der Brennstoffzelleninvestition, eventuell die Zusatzkosten des Wärmespeichers sowie sonstige Zusatzkosten finanzieren lassen, um eine Wirtschaftlichkeit gegenüber der konventionellen Versorgung zu erreichen. Der Verlauf des Barwerts der Kosteneinsparung über der installierten Anlagengröße entspricht im wesentlichen dem Verlauf der jährlichen Energiekosteneinsparung. Zur Verdeutlichung des auf die Anlagenleistung bezogenen Barwerts sind in obiger Graphik als Hilfslinie die angenommenen Investitionskosten der Brennstoffzellenanlage gemäß Abbildung 6.2 eingezeichnet. Legt man diesen Zielwert zugrunde, sind Anlagen unterhalb dieser Linie nicht wirtschaftlich. Unter oben angenommenen Randbedingungen wäre im Gebäude EFH 100 bei Berücksichtigung der Wartungskosten nahezu keine Anlage wirtschaftlich konkurrenzfähig gegenüber der konventionellen Versorgung.

Resultierender Kapitalwert der Brennstoffzelleninvestition

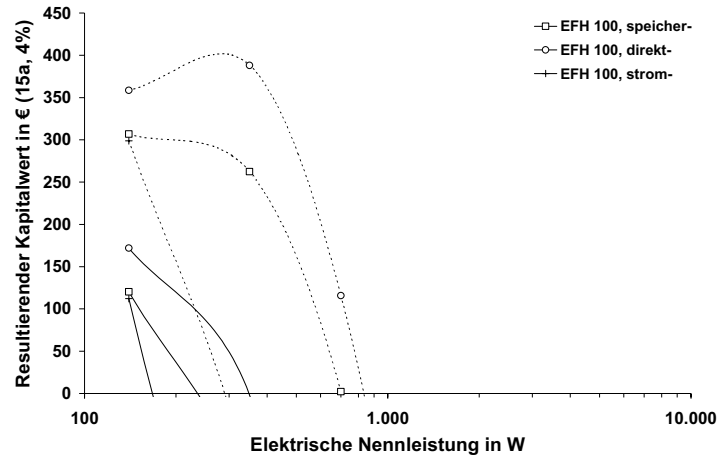
Nimmt man für die spezifischen Investitionskosten der Brennstoffzellenanlagen Werte an, ergibt sich aus Verrechnung des Barwerts der eingesparten Kosten mit diesen Investitionskosten der resultierende Kapitalwert. Er kann auch als Grenzwert für die Höhe der zulässigen sonstigen Investitionskosten – die nicht in den Kostenannahmen des Brennstoffzellensystems integriert sind – interpretiert werden, die bei vorgegebener Zinserwartung gerade noch erlaubt sind, um die Wirtschaftlichkeit der Investition zu gewährleisten. Sein Maximum gibt gleichzeitig auch die vermeintlich wirtschaftlichste Variante aus Anlagenleistung und Betriebsweise an.

Abbildung 6.9 beschreibt den Kapitalwert für das betrachtete Beispiel. Im vorliegenden Fall sind unter den getroffenen Annahme positive Kapitalwerte und entsprechend zusätzliche Investitionen zu den bereits für das Brennstoffzellensystem unterstellten nur in geringem Umfang realisierbar. Für Anlagenleistungen jenseits der 800 W_{el} ergibt sich bei spezifischen Investitionskosten von 1.500 €/kW_{el} ein negativer Kapitalwert und damit keine Wirtschaftlichkeit. Im Falle der etwas höher angenommenen spezifischen Investitionskosten nach Kostenfunktion sind praktisch nur Anlagen mit Leistungen kleiner 300 W_{el} wirtschaftlich darstellbar. Deutlich zeigt sich hier der große Einfluss der spezifischen Investitionskosten des Brennstoffzellensystems: sinken sie auf oder unter die Marke von 1.500 €/kW_{el}, so ergeben

⁴⁴ Auf eventuelle zusätzliche Betriebskosten durch mehrphasige Einspeisung bei Anlagen mit mehr als 4,7 kW_{el} ist hier nicht gesondert eingegangen worden; sie müssen dementsprechend den Zusatzkosten beigerechnet werden.

sich im kleinen Leistungsbereich realistische Potenziale für eventuell notwendige zusätzliche Investitionen.

Abbildung 6.9: Resultierender Kapitalwert der Brennstoffzelleninvestition im EFH 100

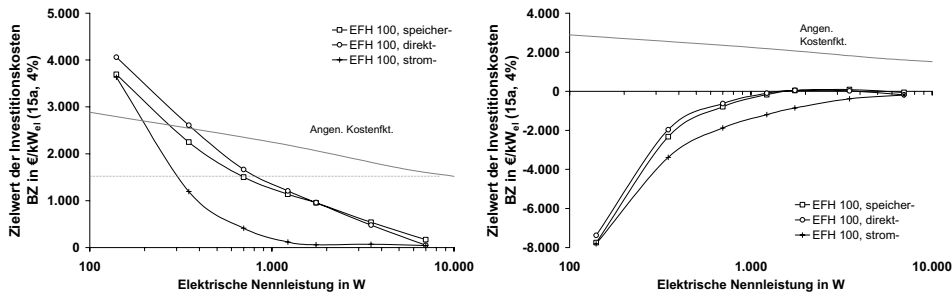


Simulationsrechnungen mit dem Simulationsmodell für das EFH 100. Durchgezogene Linien: Kapitalwert bei spezifischen Investitionskosten für Brennstoffzellensysteme gemäß Kostenfunktion (Abbildung 6.2). Gestrichelte Linien: Kapitalwert bei spezifischen Investitionskosten für Brennstoffzellensysteme von 1.500 €/kW_{el}.

Zielwert der Investitionskosten des Brennstoffzellensystems

Umgekehrt lassen sich bei Vorgabe zusätzlicher Investitionskosten zu den Kosten des Brennstoffzellensystems Zielwerte der spezifischen Investitionskosten für die Brennstoffzellensysteme entwickeln. Ergebnisse hierzu für das bisher betrachtete Beispiel zeigt Abbildung 6.10.

Abbildung 6.10: Zielwert der spezifischen Investitionskosten für Brennstoffzellensysteme im EFH 100



Simulationsrechnungen mit dem Simulationsmodell für das EFH 100. Linkes Bild: keine zusätzlichen Investitionskosten. Rechtes Bild: zusätzliche Investitionskosten von 1.500 €.

Unter Einbeziehung sämtlicher für die Installation einer betriebsbereiten Brennstoffzellenanlage notwendigen Investitionskosten in die spezifischen Investitionskosten der Anlage selbst ergibt sich ein Zielwert für diese gemäß dem linken Ausschnitt aus Abbildung 6.10. Nur

kleine Anlagengrößen unter 400 W_{el} liegen mit zulässigen spezifischen Investitionskosten jenseits von ca. 3.000 €/kW_{el} und damit über der angenommenen Kostenfunktion. Werden grundsätzlich spezifische Investitionskosten von 1.500 €/kW_{el} für die Brennstoffzellensysteme unterstellt, erhöht sich der Bereich der wirtschaftlich darstellbaren Anlagengrößen auf Anlagen bis ca. 700 W_{el} bei wärmegeführter Fahrweise. Sofern die Zielwerte der Hersteller zu den spezifischen Investitionskosten der Brennstoffzellensysteme die Anlagenplanung, heizungstechnische Einbindung und einen eventuellen Wärmespeicher nicht mit umfassen, und diese Kosten pauschal zu 1.500 € im betrachteten Beispiel angesetzt werden, ergibt sich ein Verlauf des Zielwerts der spezifischen Investitionskosten gemäß dem rechten Ausschnitt aus Abbildung 6.10. Wirtschaftlichkeit ist im betrachteten Beispiel für keine Anlagengröße gegeben, die zulässigen Investitionskosten liegen überwiegend unter Null €/kW_{el}.

6.2.4 Fazit zu Anlagenauslegung und Betriebsweise

Im betrachteten Beispiel des Referenzgebäudes EFH 100, welches ein mittleres Ein- bis Zweifamilienhaus des Jahres 2010 repräsentiert, kann folgendes Fazit bezüglich Anlagenauslegung und Betriebsweise gezogen werden:

- Unter den verglichenen klassischen Betriebsstrategien eignen sich aus technischer und ökonomischer Sicht keine dem Strombedarf des Gebäudes folgenden Fahrweisen für den Anlagenbetrieb. Unter den wärmegeführten Fahrweisen hat eine direktbewirtschaftende gegenüber einer speicherbewirtschaftenden leichte Vorteile hinsichtlich elektrischem Deckungsgrad und Wirtschaftlichkeit. Dem stehen Nachteile insbesondere hinsichtlich der Zahl der Startvorgänge und der daraus folgenden Anlagenbelastung gegenüber.
- Unter ökonomischen Gesichtspunkten sind bei angenommenen spezifischen Investitionskosten von 1.500 €/kW_{el} Anlagengrößen bis 700 W_{el} wirtschaftlich, mit einem ökonomischen Optimum bei ca. 400 W_{el} . Steigen diese spezifischen Investitionskosten und verhalten sich entsprechend der angenommenen Kostenfunktion, sind nur Anlagen bis 300 W_{el} bei zulässigen spezifischen Investitionskosten über 3.000 €/kW_{el} kostendeckend.
- Wird zusätzlich zu der Investition in die Brennstoffzellenanlage eine weitere Investition zur Installation und dem Betrieb der Anlage von pauschal 1.500 € fällig, ist im betrachteten Beispiel keine Brennstoffzellenanlage im EFH 100 wirtschaftlich zu betreiben.

6.3 Verschiedene Wohngebäudestandards und -größen im Vergleich

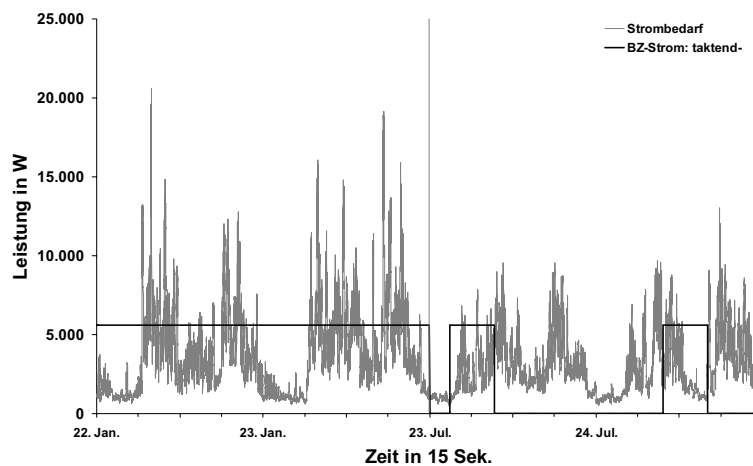
Das prototypische Gebäude EFH 100 steht für ein Wohngebäude nach den Standards der Wärmeschutzverordnung 1995 bis hin zur Energieeinsparverordnung. Die Wohngebäude des

Bestands auch des Jahres 2010 werden zu einem großen Teil höhere spezifische Raumwärmebedarfswerte haben, des weiteren wird es Gebäude – Passivhäuser – mit bedeutend geringeren spezifischen Raumwärmebedarfswerten geben. Neben der Gebäudeklasse der Ein- und Zweifamilienhäuser, zahlenmäßig und im Energiebedarf die größte Gruppe, sind kleine und große Mehrfamilienhäuser wichtige mögliche Absatzmärkte für Brennstoffzellen. Im folgenden werden weitere prototypische Referenzgebäude (Charakteristika: vgl. Tabelle 4.7) auf den Einsatz von Brennstoffzellensystemen hin untersucht, jeweils in speicherbewirtschaftender Fahrweise:

- EFH 15: prototypisches Einfamilienhaus, Jahr 2010, mit 15 kWh/m² Raumwärmebedarf (Passivhausstandard)
- EFH 300: prototypisches Einfamilienhaus, Jahr 2010, mit 300 kWh/m² Raumwärmebedarf (Altbaustandard)
- KMH 100: prototypisches kleines Mehrfamilienhaus, Jahr 2010, mit 100 kWh/m² Raumwärmebedarf (Neubaustandard)
- GMH 100: prototypisches großes Mehrfamilienhaus, Jahr 2010, mit 100 kWh/m² Raumwärmebedarf (Neubaustandard)

6.3.1 Simulierter Anlageneinsatz

Abbildung 6.11: Verlauf des Strombedarfs und der -erzeugung durch Brennstoffzellen im GMH 100 für Beispieltage



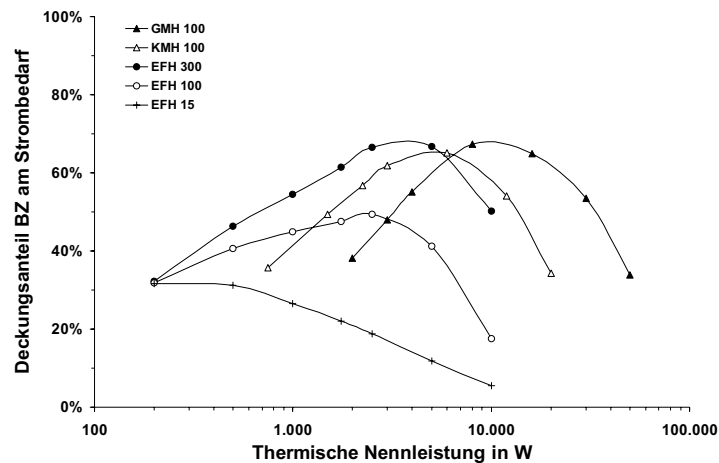
Simulationsrechnungen mit dem Simulationsmodell. Ausschnitt aus den Jahressganglinien.

Abbildung 6.11 zeigt den Verlauf von Stromnachfrage und -erzeugung durch eine wärmegeführte Brennstoffzelle für das prototypische Gebäude GMH 100 für zwei Winter- und zwei Sommertage. Das betrachtete Gebäude umfasst 16 Wohneinheiten. Anders als man annehmen könnte, ergibt sich selbst bei Summierung des Strombedarfs von 16 Wohneinheiten kaum

eine Glättung des Bedarfs im zeitlichen Verlauf. Daraus lässt sich ableiten, dass auch im Mehrfamilienhäusern eine stromgeführte Betriebsstrategie aufgrund der starken Fluktuationen technisch kaum realisierbar und nur bei sehr reduzierter Anlagengröße wirtschaftlich darstellbar ist.

6.3.2 Energiebilanzen und technische Größen

Abbildung 6.12: Verlauf des Deckungsanteils am Strombedarf in Gebäuden verschiedener Größenklassen und Wärmestandards



Simulationsrechnungen mit dem Simulationsmodell.

Abbildung 6.12 zeigt den Verlauf und das Maximum des Deckungsanteils der Brennstoffzellen am Strombedarf der Wohngebäude. Dieses Maximum liegt bei Anlagengrößen jenseits des wirtschaftlichen Optimums (s.u.). Im EFH 15 erreichen Anlagen kleiner 400 W_{th} (280 W_{el}) elektrische Deckungsgradanteile von gut 30 %, bei größeren Anlagen fällt dieser Anteil. Im EFH 100 und 300, die beide den gleichen Strombedarf aufweisen wie EFH 15, sind höhere Deckungsanteile von 45 % beziehungsweise nahezu 70 % möglich bei Anlagengrößen von ca. 2,5 beziehungsweise 4 kW_{th} . 70 % als Obergrenze des Deckungsanteils gelten auch für das KMH 100 und das GMH 100, bei denen diese Werte durch Anlagen von ca. 6 beziehungsweise ca. 9 kW_{th} erreicht werden.

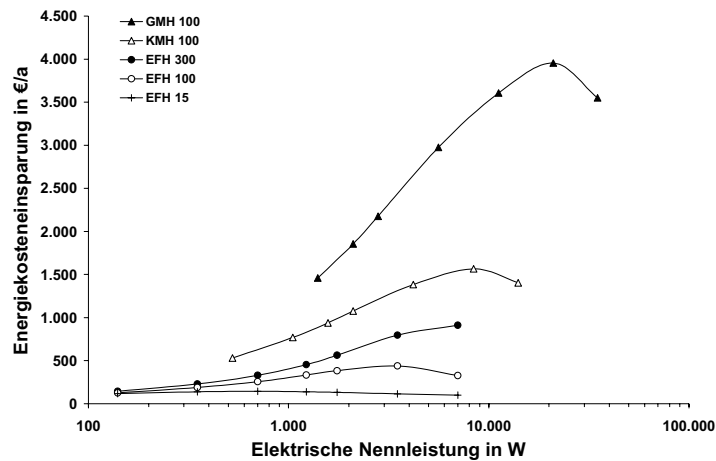
Weitere energie-bilanzielle Zusammenhänge und technische Größen wie der Verlauf des thermischen Deckungsgrads, die Anlagenauslastung, die Wärme- und Stromerzeugung und die Anzahl der Startvorgänge sind im Anhang dargestellt.

6.3.3 Wirtschaftlichkeit und Anlagenauslegung

Jährliche Energiekosteneinsparung

Mit zunehmendem Wärmebedarf durch abnehmenden Dämmstandard der Gebäude als auch durch zunehmende Gebäudegröße erhöhen sich auch die durch den Einsatz von Brennstoffzellenanlagen erzielbaren jährlichen Energiekosteneinsparungen. Abbildung 6.13 verdeutlicht diesen Zusammenhang. Während jedoch im Einfamilienhaus EFH 15 mit Passivhausstandard durch zunehmende Anlagengröße keinerlei signifikante Steigerung der Energiekosteneinsparung festgestellt werden kann, verschiebt sich das Maximum der erzielbaren Einsparung bei den anderen prototypischen Gebäuden entsprechend dem Wärmebedarf zu höheren Anlagengrößen. Für das GMH 100 als das größte betrachtete Gebäude mit dem höchsten Wärmebedarf liegt es bei ca. 4.000 €/a und einer Anlagengröße von ca. 11 kW_{el}.

Abbildung 6.13: Verlauf der Energiekosteneinsparung in Gebäuden verschiedener Größenklassen und Wärmestandards



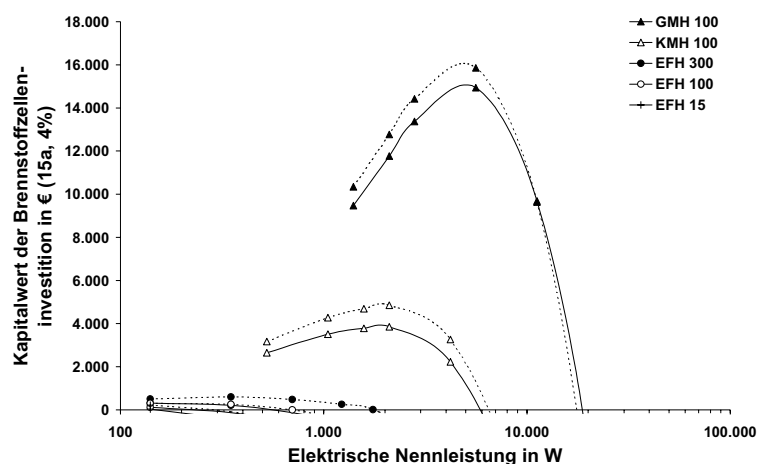
Simulationsrechnungen mit dem Simulationsmodell.

Resultierender Kapitalwert der Brennstoffzelleninvestition

Als geeignetes Maß für das Optimum der Anlagengröße im Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit des Brennstoffzellensystems kann wiederum der resultierende Kapitalwert der Brennstoffzelleninvestition dienen. Das Optimum der Anlagengröße für das EFH 300 ermittelt sich so zu ca. 300 W_{el}, sofern von Investitionskosten für das Brennstoffzellensystem von 1.500 €/kW_{el} ausgegangen wird. Für das EFH 100 und das EFH 15 liegen die optimalen Anlagengrößen noch darunter. Der Kapitalwert als Überschuss beziehungsweise als insgesamt für eine zusätzliche Investition zur Verfügung stehende Investitionsvolumen erreicht dabei 600 € im Falle des EFH 300, im Falle des EFH 100 und 15 weniger als 300 €. Nimmt man Investitionskosten des Brennstoffzellensystems gemäß der Kostenfunktion aus Abbildung 6.2 an, halbieren sich optimale Anlagengröße und Kapitalwert nahezu. Erst für größere Anlagen

verringern sich aufgrund der als fallend angenommenen spezifischen Investitionskosten aus der Kostenfunktion die Unterschiede zwischen den Ergebnissen aus der Betrachtung der mit 1.500 €/kW_{el} fest angesetzten spezifischen Investitionskosten und jenen der Kostenfunktion. Abbildung 6.14 zeigt, dass sich für das KMH 100 eine wirtschaftlich optimale Anlagengröße von ca. 2 kW_{el} ergibt und einen Kapitalwert zwischen 3.800 (Kostenfunktion) und 4.500 € (bei 1.500 €/kW_{el} Brennstoffzellenkosten). Für das GMH 100 liegen diese Werte bei ca. 6 kW_{el} und 15.000 bis 16.000 €.

Abbildung 6.14: Verlauf des resultierenden Kapitalwerts der Brennstoffzelleninvestition in Gebäuden verschiedener Größenklassen und Wärmestandards



Simulationsrechnungen mit dem Simulationsmodell. Die durchgezogenen Linien geben den Kapitalwert an unter der Annahme der spezifischen Investitionskosten für Brennstoffzellen gemäß Kostenfunktion aus Abbildung 6.2. Die gestrichelten Linien selbiges bei Annahme spezifischer Investitionskosten für Brennstoffzellensysteme von 1.500 €/kW_{el}.

6.4 Wirtschaftlichkeit und Anlagenauslegung bei Anlagenbetrieb in Contracting-Modellen

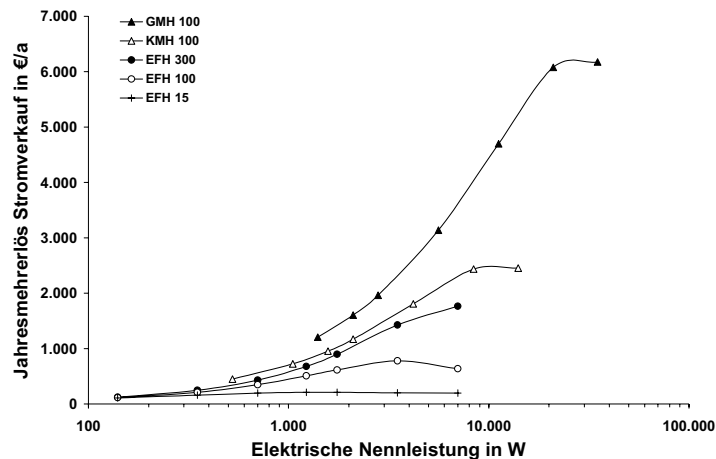
Im Unterschied zum privatwirtschaftlichen Betrieb können bei Anlagenbetrieb im Wärmecontracting einerseits leichter denkbare Bonusstrategien des Anlageneinsatzes implementiert und umgesetzt werden und niedrigere Kosten des Gasbezugs und der Investition angesetzt werden. Andererseits ist der Gegenwert der Stromerzeugung und der erreichte *Spark Spread* geringer als bei Eigennutzung des Stroms durch private Betreiber. Dazu gesellen sich eventuell Schwierigkeiten, die wirtschaftlich zur Zeit lukrativste Möglichkeit des Stromverkaufs zu realisieren (vgl. Kapitel 3.2.10), den Direktverkauf im Objekt. Nachfolgend sind die wirtschaftlichen Kenngrößen des Contracting-Betriebs als Ergebnisse kurz zusammengefasst. Die Ergebnisse basieren auf der Annahme, dass der durch die Anlagen erzeugte Strom vornehmlich direkt im Objekt eingesetzt wird. Dieser Einsatz erwirtschaftet einen Erlös von 11 ct/kWh. Nicht im Objekt genutzter Strom wird in das Netz der öffentlichen Versorgung

eingespeist und mit 8 ct/kWh vergütet.⁴⁵ Die Anlagen werden in speicherbewirtschaftender Fahrweise betrieben.

Jahresmehrerlös Stromverkauf

Der aus dem Stromverkauf resultierende Jahresmehrerlös gegenüber einem konventionellen Wärmecontracting auf Basis von Erdgas-Brennwertkesseln ist in Abbildung 6.15 dargestellt. Im Vergleich zu den Einsparungen einer privatwirtschaftlich im Eigennutz betriebenen Anlage (Abbildung 6.13) liegen die Erlöse durch das Contractingmodell um ca. die Hälfte höher. Dies ist zu einem wesentlichen Teil auf die Rückvergütung der Erdgassteuer für den Erdgaseinsatz in der Brennstoffzelle zurückzuführen. Für den Contractor wird der Brennstoff im angenommenen Preissystem damit um ca. ein Viertel günstiger im Vergleich zum Brennstoff für das konventionelle Contracting mit Gas-Brennwertkessel.

Abbildung 6.15: Verlauf des Jahresmehrerlöses durch Brennstoffzellen im Contracting in Gebäuden verschiedener Größenklassen und Wärmestandards



Simulationsrechnungen mit dem Simulationsmodell.

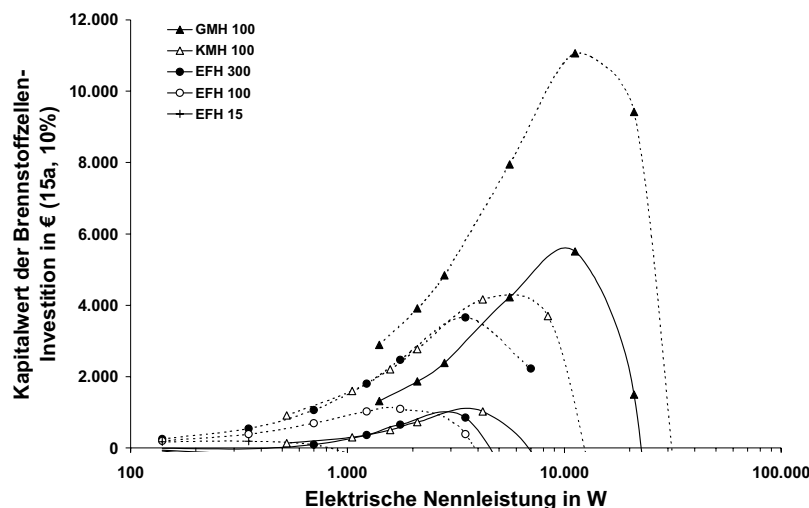
Resultierender Kapitalwert der Brennstoffzelleninvestition

Unter der Annahme von Investitionskosten für die Brennstoffzellensysteme gemäß der beschriebenen Kostenfunktion ergeben sich beim Anlagenbetrieb im Contractingmodell trotz zunächst höheren jährlichen Erlöses bei großen Anlagen allein aufgrund des höheren Zinssatzes von 10 % deutlich geringere Kapitalwerte der Brennstoffzelleninvestition. Das Optimum der wirtschaftlichsten Anlagengröße ist hingegen zu höheren Leistungen verschoben, und liegt für das GMH 100 bei etwas über 10 kW_{el}, für das KMH 100 bei ca. 4 kW_{el}. EFH 100 und EFH 15 erwirtschaften unter diesen Annahmen keinen Erlös und bleiben unwirtschaftlich. Für das EFH 300 ergibt sich eine optimale Anlagengröße von ca. 3 kW_{el} und eine

⁴⁵ Vgl. Kapitel 3.2.10.

zulässige zusätzliche Investition von ca. 1.000 €. Ursache für diese Unterschiede im Vergleich zum privatwirtschaftlichen, eigennutzenden Betrieb sind neben den unterschiedlichen angenommenen Vergütungen der Stromerzeugung und Kosten des Gasbezugs vor allem auch ein höher angesetzter kalkulatorischer Zins von 10 %/a, der den in der Zukunft liegenden Mehrerlös des Anlagenbetriebs geringer gewichtet und den Anschaffungskosten höhere Relevanz bei der Wirtschaftlichkeit und den zulässigen zusätzlichen Investitionen beimisst. Bei unterstellten Investitionskosten für die Brennstoffzellensysteme von 1.000 €/kW_{el} verbessert sich dadurch der Kapitalwert erheblich, für das GMH 100 wird eine Verdoppelung erreicht, für KMH 100 und EFH 300 gar fast eine Vervielfachung. Das Optimum in der Anlagengröße steigt nochmals leicht an. Auch für das EHF 100 wird bei ca. 1,5 kW_{el} ein Maximum der zulässigen Zusatzinvestition von ca. 1.000 € erreicht.

Abbildung 6.16: Verlauf des resultierenden Kapitalwerts der Brennstoffzelleninvestition bei Contracting in Gebäuden verschiedener Größenklassen und Wärmestandards



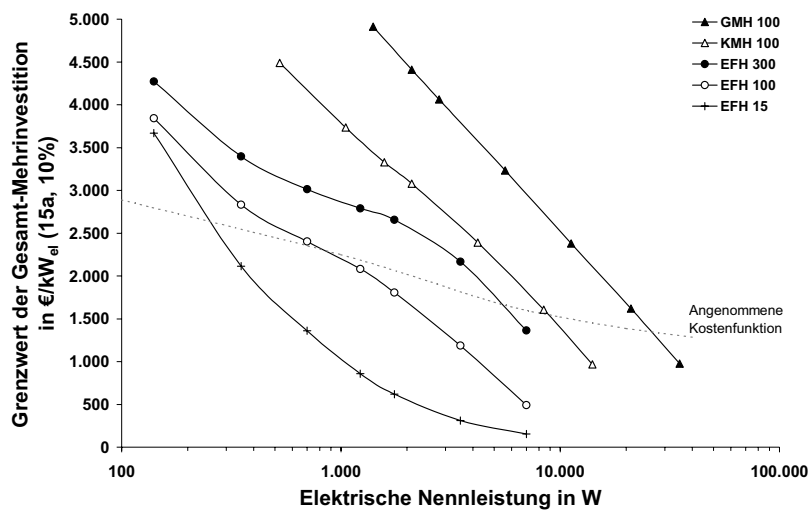
Simulationsrechnungen mit dem Simulationsmodell. Die durchgezogenen Linien geben den Kapitalwert an unter der Annahme der spezifischen Investitionskosten für Brennstoffzellen gemäß Kostenfunktion aus Abbildung 6.2. Die gestrichelten Linien selbiges bei Annahme spezifischer Investitionskosten für Brennstoffzellensysteme von 1.000 €/kW_{el}.

Grenzwert der Investitionskosten für Brennstoffzellen-Systeme

Alternativ zeigt Abbildung 6.17 den Grenzwert der spezifischen Gesamt-Mehrinvestition von Brennstoffzellen gegenüber konventionellem Wärmecontracting. Dies ist der Wert, um den die Brennstoffzellenanlage inklusive der zusätzlichen notwendigen Investitionen teurer sein darf als eine herkömmliche Erdgas-Brennwertkesselanlage, die im Wärmecontracting betrieben wird. Da davon ausgegangen werden kann, dass die Brennstoffzelle zusätzlich zu dieser installiert wird, gibt dieser Grenzwert meist den Grenzwert der Investition in die Brennstoffzellenanlage inklusive der zusätzlichen notwendigen Investitionen an. Mit aufge-

tragen ist die angenommene Kostenfunktion der spezifischen Investitionskosten für Brennstoffzellensysteme. Es zeigt sich, dass für alle betrachteten Gebäude der Grenzwert in mitunter weiten Teilen des Anlagen-Leistungsspektrums oberhalb der angenommenen Kostenfunktion liegt, so dass – sofern keine weiteren zusätzlichen Investitionen notwendig sind – in diesen Bereichen unter den gegebenen Annahmen ein wirtschaftlicher Anlagenbetrieb erreicht wird.

Abbildung 6.17: Verlauf des Grenzwerts der Gesamt-Mehrinvestition für Brennstoffzellen im Contracting in Gebäuden verschiedener Größenklassen und Wärmestandards



Simulationsrechnungen mit dem Simulationsmodell. Die gestrichelte Linie gibt die spezifischen Investitionskosten für Brennstoffzellensystem gemäß Kostenfunktion aus Abbildung 6.2 an.

6.5 Bonusstrategien: Bereitstellung von Reserveleistung, Vorgabe eines Stromprofils

Im Sinne einer gesamtwirtschaftlichen und energiesystemaren Betrachtungsweise ist der nach der Bedarfsganglinie des versorgten singulären Objekts ausgerichtete Anlagenbetrieb nicht zwingend die beste aller Betriebsweisen. Die Stromversorgung in Deutschland wird über ein elektrisches Netz gewährleistet, an dessen Verbund die Erzeuger und Verbraucher in ganz Europa angeschlossen sind. Es gelten daher die Aussagen aus Kapitel 3, nach denen ein konzertierter Betrieb der einzelnen Erzeugungsanlagen abgestimmt mit dem Rest des Kraftwerksparks und dem Verlauf des Strombedarfs als eine bessere Betriebsstrategie erscheinen könnte. Die aktuellen Mechanismen des Elektrizitätsmarkts bilden dies noch nicht in entsprechender Weise ab, sei es durch selbstgewählte Vorschriften, Kostenhürden oder fehlende Anreizstrukturen. Mit einer weiteren Durchlässigkeit und Flexibilisierung des Marktes ist allerdings zu rechnen, so dass sich jenseits der klassischen Betriebsstrategien zusätzliche Erlöspotenziale für die Stromerzeugung von Brennstoffzellen eröffnen können.

Eine dieser Bonusstrategien kann es sein, anstelle des stark fluktuierenden Verlaufs des Strombedarfs der Gebäude der Brennstoffzelle einen externen Fahrplan (Stromprofil) für einen bestimmten Zeitraum vorzugeben. Über die Prognose des Wärmebedarfs und den Einsatz eines Wärmespeichers kann flexibel über den Tag Strom nach den Vorgaben des Fahrplans erzeugt werden, während gleichzeitig die Wärmenachfrage des Objekts ähnlich einer wärmegeführten Fahrweise gedeckt wird.

Eine andere Bonusstrategie kann es sein, gezielt für einen Zeitraum des Tags Reserveleistung durch die Anlage bereitzustellen. Der Wärmespeicher muss bei dieser Strategie so bewirtschaftet werden, dass bei Abruf dieser Reserveleistung die Einspeicherung der erzeugten Wärme in den Speicher möglich ist. Abgerufen werden kann die Reserveleistung beispielsweise durch ein einfaches Funkrundsteuersignal [73].

6.5.1 Verlauf der simulierten Energienachfrage und -erzeugung

Exemplarisch werden diese beiden Bonusstrategien für das bereits oben betrachtete Beispiel des Gebäudes EFH 100 mit einer Brennstoffzelle von 1.750 W thermischer Nennleistung und 1.225 W elektrischer Nennleistung dargestellt. Die minimale elektrische Leistung beträgt 25 % der Nennleistung.

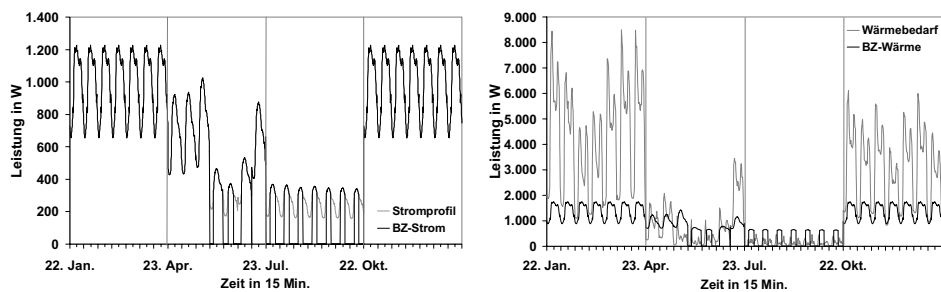
Vorgabe eines externen Fahrplans

Vorgegeben wird ein normiertes Stromprofil, wie es zum Beispiel der Netzlast im Ortsverteilnetz entspricht. Der Wärmebedarf für den nächsten Tag wird prognostiziert, in Realität zum Beispiel aus der Wettervorhersage. In der Modellierung wurde allerdings die Prognose aus dem tatsächlichen Wärmebedarf des letzten Tags und dem dort aufgetretenen Prognosefehler gebildet. Über einen Algorithmus wird das vorgegebene normierte Profil für den Leistungsumfang der Brennstoffzelle dergestalt skaliert, dass die resultierende prognostizierte Wärmeerzeugung aus dem Brennstoffzellenbetrieb dem prognostizierten Wärmebedarf des nächsten Tags entspricht. Es wird also nur soviel Wärme erzeugt, wie im Gebäude voraussichtlich benötigt wird. Zeitliche Abweichungen zwischen Wärmebedarf und Wärmeerzeugung durch die Brennstoffzelle werden durch einen Wärmespeicher ausgeglichen. Sofern die Zeitungleichheit von Wärmeerzeugung und -bedarf die Kapazität des Wärmespeichers übersteigt, wird das skalierte vorgegebene Profil dem entsprechend reduziert. Sofern Teile des Profils unterhalb der minimalen Leistung der Brennstoffzelle liegen, wird die Laufzeit der Brennstoffzelle und entsprechend die Zeit, in der gemäß dem Profil Wärme erzeugt wird, verringert und die Profilhöhe entsprechend angepasst. Abbildung 6.18 gibt einen Überblick über die täglich skalierten, vorgegebenen Stromprofile, die resultierende Brennstoffzellenfahrweise, sowie den Verlauf von Wärmebedarf und -erzeugung.

Dargestellt in Abbildung 6.18 sind vier Wochen des Verlaufs der Stromerzeugung und des vorgegebenen Profils. Im Sommer und in der Übergangszeit kommt es dazu, dass der Wärmebedarf so gering ist, dass ein ganztägiger Betrieb der Brennstoffzelle auch bei minimaler Skalierung des Profils nicht gewährleistet ist. Durch den Steuerungsalgorithmus wird das

vorgegebene Profil in der Weise faktorisiert, dass die Brennstoffzelle – sobald der Nachfragerwert des vorgegebenen Profils die minimale Leistung der Brennstoffzelle übertrifft – diesem für einen beschränkten Zeitraum folgt und in dieser Zeit den Wärmebedarf für den Tag produziert, höchstens aber soviel, wie der Wärmespeicher aufnehmen kann. An kälteren Tagen liegt der Wärmebedarf jenseits dessen, was die Brennstoffzelle bei Ausnutzung ihrer maximalen Leistung durch Abfahren des Profils an Wärme erzeugen kann. In diesem Fall sehen im betrachteten Beispiel Profil und Erzeugung für jeden Tag gleich aus. Im praktischen Einsatz könnte das Profil, respektive der Fahrplan für den nächsten Tag, täglich wechseln, entsprechend der Bedürfnisse und Prognosen der Einkäufer des Stroms (beispielsweise der Netzbetreiber oder Stromhändler).

Abbildung 6.18: Verlauf der Wärme- und Stromerzeugung nach einem extern vorgegebenen Profil für vier Beispielwochen im EFH 100



Simulationsrechnungen mit dem Simulationsmodell für das EFH 100. Ausschnitt aus den Jahresganglinien.
Linkes Bild: Strombilanz. Rechtes Bild: Wärmebilanz.

Im betrachteten Beispiel übersteigt der Wärmebedarf im Winter die Wärmeerzeugung der Brennstoffzelle. In der Übergangszeit und im Sommer muss die erzeugte Wärme zu einem guten Teil zwischengespeichert werden. Da als Wärmebedarfsprognose für den nächsten Tag anstelle der Temperaturvorhersage der Wert für den letzten Tag inklusive des Prognosefehlers zum vorletzten Tag herangezogen wurde⁴⁶, kommt es vor allem in der Übergangszeit zu größeren Differenzen zwischen Prognose und Wirklichkeit, die auch soweit möglich über den Wärmespeicher ausgeglichen werden. Dieser muss hinreichend dimensioniert sein und die Brauchwarmwasserwärme zumindest eines oder zweier Tage mit geringen Verlusten speichern können.

Vorhaltung von Reserveleistung

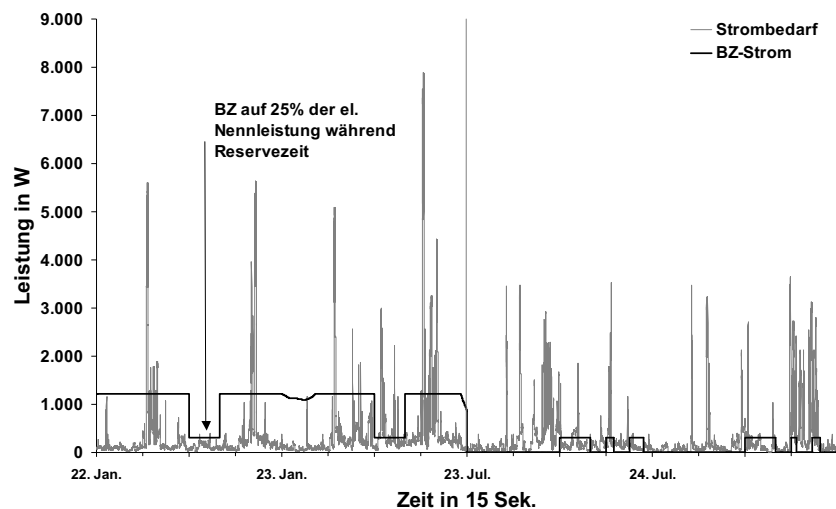
Während der Bonus in der Vorgabe eines Stromerzeugungsprofils auf Seiten der Netzbetreiber in einem verringerten Prognosefehler und auf Seiten der Erzeuger in einer Handelbarkeit der Erzeugung liegt, die beide im heutigen Handelssystem kaum implementiert sind und nur geringe Zusatzpreise erzielen, ist die Vorhaltung und Lieferung von Regelenergie ein

⁴⁶ In der Praxis des Netzbetriebs würde die Temperaturprognose für den nächsten Tag herangezogen, so wie es für die Planung von Gaslieferungen und den Bezug von elektrischen Nachtspeicherheizungen bereits Praxis ist.

marktübliches Verfahren mit einem dokumentierten wirtschaftlichen Bonus. Bislang verhindern die Teilnahmeanforderungen der Übertragungsnetzbetreiber eine Teilnahme kleiner Erzeugungsanlagen am Regelenergiemarkt. Es gibt allerdings bereits ein Pooling-Modell, bei dem verschiedene kleinere Kraftwerke zusammengeschlossen sind und über eine gemeinsame Steuerung Regelenergie anbieten [40, 82]⁴⁷. Vergleichbares ist in Zukunft auch für dezentrale KWK-Anlagen denkbar.

Die steuerungstechnische Umsetzung im Simulationsmodell sah vor, für einige Stunden jedes Tags Leistung in Höhe des maximalen Leistungshubs der Brennstoffzelle – Nennleistung minus minimale Teilleistung – bereitzustellen. Der Wärmespeicher wurde ausreichend dimensioniert beziehungsweise die Zeitdauer der Reservebereitstellung so gewählt, dass die komplette Wärmeerzeugung während der Reservezeit aufgenommen werden konnte. Die Steuerung der Wärmeerzeugung im Modell berücksichtigt die Prognose des Wärmebedarfs für die folgenden 24 Stunden, den Ladezustand des Wärmespeichers, die Zeitdauer der Reserveleistungsbereitstellung und die noch verbleibende Zeit bis zum Beginn der Reservezeit. Aus diesen Parametern optimiert das Modell den vorrangig wärmegeführten Betrieb der Brennstoffzelle, die Entladung des Wärmespeichers und den Betrieb des Zusatzbrenners dergestalt, dass der Wärmespeicher zum Beginn der Reservezeit soweit geleert ist, und damit die maximal mögliche Wärmeerzeugung während der Reservezeit aufnehmen kann (vgl. Abbildung 6.19).

Abbildung 6.19: Verlauf der Stromerzeugung bei Vorhaltung von Reserveleistung im EFH 100, Beispieltage

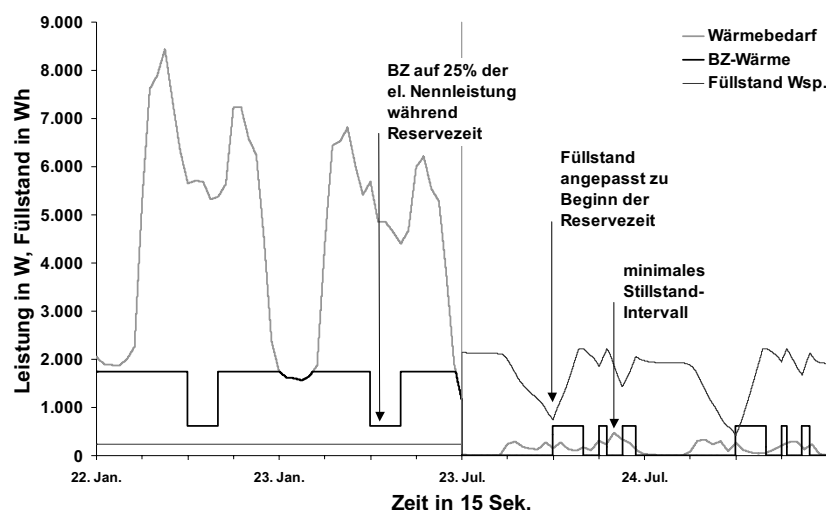


Simulationsrechnungen mit dem Simulationsmodell. Zwei Winter- und zwei Sommertage.

⁴⁷ In Anlehnung an den populären und vielbenutzten Begriff wird dies „virtuelles Regelenergie-Kraftwerk“ genannt.

Die primäre Regelstrategie der Anlage ist die direktbewirtschaftende wärmegeführte Fahrweise. Im Zeitraum zwischen 12 Uhr und 16 Uhr wird die Leistung der Brennstoffzelle im Winter auf die minimale Teillast abgesenkt, um verfügbare Leistung für einen Abruf von Regelenergie vorzuhalten. Im Sommer ist die Anlage aufgrund des geringen Wärmebedarfs nur wenige Stunden am Tag in Betrieb. Diese Zeiten sind so koordiniert, dass die Anlage während der Reservezeiten auf minimaler Teillast gefahren wird, sofern keine Regelenergie abgerufen wird. Wie in Abbildung 6.20 zu sehen, optimiert der Steuerungsalgorithmus die Bewirtschaftung des Wärmespeichers dergestalt, dass zum Beginn der Reservezeit ein ausreichend niedriger Füllstand erreicht ist. Sofern keine Regelenergie abgerufen wurde und die Füllung des Wärmespeichers durch den Anlagenbetrieb auf minimaler Teillast während der Reservezeit nicht den Bedarf des Tages deckt, kommt es im weiteren Tagesverlauf zu weiteren Intervallen des Brennstoffzellenbetriebs. Im Winter arbeitet die Anlage fast kontinuierlich auf Nennlast, so dass der Wärmespeicher nicht als Tagespuffer, sondern in Realität nur zur Abfederung der Wärmebedarfsspitzen (Duschen, evtl. Baden usw.) eingesetzt wird.

Abbildung 6.20: Verlauf der Wärmeerzeugung bei Vorhaltung von Reserveleistung im EFH 100, Beispieltage



Simulationsrechnungen mit dem Simulationsmodell. Zwei Winter- und zwei Sommertage.

6.5.2 Wirtschaftlichkeit und Anlagenauslegung

Welche wirtschaftlichen Vorteile bringen diese Bonusstrategien gegenüber den klassischen Betriebsstrategien? Verändern sich die optimalen Auslegungsgrößen der Anlagen gegenüber den klassischen Strategien? Diese Fragen werden im folgenden erörtert. Die Annahmen bezüglich Preise und Vergütungen folgen dabei dem Kapitel 6.1. Bei Vorgabe eines externen Stromprofils wurde der geldwerte Vorteil so interpretiert, dass der Zeitpunkt der Stromerzeugung der Brennstoffzelle keine Rolle spielt und nicht die Zeitgleichheit von Eigenerzeugung und Eigenbedarf im Objekt honoriert wird. Vielmehr wird der erzeugte Strom als Minderung

des Strombezugs des Gebäudes in Ansatz gebracht und als Eigenerzeugung bewertet. Nur die über den Eigenbedarf des Gebäudes hinausgehende Summe der Stromerzeugung wird mit der Einspeisevergütung gemäß Kapitel 6.1 bewertet. Begründen lässt sich diese Art der Vergütung dadurch, dass sich eine nach einem mittleren Fahrplan vorgegebene Erzeugung netzneutral verhält und in Summe die Last des Netzes prozentual senkt, genauso wie beispielsweise der abstrakte Minderbezug eines mittleren Netzkunden. Die Vergütung der vorgehaltenen Reserveleistung und abgerufenen Regelenergie wird ebenfalls nach den Annahmen aus Kapitel 6.1 in Ansatz gebracht.

Betrachtet werden wie beim Vergleich der klassischen Betriebsweisen die Parameter

- Energiekosteneinsparung,
- Barwert der Kosteneinsparung,
- resultierender Kapitalwert der Brennstoffzelleninvestition und
- Zielwert der Investitionskosten für Brennstoffzellensysteme.

Energieeinkosteneinsparung und Barwert der Kosteneinsparung

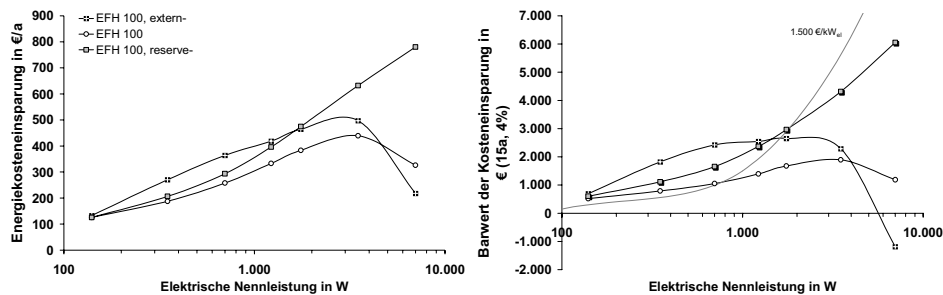
Durch die Bonusstrategien können für nahezu alle Anlagengrößen höhere Energiekosteneinsparungen gegenüber der konventionellen Versorgung erreicht werden, als durch eine klassische wärmegeführte Betriebsweise (vgl. Abbildung 6.21). Im Bereich von einigen hundert Watt elektrischer Nennleistung bis 2 kW_{el} zeigt sich dabei insbesondere die Vorgabe eines externen Stromprofils von Vorteil. Die Stromerzeugung der Brennstoffzelle kann hier zu einem ganz wesentlichen Teil gegen den Strombezug des Objekts mit seinem hohen Preisniveau gegengerechnet werden. Nur bei großer Überdimensionierung der Brennstoffzelle kehrt sich dieser Effekt aufgrund des höheren Brennstoffmehrbedarfs, dem dann eine geringe mittlere Vergütung des Strom entgegensteht, ins Gegenteil um. Im Leistungsbereich über 2 kW_{el} gewinnt die Strategie der Vorhaltung von Reserveleistung Vorteile in der Energiekosteneinsparung. Allein durch die tägliche Vorhaltung der Leistung kann ein stetiger und mit den Anlagengröße steigender Ertrag erwirtschaftet werden. Der tatsächliche Abruf von Regelenergie – in den simulierten Beispielen zufallsverteilt mit einer Wahrscheinlichkeit von 5 % – ist an der Reservevergütung zu ca. einem Drittel beteiligt.

Saldiert und diskontiert man die Kosteneinsparungen, ergibt sich ihr Barwert beziehungsweise der Barwert der Energiekosteneinsparung abzüglich der laufenden zusätzlichen Betriebskosten. Sofern alle Brennstoffzellensysteme unabhängig von ihrer Anlagengröße die gleichen Investitionskosten hätten, wäre im berechneten Beispiel die Installation einer möglichst großen Brennstoffzelle im Reservevorhaltungsbetrieb die wirtschaftlichste Variante (vgl. Abbildung 6.21). Legt man für alle Brennstoffzellen die gleichen spezifischen Investitionskosten an – zum Beispiel 1.500 €/kW_{el} –, ist unter Berücksichtigung der laufenden Kosten⁴⁸

⁴⁸ Ohne Berücksichtigung der zusätzlichen Kosten der Informationsübermittlung in den Bonusstrategien, sowie – wie bereits gesehen – evtl. Zusatzkosten durch mehrphasige Einspeisung bei Anlagen größer 4,7 kW_{el}.

eine Anlage von kaum über 1 kW elektrischer Nennleistung die ökonomisch erfolgreichste Alternative, wobei sich die Strategien „externes Stromprofil“ und „Reservevorhaltung“ hier kaum unterscheiden.

Abbildung 6.21: Verlauf der Energiekosteneinsparung und des Barwerts der Kosteneinsparung bei Bonusstrategien im EFH 100



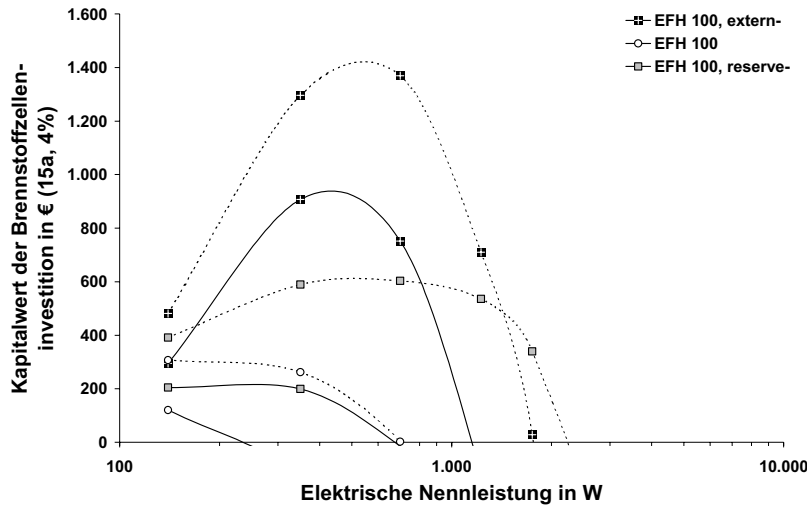
Simulationsrechnungen mit dem Simulationsmodell. Linkes Bild: Energiekosteneinsparung. Rechtes Bild: Barwert der Kosteneinsparung.

Nicht berücksichtigt bei Betrachtung der Kosteneinsparung wurden die potenziellen Kostenquellen Informationsübermittlung und Lieferungsabschluss. Es kann davon ausgegangen werden, dass ein externes Profil nur wenige Male im Jahre der Anlagensteuerung überspielt wird, während die tägliche Anpassung nach dem Wärmebedarf von der Anlagensteuerung selbst berechnet wird. Man kann aber auch den Fall annehmen, dass täglich für den Folgetag ein Profil überspielt wird. In beiden Fällen wäre aber keine ständige Informationsverbindung, sondern nur eine jeweils kurze Anwahl der Anlagensteuerung nötig. Die Anlage müsste mit einem entsprechenden Empfänger ausgestattet sein. Zum Abruf der vorgehaltenen Reserveleistung ist nur ein Impulssignal notwendig, über das keine weitere Information versandt wird. Dies kann zum Beispiel über Funkrundsteuerung realisiert werden. Die Abrechnung der vorgehaltenen wie abgerufenen Leistung erfolgt auf Basis des Gebotszuschlags, die Teilnahme am Auktionsverfahren und die Kontrolle der Zahlungsströme erfordert allerdings administrativen Aufwand, der sich – wie diese Bonusstrategie insgesamt – nur bei einem Verbund vieler Anlagen auszahlen kann.

Resultierender Kapitalwert der Brennstoffzelleninvestition

Im Vergleich zu den klassischen Betriebsstrategien erwirtschaften die Bonusstrategien einen höheren Kapitalwert und lassen damit mehr Kostenspielraum für eventuell notwendige zusätzliche Investitionen (vgl. Abbildung 6.22). Gleichzeitig stellt das Maximum des Kapitalwerts das wirtschaftliche Optimum der Anlagenauslegung unter den getroffenen Annahmen dar. Je nach Annahme der spezifischen Kosten des Brennstoffzellensystems liegt dieses bei der Strategie der Vorgabe eines Stromprofils bei 400 bis 500 W_{el}. Für die Strategie der Reservevorhaltung ergibt sich nur bei Annahme spezifischer Investitionskosten von 1.500 €/kW_{el} und darunter ein nennenswerter Kapitalwert von ca. 600 € bei einem Anlagenoptimum von ca. 500 bis 600 W_{el}.

Abbildung 6.22: Verlauf des Kapitalwerts der Brennstoffzelleninvestition bei Bonusstrategien im EFH 100

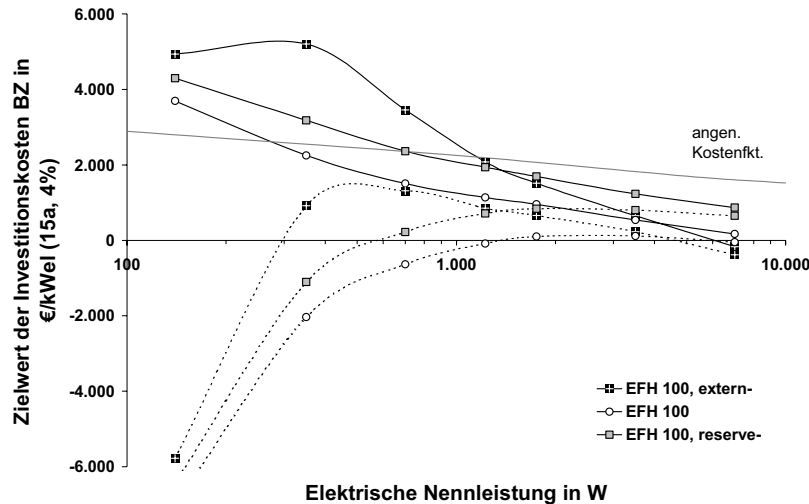


Simulationsrechnungen mit dem Simulationsmodell. Die durchgezogenen Linien geben den Kapitalwert an unter der Annahme der spezifischen Investitionskosten für Brennstoffzellen gemäß Kostenfunktion aus Abbildung 6.2. Die gestrichelten Linien selbiges bei Annahme spezifischer Investitionskosten für Brennstoffzellensysteme von konstant 1.500 €/kW_{el}.

Zielwert der Investitionskosten für Brennstoffzellensysteme

Bei Annahme fixer zusätzlicher Investitionskosten lässt sich wiederum der Zielwert der Investitionskosten für Brennstoffzellensysteme bestimmen. Es bestätigt sich das bereits bei Betrachtung des Kapitalwerts gesehene Bild. Bei angenommenen zusätzlichen Investitionskosten von 1.500 € ergeben sich nur bei geringen anlagenspezifischen Investitionskosten Chancen auf Wirtschaftlichkeit (vgl. Abbildung 6.23). Sind bereits alle notwendigen Investitionen in die spezifischen Kosten des Brennstoffzellensystems eingepreist, erreichen Anlagengrößen unterhalb 700 W_{el} (Reservevorhaltung) beziehungsweise 1.000 W_{el} (Stromprofil) Zielwerte der spezifischen Investitionskosten jenseits der angenommenen Kostenfunktion. Sie sind unter gegebenen Annahmen wirtschaftlich einsetzbar. Fallen zusätzlich zur Brennstoffzellenanlage weitere Investitionen für Installation und Betrieb der Anlage in Höhe von pauschal 1.500 € an, erreichen auch die in den beschriebenen Strategien betriebenen Brennstoffzellen unter gegebenen Randbedingungen nur bei geringeren spezifischen Investitionskosten von ca. 1.800 €/kW_{el} bei 500 W_{el} Anlagengröße (Stromprofil) beziehungsweise 850 €/kW_{el} bei 1.100 W_{el} Anlagengröße (Reservevorhaltung) die Grenze zur Wirtschaftlichkeit.

Abbildung 6.23: Verlauf des Zielwerts der Investitionskosten für Brennstoffzellensysteme bei Bonusstrategien im EFH 100



Simulationsrechnungen mit dem Simulationsmodell. Durchgezogene Linien: keine zusätzlichen Investitionskosten. Gestrichelte Linien: zusätzliche Investitionskosten von 1.500 €.

Die Energiebilanzen und technischen Größen der betrachteten Bonusstrategien sind im Anhang dokumentiert.

6.6 Sensitivitätsbetrachtungen

Obige Ergebnisse beziehen sich auf konkrete Annahmen hinsichtlich der Preise, Vergütungen und Kosten wie auch der Verwendung des Stromeinsatzes der Brennstoffzelle. Wie stabil aber sind diese Ergebnisse gegen Veränderung der Annahmen? Die nachfolgenden Sensitivitätsbetrachtungen beleuchten dies. Zum einen wird der Anlagenbetrieb im Contracting und seine verschiedenen Möglichkeiten und Erlöspotenziale des Stromverkaufs genauer betrachtet. Zum anderen werden für ein betrachtetes Beispiel im eigennutzenden, privaten Betrieb die Rahmenbedingungen Energiepreise und Energiebedarf in einem weiten Spektrum variiert. Für beide Betrachtungen werden die wirtschaftlichen Konsequenzen dargestellt. Zugrundeliegende Fahrweise ist wiederum der speicherbewirtschaftende wärmegeführte Betrieb der Anlage.

6.6.1 Wärmecontracting im Mehrfamilienhaus

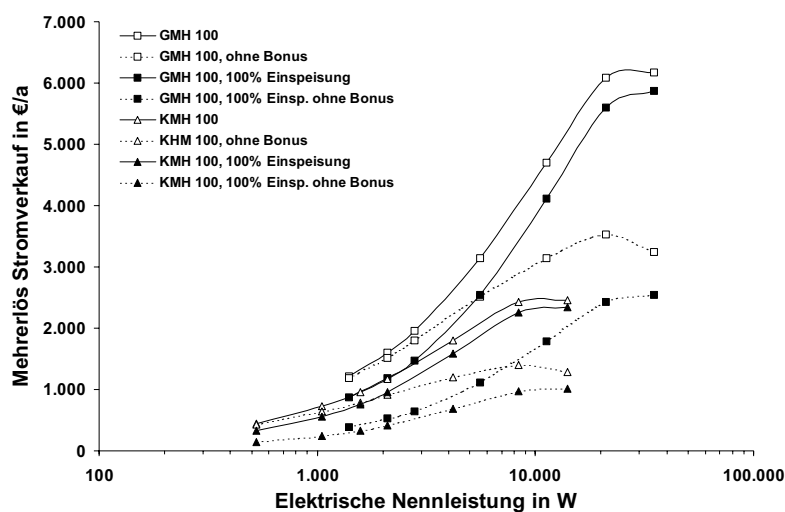
Als erstes wird der Betrieb eines Brennstoffzellensystems in einem Mehrfamilienhaus durch gewerbliche Betreiber im Wärmecontracting genauer untersucht. Dabei werden vier Varianten unterschieden:

1. teilweise Eigennutzung des Stroms beziehungsweise Direktverkauf im Objekt, Einspeisung des Rests in das Netz der öffentlichen Versorgung,

2. wie 1., allerdings ohne KWK-Bonus für den eingespeisten Strom,
3. Einspeisung des gesamten Stroms in das Netz der öffentlichen Versorgung (Verkauf an Verteilnetzbetreiber),
4. wie 3., allerdings ohne KWK-Bonus.

Die Preisannahmen entsprechen denen aus Kapitel 6.1 und den berechneten Beispielen. Für die Netzeinspeisung ohne KWK-Bonus wird mit einer Vergütung von 4 ct/kWh gerechnet, das heißt einem gegenüber den bezeichneten Annahmen leicht gestiegenen „üblichen Preis“.

Abbildung 6.24: Sensitivitätsbetrachtung des Mehrerlöses durch Stromverkauf im KMH 100 und GMH 100

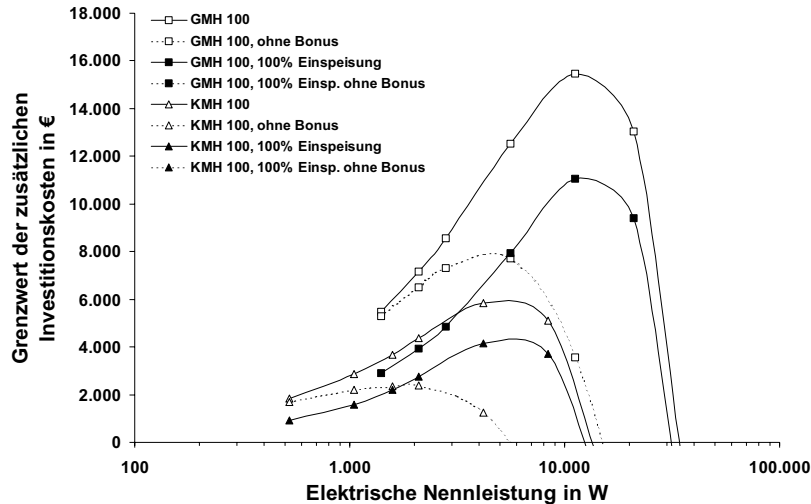


Simulationsrechnungen mit dem Simulationsmodell.

Es zeigt sich, dass der KWK-Bonus insbesondere für große Anlagen mit ihrer generell hohen Stromeinspeisung ein große Relevanz für den erzielbaren Mehrerlös hat. Mit steigender Anlagengröße kommt ihm über die Hälfte des Mehrerlöses zu. Insgesamt ist der Stromeigen-
nutz oder -direktverkauf im Objekt die erlösträchtigtste Variante (vgl. Abbildung 6.24).

Die Betrachtung des Kapitalwerts der Anlageninvestition (vgl. Abbildung 6.25) ergibt, dass eine reine Netzeinspeisung ohne KWK-Bonus bei unterstellten Randbedingungen (Anlagenkosten Brennstoffzelle 1.000 €/kW_{el}) nicht wirtschaftlich ist. Es wird kein positiver Kapitalwert erreicht. Bei Wegfall des Bonus' verschiebt sich weiterhin die wirtschaftlich erfolgreichste Anlagengröße zu kleineren Leistungen ungefähr um den Faktor 3, d.h. auf ein Drittel der ursprünglichen Leistungsgröße. Im Vergleich zur Variante 1, der weitgehenden Eigennutzung des Stroms und des Verkaufs inkl. KWK-Bonus, bedeutet der Wegfall des Bonus genau wie die reine Netzeinspeisung inkl. Bonus eine deutliche Minderung des Kapitalwertes, was gleichbedeutend mit einer Senkung der Wirtschaftlichkeitsgrenze beziehungsweise Minderung des Erlöses der Anlage ist.

Abbildung 6.25: Sensitivitätsbetrachtung des Kapitalwerts der Brennstoffzelleninvestition im KMH 100 und GMH 100



Simulationsrechnungen mit dem Simulationsmodell.

6.6.2 Privatwirtschaftlicher, eigennutzender Betrieb

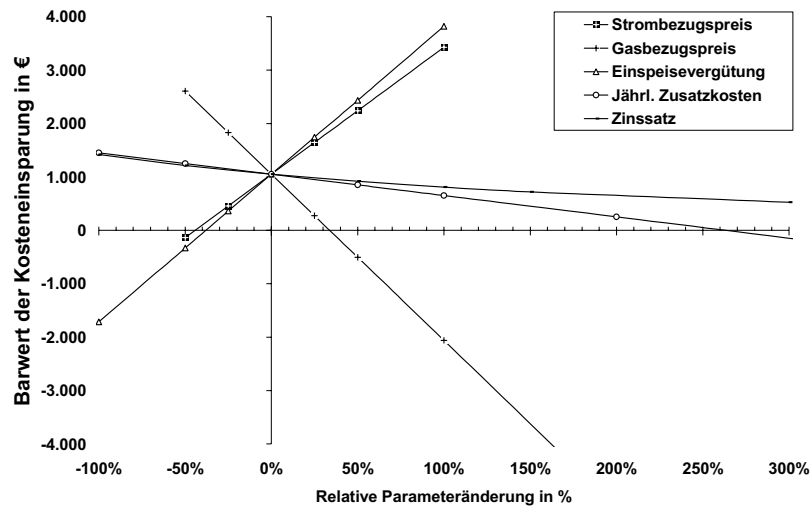
Im folgenden wird der Einfluss der Veränderungen der Energiepreise und des Energiebedarfs der Gebäude auf den Barwert der Kosteneinsparung durch Brennstoffzelleneinsatz im Gebäude am Beispiel des Referenzgebäudes EFH 100 im privatwirtschaftlichen, eigennutzenden Betrieb untersucht. Ausgangsannahmen und Vergleichspunkt für die nachfolgenden Berechnungen der Sensitivitäten des Barwertes sind:

- Prototypisches Referenzgebäude EFH 100
- Wärmegeführte, speicherbewirtschaftende Betriebsweise der Brennstoffzellenanlage durch einen privaten Betreiber
- Anlagengröße 0,7 kW_{el}
- Wartung- und Betriebskosten gemäß Abbildung 6.2, zusätzliche jährliche Kosten von 36 € (Zählermehrkosten)
- Jährliche Energiekosteneinsparung (vor Betriebs- und jährlichen Zusatzkosten): 257 €
- Verbleibende jährliche Kosteneinsparung (inkl. Betriebs- und Zusatzkosten): 95 €
- Nutzungsdauer 15 Jahre, Zinssatz 4 %

Entscheidend für die Wirtschaftlichkeit zukünftiger Brennstoffzellensysteme in Wohngebäuden ist die weitere Entwicklung der Energiepreise, das Verhältnis zwischen Gaspreis und

Strompreis, sowie die erreichbaren Vergütungen für den eingespeisten Strom. Bereits moderate Veränderungen erreichen große Wirkung in der verbleibenden Kosteneinsparung.

Abbildung 6.26: Sensitivität des Barwertes der Kosteneinsparung über Energiepreise im EFH 100



Simulationsrechnungen mit dem Simulationsmodell.

Abbildung 6.26 zeigt den Einfluss der Energiepreise – Strombezugspreis, Gasbezugspreis –, der Einspeisevergütung, der jährlichen Zusatzkosten und des Zinssatzes auf die erzielbare kumulierte und abgezinste Kosteneinsparung bei Betrieb des Brennstoffzellensystems gegenüber einem konventionellen Vergleichssystem aus Brennwärtekessel und Strombezug aus dem Netz, aus der sich die Investition in die Anlage refinanzieren muss. Während diese im Basisfall bei ca. 1.000 € liegt, führt eine Gaspreisverteuerung um mehr als 30 % bereits zu keinerlei Kosteneinsparung mehr. Umgekehrt verdoppeln sich die Einsparungen bei einem um 30 % fallenden Gaspreis. Eine ähnliche Sensitivität besteht bezüglich des Strompreises und der erzielbaren Einspeisevergütung: fallen diese um ca. 40 %, sind die Einsparungen aufgezehrt, steigen sie um 40 %, verdoppeln sich die Einsparungen. Im Vergleich dazu haben der angenommene Zinssatz und die sonstigen zusätzlichen jährlichen Kosten einen weitaus geringeren Einfluss auf die resultierende Kosteneinsparung.

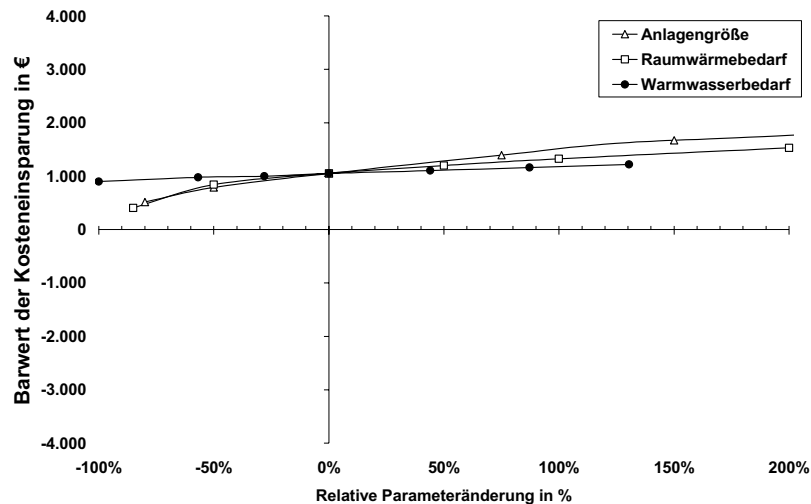
Auch die relative Veränderung von Anlagengröße, Raumwärmebedarf und Warmwasserbedarf hat einen unterproportionalen Einfluss auf die Veränderung der Kosteneinsparung im betrachteten Beispiel (vgl. Abbildung 6.27). Dies bedeutet umgekehrt:

- Durch Einbau einer größeren Anlage können keine wesentlichen zusätzlichen Einsparungen erzielt werden, umgekehrt werden die Investitionskosten steigen: die Wirtschaftlichkeit wird in Folge dessen sinken.
- Wird die Anlagengröße halbiert, sinkt die erzielbare Kosteneinsparung nur um ca. 10 %. Sofern durch eine halb so große Anlage Investitionskosten in ähnlicher Grö-

Benordnung eingespart werden können, steigt die Wirtschaftlichkeit im Vergleich zur größeren Anlage.

- Die Höhe des Warmwasserbedarfs hat im betrachteten Beispiel aufgrund eines Anteils von nur 11 % am Gesamtwärmebedarf auf die Kosteneinsparung geringen Einfluss.⁴⁹
- Verringert sich der Raumwärmebedarf des Gebäudes um 50 % – beispielsweise durch eine Dämmmaßnahme – verringert sich auch die erzielbare Kosteneinsparung, allerdings unterproportional um ca. 10 %. Ursache hierfür ist ein im betrachteten Beispiel relativ stabiler Beitrag zum Strombedarf des Gebäudes.
- Erhöht sich der Raumwärmebedarf um 50 %, erhöht sich wiederum die Kosteneinsparung unterproportional um weniger als 10 % (mit der gleicher Ursache).

Abbildung 6.27: Sensitivität des Barwertes der Kosteneinsparung über Bedarfsparameter und Anlagengröße im EFH 100



Simulationsrechnungen mit dem Simulationsmodell.

Insgesamt zeigt sich die erzielbare Kosteneinsparung – und damit implizit die Wirtschaftlichkeit – als wenig beeinflussbar durch Veränderungen des Wärmebedarfs des betrachteten Beispiels. Eine gut dimensionierte Anlage wird selbst bei wegfallendem Brauchwarmwasserbedarf und nachträglicher zusätzlicher Wärmedämmung des Gebäudes nur geringe Einbußen eines bereits bestehenden wirtschaftlichen Vorteils erleiden und mit großer Wahrscheinlichkeit nicht in die wirtschaftliche Verlustzone gelangen.

⁴⁹ Demgegenüber steht allerdings ein hoher Einfluss bei Startvorgängen und Betriebsweise der Anlage.

6.7 Fazit Auslegung und Wirtschaftlichkeit

Simulationsrechnungen von Brennstoffzellen in Wohngebäuden dienen vorwiegend zweierlei Zweck: Kenntnisse über Anlageneinsatz und Wärme- und Stromerzeugung im Zeitverlauf zu erhalten, und über die Jahresbilanzen von Energie und Kosten Rückschlüsse auf die ökonomische Tragfähigkeit der simulierten Variante zu gewinnen. Variationen und Sensitivitätsrechnungen können – wie oben gesehen – ein komplexes Bild des Einsatzes verschiedener Anlagen nach verschiedenen Strategien und energiewirtschaftlichen Randbedingungen zeichnen und vermeintliche Optima der Anlagenauslegung und Betriebsstrategien identifizieren. Eine Synopse der Ergebnisse aus den vorangegangenen Kapiteln zeigen die nachfolgenden Tabellen 6.3 und 6.4.

Tabelle 6.3: Optimale Anlagengröße, Resultat der Simulationsrechnungen für private, eigennutzende Betreiber

Gebäude	Strategie	Ökonomisch erfolgreichste Anlagengröße		res. Kapitalwert	Auslastung	Thermischer Deckungs-Anteil	Starts	Brennstoff-Mehrbedarf	CO ₂ -Reduktion
		ca. kW _{el}	kW _{th}	€	Vbh/a	%	n/a	kWh _{H₂} /a	kg/a
EFH 100	sp-	0,2	0,29	300	7.900	15 %	38	2.050	580
	direkt-	0,3	0,43	400	7.100	20 %	200	2.600	760
	strom-	< 0,2	0,29	300	> 3.800	< 8 %	> 3.000	< 700	< 320
	extern-	0,5	0,71	1.400	5.700	25 %	70	3.900	970
	reserve-	0,3	0,43	600	6.400	18 %	390	2.400	690
EFH 15	sp-	< 0,2	0,29	200	> 7.100	< 54 %	< 77	< 2.000	< 490
EFH 300	sp-	0,4	0,57	600	8.000	10 %	38	3.800	1.160
KMH 50	sp-	1,5	2,1	4.000	6.300	48 %	120	12.500	3.200
KMH 100	sp-	2	2,9	4.800	6.500	37 %	125	17.500	4.400
KMH 300	sp-	3	4,3	7.000	7.400	25 %	110	30.000	7.900
GMH 50	sp-	4,2	6	13.800	6.200	53 %	125	35.000	8.800
GMH 100	sp-	5	7,1	15.900	6.500	38 %	118	44.000	11.400
GMH 300	sp-	6	8,6	22.000	7.700	19 %	75	58.000	16.000

Berechnungen mit dem Simulationsmodell. Sp: Speicherbewirtschaftend. Spezifische Investitionskosten angenommen mit konstant 1.500 €/kW_{el}.

Die erfolgreichste Strategie bei Betrieb einer Anlage durch private Eigennutzer der Wärme- und Stromerzeugung ist der Betrieb nach einem extern vorgegebenen Stromprofil, sofern der Strombedarf des Betreibers mit der Erzeugung der Anlage wirtschaftlich zu gleichem Preis aufgerechnet wird. Ähnlich erfolgreich wäre die Vorhaltung von Reserveleistung (Regelenergie), sofern nicht durch zusätzliche Transaktionskosten für den Abruf dieser Leistung belastet.

Bei diesen Betriebsstrategien ist das ökonomische Optimum bei leicht größeren Anlagen zu finden als bei klassischer Betriebsweise. Klassische wärmegeführte und speicherbewirtschaftende Strategien führen im prototypischen Einfamilienhaus des Jahres 2010 zu optimalen Anlagengrößen nicht über ca. 200 W_{el}. Diese decken dann den elektrischen und thermischen Grundbedarf der Gebäude und führen zu hohen Benutzungsdauern von mehr als 7.000 Stunden pro Jahr. Ihre jährlichen Startvorgänge in speicherbewirtschaftender Fahrweise bei

einem auf den Brauchwarmwasser-Wärmebedarf von zwei Tagen ausgelegten Wärmespeicher liegen im zweistelligen Bereich (< 100). In einem Gebäude schlechteren Wärmedämmstandards (300 kWh Raumwärmebedarf pro Quadratmeter Wohnfläche) erhöht sich die optimale Anlagengröße auf ca. 400 W_{el} . Bei angenommenen spezifischen Investitionskosten von 1.500 €/kW_{el} für das Brennstoffzellensystem dürfen die zusätzlichen Kosten der Installation – inklusive Planung, Einbindung in das Heizungssystem, Anschluss an das Gasnetz usw. – nicht mehr als ca. 300-600 € betragen, um gegenüber der konventionellen Versorgung aus Gas-Brennwertkessel und Stromvollbezug wirtschaftlich konkurrenzfähig zu sein.

Bedeutend günstiger stellt sich der Betrieb einer Anlage in Mehrfamilienhäusern unterschiedlicher Größe und Wärmebedarfs dar. In den betrachteten prototypischen Gebäuden liegt die optimale Anlagengröße bei gleicher Betriebsstrategie um den Faktor 10 bis 20 über der im Einfamilienhaus. Der thermische Deckungsgrad verdoppelt sich ungefähr, die Auslastung liegt immer noch über einer Benutzungsdauer von 6.000 Stunden. Die zulässigen zusätzlichen Kosten der Investition steigen insbesondere im großen Mehrfamilienhaus überproportional zur Anlagengröße um den Faktor 50, was bei gleichen angenommenen spezifischen Investitionskosten für das Brennstoffzellensystem von 1.500 €/kW_{el} in einer höheren Wirtschaftlichkeit der Anlage in diesem Gebäudetyp sorgt. Zu beachten ist hierbei allerdings, dass zusätzliche Kosten für die Messung, evtl. das Netz innerhalb des Gebäudes anfallen, welches auch im Sinne des Strombezugs als eine wirtschaftliche Einheit betrachtet wird.

Tabelle 6.4: Optimale Anlagengröße, speicherbewirtschaftende Strategie, Resultat der Simulationsrechnungen für Contractingmodelle

Gebäude	Invest.	Ökonomisch erfolgreichste Anlagengröße		res. Kapitalwert	Auslastung	Thermischer Deckungs-Anteil	Starts	Brennstoff-Mehrbedarf	CO ₂ -Reduktion
		ca. kW _{el}	kW _{th}	€	Vbh/a	%	n/a	kWh _{H_{th}} /a	kg/a
EFH 15	fix	0,3	0,43	190	5.700	65 %	145	2.400	590
EFH 15	fkt.	-	-	-	-	-	-	-	-
EFH 100	fix	1,8	2,6	1.100	4.400	72 %	460	11.000	2.700
EFH 100	fkt.	-	-	-	-	-	-	-	-
EFH 300	fix	3,5	5	3.660	5.500	66 %	760	25.700	6.500
EFH 300	fkt.	3	4,3	900	5.800	58 %	630	24.000	6.100
KMH 100	fix	6	8,6	4.200	4.600	77 %	430	37.000	9.200
KMH 100	fkt.	4	5,7	1.050	5.400	61 %	275	29.000	7.300
GMH 100	fix	11	15,7	11.000	5.200	65 %	300	77.000	19.300
GMH 100	fkt.	10,5	15	5.550	5.300	64 %	285	76.000	19.000

Berechnungen mit dem Simulationsmodell. Legende: fix: angenommene spezifische Investitionskosten von 1.000 €/kW_{el}. fkt.: angenommene spezifische Investitionskosten nach Kostenfunktion

Im Vergleich zum privatwirtschaftlichen, eigennutzenden Betrieb zeigt sich bei Anlagenbetrieb im Wärmecontracting nach einer speicherbewirtschaftenden, wärmegeführten Strategie ein zweigeteiltes Bild (vgl. Tabelle 6.4):

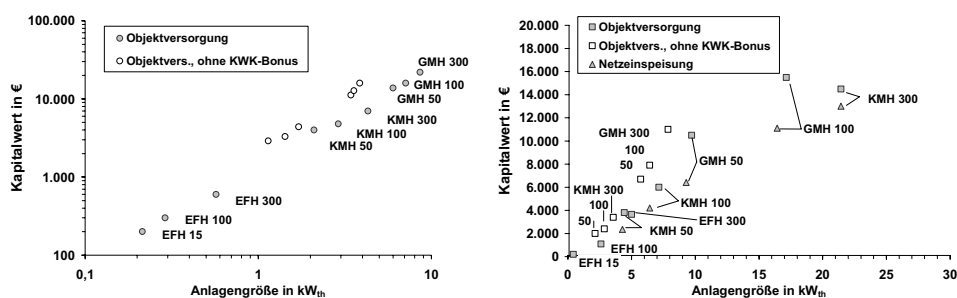
- Im prototypischen Einfamilienhaus liegen optimale Anlagengröße wie auch der Kapitalwert zum Teil bedeutend höher als im privatwirtschaftlichen Betrieb, sofern für die Brennstoffzellensysteme von Investitionskosten von 1.000 €/kW_{el} ausgegangen wird. Wird von Investitionskosten entsprechend der Kostenfunktion aus Abbildung 6.2 ausgegangen, erreichen Anlagen im Contracting wie auch im Eigenbetrieb keine oder nur sehr geringe Wirtschaftlichkeit.
- In den prototypischen Mehrfamilienhäusern liegen die optimalen Anlagengrößen ca. doppelt so hoch wie bei privatwirtschaftlichem Betrieb. Die Kapitalwerte – Maß für die Güte der Investition – erreichen aber selbst bei geringeren angenommenen spezifischen Investitionskosten für das Brennstoffzellensystem aufgrund der mehr als verdoppelten Zinserwartung nicht die Werte des privatwirtschaftlichen Betriebs.

Der Vorteil von privatwirtschaftlichem gegenüber dem Contracting-Betrieb und umgekehrt hängt somit wesentlich von den Zins-, Energiepreis- und Investitionskostenunterschieden zwischen privatem Betreiber und Contractor ab. Grundsätzlich erlauben Anlagen im Contracting-Betrieb jedoch – nicht zuletzt aufgrund des Brennstoffpreisvorteils – eine größere Anlagenauslegung. Die wirtschaftlich optimalen Anlagengrößen im Contracting-Betrieb erzeugen mehr als 60 % der im Objekt benötigten Wärme und haben Auslastungen von immer noch über 5.000 Stunden. Allerdings liegt auch die Startfrequenz mit ein bis zwei Starts pro Tag bedeutend höher. Contracting-Betrieb ist in Einfamilienhäusern, die meist von den Eigentümern selbst bewohnt werden, eher unüblich. Es könnte sich allerdings schwierig gestalten, Brennstoffzellensysteme mit Leistungen deutlich kleiner 1 kW_{el} zu vergleichbaren spezifischen Investitionskosten wie für größere Anlagen auf den Markt zu bringen, damit für private Betreiber in Einfamilienhäusern wirtschaftlich interessante Lösungen entstehen. Contracting hätte hier den Vorteil, den wirtschaftlich erfolgreichsten Anlagenbetrieb bei Leistungsgrößen deutlich über 1 kW_{el} zu realisieren, und sich damit in die Größenordnung sich bereits in der Entwicklung befindlicher Anlagen einzupassen.

Zwischen der ökonomisch optimalen Anlagengröße und den damit verbundenen Kapitalwerten, die als Vergleichsmaß des wirtschaftlichen Erfolgs unterschiedlicher Anlagengrößen und Betriebsstrategien im selben Objekt dienen, besteht ein auf den ersten Blick linearer Zusammenhang (vgl. Abbildung 6.28). Bei genauerer Betrachtung zeigen sich jedoch Unterschiede in den verschiedenen Gebäudeklassen. Für prototypische Einfamilienhäuser ergeben sich die geringsten Werte. Die dargestellten prototypischen Gebäude einer Gebäudeklasse sind identisch bis auf ihre Raumwärmenachfrage. Es kann davon ausgegangen werden, dass eventuelle zusätzliche Investitionskosten vom Objekt, eventuell von der Anlagengröße, jedoch primär nicht vom Wärmebedarf des Objekts abhängen. Es wird deutlich, dass in Gebäuden höheren Wärmebedarfs bei angepasster Anlagengröße (und nur dann, vgl. Kapitel 6.2 - 6.6) höhere Kapitalwerte und entsprechend höhere tolerierbare zusätzliche Investitionen möglich werden, und damit potenziell bessere wirtschaftliche Chancen für Brennstoffzellenanlagen. Fällt in Zukunft der KWK-Bonus für den eingespeisten Strom weg, führt dies in Mehrfamilienhäusern zu einer Verringerung der optimalen Anlagengröße um ca. 50 %. Die

damit verbundenen erwirtschafteten Kapitalwerte sinken auch geringfügig, so dass die Gesamtinvestition im gleichen Objekt schwieriger wird. Hier muss der Einzelfall entscheiden, ob ein Rückgang der Kapitalwerte um 5-10 % wirtschaftlich tragbar ist.

Abbildung 6.28: Kapitalwert der Brennstoffzelleninvestition, privatwirtschaftlicher und Contracting-Betrieb



Simulationsrechnungen mit dem Simulationsmodell. Linkes Bild: privatwirtschaftlicher Betrieb. Rechtes Bild: Contracting-Betrieb. GMH 300 bei > 50 kW_{th}. Kapitalwert bei > 30.000 €.

Ein wesentlich differenzierteres Bild ergibt sich bei Betrachtung des Anlagenbetriebs im Wärmecontracting. Vergleicht man die drei Varianten *Objektversorgung* (Stromverkauf primär im Objekt, Überschuss an Netzbetreiber, inkl. KWK-Bonus), *Objektversorgung ohne KWK-Bonus* und *Netzeinspeisung* (Abverkauf der gesamten Erzeugung an Netzbetreiber, inkl. KWK-Bonus), zeigt sich, dass

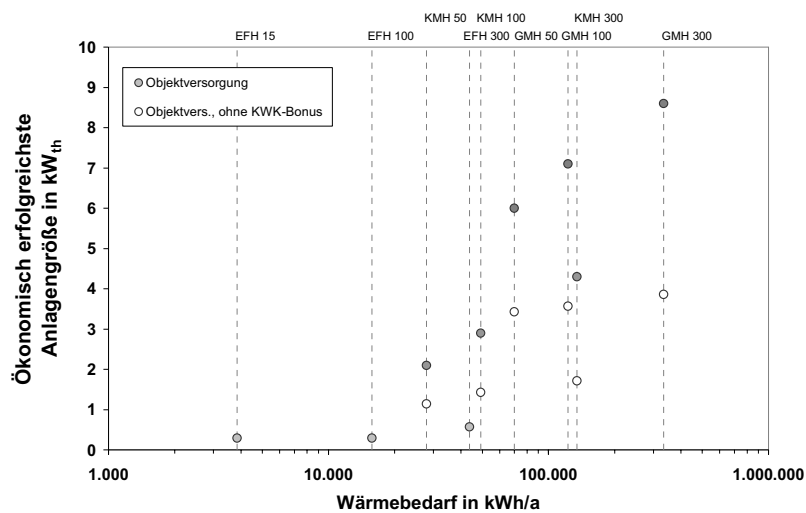
- die Gewährung des KWK-Bonus wesentlichen Einfluss auf die resultierende ökonomisch erfolgreichste Anlagengröße wie auch die resultierenden Kapitalwerte hat,
- die reine Netzeinspeisung wenig Einfluss auf die optimale Anlagengröße, wohl aber auf die resultierenden Kapitalwerte und damit auf den wirtschaftlichen Erfolg hat.

Gleichzeitig geben die Tabellen 6.3 und 6.4 mit der Abbildungen 6.28 für Hersteller und Anwender einen ersten Überblick darüber, wie eine Brennstoffzellenanlage in prototypischen Gebäuden unter den angenommenen Randbedingungen ausgelegt werden muss, und welche Kostenziele zu erreichen sind. Weitere Anhaltspunkte liefern die Abbildungen 6.29 und 6.30, in denen der Zusammenhang zwischen Wärmebedarf des Objekts und ökonomisch erfolgreichster Anlagengröße in einer klassischen, speicherbewirtschaftenden wärmegeführten Betriebsweise hergestellt wird.

Bei Wegfall des KWK-Bonus' verringert sich die optimale Anlagengröße bei privatwirtschaftlichem Betrieb um oftmals 50 %. Gleichzeitig wird deutlich, dass nicht nur die absolute Höhe des Wärmebedarfs der entscheidende Faktor für die optimale Anlagengröße, selbst bei strikt wärmegeführten Strategien ist. Abbildung 6.29 zeigt, dass Gebäude ähnlichen Wärmebedarfs aber unterschiedlicher Gebäudeklassen zu ganz unterschiedlichen optimalen Anlagen-

auslegungen führen. Neben der Gesamtsumme des Wärmebedarfs ist seine zeitliche Struktur von Bedeutung, dabei spielt auch die Personenanzahl und der damit verbundene, ganzjährig anfallende Brauchwarmwasserbedarf eine Rolle. Die derzeit in der Entwicklung befindlichen Brennstoffzellenanlagen im Leistungsspektrum jenseits von 3 kW_{th} sind für die betrachteten prototypischen Einfamilienhäuser insgesamt überdimensioniert, und finden gute Anwendung in kleinen Mehrfamilienhäusern. Die Leistungsgrößen von ca. 7 kW_{th} – wie sie von Vaillant gebaut wird – muss sinnvollerweise bereits in einem großen Mehrfamilienhaus mit einem Wärmebedarf jenseits der 60.000 kWh pro Jahr installiert werden.

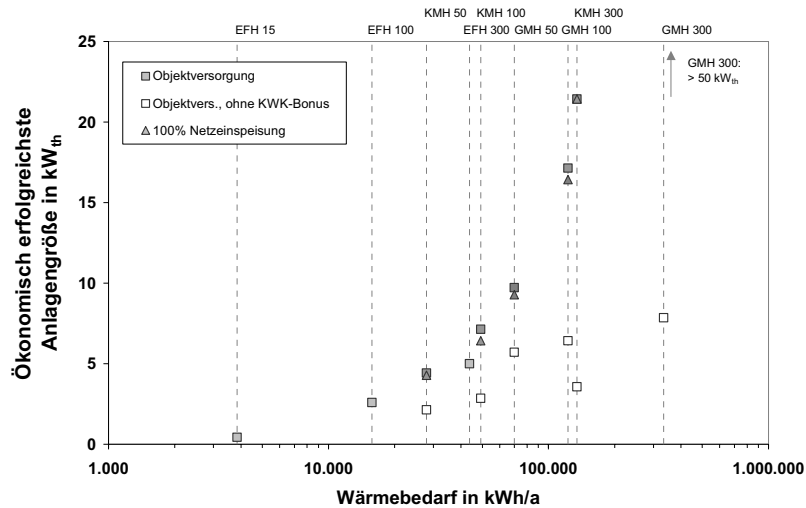
Abbildung 6.29: Ökonomisch erfolgreichste Anlagengröße über dem Wärmebedarf, privatwirtschaftlicher Betrieb



Simulationsrechnungen mit dem Simulationsmodell. Substitution der Strombezugskosten.

Für gewerbliche Anlagenbetreiber im Wärmecontracting und deren Kostenstrukturen ergibt sich ein nahezu linearer Zusammenhang zwischen Wärmebedarf und ökonomisch erfolgreichster Anlagengröße, solange die Anlage bei Verkauf des gesamten beziehungsweise des nicht im Objekt verbrauchten Stroms den KWK-Bonus zugesprochen bekommt (vgl. Abbildung 6.30). Fällt dieser weg, so sinkt die optimale Anlagengröße, im Extremfall auf etwa ein Zehntel, und richtet sich vornehmlich nach dem Typus und weniger dem (Raum-)Wärmebedarf des versorgten Objekts. Die Ursache hierfür ist klar: im Wärmecontracting liegen die ökonomisch optimalen Anlagengrößen zunächst deutlich über denjenigen bei privatwirtschaftlichem, eigennutzendem Betrieb in den selben Objekten. Diese größeren Anlagen implizieren eine deutlich erhöhte Stromeinspeisung in das Netz. Ohne KWK-Bonus ist diese bei betrachteten Beispielen nicht wirtschaftlich, so dass die optimalen Anlagengrößen bei Wegfall des Bonus' sich wieder mehr in Richtung Grundlast – elektrisch wie thermisch – orientieren.

Abbildung 6.30: Ökonomisch erfolgreichste Anlagengröße über dem Wärmebedarf, Wärmecontracting



Simulationsrechnungen mit dem Simulationsmodell. Vergütungen entsprechend Kapitel 6.6 und 6.1.

Die Ergebnisse aus Kapitel 6 können demnach zu folgenden Aussagen zusammengefasst werden:

- *Verhindert eine Dämmstrategie für Wohngebäude den Einsatz von Brennstoffzellen in Wohngebäuden?*

Die Auswirkungen einer groß angelegten, staatlich unterstützten Dämmstrategie sind in Kapitel 8 (Szenario *Ökologisches Engagement*) ansatzweise beschrieben. Auf das Einzelgebäude bezogen bedeutet eine nachträgliche Gebäudedämmung bei bereits bestehender Brennstoffzellenanlage eine geringfügige Verringerung der jährlichen erzielbaren Kosteneinsparungen (vgl. Kapitel 6.6). Ob dadurch die Wirtschaftlichkeit der Investition bedroht ist, muss im Einzelfall überprüft werden. Die Verringerung der Einsparung blieb in betrachteten Beispielen allerdings innerhalb einer Bandbreite von 10 %. Für eine Anlagenneueinrichtung bedeutet eine Reduktion des Raumwärmebedarfs des Gebäudes eine angepasste Auslegung der Anlage. Die ökonomisch optimale Anlagengröße verringert sich entsprechend. Ebenfalls verringern sich die zulässigen zusätzlichen Investitionskosten und bei gleichen angenommenen spezifischen Investitionskosten für Brennstoffzellensysteme verringert sich auch die Wirtschaftlichkeit solcher Systeme. Bei hinreichend günstigen Brennstoffzellensystemen kann allerdings auch der Einsatz in hochwärmegedämmten Gebäuden unter betrachteten Randbedingungen wirtschaftlich sein.

- *Sind Brennstoffzellen in zukünftigen Häusern einsetzbar? Unter welchen Bedingungen?*

Ansatzweise schon im vorigen beantwortet, sind Brennstoffzellen auch in zukünftigen, hochwärmedämmten Häusern einsetzbar. Anlagengröße, zulässige zusätzliche Investitionskosten und auch Wirtschaftlichkeit verringern sich bei sonst gleichen Randbedingungen im Verhältnis zu Häusern des Bestands. Mehr noch als in diesen Häusern ist die Wirtschaftlichkeit der Brennstoffzelle von deren niedrigen Investitionskosten abhängig.

- *Was ist die optimale Betriebsstrategie für Brennstoffzellen?*

Im Rahmen der betrachteten Strategien und Randbedingungen erweist sich ein Betrieb der Brennstoffzelle nach einem extern vorgegebenen Stromprofil mit der Deckelung durch den Wärmebedarf des Objekts als die ökonomisch erfolgreichste Strategie, sofern der erzeugte Strom mit dem insgesamt bezogenen preislich verrechnet werden kann (oder in ähnlicher Weise einen preislichen Bonus erhält). Ähnlich günstig ist bei bestehenden hohen Regelenergiepreisen eine primär wärmegeführte Fahrweise mit Zeitblöcken der Vorhaltung von Reserveleistung zu Lieferung oder Vermeidung dieser Regelenergie, wobei hier als Restriktion der koordinative Aufwand und die Kosten dieses Aufwands zu sehen sind. Dem Strombedarf des Objekts folgende Strategien sind wirtschaftlich nicht darstellbar und technisch fragwürdig.

- *Sind Brennstoffzellen im zukünftigen Energiesystem wirtschaftlich?*

Die Wirtschaftlichkeit der Brennstoffzellen hängt entscheidend von den gegebenen Rahmenbedingungen ab. Größten Einfluss haben hier die Energiepreise und gewährte Vergütungen, wie auch die Investitions- und Betriebskosten der Anlage. Besonders in Einfamilienhäusern sind nur kleine Anlagengrößen mit resultierenden geringen Investitionskosten, sowie nahezu keine zusätzlichen Investitionskosten tolerabel. Heute diskutierte Anlagengrößen von 2 bis 4,7 kW_e lassen sich unter betrachteten Randbedingungen nur in Mehrfamilienhäusern wirtschaftlich darstellen. Der Wegfall des KWK-Bonus' verschärft die Wirtschaftlichkeit insbesondere größerer und im Contracting betriebener Anlagen erheblich, während privatwirtschaftlich betriebene Anlagen, generell kleiner dimensioniert, weniger davon betroffen werden. Eine Verschlechterung des angenommenen Preisverhältnisses zwischen Gas- und Strompreis führt sehr schnell zu einem unwirtschaftlichen Anlagenbetrieb. Umgekehrt wirken sich relativ steigende Strompreise extrem günstig auf die Wirtschaftlichkeit aus.

- *Welchen Einfluss haben Unsicherheiten, wie die Energiepreise?*

Energiepreise, insbesondere das Verhältnis zwischen Gas- und Strompreis haben entscheidenden Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des Anlagenbetriebs. Ein um 30 % steigender Gaspreis kann im betrachteten Beispiel die gesamten jährlichen

Energiekosteneinsparungen aufzehren, ein um 30 % fallender diese verdoppeln. Die Kopplung an den Strompreis ist ähnlich. Aus Sicht der Anlagenbetreiber wären Gasbezugsverträge, deren Preisklauseln sich an der Entwicklung der Strompreise orientieren, mit der höchsten Zukunfts- und Investitionssicherheit verbunden. Bei bestehender Kopplung an den Ölpreis und anderer Faktoren bleibt das Risiko einer überproportionalen Verteuerung des Gases gegenüber dem Strom, der zum großen Teil aus anderen Energiequellen bereitgestellt wird (zum Beispiel Kohle). Ausgleichend kann hier eventuell die heutige und zukünftige Bepreisung von CO₂ wirken (vgl. Kapitel 8).

- *Kann die Brennstoffzellen die Gasminderbedarf moderner gegenüber alter Gebäude kompensieren und so Ausbau und Aufrechterhaltung der Gasinfrastruktur stützen?*

Der durch eine Brennstoffzellenanlage im Verhältnis zum Einsatz eines Brennwertkessels induzierte Brennstoffmehrbedarf liegt bei betrachteten Beispielen in der Größenordnung von 20-40 %. Es wird dadurch also nicht immer der durch eine Sanierung der Gebäudehülle eingesparte Gasabsatz kompensiert, aber dennoch zusätzliche Nachfrage in signifikanter Größenordnung geschaffen. Die Auswirkungen hierzu im Gesamtsystem beschreibt Kapitel 8.

- *Reduzieren Brennstoffzellen Treibhausgasemissionen?*

Die von Brennstoffzellenanlagen zu erreichenden Zielwerte des Wirkungsgrads, damit sie zur Reduktion von Treibhausgasen führen, sind in Kapitel 7 beschrieben. In den betrachteten Beispielen vermeiden die Anlagen in Einfamilienhäusern die Emission von jährlich ca. 500 bis 1.000 kg CO₂ (2.700 im Contracting-Betrieb), in Mehrfamilienhäusern sind dies je nach prototypischen Gebäude und Betriebsstrategie bis zu 20.000 kg. Die Auswirkungen im Gesamtsystem werden wiederum in Kapitel 8 diskutiert.

7 Ökologische Zielwerte für Brennstoffzellen

Die Brennstoffzellenbegeisterung in der Öffentlichkeit um die Jahrtausendwende ist nahezu unreflektiert der unausgesprochenen Gedankenkette gefolgt, dass Brennstoffzellen Wasserstoff oxidieren, dabei im wesentlichen Wasser entsteht, und Brennstoffzellen daher eine prinzipiell ökologische und umweltschonende Technologie seien. Tatsächlich sind die Schadstoffemissionen von Brennstoffzellen wesentlich geringer als die der meisten ihrer Konkurrenztechnologien [62, 116, p. 135ff.]. Die Frage der ökologischen Vorteilhaftigkeit unter dem Gesichtspunkt des Klimaschutzes entscheidet sich dabei an der Verminderung der relevanten Treibhausgasemissionen im Vergleich zu konkurrierenden Technologieoptionen, gemessen in CO₂-Äquivalenten. Hier hängt die Bewertung der Brennstoffzellenanlagen in hohem Maße von dem zugrundegelegten Brennstoff, den technischen Charakteristika der Anlagen und dem Vergleichssystem der konkurrierenden Technologieoptionen ab. Im folgenden sollen vor diesem Hintergrund Zielwerte der Anlageneffizienz von Brennstoffzellen für einen ökologisch vorteilhaften Betrieb gegenüber den Konkurrenztechnologien abgeleitet werden. Die Kernfrage in diesem Zusammenhang lautet:

- Welche Effizienz, gemessen in mittleren Wirkungsgraden, müssen Brennstoffzellen in Wohngebäuden erreichen, um gegenüber konkurrierenden Technologien geringere Treibhausgasemissionen aufzuweisen?

7.1 Methodik der Zielwertbestimmung

Zielgröße der Betrachtung sind die spezifischen Treibhausgasemissionen ξ_{System} des Brennstoffzellensystems, das ist die Menge an Emissionen in CO₂-Äquivalenten $m_{\text{CO}_2\text{-Äquiv.},\text{System}}$ bezogen auf die Menge der erzeugten und genutzten Wärme $Q_{\text{Wärme}}$. Sie sollen kleiner oder gleich den Emissionen konkurrierender Versorgungsoptionen sein:

$$\xi_{\text{System}} = m_{\text{CO}_2\text{-Äquiv.},\text{System}} / Q_{\text{Wärme}} \quad (\text{Gl. 7.1})$$

Dabei bestimmen sich die Emissionen aus dem spezifischen Emissionsfaktor ξ_{Br} , zum Beispiel in kg_{CO₂-Äquiv.}/kWh_{Hu}, des eingesetzten Brennstoffs beziehungsweise der Antriebsenergie des wärmeerzeugenden Systems und der Brennstoffmenge Q_{Br} zu

$$m_{\text{CO}_2\text{-Äquiv.},\text{System}} = \xi_{\text{Br}} Q_{\text{Br}} \quad (\text{Gl. 7.2})$$

$$\text{wobei wiederum } Q_{\text{Br}} = Q_{\text{Wärme}} / \eta_{\text{th, System}} \quad (\text{Gl. 7.3})$$

die Brennstoffmenge mit der erzeugten und genutzten Wärmemenge über den mittleren thermischen Wirkungsgrad $\eta_{\text{th, System}}$ des Systems zusammenhängt. Damit ergibt sich der Emissionsfaktor eines rein wärmeerzeugenden Systems zu

$$\xi_{\text{System}} = \xi_{\text{Br}} / \eta_{\text{th, System}} \quad (\text{Gl. 7.4})$$

allein aus dem spezifischen Emissionsfaktor des Brennstoffs und dem mittleren thermischen Wirkungsgrad des Systems. Gleichung Gl. 7.4 gilt für konventionelle reine Wärmeerzeugungstechnologien, wie zum Beispiel Brennkessel.

Für KWK-Technologien wie die Brennstoffzelle sind die aus dem Brennstoffeinsatz resultierenden Emissionen nicht ausschließlich der Wärmeerzeugung zuzuordnen, sondern auch anteilig der kombinierten Stromerzeugung der Anlagen. Zur anteiligen Allokation der Emissionen gibt es grundsätzlich verschiedene Verfahren, zum Beispiel die Aufteilung

- nach den Exergieanteilen von Wärme- und Stromerzeugung der Anlagen (*Exergieallokationsverfahren*),
- durch Berechnung der in einem Vergleichssystem vermiedenen Emissionen durch die Stromerzeugung und Gutschrift dieser für die Anlagen (*Gutschriftverfahren*).

Durch das Exergieallokationsverfahren werden die Emissionen von Mikro-KWK-Anlagen im Verhältnis von etwa 9:1 auf die Strom- beziehungsweise Wärmeerzeugung verteilt, da die Exergie der Wärme nur ca. 5 % der Wärmenergie beträgt und für Strom die Energie komplett Exergie darstellt⁵⁰. Zu einer ganzheitlichen Bewertung der KWK-Technologien muss bei diesem Verfahren jedoch neben der Wärmeerzeugung auch die Stromerzeugung gesondert im Vergleich zu konkurrierenden Technologien betrachtet werden: da der Stromerzeugung ein maßgeblicher Anteil der Emissionen zugeordnet werden, und der Wärmeerzeugung entsprechend weniger, kann es nicht genügen, wenn eine so begutachtete KWK-Technologie günstigere Emissionen der Wärmeerzeugung als konkurrierende, rein wärmeerzeugende Technologien aufweist, da sie vielleicht gleichzeitig durch hohe Emissionen der Stromerzeugung dort ungünstiger abschneidet als konkurrierende Technologien. Das Gutschriftverfahren integriert diese Betrachtung bereits in die Wärmeerzeugung und eignet sich aufgrund seiner Anschaulichkeit besser für den Vergleich konkurrierender Wärmeerzeugungssysteme. Es wird im folgenden für die weiteren Berechnungen herangezogen.

Die Emissionsgutschrift $m_{\text{Gutschrift}}$ als Menge gutzuschreibender Emissionen errechnet sich aus der Stromerzeugung der KWK-Anlage $L_{\text{Stromerz.,KWK}}$ multipliziert mit dem Emissionsfaktor der substituierten Stromerzeugung $\xi_{\text{Str.,substituiert}}$:

$$m_{\text{Gutschrift}} = L_{\text{Stromerz.,KWK}} \xi_{\text{Str.,substituiert}} \dots \quad (\text{Gl. 7.5})$$

$$\text{wobei } L_{\text{Stromerz.,KWK}} = \eta_{\text{el.,KWK}} Q_{\text{Br}} = \eta_{\text{el.,KWK}} / \eta_{\text{th.,KWK}} Q_{\text{Wärme}} \cdot \quad (\text{Gl. 7.6})$$

Als substituierte Stromerzeugung wird dabei meistens ein Mittel aus dem Erzeugungsmix des öffentlichen Netzes angenommen, in das die KWK-Anlage ihre Stromerzeugung einspeist. Bei einer typischen, vorwiegend wärmegeführten Betriebsstrategie von Brennstoffzellen kann diese Annahme aufrecht erhalten werden. Die Emissionen der KWK-Anlage bei Anwendung des Gutschriftverfahrens ermitteln sich so aus den brennstoffbedingten Emissionen nach Gl.

⁵⁰ Ein mittlerer elektrischer Wirkungsgrad von ca. 30 % und ein mittlerer thermischer Wirkungsgrad von ca. 50 % unterstellt.

7.2 abzüglich der gutgeschriebenen Emissionen nach Gl. 7.5. Für den spezifischen Emissionsfaktor ξ_{BZ} der Brennstoffzelle als KWK-Anlage in Abhängigkeit von ihrem mittleren elektrischen Wirkungsgrad $\eta_{\text{el,BZ}}$ resultiert gemäß obiger Gleichungen:

$$\begin{aligned}\xi_{\text{BZ}}(\eta_{\text{el,BZ}}) &= \xi_{\text{Br}} / \eta_{\text{th,BZ}} - \eta_{\text{el,BZ}} / \eta_{\text{th,BZ}} \xi_{\text{Str,substituiert}} \\ &= \xi_{\text{Br}} / (\eta_{\text{ges,BZ}} - \eta_{\text{el,BZ}}) - \eta_{\text{el,BZ}} / (\eta_{\text{ges,BZ}} - \eta_{\text{el,BZ}}) \xi_{\text{Str,substituiert}}.\end{aligned}\quad (\text{Gl. 7.7})$$

Da KWK-Anlagen klassischerweise in Kombination mit konventionellen Wärmeerzeugungstechnologien betrieben werden, ergibt sich unter Einführung eines Deckungsgrads d_{BZ} der Brennstoffzelle an Wärmebedarf und -erzeugung für das betreffende Wohngebäude oder Objekt der Emissionsfaktor des Gesamtsystems $\xi_{\text{BZ-System}}$ bestehend aus Brennstoffzelle und konventionellem Kessel zu:

$$\xi_{\text{BZ-System}}(\eta_{\text{el,BZ}}) = \xi_{\text{BZ}} d_{\text{BZ}} + \xi_{\text{Br}} / \eta_{\text{th,conv.}} (1 - d_{\text{BZ}}).\quad (\text{Gl. 7.8})$$

Bei der Zielwertanalyse soll nun ein Brennstoffzellensystem gefunden werden, dessen ökologische Bilanz im Sinne von emittierten Treibhausgasen pro erzeugter und genutzter Wärme und Elektrizität besser ausfällt als diejenige eines konkurrierenden Vergleichssystems der Versorgung. Diese Bilanz, gemessen am Emissionsfaktor des Gesamtsystems, ist in Gl. 7.8 dargestellt als eine Funktion des mittleren elektrischen Wirkungsgrads des Brennstoffzellensystems. Für den Zielwert des mittleren elektrischen Wirkungsgrads ergibt sich die Bedingung, dass der Emissionsfaktor des Brennstoffzellensystems kleiner oder maximal gleich demjenigen eines konkurrierenden Vergleichssystems sein soll:

$$\xi_{\text{BZ-System}}(\eta_{\text{el,BZ}}) \leq \xi_{\text{Vergleichssystem}}, \text{ daraus}\quad (\text{Gl. 7.9})$$

$$\xi_{\text{BZ-System}}(\eta_{\text{el,BZ}}, \text{Zielwert}) = \xi_{\text{Vergleichssystem}}.\quad (\text{Gl. 7.10})$$

Gleichung Gl. 7.10 stellt die Zielwertfunktion dar, nach der ein minimal tolerabler mittlerer elektrischer Wirkungsgrad – bei Annahme der anderen Parameter – ermittelt werden kann, bis zu dem das Brennstoffzellensystem Emissionsvorteile gegenüber dem Vergleichssystem hat.

Abweichend von konventionellen Wärmeerzeugungssystemen nach Gl. 7.4 wird für ein Wärmeerzeugungssystem bestehend aus einer elektrischen Wärmepumpe davon ausgegangen, dass die Wärmepumpe das nachgefragte Brauchwarmwasser bis auf eine bestimmte Temperatur erwärmt, während die Nachüberhitzung auf die benötigte Temperatur direkt-elektrisch geschieht. Dafür bietet sich die Einführung zweier weiterer Variablen an, einerseits des Anteils der Wärme zur Erzeugung des Brauchwarmwassers am Gesamtwärmebedarf des zu versorgenden Objekts d_{WW} sowie des Anteils der Elektro-Direktheizung an der Brauchwarmwasser-Wärme d_{dir} . Daraus ergibt sich für den Emissionsfaktor $\xi_{\text{EWP-System}}$ eines Elektro-Wärmepumpensystems:

$$\xi_{\text{EWP-System}} = \xi_{\text{Str}} / \eta_{\text{th,EWP}} (1 - d_{\text{dir}} d_{\text{WW}}) + \xi_{\text{Str}} / \eta_{\text{th,E-dir}} d_{\text{dir}} d_{\text{WW}}.\quad (\text{Gl. 7.11})$$

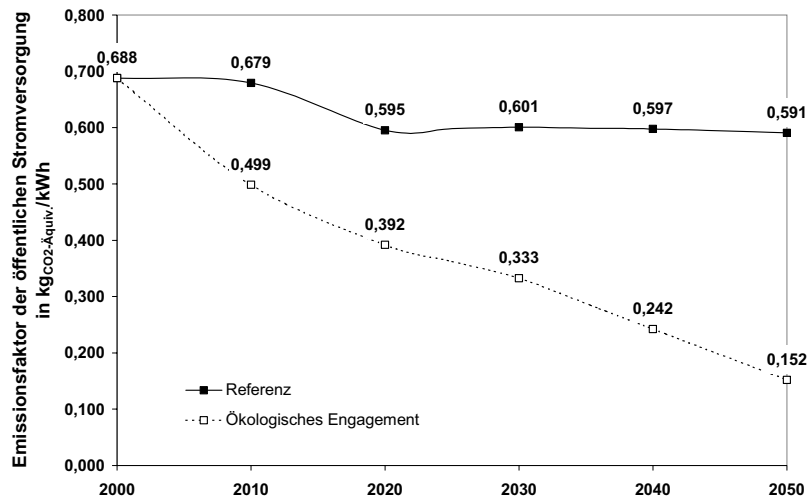
7.2 Ergebnisse

Wichtige Grundlage der ökologischen Vergleichsbetrachtung von Brennstoffzellen und konkurrierenden Versorgungsoptionen für Wohngebäude sind, wie sich aus der Ableitung der Zielfunktionen ergibt, die Emissionsfaktoren der eingesetzten Brennstoffe und der öffentlichen Stromversorgung, sowie die mittleren Wirkungsgrade der zu vergleichenden Technologien. Die Annahmen hierzu werden nachfolgend dargestellt. Auf dieser Basis folgt die Darstellung der Zielwerte des mittleren elektrischen Wirkungsgrads für Brennstoffzellen im zeitlichen Verlauf bis zum Jahr 2050 gegenüber den Konkurrenztechnologien Brennstoffkessel und elektrische Wärmepumpe in Verbindung mit dem Strombezug aus dem Netz der öffentlichen Versorgung.

7.2.1 Annahmen: Emissionsfaktoren, Wirkungsgrade

Der Emissionsfaktor der öffentlichen Stromversorgung bildet eine der wesentlichen und ergebnisbeeinflussenden Annahmen bei der Vergleichsbetrachtung. Die Stromversorgung der Zukunft wird durch viele, heute nicht bekannte Einflussfaktoren bestimmt werden, so dass hier wieder Szenarien genutzt werden sollen, um mögliche Entwicklungslinien abzustecken. Es werden wieder die Annahmen und Szenarien aus Kapitel 8.1 übernommen, die in Abbildung 7.1 dargestellten Emissionsfaktoren resultieren aus den dort dargestellten Szenarien.

Abbildung 7.1: Szenarien des Emissionsfaktors der öffentlichen Stromversorgung



Quelle: eigene Darstellung nach [117, 118, 119].

Relevant für den Einsatz von Brennstoffzellen als Stromerzeuger in Konkurrenz zum Netz der öffentlichen Versorgung ist hierbei insbesondere der kontinuierliche Rückgang des Emissionsfaktors der öffentlichen Stromversorgung im Szenario *Ökologisches Engagement*. Er

beruht auf der Annahme, dass bis zum Jahr 2050 ca. die Hälfte der Stromerzeugung in Deutschland aus regenerativen Quellen bereitgestellt wird [4, 5].

Tabelle 7.1: Annahmen zu Emissionsfaktoren

Emissionsfaktoren	Referenzwerte GEMIS 4.14	Resultierende Modellannahmen
	<i>in gCO₂-Äquiv./kWh_{Ho}</i>	<i>in gCO₂-Äquiv./kWh_{Hu}</i>
Erdgas (frei Industrie bis Haushalt)	Ca. 235 – 250	245
Biogenes Gas (Biogas, Holzgas)	Ca. 0 – 535	100
CO ₂ -frei erzeugter, flüssiger Wasserstoff	Ca. 160 – 300	150

Quelle: [117] und resultierende eigene Annahmen.

Emissionsfaktoren von Brennstoffe können gemessen werden. Die anteiligen Emissionen der Herstellung und Verteilung werden über differenzierte Modellierungssysteme wie GEMIS⁵¹ des Öko-Instituts ermittelt. Tabelle 7.1 stellt die hier verwendeten Annahmen zusammen.

Der Emissionsfaktor des Erdgases beinhaltet sowohl die Vorkette seiner Herstellung und Verteilung inklusive der Gasverluste als auch seine Verbrennung. Bei biogenem Gas sowie bei Wasserstoff wurde nur die Vorkette zugrunde gelegt, da die Verbrennung selbst treibhausgasneutral (im Falle des biogenen Gases) beziehungsweise treibhausgasfrei (im Falle des Wasserstoffs) ist. Die Schwankungsbreiten der GEMIS-Werte begründen sich in unterschiedlichen Annahmen zur Vorkette, insbesondere des Transports des Brennstoffs. So ist der Emissionsfaktor von Biogas im wesentlichen von Aufwendungen des Transports bestimmt. Bei Nutzung am Ort der Erzeugung ergeben sich im Saldo nur die Treibhausgasemissionen der Anbaukette. Es ist auch denkbar, dass die Energie des Transports selbst auch aus Biogas gewonnen würde, zum Beispiel als Treibstoff für Gastransporter oder in den Verdichterstationen des Gasnetzes. Gleiches gilt für den Wasserstoff. Dadurch würden die Emissionen des Transports weiter verringert werden können. Gemäß GEMIS wird hier für die Transportkette des flüssigen Wasserstoffs der Schifftransport aus Kanada (Wasserstoffherzeugung aus Wasserkraft und Elektrolyse) beziehungsweise dem Maghreb (Wasserstoffherzeugung aus Solarthermie und Elektrolyse) zugrundegelegt. Demgegenüber könnte auch aus örtlichen CO₂-freien Quellen Wasserstoffgas erzeugt werden, zum Beispiel aus regenerativem oder auch Atomenergie-Strom.

Die für die Brennstoffzelle und die konkurrierenden Technologien angenommenen mittleren Wirkungsgrade zeigt Tabelle 7.2. Es wurde der Gesamtwirkungsgrad des Brennstoffzellensystems vorgegeben, so dass Effizienzsteigerungen auf elektrischer Seite zu Lasten der thermischen Seite gehen, wie es ab einem bestimmten Gesamtwirkungsgrad in Realität auch ist.

⁵¹ Gesamt-Emissions-Modell [117].

Tabelle 7.2: Wirkungsgradannahmen

Mittlerer Wirkungsgrad, bezogen auf H_u	
	<i>thermisch</i>
Gas-Brennwertkessel	95 %
Elektrische Wärmepumpe (Sole-)	350 %
Elektro-Direktwärme	100 %
	<i>elektrisch</i>
GuD-Kraftwerk (inkl. Elektrizitätsverteilung)	55 %
	<i>Gesamt</i>
Brennstoffzelle	90 %

Quelle: eigene Annahmen auf der Basis von [62, 114].

In Kurzform lauten die wesentlichen Annahmen:

- Brennstoff für Brennstoffzelle und Brennwertkessel ist Erdgas. Die Wirkungsgradangaben beziehen sich auf den Heizwert (H_u) des Brennstoffs.
- Der mittlere Gesamtwirkungsgrad der Brennstoffzelle als Summe aus mittlerem elektrischen und thermischen Wirkungsgrad beträgt stets 90 %.
- Der thermische Deckungsgrad der Brennstoffzelle beträgt 60 %. Die restliche Wärme wird über einen Brennwertkessel bereitgestellt.
- Der mittlere thermische Wirkungsgrad des Brennwertkessel beträgt 95 %.
- Die Jahresarbeitszahl der elektrischen Wärmepumpe beträgt 3,5. Sie erwärmt das gesamte Heizwarmwasser und wärmt das Brauchwarmwasser auf 30°C vor; dies entspricht 4/7 der benötigten Energie der Warmwasserbereitung. Die restliche Erwärmung des Brauchwassers erfolgt direkt-elektrisch. Der thermische Wirkungsgrad der direkt-elektrischen Wärmeerzeugung beträgt 100 %.
- Die elektrische Wärmepumpe wird aus dem Strommix versorgt.
- Der Anteil des Brauchwarmwassers am Gesamtwärmebedarf folgt den Mittelwerten aus den Szenarien (vgl. Kapitel 8.1) und steigt im Betrachtungszeitraum von ca. 8 % auf ca. 11 % (Szenario *Referenz*) beziehungsweise 15 % (Szenario *Ökologisches Engagement*).

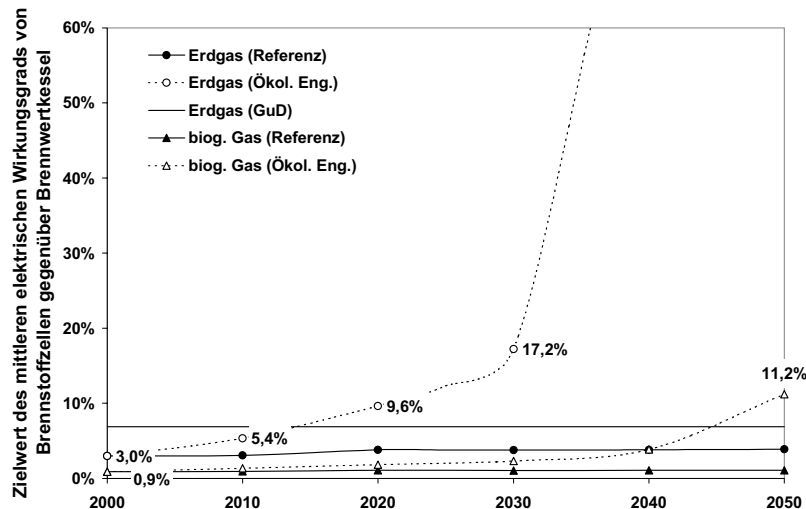
7.2.2 Ergebnisse

Zielwert von Brennstoffzellen gegenüber Brennwertkesseln

Die Entwicklung des Zielwerts des mittleren elektrischen Wirkungsgrads der Brennstoffzelle im Zeitverlauf bis zum Jahr 2050 nach den beschriebenen Szenarien gegenüber Gas-Brennwertkesseln zeigt Abbildung 7.2. Ihr Ergebnis ist eindeutig: Im Falle der Entwicklung des Stromsystems nach dem Szenario *Referenz* zeigt ein Brennstoffzellensystem bei beschrie-

benen Annahmen bereits bei elektrischen Wirkungsgraden um ca. 5 % Emissionsvorteile gegenüber Gas-Brennwertkesseln, und dies über den gesamten Zeithorizont.

Abbildung 7.2: Zielwert des mittleren elektrischen Wirkungsgrads von Brennstoffzellen gegenüber Gas-Brennwertkessel nach Szenarien⁵²



In Klammern: Szenariovariante. Markierung: Brennstoffvariante für Brennstoffzelle und Brennwertkessel. Gestrichelt (GuD): Szenario Stromerzeugung aus einem Erdgas-GuD-Kraftwerk.

Kommt es jedoch zu einer weitgehenden Dekarbonisierung des Stromsystems, wie sie das Szenario *Ökologisches Engagement* unterstellt, übersteigt der Zielwert des elektrischen Wirkungsgrads für Brennstoffzellen ungefähr zum Jahr 2035 die Grenze des technisch Machbaren. Brennstoffzellen in Wohngebäuden können dann aufgrund des niedrigen Emissionsfaktors des Stromsystems keine Emissionsvorteile aus der Stromgutschrift gegenüber Brennwertkesseln mit höherem thermischen Wirkungsgrad erzielen. Dies gelingt erst wieder, sofern Brennstoffzellen nicht mit dem Gesamtmix der Stromerzeugung, sondern verbliebenen fossilen Kraftwerken verglichen werden, oder ihrerseits nicht mit Erdgas,

⁵² In Abbildung 7.2 zeigt sich im Referenzszenario bei Erdgasbetrieb eine Singularität im Zielwert der Brennstoffzelle. Das ist genau dort, wo der Emissionsfaktor des Vergleichssystems Brennwertkessel gleich dem Emissionsfaktor des Stromsystems wird. Dann vereinfacht sich Gleichung 7.9 für den Brennstoffzellen-Teil zu:

$$\eta_{el,BZ} \geq \xi_{GAS} / \xi_{STROM} - \eta_{th,BZ} \Leftrightarrow \eta_{ges,BZ} \geq \xi_{GAS} / \xi_{STROM} \quad (Gl. F.1)$$

Die Gleichung ist für diesen Fall unbestimmt für $\eta_{el,BZ}$ und unerfüllt, da bei hier getroffenen Annahmen gleichzeitig der Emissionsfaktor des Brennstoffs Erdgas ξ_{GAS} höher ist als der des Stroms ξ_{STROM} . Der Gesamtwirkungsgrad der Brennstoffzelle müsste Werte jenseits von Eins annehmen. Dies ist nach Vorgabe nicht möglich. Wenn der Emissionsfaktor des Stromsystems unter den Emissionsfaktor des Vergleichssystems Brennwertkessel fällt, ermitteln sich aus der Ursprungsgleichung (für den Brennstoffzellen-Teil)

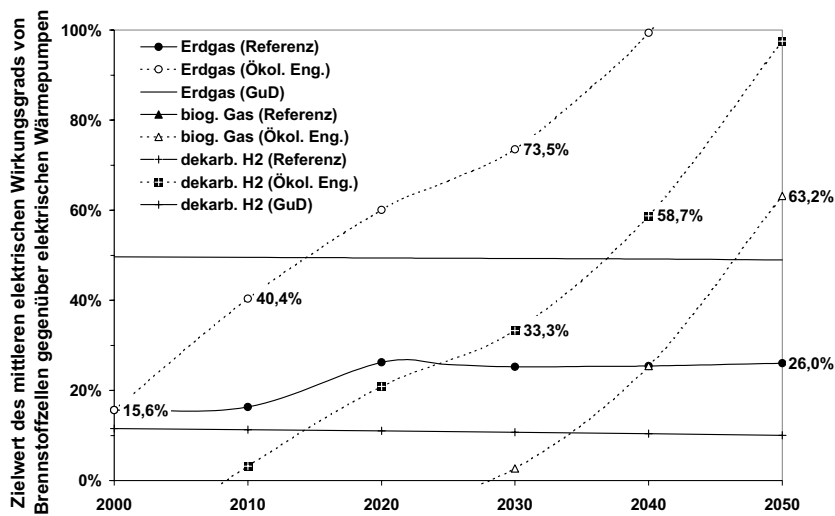
$$\eta_{el,BZ} \geq \xi_{GAS} / \xi_{STROM} - \eta_{th,BZ} \xi_{Vergl} / \xi_{STROM} \quad (Gl. F.2)$$

negative Zielwerte des elektrischen Wirkungsgrads. Dies widerspricht der physikalischen Realität. Die Brennstoffzellen-Anlage ist gegenüber dem Brennwertkessel nicht mehr konkurrenzfähig unter Emissionsgesichtspunkten.

sondern mit biogenem Gas betrieben werden. Gegenüber der Versorgung aus Erdgas-Brennwertkessel und einem Grenz-Kraftwerk⁵³ auf Erdgas-GuD-Basis erringen Brennstoffzellen bereits ab einem elektrischen Wirkungsgrad von 6,9 % Emissionsvorteile. Auch bei Betrieb mit biogenem Gas bleiben Brennstoffzellen über den gesamten Betrachtungszeitraum unter Emissionsgesichtspunkten schon bei moderaten elektrischen Wirkungsgraden vorteilhafter als das Vergleichssystem. Für den Betrieb mit CO₂-frei erzeugtem Wasserstoff mit ähnlichem Emissionsfaktor gilt vergleichbares.

Zielwert von Brennstoffzellen gegenüber Elektro-Wärmepumpen

Abbildung 7.3: Zielwert des mittleren elektrischen Wirkungsgrads von Brennstoffzellen gegenüber elektrischen Wärmepumpen nach Szenarien



In Klammern: Szenariovariante. Markierung: Brennstoffvariante für Brennstoffzelle. Gestrichelt (GuD): Szenario Stromerzeugung aus einem Erdgas-GuD-Kraftwerk.

Die Entwicklung des Zielwerts des mittleren elektrischen Wirkungsgrads der Brennstoffzelle im Zeitverlauf bis zum Jahr 2050 nach den beschriebenen Szenarien gegenüber elektrischen Wärmepumpen zeigt Abbildung 7.3. Im Szenario *Referenz* sollten erdgasbetriebene Brennstoffzellen demzufolge unter gegebenen Annahmen auf längerfristige Sicht elektrische Wirkungsgrade jenseits von 25 % erreichen, um Emissionsvorteile gegenüber Elektro-Wärmepumpen zu erzielen. Dieser Zielwert ist bereits heute übertroffen. Sofern man von der Annahmen ausgeht, dass Elektro-Wärmepumpen ihre Strom explizit von modernen Erdgas-GuD-Kraftwerken beziehen, erhöht sich der Zielwert für die Brennstoffzellen auf ca. 50 % mittleren elektrischen Wirkungsgrad. Die Kombination von modernen GuD-Anlagen und Elektro-Wärmepumpen ist daher zum gegenwärtigen Entwicklungsstand der Hausenergie-

⁵³ Ein Kraftwerk, welches bei zusätzlicher Nachfrage in Kompensation zum Beispiel fehlender KWK-Erzeugung an- und umgekehrt bei sinkender Nachfrage oder steigender KWK-Erzeugung abgefahren werden muss.

Brennstoffzellensysteme bei gleichem gewählten Brennstoff unter Gesichtspunkten der Emissionsvermeidung günstiger. Vorteile in Form erreichter und erreichbarer Zielwerte ergeben sich für die Brennstoffzellen unter diesen Umständen nur bei Betrieb mit weitgehend emissionsneutralen Brennstoffen.

Im Szenario *Ökologisches Engagement* steigen die Zielwerte des zu erreichenden mittleren elektrischen Wirkungsgrads für Brennstoffzellen bedingt durch die fortschreitende Dekarbonisierung des Stromsystems bedeutend an. Erdgasbetriebene Brennstoffzellen müssten so gegenüber Elektro-Wärmepumpen bereits 2010 elektrische Wirkungsgrade von über 40 % erreichen. Mag dies noch realistisch erscheinen, so sind die 73,5 % des Jahres 2030 bereits außerhalb des zu erwartenden. Der Betrieb mit Brennstoffen günstigerer Emissionsbilanz, wie biogenem Gas oder CO₂-frei erzeugtem Wasserstoff, verbessert die Situation für die Brennstoffzelle dergestalt, dass kritische Zielwerte des elektrischen Wirkungsgrads später auf der Zeitachse erreicht werden, so dass ein unter Emissionsgesichtspunkten sinnvoller Betrieb der Brennstoffzellen gegenüber Elektro-Wärmepumpen bei elektrischen Wirkungsgrade von ca. 35 % bis zum Jahr 2030 oder 2040 dargestellt werden kann.

7.2.3 Fazit

Zusammenfassend lässt sich folgendes über die zu erreichenden mittleren elektrischen Wirkungsgrade von Brennstoffzellen sagen, um unter gegebenen Annahmen Emissionsvorteile gegenüber konkurrierenden Wärmeerzeugungstechnologien zu generieren:

- Entwickelt sich das Stromsystem gemäß dem Szenario *Referenz*, sind Brennstoffzellen nahezu immer günstiger als Brennwertkessel bei gleichem Brennstoff. Gegenüber Elektro-Wärmepumpen müssen bei erdgasbetriebenen Brennstoffzellen elektrische Wirkungsgrade von ca. 30 % realisiert werden. Nimmt man an, dass die Elektro-Wärmepumpen explizit von modernen Erdgas-GuD-Kraftwerken mit Strom versorgt werden, erhöht sich dieser Wert auf ca. 50 %.
- Entwickelt sich das Stromsystem gemäß dem Szenario *Ökologisches Engagement*, ist eine differenziertere Betrachtung insbesondere hinsichtlich des Brennstoffs der Brennstoffzellen notwendig. Tabelle 7.3 gibt hierzu einen Einblick in die Grenzen der Emissionsvorteile von Brennstoffzellen verschiedenen elektrischen Wirkungsgrads und Brennstoffs.

Tabelle 7.3: Ende der Emissionsvorteile von Brennstoffzellen

Referenzsystem		<i>Ökologisches Engagement</i>		<i>Erdgas-GuD-Stromerzeugung</i>
Strom:				
BZ Brennstoff	el. Wirkungsgrad BZ	BWK	el. WP	el. WP
Erdgas	35 /45 /55 %	Ca. 2035	2008 – 2017	- /- /+
Biogenes Gas	35 /45 /55 %	+	Ca. 2045	+ /+ /+
CO ₂ -freier H ₂	35 /45 /55 %	+	2031 – 2039	+ /+ /+

Legende: +, - : über den gesamten Zeitraum sind Emissionsvorteile, -nachteile zu erwarten.

Erdgasbetriebene Brennstoffzellen haben demnach im Szenario *Ökologisches Engagement* – aufgrund des deutlich sinkenden Emissionsfaktors der öffentlichen Stromversorgung ab ca. 2035 unter den beschriebenen Annahmen keinerlei Emissionsvorteile mehr gegenüber Erdgas-Brennwertkesseln. Bereits früher, ab ca. 2015 beginnt die Phase theoretisch fehlender Konkurrenzfähigkeit gegenüber effizienten elektrischen Wärmepumpen, sofern diese aus dem Strommix versorgt werden. In diesem verschärften Stromerzeugungssystem haben nur noch relativ CO₂-arm betriebene Brennstoffzellen – auf Basis biogenen Gases oder CO₂-frei erzeugten Wasserstoffs – eine realistische Chance, unter Emissionsgesichtspunkten als dezentrale Haustechnologie mittleren elektrischen Wirkungsgrads gegen konkurrierende Wärmeversorgung zu bestehen, und verlieren – je nach unterstelltem Emissionsfaktor des benutzten Brennstoffs – erst nach 2030 beziehungsweise 2040 ihre Emissionsvorteile.

Ein etwas anderes Bild ergibt sich, wenn die Erdgas-Brennstoffzelle gegen eine Erdgas-GuD-Stromerzeugung konkurrieren muss. Einerseits kann man von der Annahme ausgehen, dass die Brennstoffzellen-Stromerzeugung eine Stromerzeugung aus GuD-Anlagen verdrängt. Die Emissionsgutschrift der Brennstoffzelle entspricht dann der Emission einer GuD-Anlage bei gleicher Strommenge. Andererseits kann als alternatives Konzept die Versorgung elektrischer Wärmepumpen mit GuD-Strom entgegengestellt werden. Vergleicht man beides, ergeben sich hieraus für den Brennstoffzellen-Betrieb verschärfte Zielwerte und Anforderungen an den notwendigen mittleren elektrischen Wirkungsgrad von ca. 50 %.

8 Zukunftspotenzial und Auswirkungen im Energiesystem

Der dezentralen Stromerzeugung, und darin insbesondere der Kraft-Wärme-Kopplung, wird in fast allen Szenarien zur zukünftigen Entwicklung des Energiesystems in Deutschland und in anderen Ländern eine wichtige, zum Teil eine zentrale Rolle in der Energiebereitstellung zugewiesen. Brennstoffzellen gelten als neue KWK-Technologie und als eine derjenigen Technologien mit dem größten Erfolgspotenzial in der dezentralen Wärme- und Stromerzeugung. Dies gilt insbesondere, wie bereits dargelegt, für den Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung in Wohngebäuden.

Das nachfolgende Kapitel untersucht den möglichen Weg der Brennstoffzelle in den Wohngebäudemarkt. Zielsetzung ist es, das Markt- und Anlagenpotenzial, seine mögliche Entwicklung im Zeitverlauf und die daraus resultierende Wärme- und Stromerzeugung nachzuzeichnen. Weiterhin wird die Auswirkung dieser Wärme- und Stromerzeugung im und auf das Gesamt-Energiesystem betrachtet. Dazu werden zunächst energiewirtschaftliche Randbedingungen auf- und dargestellt. Aufbauend auf Szenarioarbeiten des Wuppertal Instituts und anderer Forschungseinrichtungen für die Enquête-Kommission des Deutschen Bundestags sowie für das Umweltbundesamt [4, 5] werden zwei Szenarien des zukünftigen Energiesystems vorgestellt, die den Rahmen für den zukünftigen Einsatz von Brennstoffzellen bilden. Sie sind die Basis für die Untersuchung der Anwendung von Brennstoffzellen in Wohngebäuden. Potenzial und Erzeugung der Brennstoffzellen werden dabei ursächlich von Entwicklung des Wohngebäudebestands bestimmt. Daher wird zunächst mit einem auf 43 verschiedenen Referenzgebäuden in 5 Raumwärmestandard-Varianten basierenden Wohngebäudemodell die zukünftige Entwicklung des Wohngebäudebestands und der daraus resultierende Wärmebedarf in den zwei betrachteten Szenarien im Zeitverlauf nachgezeichnet. Parallel wird die Entwicklung der Wärmeerzeugung und insbesondere der Anteil regenerativer Energien daran ermittelt, und damit das verbleibende Wärmeerzeugungspotenzial auf Basis fossiler Energieträger wie Erdgas festgelegt. Dieses fossile Erzeugungspotenzial bildet – zusammen mit dem Potenzial an Biogas in der Wärmeerzeugung – die Potenzialobergrenze für den Einsatz von Brennstoffzellen. Zur Erschließung dieses Potenzials durch Brennstoffzellen werden Annahmen zur Markteindringung im zeitlichen Verlauf getroffen. Sie gründen auf der bekannten historischen und bis heute andauernden Entwicklung der Markteindringung von Gas-Brennwertkesseln und Annahmen zur zukünftigen Rolle von Erdgas als Brennstoff im Wohngebäudebereich. Ergebnis dieser Untersuchungen sind Aussagen über den zu erwartenden resultierenden Brennstoffzellenmarkt im Sinne von jährlich installierter Leistung und Anlagenzahl, der resultierenden kumulierten installierten Leistung und Anlagenzahl, und der jährlichen Wärme- und Stromerzeugung hieraus.

In einem zweiten Schritt wird der zeitliche Verlauf von Energiebedarf und -erzeugung innerhalb eines Jahres genauer untersucht. Ausgehend vom Wohngebäudemodell werden erstmals Jahresganglinien des Wärmebedarfs der Wohngebäude in Deutschland zu einer

Gesamtganglinie für das Bundesgebiet zusammengestellt. Darauf aufbauend werden die Auswirkungen der Brennstoffzellenerzeugung im Energiesystem analysiert. Der Anteil der Wärme- und Stromerzeugung aus Brennstoffzellen am Wärme- und Strombedarf wird im Jahresverlauf dargestellt. Neben einer wärmegeführten Betriebsstrategie wird das Potenzial einer konzertierten Anlagensteuerung zur Absenkung der Spitzenlasten im elektrischen Netz simuliert. Ergebnisse hieraus sind die Substitutionseffekte, die eine erwartete Entwicklung des Brennstoffzellenmarktes vor allem im Stromsystem haben würde. Sie betreffen die Stromerzeugung, die erreichbare Reduktion der Netzhöchstlast, die Substitution von anderen Kraftwerken, die daraus resultierenden vermiedenen Investitionskosten, die Veränderung des Stromerzeugungs- und Brennstoffmixes und letztlich die Veränderung der Treibhausgasemissionen der Stromerzeugung.

8.1 Die Entwicklung des Energiesystems in Deutschland nach Energieszenarien

In den letzten dreißig Jahren sind viele Prognosen der zukünftigen Entwicklung des Energiesystems und der Energiepreise aufgestellt worden. Die meisten haben sich als falsch erwiesen⁵⁴ [120 - 122]. Man ist daher im Laufe der Zeit dazu übergegangen, Prognosen durch Szenarien zu ersetzen, die in ihren unterschiedlichen Annahmen und Varianten einen zukünftigen Ereignisraum und seine Grenzen aufspannen, innerhalb dessen die zukünftige Wirklichkeit erwartet werden kann. Diese Methodik wird auch hier angewandt. Im Rahmen dieser Arbeit werden zwei unterschiedliche Szenarien entwickelt, die wiederum auf vergleichbaren publizierten Szenarioannahmen der Entwicklung des Energiesystems aufbauen:

- ein Szenario *Referenz*, welches die zukünftige Entwicklung bei Fortführung aktueller und historischer Trends im Hinblick auf Energiebedarf und Energiequellen beschreibt, und auf den Annahmen der Enquête-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ des 14. Deutschen Bundestags beruht [4],
- ein Szenario *Ökologisches Engagement*, welches auf den selben sozio-ökonomischen Annahmen aufbaut, und die Entwicklung der Energienachfrage und -erzeugung an das Zielszenario *Nachhaltigkeit* des Umweltbundesamtes [5] anpasst. Letzteres hat eine 80 %ige Reduktion der Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 gegenüber 1990 zum Ziel, und erfüllt damit die Forderungen des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) sowie der Enquête-Kommission „Schutz der Erdatmosphäre“ des 13. Deutschen Bundestags zur Stabilisierung des

⁵⁴ Jüngstes Beispiel: in der energiewirtschaftlichen Referenzprognose des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit vom Mai 2005 [123, p.9], bearbeitet vom Energiewirtschaftlichen Institut an der Universität zu Köln und von der Prognos AG, Basel, wird ein Anstieg des Ölpreises auf real 37 US-\$/barrel zum Jahr 2030 erwartet (Preisbasis 2000), und ein Anstieg des Benzinpreises auf 1,21 €/l. Beide erst für 2030 prognostizierten Werte waren zum Zeitpunkt der Veröffentlichung der Studie (Ende Mai 2005) bereits übertroffen. Es bleibt abzuwarten, ob sich der Ölpreis in den nächsten Jahren noch auf jene 28 US-\$/barrel zurückentwickelt, die für die nächsten fünf Jahre prognostiziert wurden.

Weltklimas [4, p. 345], [6], [69, p.4]. Aus heutiger Sicht beschreibt es eine wünschbare, wenngleich in Relation zu anderen Szenarien sehr engagierte Klimaschutzentwicklung.

Tabelle 8.1: Szenarioannahmen

		2000 ⁵⁵	2010	2030	2050
Bevölkerung ⁵⁶	Mio.	82,2	82,1	77,9	67,8
Wohnfläche	Mio. m ²	3.308	3.733	4.231	3.972
Szenario Referenz					
Endenergieverbrauch gesamt	PJ	9.197	9.705	9.362	8.208
Endenergieverbrauch Strom					
– gesamt	TWh	527,2	557,0	571,1	554,7
– Haushalte	TWh	131,1	135,9	113,2	92,6
– Haushalte, ohne Elektrowärme ⁵⁷	TWh	82,7	85,7	77,5	59,9
Emissionsfaktor der Stromerzeugung ⁵⁸	gCO ₂ -Äquiv./kWh	688	679	601	591
Szenario Ökologische Engagement					
Endenergieverbrauch gesamt	PJ	9.451	8.509	6.755	5.159
Endenergieverbrauch Strom					
– Haushalte	TWh	131,1	92,8	55,3	48,6
– Haushalte, ohne Elektrowärme	TWh	82,7	63,7	49,9	41,3
Emissionsfaktor der Stromerzeugung	gCO ₂ -Äquiv./kWh	688	499	333	152

Quellen: [4, p.141 ff], [5, p. 127 und 155]. Annahmen zum Strombedarf der Haushalte ohne Elektrowärme auf Basis von [119]. Veröffentlichte Angaben zum Anteil der Elektrowärme im Strombedarf der Haushalte zum Beispiel in [108, p. 222].

Tabelle 8.1 stellt einige der wichtigsten Szenarioannahmen zu Bevölkerungsentwicklung, Energienachfrageentwicklung und dem Emissionsfaktor der Stromerzeugung zusammen. Der wesentliche Unterschied der in dieser Arbeit erstellten Szenarien und der oben beschriebenen bestehenden Zukunftsbetrachtungen, die ihre Grundlage bilden, liegt in der Modellierung der Wärmenachfrage der Wohngebäude und Haushalte. Diese wurde innerhalb der Arbeit auf Basis eines speziellen Wohngebäudemodells und eigener Annahmen entwickelt (vgl. Kapitel 2.2, 8.2). Im Vergleich zu oben beschriebenen Szenarien resultieren gesamtsektoral vergleichbare Ergebnisse. Nur so jedoch konnten detaillierte Informationen für eine große Anzahl modellierter Referenzgebäude generiert werden, die die Aggregation in den veröffentlichten Szenarioberichten nicht hergibt. Zusammen mit der angenommenen Wärmeerzeugung

⁵⁵ 1998, für Angaben aus dem Szenario *Nachhaltigkeit* des Umweltbundesamtes.

⁵⁶ Jüngere Prognosen, zum Beispiel des Statistischen Bundesamtes, gehen für das Jahr 2050 von deutlich höheren Bevölkerungszahlen von ca. 75 Mio. aus. Dies würde auch einen geringeren Rückgang des Wärmebedarfs und letztlich des Brennstoffzellenpotenzials im Zeitraum 2030 bis 2050 bedeuten.

⁵⁷ Beschreibt den Haushaltsstrombedarf aus Elektrogeräten. Ohne den Anteil, der in manchen Haushalten zum Heizen und zur Brauchwarmwassererwärmung benutzt wird.

⁵⁸ Kumulierte Emissionen inkl. Vorkette. Wert der kumulierten Emissionen für das Jahr 2000 aus GEMIS 4.14 [117], („Stromnetz lokal“). In den Tabellen der Szenarien sind nur direkte Emissionen (ohne Vorkette) angegeben. Anpassung über die Kenntnis des GEMIS-Wertes für 2000.

aus regenerativen Quellen (vgl. Kapitel 8.2) bildet das Wohngebäudemodell die Grundlage für Einsatz und Potenzial der Brennstoffzellen im zukünftigen Energiesystem.

8.2 Die Langfristige Entwicklung des Wärmebedarfs in zwei Szenarien

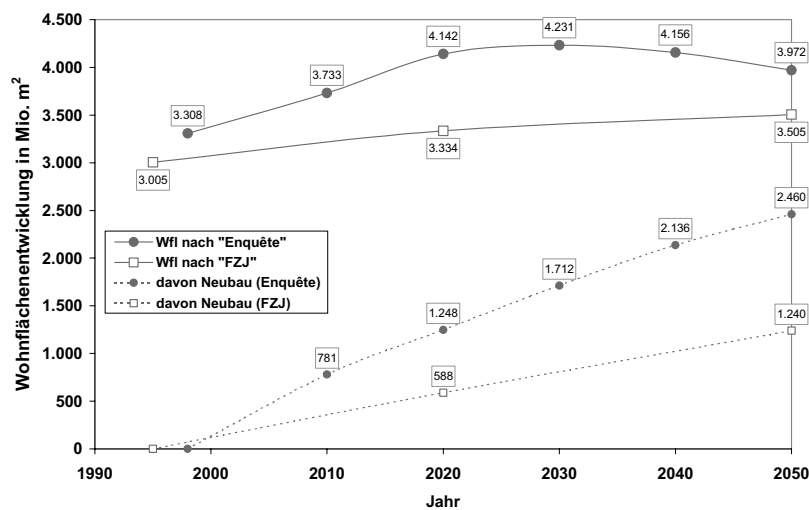
8.2.1 Externe Annahmen und Treibergrößen

Ausgangsdaten für die nachfolgend entwickelten Szenarien des Wärmebedarfs sind

- die erwartete Bevölkerungsentwicklung [4, 100], und
- die Wohnflächenentwicklung pro Kopf.

Aus ihr ergibt sich die erwartete Entwicklung der Wohnfläche in Deutschland (vgl. Abbildung 8.1). Dargestellt sind die Annahmen der Enquête-Kommission des Deutschen Bundestags [4], sowie zum Vergleich eine Prognose der Programmgruppe Systemanalyse und Technische Entwicklung des Forschungszentrums Jülich [100].

Abbildung 8.1: Die zukünftige Entwicklung der Wohnfläche



Quelle: eigene Darstellung nach [4, 100]. Neubauraten nach [105].

Neben den doch weit auseinanderliegenden Gesamtzahlen der Wohnfläche, die offensichtlich bereits von einer verschiedenen Datenbasis der Jahre 1995 respektive 1998 ausgehen, fällt die unterschiedliche Annahme bezüglich der neugebauten Wohnfläche ins Auge. Die dargestellten Neubauraten für die Prognose der Enquête-Kommission wurden dabei den Modellen des Wuppertal Instituts [105] entnommen.

8.2.2 Wohngebäudemodell und Entwicklung Wärmebedarf

Die Entwicklung der Szenarien des Raumwärmebedarfs stützt sich einerseits auf die Vorgaben zu Wohnfläche und Bevölkerung der Enquête-Kommission (s.o.), andererseits auf ein am Wuppertal Institut entwickeltes Wohngebäudemodell [105]. Basierend auf Vorarbeiten des Instituts Wohnen und Umwelt [97] zur Klassifizierung von Wohngebäuden ist dort ein Modell mit insgesamt 43 Referenzgebäuden in jeweils einer Basis- und vier Sanierungsvarianten entstanden (vgl. Anhang). Dieses Wohngebäudemodell repräsentiert den heutigen und zukünftigen Wohngebäudebestand Deutschlands. Ihm liegt eine Zuordnung zwischen Referenzgebäude, spezifischem Wärmebedarf des Referenzgebäudes und zugeordneter Wohnfläche für das Basisjahr 1998 zugrunde. Weiterhin bestehen aus Rechnungen für die Enquête-Kommission Annahmen zur Entwicklung von Sanierungstätigkeit, Abriss und Neubau, aus denen die zukünftige Entwicklung des Wohngebäudebestands referenzgebäudegenau abgebildet werden kann.

Für die Betrachtung des Zukunftspotenzials der Brennstoffzellen werden zwei Szenarien des Raumwärmebedarfs entworfen:

- *Referenz*: Das Szenario *Referenz* beschreibt eine zukünftige Entwicklung, wie sie sich aus einer Fortführung historischen Verhaltens ergeben würde. Die Gesamtwohnfläche entwickelt sich gemäß Abbildung 8.1. Abrissquote und Neubaurate werden aus der historischen Entwicklung fortgeschrieben. Die Abrissquote wird daher mit 0,5 % des Wohnflächenbestands pro Jahr angenommen. Die Sanierungsquote für energetische Sanierungen wird ebenfalls aus dem Trend entnommen und mit 0,5 % festgesetzt. [100]
- *Ökologisches Engagement*: Im Szenario *Ökologisches Engagement* wird von einer Entwicklung der Wohnfläche gemäß Szenario *Referenz* ausgegangen. Im weiteren jedoch wird von einem ambitionierteren Vorgehen in Bezug auf Sanierungs- und Neubauquoten und energetischen Standards dabei ausgegangen, hinter dem eine gesellschaftspolitische Motivation zu ökologischem Verhalten und Prozessen steht. Abriss- und Neubauraten werden gemäß der Annahmen des Wuppertal Instituts gewählt [105]. Die Sanierungsquote wird so gewählt, dass die Gebäude des Bestands ab dem Jahr 1998 bis zum Jahr 2050 entweder energetisch saniert oder abgerissen wurden, so dass es zum Jahr 2050 nur noch nach 1998 gebaute oder sanierte Gebäude gibt.

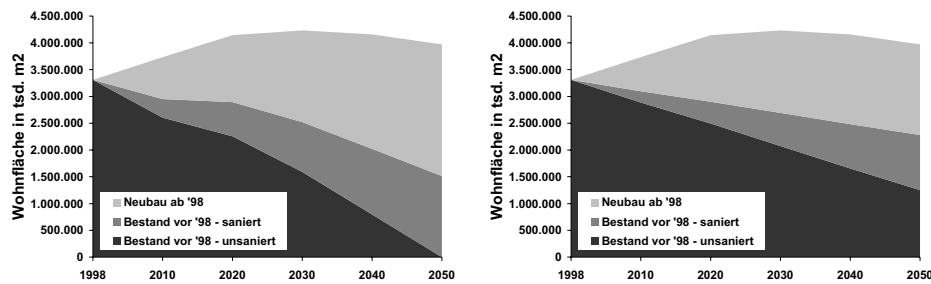
Tabelle 8.2: Annahmen der Szenarien der Wohngebäudeentwicklung

	Sanierungsquote	Abrissquote	Neubauquote
	in % des Wohnflächenbestands p.a.		
<i>Referenz</i>	0,5	0,5	Ø 0,83 (0,05-1,67)
<i>Ökologisches Engagement</i>	Ø 0,75 (0,69-0,85)	Ø 0,89 (0,34-1,25)	Ø 1,22 (0,8-2,12)

Die Klammerwerte geben die Variation über den betrachteten Zeitraum an.

Tabelle 8.2 gibt einen Überblick über die Annahmen zur Entwicklung der Wohngebäude. Die resultierenden Wohnflächen im Zeitverlauf zeigt Abbildung 8.2. Während im Szenario *Ökologisches Engagement* bis zum Jahr 2050 ca. zwei Drittel der Wohnfläche nach 1998 gebaut wurde und das restliche Drittel nach 1998 saniert, ist im Szenario *Referenz* zum Jahr 2050 ca. 40 % der Wohnfläche nach 1998 gebaut, ein Viertel nach 1998 saniert und die restlichen ca. 35 % sind im energetischen Zustand von 1998 und vorher.

Abbildung 8.2: Verlauf der Wohnfläche – unsanierte, sanierte und neue Gebäude ab 1998



Wohnfläche in den Szenario *Ökologisches Engagement* (linke Abbildung) und *Referenz* (rechte Abbildung). x-Achse nicht maßstabsgerecht (1998-2010).

Neben der verstärkten Neubau- und Sanierungstätigkeit im Szenario *Ökologisches Engagement* werden dort strengere Standards bei Neubau und energetischer Gebäudesanierung gefordert und umgesetzt (vgl. Tabelle 8.3).

Tabelle 8.3: Energetische Standards bei Gebäudesanierung und Neubau im Zeitverlauf

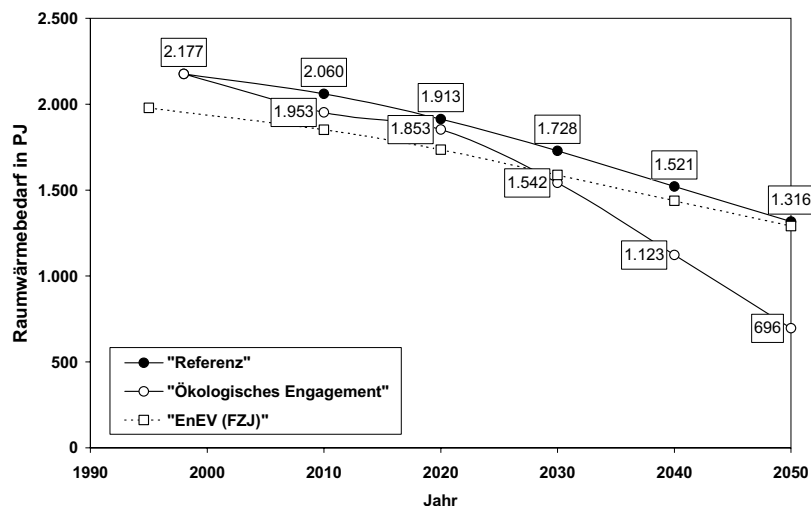
durchgeführt bis...		2010	2030	2040	2050
Sanierung Bestand	<i>Referenz</i>			EnEV	
	<i>Ökol. Engagement</i>				
Neubau	<i>Referenz</i>	EnEV	EnEV-15 %	EnEV-30 %	EnEV-40 %
	<i>Ökol. Engagement</i>				

Quelle: Vorgaben aus [4].

Die erreichten Standards bei energetischer Sanierung sowie Neubau orientieren sich an der Energie-Einsparverordnung (EnEV) [102] im Wohnungsbereich und unterstellen eine weitere Verschärfung dieser Norm in der Zeit nach 2010, und weiterhin nach 2030. Allein im Szenario *Referenz* wird davon ausgegangen, dass sich energetische Sanierungen über den gesamten Zeitraum hinweg an den Standards der EnEV orientieren. Die Umsetzungseffizienz vorgeschriebener gesetzlicher Standards ist in der Literatur ein viel diskutiertes Thema ([100], die kolportierten und teils validierten Quoten reichen von 6 % bis 30 % (Anzahl der neugebauten Gebäude, die tatsächlich die vorgegebenen Standards erreichen oder übertreffen)). Bei der Entwicklung des Raumwärmemodells wurden Varianten diesbezüglich nicht betrachtet. In

den erreichbaren spezifischen Raumwärmebedarfe der Typegebäude hinsichtlich der obigen Standards sind sowohl unterschiedliche Umsetzungseffizienzen als auch Beschränkungen hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit von Sanierungsmaßnahmen bereits implementiert [105]⁵⁹. Die Referenzgebäude des Wohngebäudemodells sind mit ihrem angenommenen spezifischen Raumwärmebedarf im Anhang tabelliert.

Abbildung 8.3: Szenarien des Raumwärmebedarfs in Deutschland



Aus den Annahmen zur Wohngebäudeentwicklung, der Wohnflächenentwicklung pro Referenzgebäude und den zugehörigen referenzgebäudespezifischen Raumwärmebedarfen errechnet sich der Gesamt-Raumwärmebedarf für Deutschland gemäß den beiden Szenariovarianten (vgl. Abbildung 8.3). Während die Wohnfläche bis zum Jahr 2030 um ca. 30 % zunimmt (Ausnahme: Entwicklung nach FZJ) und erst danach bis 2050 wieder leicht auf den Wert von 20 % über 1998 fällt, sinkt der Raumwärmebedarf bereits im Szenario *Referenz* kontinuierlich, um 20 % bis 2030 und um weitere 20 % bis 2050. In 2050 schließlich entspricht der Bedarf nur 60 % des Wertes von 1998. Im Szenario *Ökologisches Engagement* verstärkt sich der bedarfsreduzierende Trend durch oben beschriebene Maßnahmen – höhere Neubau- und Sanierungsrate, striktere Standards – weiter, es kommt zu Einsparungen von ca. 30 % bis 2030, und 2050 liegt der Raumwärmebedarf bei nur knapp einem Drittel des Wertes von 1998. Nachrichtlich danebengestellt ist eine denkbare Referenzentwicklung – gleiche Annahmen bezüglich Sanierungsquote und -effizienz wie im Szenario *Referenz* – auf Basis der vom Forschungszentrum Jülich [100] prognostizierten Wohnflächenentwicklung bezüglich Abriss und Neubau. Trotz unterschiedlicher Annahmen zu Wohnflächenbestand und -

⁵⁹ Die einzelnen Sanierungsmaßnahmen (beispielsweise Dachdämmung) sowie das Gesamtpaket pro Typegebäude sind auf Vermeidungskosten von (über die Nutzungsdauer der Maßnahme gesehen) weniger als 4 Pf.₁₉₉₈, bzw. 8 Pf.₁₉₉₈ beschränkt worden.

entwicklung nähern sich beide Referenzszenarien über dem Zeitverlauf merklich an und enden in ähnlichen Raumwärmebedarfswerten von ca. 1.300 PJ/a für das Jahr 2050.

Das Szenario *Ökologisches Engagement* zeigt über dem Zeitverlauf einen ähnlichen Zielkorridor wie vergleichbare Szenarien der Enquête-Kommission (*REG-REN-Offensive*) [4] beziehungsweise des Umweltbundesamtes (*Nachhaltigkeit (NH) II*) [5]. Ein wesentlicher Unterschied besteht allerdings darin, dass beim hier dargestellten Szenario die wesentliche Einspardynamik erst ab dem Jahr 2020 zum Tragen kommt, wenn die Gesamtwohnfläche kaum merkliche Zuwächse mehr verzeichnet und verschärfte Sanierungstätigkeit und Standards zu wirken beginnen. Im Vergleich dazu zeigen die vergleichbaren Szenarien von Enquête-Kommission und Umweltbundesamt einen stetigen Rückgang des Raumwärmebedarfs über dem Zeitverlauf. Dieser lässt sich aufgrund der bis 2030 ansteigenden Wohnfläche nur mit einer verstärkten Sanierungstätigkeit in diesen ersten drei Dekaden im Vergleich zum Zeitraum danach begründen. Die sonstigen Randbedingungen – Gesamtwohnfläche, Abriss- und Neubauraten über dem Zeitverlauf – wurden gleich gewählt.

Tabelle 8.4: Szenarien des personenspezifischen täglichen Brauchwarmwasserbedarfs

Wärmebedarf Brauchwarmwasser		2000	2010	2030	2050
<i>Referenz</i>	l/cap/d			45	
	kWh/cap/d			1,826	
<i>Ökologisches Engagement</i>	l/cap/d	45	43	39	35
	kWh/cap/d	1,826	1,745	1,583	1,420

Vgl. Kapitel 4.4. Brauchwarmwasser: an durchschnittlich 345 Tagen im Jahr nachgefragt, im Mittel 10 %iger Verlust bei Verteilung angenommen.

Der Gesamtwärmebedarf des Wohngebäudesektors bestimmt sich aus dem Raumwärmebedarf plus dem Wärmebedarf zur Erwärmung des Brauchwassers. Dieser Brauchwarmwasserbedarf wird proportional zur Bevölkerungszahl ermittelt über einen durchschnittlichen täglichen Verbrauch pro Person und die zu seiner Erwärmung nötige Energiemenge (weiteres s.u.). Im Referenzfall wird von einem Energiebedarf von gut 1,8 kWh pro Person und Tag ausgegangen (vgl. Tabelle 8.4). Für das Szenario *Ökologisches Engagement* werden ausgehend von diesem Wert Einsparpotenziale über dem Zeitverlauf gemäß den Überlegungen des Kapitels 4.4 angenommen. Der sich aus Brauchwarmwasser- und Raumwärmebedarf ergebende Gesamtwärmebedarf für Deutschland in der Entwicklung bis 2050 ist in Tabelle 8.5 summiert.

Tabelle 8.5: Jahressummen des Gesamtwärmebedarfs in Szenarien

Gesamtwärmebedarf		2000	2010	2030	2050
<i>Referenz</i>	PJ	2.396	2.279	1.936	1.497
<i>Ökologisches Engagement</i>	PJ	2.396	2.162	1.722	836

Nutzenergiebedarf ohne Umwandlungsverluste.

8.3 Entwicklung der Wärmeversorgung und resultierendes Brennstoffzellen-Potenzial

Die Nachfrage an Wärme in den Szenarien über dem Zeitverlauf bildet zunächst das theoretische Potenzial der Wärmeerzeugung durch Brennstoffzellen in Wohngebäuden. Die Eingrenzung dieses Potenzials ist Gegenstand des nachfolgenden Kapitels und bedient sich folgender Annahmen:

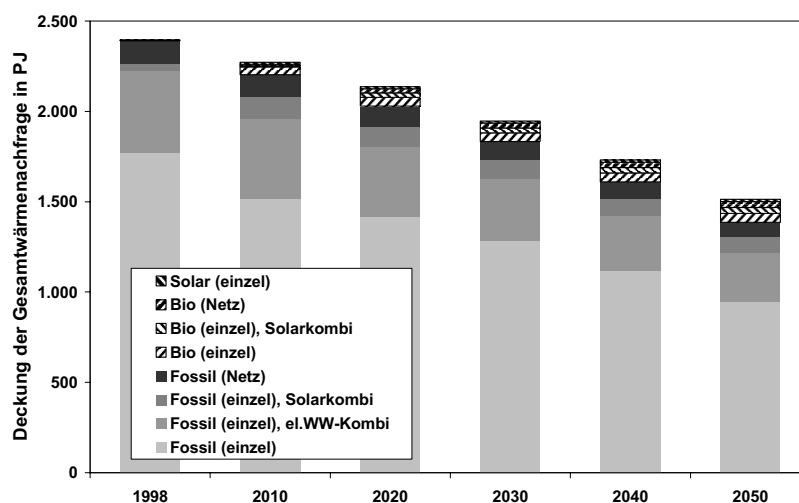
- Brennstoffzellen sind ab dem Jahr 2010 als wärmeerzeugende Technologie in größerem Umfang verfügbar und wirtschaftlich einsetzbar.
- Brennstoffzellen werden nur eingesetzt, solange sie geringere Treibhausgasemissionen bedingen als eine konventionelle Versorgung aus Gas-Brennwertkessel und Stromvollbezug (vgl. Kapitel 7).
- Die Potenziale regenerativer Wärmeerzeugung nach den Vorgaben der Szenarien werden vorrangig ausgeschöpft.
- Die Auslegung der Brennstoffzellen in den Gebäuden folgt den Erkenntnissen zur ökonomisch erfolgreichsten Anlagengröße aus Kapitel 6.

8.3.1 Wärmebereitstellung aus Szenarien

In den Szenarien des Umweltbundesamtes [5] sind detaillierte Annahmen bezüglich der nutzbaren Potenziale regenerativer Wärmeversorgung für einen Referenz- und einen Nachhaltigkeitspfad getroffen worden. Diese Annahmen werden im folgenden für die hier betrachteten Szenarien *Referenz* und *Ökologisches Engagement* übernommen. Dabei wurden die Erzeugungspotenziale aus [5] an die Nachfrage aus obigen Szenarien angepasst. Insbesondere wurde auf eine plausible Zusammenstellung regenerativer und konventioneller Technologien zu einem funktionierenden Wärmeversorgungssystem geachtet, welches den häuslichen Wärmebedarf auch vollständig decken kann. Vor allem Solarkollektoranlagen, die ohne jahreszeitlichen Wärmespeicher betrieben werden, erfordern eine zusätzliche, flexibel einsetzbare Wärmeversorgung. Grundlage dieser Zusammenstellung sind Annahmen bezüglich der Deckungsanteile solarer, biogener und geothermischer Wärmeerzeugung am Raumwärme- und Warmwasserbedarf eines Wohngebäudes, und des sich daraus ergebenden Zusatzbedarfs an flexibel einsetzbarer Wärmeerzeugung.

Im Szenario *Referenz* dominiert über dem gesamten Zeitverlauf die Wärmeerzeugung aus fossilen Quellen (Erdöl, Erdgas), die auch im Jahr 2050 noch über 90 % der Versorgung sicherstellt (vgl. Abbildung 8.4). Ein Teil dieser Erzeugung ist mit Solarkollektoren zur Warmwasserbereitstellung verbunden, ein bedeutend größerer Teil des Warmwassers wird jedoch elektrisch oder zentral über den fossilen Brennstoff bereitgestellt. Biomasse und Biogas nehmen im Zeitverlauf an Bedeutung zu und erreichen, zum Teil in Verbindung mit einem Solarkollektor oder gar in ein Nahwärmenetz integriert, Anteile an der Wärmeerzeugung von ca. 6,5 %. Konventionelle, fossile Wärmenetze behalten relativ gesehen ihren Anteil an der Wärmeerzeugung im Zeitverlauf, aufgrund der insgesamt sinkenden Nachfrage geht aber auch ihre Erzeugung absolut gesehen zurück.

Abbildung 8.4: Wärmebereitstellung nach Energiequellen im Szenario *Referenz*



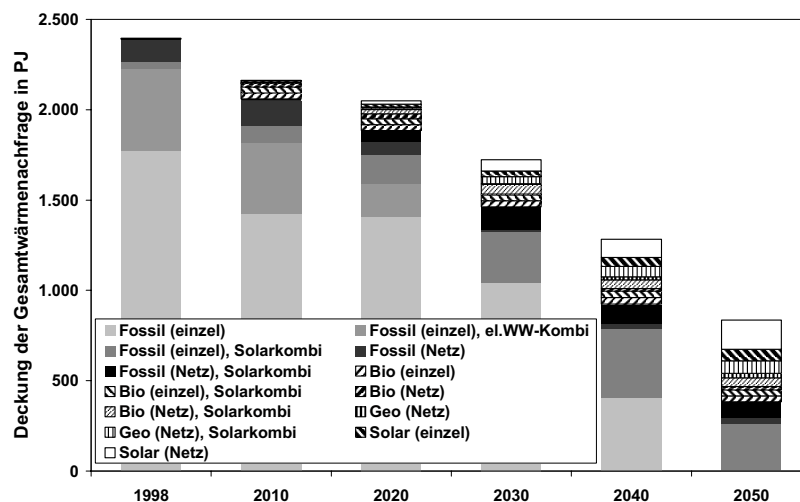
Legende: einzel: bezeichnet Technologien, die nur ein einzelnes Objekt beliefern. Netz: bezeichnet Technologien, die ein Wärmenetz (in der Regel Nahwärme) beliefern. Kombi: bezeichnet den Anteil einer konventionellen Erzeugungstechnologie, der zur Zusatz-Erzeugung für eine nicht den gesamten Wärmebedarf deckende andere Technologie (Solarkollektor, elektrische Brauchwarmwasserversorgung) benötigt und gebunden wird.

Im Vergleich zum Szenario *Referenz* ist die Wärmebereitstellung im Szenario *Ökologisches Engagement* – aufbauend auf den Vorgaben des Szenarios des Umweltbundesamtes – durch zwei große und folgenreiche Veränderungen geprägt:

- Die geothermische und vor allem solarthermische Wärmeversorgung wird stark ausgebaut.
- Zur Öffnung der Raumwärmeversorgung für solarthermische Erzeugung müssen groß dimensionierte saisonale Speicher gebaut werden, die ganze Wärmeversorgungsinfrastruktur entwickelt sich weg von der Versorgung einzelner Objekte hin zu Nahwärmenetzen mit dem Zusammenschluss der unterschiedlichsten Energiequellen, fossil, biogen, geothermisch und solarthermisch.

Es wird unterstellt, dass sowohl geothermische als auch biogene und fossile Wärmeerzeugung in Kombination mit solarthermischen Wärmenetzen und Einzelanlagen betrieben werden. Der Anteil regenerativer Wärmeerzeugung beträgt im Jahr 2050 bereits ca. 54 %. Der Restanteil der fossilen Erzeugung wird ausschließlich als Zusatzwärme zu Solaranlagen benötigt! Solaranlagen decken im Jahr 2050 knapp die Hälfte des regenerativen Anteils an der Wärmeerzeugung. ein Drittel kommt aus Biomasse- und Biogas-Anlagen, der Rest aus geothermischen Anlagen. Das Szenario *Ökologisches Engagement* stellt damit eine Art ökologische Grenzbetrachtung dar und geht von entsprechenden Anreizstrukturen aus. Für die Potenzialbetrachtung von Brennstoffzellen eignet es sich unter dem Blickwinkel gut, als auch deren Markteindringung maßgeblich von Anreizstrukturen und ökologischer Motivation befördert werden dürfte.

Abbildung 8.5: Wärmebereitstellung nach Energiequellen im Szenario *Ökologisches Engagement*



Eigene Berechnung auf der Basis von [5]. Legende: einzel: bezeichnet Technologien, die nur ein einzelnes Objekt beliefern. Netz: bezeichnet Technologien, die ein Wärmenetz (in der Regel Nahwärme) beliefern. Kombi: bezeichnet den Anteil einer konventionellen Erzeugungstechnologie, der zur Zusatz-Erzeugung für eine nicht den gesamten Wärmebedarf deckende andere Technologie (Solarkollektor, elektrische Brauchwarmwasserversorgung) benötigt und gebunden wird.

Die Berechnung fußt dabei auf folgenden Annahmen zu Solarkollektoren:

- Einzelanlagen: von 1998 bis 2050 steigt der Brauchwarmwasser-Deckungsgrad – das heißt der Anteil der Kollektoren an der objektspezifischen Brauchwarmwassererwärmung – von 60 % auf 70 %.
- In 1998 dienen 10 % der Wärmeerzeugung dieser Kollektoren der Rauwärmebereitstellung, in 2050 20 %.

- Für Anlagen in Nahwärmenetzen steigt der Warmwasser-Deckungsgrad im selben Zeitraum von 60 % auf 80 %.
- 1998 kommen in Anlagen in Nahwärmenetzen bereits 50 % der Wärmeerzeugung der Kollektoren der Raumheizung zugute, in 2050 sind es 75 %.
- Die Anteile der Kollektoren an der gesamten Raumwärmebereitstellung für die Gebäude (Raumwärme-Deckungsgrade) steigen in diesem Zeitraum für Einzelanlagen von 0,7 % auf 2,4 % (*Referenz*) beziehungsweise 3,5 % (*Ökologisches Engagement*). Für Netzanlagen ergibt sich eine Steigerung der Anteile von 6 % auf 33 % (*Referenz*) beziehungsweise 48,5 % (*Ökologisches Engagement*).

Da Solarkollektoren unter heutigen Bedingungen und den Modellannahmen zufolge nur einen Teil – geringer im Falle der Einzelanlagen, höher im Falle der Netzanlagen mit saisonalem Wärmespeicher – der benötigten Wärme liefern, müssen sie in Kombination mit anderen Wärmeerzeugungsanlagen betrieben werden. Das den Solarkollektoren zugebilligte Erzeugungspotenzial der Szenarien induziert so einen mehr oder minder großen Zusatzwärmebedarf (vgl. Tabelle 8.6). Dieser kann, vgl. Abbildungen 8.4 und 8.5, aus verschiedenen Quellen (Biomasse, Geothermie, fossile Energie) bereitgestellt werden.

Tabelle 8.6: Durch Solaranlagen induzierter Zusatzwärmebedarf nach Szenarien

Zusatzwärmebedarf in PJ/PJ _{Solar}		1998	2010	2030	2050
<i>Referenz</i>	Einzelanlage	15,4	13,3	10,2	8,5
	Netz	8,1	6,1	3,5	1,6
<i>Ökol. Engagement</i>	Einzelanlage	15,4	13,2	10,5	5,8
	Netz	8,1	6,1	3,6	0,9

Eigene Berechnung auf Grundlage von [5].

Der Zusatzwärmebedarf sinkt im Zeitverlauf aufgrund angenommener höherer Deckungsgrade. Diese resultieren einerseits aus Verbesserungen der Technologie (Ausbeute, Wärmespeicherung) und andererseits aus einem steigenden Verhältnis von Brauchwarmwasserbedarf zu Raumwärmebedarf aufgrund modernerer, hochgedämmter Gebäude.

8.3.2 Potenzialgrenzen für Brennstoffzellen

Aus den Abbildungen 8.4 und 8.5 lässt sich das verbleibende Potenzial der fossilen Nutzwärmeerzeugung in den Szenarien *Referenz* und *Ökologisches Engagement* ablesen. Es ist in folgender Abbildung 8.6 noch einmal gesondert dargestellt.

Es wird dabei unterschieden einerseits zwischen dem Potenzial resultierend aus der Versorgung einzelner Objekte („Objektwärme“) und dem Potenzial aus der Versorgung von Nahwärmenetzen („Netzwärme“). Weiterhin ist gestrichelt dargestellt ein Gesamtpotenzial, welches auch eine mögliche Zusatzwärmeerzeugung für Solarkollektoren und elektrische Anlagen zur Brauchwarmwassererzeugung umfasst. Es wird aber im weiteren davon ausgegangen, dass bei Wegfall der Brauchwarmwasserversorgung keine Brennstoffzellenanlage

aufgrund der niedrigen Auslastung in den Sommermonaten installiert wird. Hinsichtlich der Zukunft des Brennstoffzellenpotenzials unterscheiden sich die beiden unterstellten Szenarien beträchtlich: Während im Szenario *Referenz* zum Jahr 2050 immerhin noch 1.000 PJ der fossilen und damit potenziell Brennstoffzellen-Wärmeerzeugung zur Verfügung stehen, ist dieses Potenzial im Szenario *Ökologisches Engagement* im Jahr 2050 bereits auf Null gesunken.

Abbildung 8.6: Potenzial der fossilen Nutzwärmeerzeugung nach Szenarien

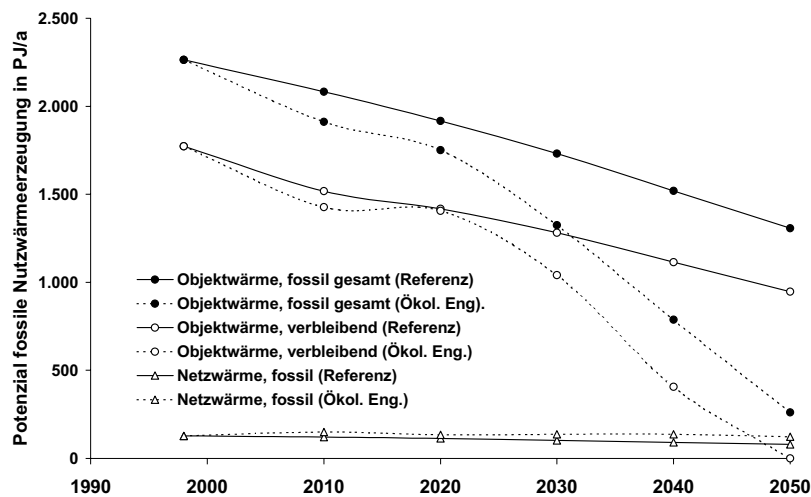
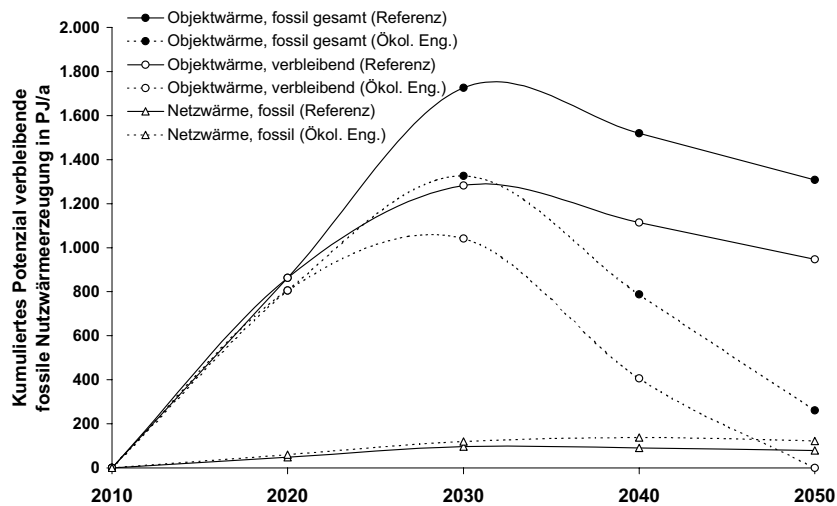


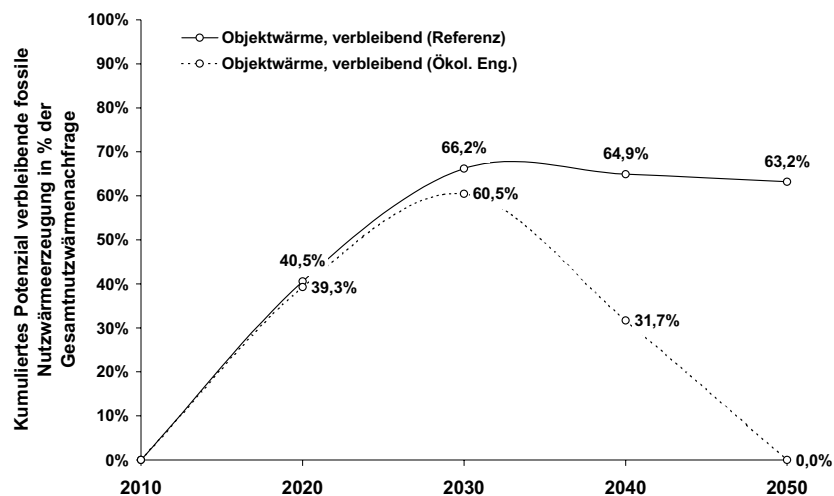
Abbildung 8.7: Potenzial der ab 2010 neugebauten fossilen Nutzwärmeerzeugung nach Szenarien



Ein Großteil des verbleibenden Potenzials der fossilen Wärmeerzeugung ist dabei kurz- bis mittelfristig durch Bestandsanlagen gebunden. Wenn von einer Serienreife und einem messbaren Markteintritt der Brennstoffzellenanlagen zum Jahr 2010 ausgegangen wird, so ergibt sich das verbleibende Potenzial für Brennstoffzellenanlagen in den ersten 15-20 Jahren nach 2010 aus Erneuerung bestehender Anlagen und dem Zubau neuer Gebäude mit entsprechendem Anlagenbedarf. Den zeitlichen Verlauf des verbleibenden Potenzial unter Berücksichtigung der bestehenden Anlagen beschreibt Abbildung 8.7. Hierbei wird davon ausgegangen, dass im Mittel 4 % der Wärmeerzeugung und damit des Anlagenbestands pro Jahr zur Erneuerung frei wird (entsprechend einer mittleren Nutzungsdauer von 25 Jahren). Bereits deutlich werden die Kumulationspunkte des Erzeugungspotenzials, die sich in beiden Szenarien um das Jahr 2030 herum befinden. Ab diesem Zeitpunkt nimmt das Erzeugungspotenzial in beiden Szenarien ab.

Im weiteren wird nur das Potenzial der Objektwärme als wirklich neuer durch Brennstoffzellen erschließbarer KWK-Markt weiterbetrachtet. Außerdem wird davon ausgegangen, dass auf absehbare Zeit Brennstoffzellenanlagen nicht als Zusatzwärmeerzeuger zu solarer oder elektrischer Brauchwasser- und Raumwärmeerzeugung eingesetzt werden. Im Vergleich zu den in Abbildung 8.7 dargestellten Absolutwerten des verbleibenden Potenzials für fossile – und damit auch Brennstoffzellen- – Wärmeerzeugung wird in Abbildung 8.8 der auf die gesamte Wärmenachfrage bezogene Anteil dieses verbleibenden Potenzials dargestellt.

Abbildung 8.8: Potenzial der ab 2010 neugebauten fossilen Nutzwärmeerzeugung nach Szenarien in Prozent der Gesamterzeugung



In beiden unterstellten Szenarien steigt das für die Brennstoffzelle verbleibende Potenzial der Wärmeerzeugung bis auf über 60 % des Gesamtwärmebedarfs im Jahr 2030 an. Während im Szenario *Ökologisches Engagement* damit aber gleichzeitig der Zenit erreicht wird und das verbleibende Potenzial im gleichen Maße bis zum Jahr 2050 auf Null absinkt, stabilisiert sich

im Szenario *Referenz* das Potenzial bei oberhalb 60 % für den restlichen betrachteten Zeitraum.

Diese Potenzialbetrachtung ist als erster Anhaltspunkt und maximaler Richtwert in den betrachteten Szenarien anzusehen. Gleichwohl ergeben sich bei genauerer Betrachtung weitere erweiternde und einschränkende Faktoren:

- In der beschriebenen biogenen Wärmeerzeugung ist ein Biogas-Potenzial von ca. 8 PJ/a enthalten. Dieses kann – zusätzlich zum oben dargestellten verbleibenden Potenzial – mit geeigneten Brennstoffzellensystemen⁶⁰ adressiert werden.
- Integriert im oben dargestellten Potenzial sind alle Gebäude des Wohnungssektors, also im speziellen auch Mehrfamilienhäuser. Die Versorgung von Mehrfamilienhäusern stellt den Betrieb von Brennstoffzellensystem vor besondere Herausforderungen, insbesondere in Bezug auf den Verkauf des erzeugten Stroms im Objekt selbst (die Mieter oder Eigentümer sind prinzipiell frei in der Wahl ihres Stromversorgers). Auch sind Mehrfamilienhäuser häufig nicht mit einer zentralen Heizungs- beziehungsweise Brauchwarmwasseranlage ausgestattet. Prinzipiell ist zwar auch der Einsatz von Brennstoffzellen in den Einzelwohnungen denkbar. Hierdurch wird die Versorgung durch die Vielzahl der Anlagen allerdings spezifisch teurer, und weiterhin müssen die Systeme dem Platzangebot in Wohnungen entsprechend klein, am besten wandhängend ausgeführt sein. Dies alles behindert die Ausschöpfung des aus Mehrfamilienhäusern resultierenden Potenzials.

Insbesondere die Gebäudeklassen GMH und HoH sind von obiger Einschränkung betroffen. Ihr Anteil am Gesamtwärmebedarf ist allerdings vergleichsweise gering (vgl. Tabelle 8.7) und sinkt über dem Zeitverlauf aufgrund der im Modell unterstellten fehlenden Zubauten in diesem Bereich in Verbindung mit Abriss und Sanierung.

Tabelle 8.7: Anteil der Gebäudeklassen GMH und HoH am Gesamtwärmebedarf nach Szenarien

Anteil am Gesamtwärmebedarf		1998	2010	2030	2050
<i>Referenz</i>	GMH	7,0 %	6,5 %	5,3 %	5,1 %
	HoH	1,2 %	1,1 %	0,7 %	0,6 %
	<i>Summe</i>	8,2 %	7,6 %	6,0 %	5,7 %
<i>Ökol. Engagement</i>	GMH	7,0 %	6,4 %	5,7 %	5,5 %
	HoH	1,2 %	1,1 %	1,0 %	0,9 %
	<i>Summe</i>	8,2 %	7,5 %	6,7 %	6,3 %

8.3.3 Pfade der Erschließung des verbleibenden Potenzials durch Brennstoffzellen

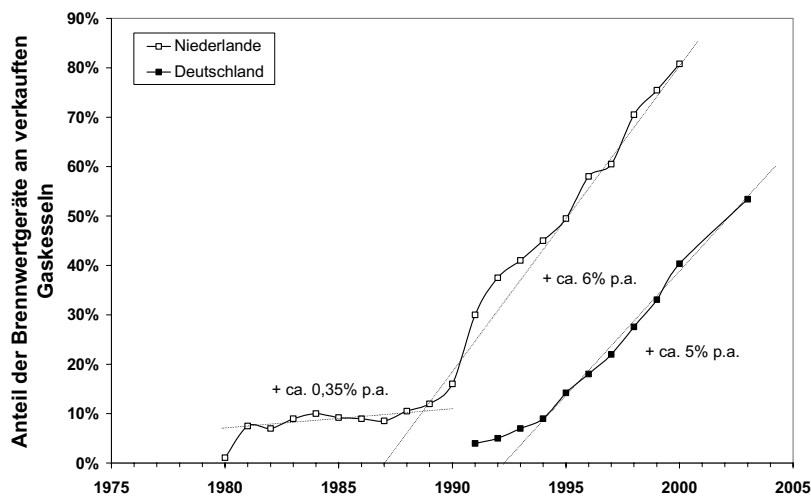
Das oben beschriebene verbleibende Potenzial stellt eine Obergrenze dar, ein theoretisches Potenzial also, dessen mögliche Erschließung durch viele Faktoren bedingt ist. Neben der

⁶⁰ Hier sind vor allem Hochtemperatur-Brennstoffzellensysteme in Nahwärmenetzen von Vorteil.

ökonomischen und technischen Konkurrenzfähigkeit – die im folgenden vorausgesetzt wird – spielen Fragen der Akzeptanz durch Kunden und speziell das Installationshandwerk eine große Rolle, die wiederum durch Marketingmaßnahmen beeinflusst werden können. Diese Zusammenhänge werden hier im einzelnen nicht abgebildet.⁶¹ Statt dessen wird ein anderer Weg beschritten. Die zu erwartende Markteindringung der Brennstoffzellensysteme zur Hausheizung wird dabei am historischen Beispiel einer anderen relativ jungen Technologie der häuslichen Wärmeversorgung, nämlich der Gas-Brennwertkessel, nachempfunden.

Abbildung 8.9 zeigt die Marktentwicklung von Gas-Brennwertkesseln in Deutschland und den Niederlanden, gemessen am Gesamtabsatz von Gaskesseln zur Hausbeheizung. Während sich Gas-Brennwertkessel in Deutschland zu Beginn der achtziger Jahre nicht durchsetzen konnten und vom Markt verschwanden, entwickelte sich ihr Absatz in den Niederlanden im gleichen Zeitraum nach einer Phase verhaltenen Markteintritts von beinahe zehn Jahren sehr dynamisch. Anfänglichen moderaten jährlichen Zugewinnraten am Gaskesselmarkt von weniger als einem halben Prozent folgten Zugewinnraten von nahezu 6 % jährlich. Ausgelöst durch die Etablierung in den Niederlanden fanden die Gas-Brennwertkessel den Weg zurück auch in den deutschen Markt, und entwickelten hier eine ähnlich rasante Dynamik mit jährlichen Zugewinnraten von ca. 5 %. Im Jahr 2004 lag der Anteil verkaufter Gas-Brennwertkessel an allen Gaskesseln bei ca. 54 %. Eine Abschwächung des jährlichen Anteilszuwachses ist noch nicht erkennbar.

Abbildung 8.9: Entwicklung der Verkaufsdynamik von Gas-Brennwertkesseln

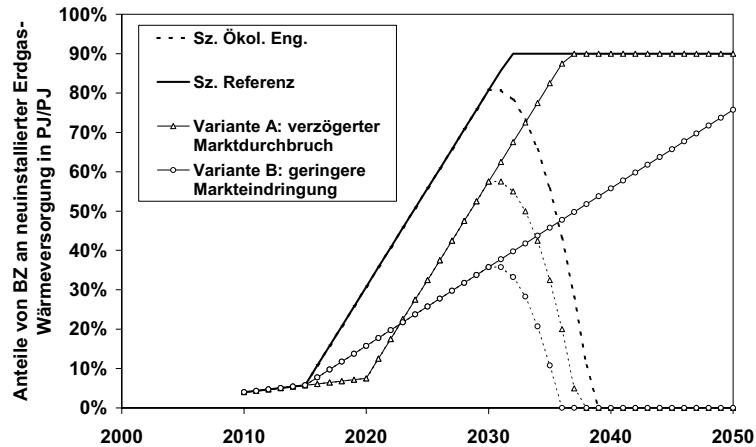


Quelle : eigene Darstellung auf Basis von [124 - 127].

⁶¹ Ein solches Marktmodell ist im Ansatz von Krammer [57] entwickelt worden. Allerdings sind die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen dort eher vereinfacht angestellt.

Markteindringung

Abbildung 8.10: Angenommene Marktanteile der Brennstoffzelle an verkauften Erdgas-Heizungen in den betrachteten Szenarien



Auf Basis der Erkenntnisse bei der Markteindringung von Gas-Brennwertkesseln wird die Markteindringung von Brennstoffzellen in Wohngebäuden angenommen (die Annahmen sind in Abbildung 8.10 abgebildet):

- Im Szenario *Referenz* wie auch im Szenario *Ökologisches Engagement* wird für die Brennstoffzelle nach Markteintritt (zum Jahr 2010) eine fünfjährige Eintrittsphase mit geringen jährlichen Zugewinnraten (0,35 %) am Anteil aller verkauften erdgasbefeuerten Heizungsanlagen angenommen. Für den Zeitraum danach wird angenommen, dass sich ähnlich wie bei Gas-Brennwertkesseln aufgrund technischer Ausgereiftheit, ökonomischer und psychologischer Vorteile der Brennstoffzelle eine höhere Akzeptanz und damit forcierte Markteindringung einstellt mit Zugewinnraten von im Mittel 5 % pro Jahr.
- Der jährliche Zugewinn an Marktanteilen an neuverkauften Erdgasanlagen bleibt im Szenario *Referenz* solange erhalten, bis dass Brennstoffzellenanlagen 90 % des Verkaufsmarktes ausmachen. Hier wird die Sättigungsgrenze angenommen. Über diesen Anteil hinaus gibt es keine Steigerung mehr.
- Im Szenario *Ökologisches Engagement* wird zunächst von den selben Annahmen ausgegangen. Allerdings verlieren Brennstoffzellenanlagen in diesem Szenario ab dem Jahr 2030 mehr und mehr den Vorteil der Einsparung von Treibhausgasemissionen gegenüber der konventionellen Versorgung aus Brennwertkessel und Strombezug aus dem Netz der öffentlichen Versorgung (vgl. Kapitel 7). Daher wird in diesem ökologisch motiviertem Szenario von einem raschen Einbruch des Verkaufsmarktes für Brennstoffzellenanlagen in Wohngebäuden ab dem Jahr 2030

ausgegangen. Spätestens 2040 wird keine Brennstoffzelle mehr neu in einem Wohngebäude errichtet, es sei denn auf Biogas-Basis.

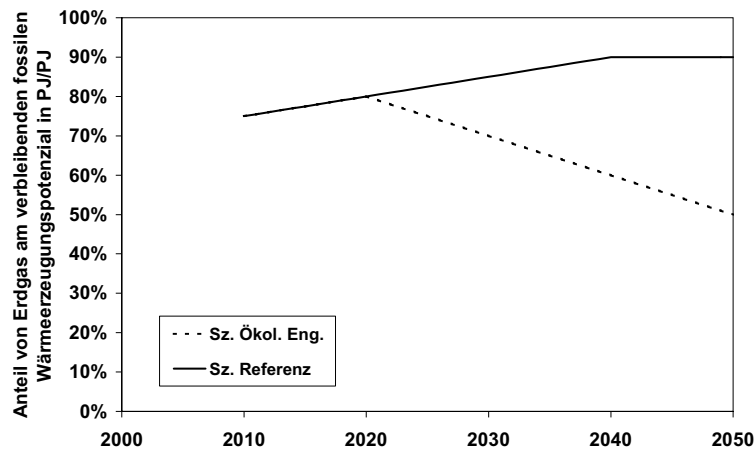
Alternativ zu dem aus der Entwicklung der Gas-Brennwertkessel abgeleiteten Verlauf der Markteindringung von Brennstoffzellen als Basisvariante werden zwei weitere Varianten betrachtet:

- *Variante A* beschreibt den Fall, dass der Marktdurchbruch der Brennstoffzellen – d.h. die Phase jährlich stark steigender Marktanteile – ähnlich wie bei Brennwertkesseln in den Niederlanden aus technischen, ökonomischen oder sonstigen Gründen erst zehn Jahre nach Markteintritt einsetzt.
- In *Variante B* wird eine geringere jährliche Zugewinnrate am Anteil der neuverkauften Erdgasanlagen unterstellt, die mit 2 % anstelle 5 % pro Jahr angenommen wird. Ursache des geringeren Zuwachses können beispielsweise fehlende Größenklassen von Brennstoffzellenanlagen für bestimmte Gebäudetypen oder nur bedingt flexibel und platzsparend (d.h. wandhängend) aufstellbare Anlagenausführungen sein, wie auch ein verlangsamtes Erreichen wettbewerbsfähiger Preise.

Erdgasanteil am Wärmemarkt

Obige Graphiken beziehen den Anteil neuverkaufter Anlagen auf den Energieträger Erdgas. Gleichzeitig verändert sich der Anteil des Erdgases an der Wärmebereitstellung (von zur Zeit ca. 73 % [125]) im Verhältnis zu den anderen Energieträgern. Nachfolgende Abbildung 8.11 erläutert die Annahmen hierzu in den beiden Szenarien.

Abbildung 8.11: Angenommener Anteil von Erdgas an der fossilen Wärmeerzeugung in den betrachteten Szenarien



Während im Szenario *Referenz* der Anteil der Erdgastechnologien am Restpotenzial der fossilen, neu zu errichtenden beziehungsweise zu ersetzenden Wärmeerzeugung kontinuierlich

lich bis auf 90 % steigt, geht er im Szenario *Ökologisches Engagement* zugunsten elektrischer Wärmepumpen ab ca. 2020 langsam zurück und liegt im Jahr 2050 bei ca. 50 %.

8.3.4 Abschätzung der Marktgröße

In den letzten Jahren ist der Anteil des Erdgases an den neuinstallierten Heizungsanlagen kontinuierlich gestiegen. Waren es in 1997 noch ca. 64 % der verkauften Kessel [126], stieg der Anteil bis 2003 auf ca. 73 % [125]. Insbesondere im kleinen Leistungsbereich bis 25 kW_{th}, der ca. 75 % des Kesselmarktes ausmacht, werden zu knapp drei Vierteln Gaskessel installiert. Relevant ist auch der Trend von Öl zu Erdgas: ca. 25 % der in 1997 zum Ersatz anstehenden Ölkessel wurden in Gaskessel umgetauscht [126].

Während der Anteil der Gaskessel in den letzten Jahren beständig zugenommen hat, ist der Gesamtmarkt der Kessel seit Mitte der 90er Jahre bis 2003 rückläufig. In 2003 wurden ca. 715.000 Kessel verkauft [125]. Legt man ca. 13 Mio. Ein- und Zweifamilienhäuser zugrunde (s.o.) und eine durchschnittlich 20jährige Kessel Lebensdauer, so ergibt sich ein mittleres jährliches Ersatzpotenzial von ca. 650.000 Kesseln in diesem Wohngebäudesegment. Wenn davon 70 %-80 % als Potenzialobergrenze für Brennstoffzellenanlagen angenommen werden können, ergeben sich daraus maximal ca. 500.000 Brennstoffzellenanlagen pro Jahr⁶².

Folgt man den Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen und unterliegenden Annahmen aus Kapitel 6, sind nur Anlagen sehr kleiner Leistungsgrößen (< 1 kW_{th}) in Ein- und Zweifamilienhäusern wirtschaftlich. Allerdings zeigte schon die Betrachtung der im Contracting betriebenen Anlagen, dass eine Tendenz zu höheren Leistungsgrößen als Optimum der Wirtschaftlichkeit erkennbar war. Die wirtschaftlich optimale Anlagengröße ist letztlich eine Funktion der energiewirtschaftlichen und -politischen Randbedingungen wie der erreichbaren Kostenreduktion des Anlagenpreises. Legt man 500.000 Anlagen pro Jahr als obere Grenze zugrunde, so zeigt nachfolgende Tabelle 8.8 die Anhaltswerte für das jährliche maximale Zubaupotenzial an elektrischer Brennstoffzellen-Leistung.

Tabelle 8.8: Anhaltswert des mittleren jährlichen maximalen Brennstoffzellen-Zubaupotenzials in MW_{el}

Stromkennzahl		0,7	0,89	1
Ø Anlagengröße	η_{el}/η_{th}	35 %/50 %	40 %/45 %	45 %/45 %
0,5 kW _{th}	MW _{el} /a	175	222	250
1 kW _{th}	MW _{el} /a	350	444	500
2 kW _{th}	MW _{el} /a	700	888	1.000

⁶² Krammer gibt hier ein technisches Potenzial von 300.000 bis 500.000 Anlagen pro Jahr bis 2025 an [57].

8.3.5 Der Markt für Brennstoffzellenanlagen bis 2050 aus der verbleibenden Wärmenachfrage

Genauer als durch die obige Grobabschätzung kann der potenzielle Kesselmarkt über den Zeitverlauf aus dem für fossile Energieträger verbleibenden Potenzial der Wärmenachfrage ermittelt werden (s.o.). Methodisch wird dazu die verbleibende Wärmenachfrage aus Kapitel 8.3.2 zunächst auf die verschiedenen Gebäudeklassen im Zeitverlauf aufgeteilt. Es wird ferner ein prototypisches Referenzgebäude pro Gebäudeklasse, seine Charakteristika⁶³ und sein resultierender Energiebedarf über der Zeit bestimmt. Methodisch wird dabei auf die Entwicklung von Referenzgebäuden in Kapitel 4.1 zurückgegriffen bezüglich mittlerer Gebäudegröße und Entwicklung der Personenanzahl über der Zeit. Der Wärmebedarf für Brauchwarmwasser wird anhand der Personenzahl bestimmt. Der spezifische Raumwärmebedarf der Referenzgebäude wird dem mittleren spezifischen Raumwärmebedarf entsprechend der Raumwärmeszenarien aus Kapitel 8.2 gleichgesetzt. Die mittlere Anzahl von Referenzgebäuden, und damit das maximale Potenzial von Brennstoffzellenanlagen in diesen Referenzgebäuden, wird über ihren Gesamtwärmebedarf im Verhältnis zur Gesamtwärmebedarf der jeweiligen Gebäudeklasse nach den berechneten Wärmebedarfsszenarien aus Kapitel 8.2 bestimmt. Über eine Näherungsformel der wirtschaftlich optimalen Auslegung von Brennstoffzellen in Abhängigkeit des Wärmebedarfs des bewirtschafteten Gebäudes⁶⁴ kann die resultierende installierte oder installierbare Leistung bestimmt werden. Diese Näherungsformel resultiert aus den gefundenen Zusammenhängen zwischen wirtschaftlich erfolgreichster Anlagengröße und Wärmebedarf des Gebäudes in den Auslegungsrechnungen des Kapitels 6. Die zugrundeliegenden Daten finden sich im Anhang.

Im folgenden wird eine Unterscheidung zwischen dem *erschließbaren* und dem *erwartbaren* Potenzial gemacht. Beides wird folgendermaßen definiert:

- Das *erschließbare* Potenzial beschreibt den Anlagen- und Wärmeerzeugungsmarkt für Brennstoffzellen rein auf der Grundlage der für fossile Technologien verbleibenden Wärmenachfrage gemäß Kapitel 8.3.2 ohne Berücksichtigung der oben beschriebenen Markteintritts- und -erschließungsdynamiken. Es stellt in diesem Sinne eine – nachrichtlich anzusehende – Obergrenze des Machbaren dar.
- Das *erwartbare* Potenzial beinhaltet demgegenüber die in Kapitel 8.3.3 ausgeführten Überlegungen zur Markterschließung durch Brennstoffzellen und zum Anteil des Erdgases am Wärmemarkt. Es stellt in diesem Sinne das Resultat einer zu erwartenden Entwicklung (unter optimistischer Sicht) dar.

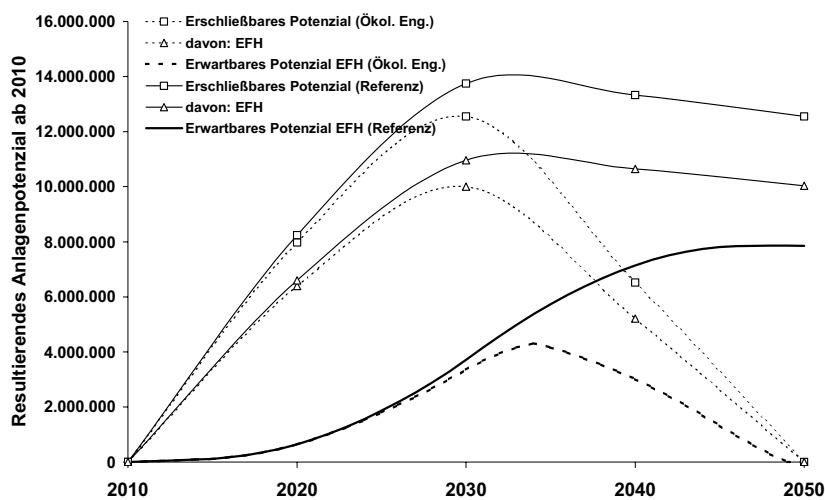
⁶³ Wohnfläche konstant über der Zeit, Personenanzahl leicht fallend über der Zeit.

⁶⁴ Entsprechend der in Kapitel 6 herausgefundenen Zusammenhänge.

Installierte Anlagen

Folgt man der im oben beschriebenen Methodik, so stellt sich nachfolgendes Bild des Potenzials installierter Brennstoffzellenanlagen in Wohngebäuden in Deutschland dar (vgl. Abbildung 8.12): Das gesamt-erschließbare Potenzial beträgt im Maximum um das Jahr 2030 herum zwischen 13 und 14 Mio. Stück (Szenario *Referenz* beziehungsweise *Ökologisches Engagement*). Davon entfallen ca. 80 % auf die Gruppe der Ein- und Zweifamilienhäuser. Im Szenario *Referenz* sinkt dieser Wert bis zum Jahr 2050 leicht auf ca. 12 Mio. Stück, wogegen – äquivalent zu den obigen Überlegungen – im Szenario *Ökologisches Engagement* im Jahr 2050 keine Brennstoffzellen-Anlage in Wohngebäuden mehr zu finden ist.

Abbildung 8.12: Szenarien des resultierenden Potenzials installierter Brennstoffzellenanlagen



Anlagenpotenzial dargestellt in Anzahl installierter Anlagen.

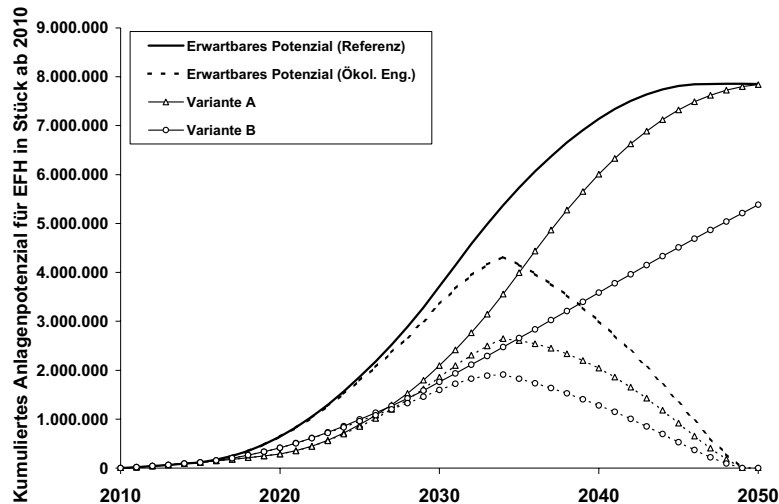
Ein realistischeres Bild beschreibt das erwartbare Potenzial unter Berücksichtigung der Markteintrittsdynamiken. Dadurch ergibt sich nach 2010 ein sanfter Markteintritt der Brennstoffzellen, der im Szenario *Ökologisches Engagement* mit gut 5 Mio. installierten Anlagen in Ein- und Zweifamilienhäusern im Jahr 2034 den Höhepunkt erreicht. Im Szenario *Referenz* wächst der Markt bis nahezu 2050 weiter, allerdings mit deutlich verlangsamter Dynamik, und erreicht ein Höchstniveau von ca. 8 Mio. installierten Anlagen.

In Abbildung 8.13 wird darüber hinaus die Entwicklung des Anlagenpotenzials für die beiden Varianten der Markteinbringung beschrieben, beschränkt auf für die Gebäudeklasse der Einfamilienhäuser⁶⁵. Im Vergleich zur Basisvariante reduziert sich das maximale Anlagenpotenzial im Scheitelpunkt zum Jahr 2034 auf 60 % beziehungsweise 40 %. Diese Reduktion

⁶⁵ Letztere stellt ca. 80 % des Gebäudebestands, kleine Mehrfamilienhäuser ca. 19 %, große Mehrfamilienhäuser ca. 1 % und Hochhäuser < 0,1 %. Sofern mit einer Anlage pro Gebäude gerechnet wird, entspricht die Gebäudeanzahl dem Anlagenpotenzial in Stück.

wird im Szenario *Referenz* im Verlaufe der Zeit in den Varianten aufgeholt, im Gegensatz zur Entwicklung im Szenario *Ökologisches Engagement*.

Abbildung 8.13: Szenarien des erwartbaren Potenzials installierter Brennstoffzellenanlagen in Ein- und Zweifamilienhäusern, Varianten



Anlagenpotenzial dargestellt in Anzahl installierter Anlagen.

Kumuliert man alle im Zeitraum von 2010 bis 2050 zugebauten Anlagen des Potenzials unter der Annahmen einer Lebensdauer von 15 Jahren, ergeben sich die Stückzahlen aus Tabelle 8.9. Insgesamt könnten damit in der Basisvariante im Szenario *Referenz* in Summe gut 14 Mio. Anlagen in Einfamilienhäusern bis 2050 installiert werden, im Szenario *Ökologisches Engagement* immerhin gut 5 ½ Millionen. Wenn Brennstoffzellen-Systeme für Einzelwohnungen in Mehrfamilienhäusern ausgelegt und gebaut werden, erhöht sich das Anlagenpotenzial um den Faktor $\varnothing WE \text{ pro Geb.}$, der die Anzahl der durchschnittlichen Wohneinheiten pro prototypischem Gebäude wiedergibt.

Tabelle 8.9: Summe der installierbaren Anlagen des erwartbaren Potenzials in Szenarien zwischen 2010 und 2050, Varianten

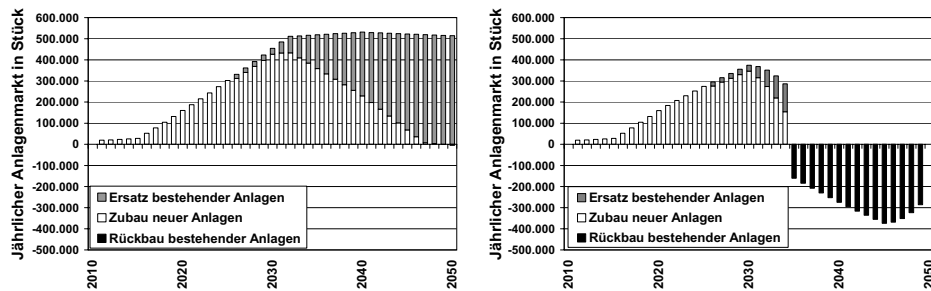
	EFH	KMH	GMH	HoH
Referenz	14.228.800	3.438.555	138.814	5.909
Ökol. Engagement	4.800.818	1.150.068	55.265	3.212
<i>Verzögerter Marktdurchbruch (Variante A)</i>				
Referenz	12.119.809	2.934.713	114.363	4.478
Ökol. Engagement	2.893.261	694.488	33.019	1.904
<i>Verminderte jährliche Markteindringung (Variante B)</i>				
Referenz	8.452.436	2.044.040	79.916	3.108
Ökol. Engagement	2.241.887	535.785	26.188	1.541
<i>Nachrichtl.: $\varnothing WE \text{ pro Geb.}$</i>	<i>1,24</i>	<i>6,01</i>	<i>16,5</i>	<i>50</i>

Kumulierte Anlagenzahl in Stück.

Jährlicher Verkaufsmarkt

Der Verlauf des Anlagenpotenzials wie oben dargestellt beschreibt die Anzahl der unter den Szenario- und Variantenannahmen zu einem Zeitpunkt installierten Anlagen. Wichtig ist darüber hinaus die Frage nach dem jährlichen Verkaufsmarkt. Unter der Annahme einer durchschnittlichen Lebensdauer von 15 Jahren stellt die Abbildung 8.14 diesen jährlichen Anlagenmarkt für die Gebäudegruppe der Einfamilienhäuser in der Basisvariante dar. Für andere Gebäudegruppen gilt ein ähnlicher Verlauf mit geänderten Absolutzahlen.

Abbildung 8.14: Jährlicher Anlagenverkaufsmarkt in Stück in Ein- und Zweifamilienhäusern in den betrachteten Szenarien, Basisvariante



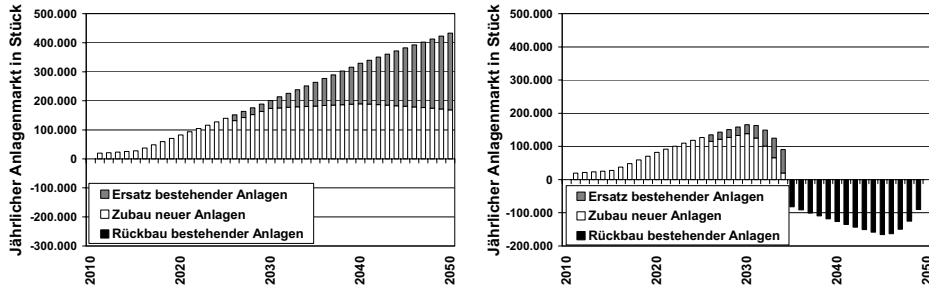
Linke Abbildung: Szenario *Referenz*; Rechte Abbildung: Szenario *Ökologisches Engagement*. Legend: Negative Werte, Grün: jährlicher Anlagenrückbau. Blau: Neubau; Grau: Ersatzmarkt.

Im Szenario *Referenz* werden bereits vor 2020 Verkaufszahlen von 100.000 Stück pro Jahr realisiert. Die jährlichen Verkaufszahlen steigen stetig, bis nach 2030 eine gewisse Sättigung und Verfestigung der Absatzzahlen auf hohem Niveau (ca. 500.000 Anlagen, entsprechend ca. 90 % des Gesamtmarkts) einsetzt. Erst ab 2050 kommt es zu einem (minimalen) Rückbau der Anlagenkapazität, so dass zum Ersatz anstehende Anlagen durch andere Wärmeerzeugungstechnologien ersetzt werden. Bereits ab 2030 nimmt der Neubaumarkt stetig im Vergleich zum Ersatzmarkt ab, der ab 2047 den kompletten jährlichen Gesamtmarkt darstellt.

Im Szenario *Ökologisches Engagement* zeigt sich bis ca. 2030 ein ähnlicher Verlauf wie im Referenzszenario. Allerdings bricht der Absatzmarkt ab 2032 stark ein, und ab 2035 wird keine Anlage mehr verkauft. Erdgasbetriebene Brennstoffzellenanlagen können zu diesem Zeitpunkt bereits keine Treibhausgasemissionsreduktionen im Vergleich zur Stromversorgung aus dem öffentlichen Netz und der Wärmeversorgung aus erdgasbetriebenen Brennstoffzellen realisieren, so dass in diesem ökologisch motivierten Szenario der Verkauf von Brennstoffzellenanlagen im Wohngebäudebereich zum Erliegen kommt.

In der Variante B mit verminderter jährlicher Markteindringung zeigt sich ein zur Basisvariante vergleichbares Bild (vgl. Abbildung 8.15).

Abbildung 8.15: Jährlicher Anlagenverkaufsmarkt in Stück in Ein- und Zweifamilienhäusern in den betrachteten Szenarien, Variante B



Linke Abbildung: Szenario *Referenz*; Rechte Abbildung: Szenario *Ökologisches Engagement*. Legende: Negative Werte, Grün: jährlicher Anlagenrückbau. Blau: Neubau; Grau: Ersatzmarkt.

Bei geringerem jährlichen Zuwachs der Marktdurchdringung der Variante B steigt im *Referenzszenario* der jährliche Absatz kontinuierlich bis nach 2050. Im Szenario *Ökologisches Engagement* kumuliert der Absatz im Jahr 2030 mit ca. 200.000 Stück, um wie im Falle der höheren Markeindringung bis 2035 komplett zusammenzubrechen.

8.3.6 Wärme- und Stromerzeugung aus Brennstoffzellen

Brennstoffzellenanlagen in Wohngebäuden wechselwirken mit dem Energiesystem. Sie stellen nicht nur einen Teil der im Objekt benötigten Wärme bereit, sondern produzieren Strom, der über die Anbindung an das Netz der öffentlichen Versorgung dort andere Stromerzeugung ersetzt. Sie verändern dadurch den Stromerzeugungsmix, den Brennstoffmix der Strom- und Wärmeerzeugung, die Kraftwerksinfrastruktur und die letztlich auch die Netzinfrastruktur Strom und Gas. Ausgangspunkt dieser Veränderungen ist die Wärme- und Stromerzeugung aus Brennstoffzellen, die im folgenden erörtert wird.

Installierte Leistung

Die potenzielle Wärme- und Stromerzeugung aus oben beschriebenem erwartbarem Anlagenpotenzial resultiert aus der durchschnittlichen Anlagenauslegung, d.h. der Anlagengröße pro prototypischem Gebäude und der mit ihr verknüpften Auslastung der Anlagen. Unter der Annahme

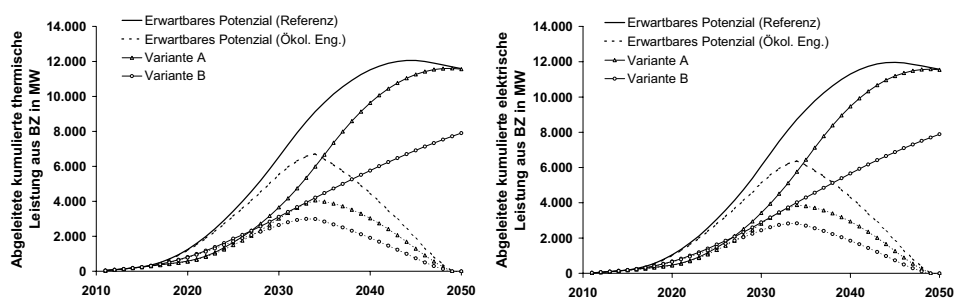
- der Auslegung der Anlagen nach oben beschriebenem und aus den Ergebnissen des Kapitel 6 entnommenem, vereinfachten linearisierten Zusammenhangs zwischen Wärmebedarf des Gebäudes und thermischer Leistung der Brennstoffzellen und
- der Stromkennzahl der neu-errichteten Brennstoffzellenanlagen zu:

Tabelle 8.10: Stromkennzahl neu errichteter Brennstoffzellenanlagen

	2010	2020	2030	2040	2050
η_{el}	35 %	40 %	42 %	45 %	45 %
η_{th}	50 %	45 %	43 %	45 %	45 %
σ	0,7	0,89	0,98	1,0	1,0

ergibt sich die resultierende erwartbare installierte Leistung im Zeitverlauf gemäß der Abbildung 8.16.

Abbildung 8.16: Installierte Brennstoffzellenleistung aus dem erwartbaren Potenzial in Szenarien, Ein- und Zweifamilienhäuser



Linke Abbildung: installierte thermische Leistung in MW; rechte Abbildung: installierte elektrische Leistung in MW.

Die installierte Leistung entspricht in ihrem zeitlichen Verlauf dem bereits betrachteten Anlagenpotenzial. Durch die mittleren Stromkennzahlen der Anlagen nahe Eins liegt die installierte elektrische Leistung in ähnlicher Höhe wie die thermische. Die Maximumwerte der installierten thermischen Leistung (mit Jahresangabe) in den verschiedenen Markteindringungsvarianten zeigt Tabelle 8.11. Im Szenario *Referenz* können gegen Ende des Betrachtungszeitraums gut 20 GW thermischer Leistung aus Brennstoffzellen in Wohngebäuden erwartet werden. Im Szenario *Ökologisches Engagement* sind dies zum Jahr 2034 mehr als 12 GW in der Basisvariante.

Tabelle 8.11: Maxima der installierten thermischen Brennstoffzellen-Leistung je Gebäudeklasse nach dem erwartbaren Potenzial in Szenarien

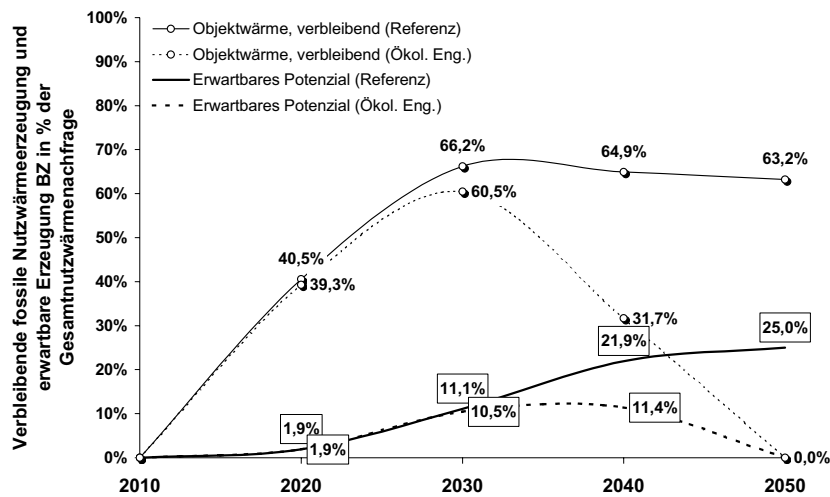
Maxima in MW _{th}	EFH	KMH	GMH	HoH
Referenz	12.053 (2044)	8.750 (2044)	900 (2041)	138 (2040)
Ökol. Engagement	6.714 (2034)	4.818 (2034)	563 (2034)	93 (2034)
<i>Verzögerter Marktdurchbruch (Variante A)</i>				
Referenz	11.604 (2049)	8.423 (2049)	803 (2045)	116 (2042)
Ökol. Engagement	4.057 (2034)	2.916 (2034)	337 (2034)	55 (2034)
<i>Verminderte jährliche Markteindringung (Variante B)</i>				
Referenz	7.898 (2050)	5.735 (2050)	497 (2048)	69 (2042)
Ökol. Engagement	2.995 (2033)	2.146 (2033)	255 (2033)	43 (2033)

Angaben in MW. In Klammern: Jahr des Leistungsmaximum.

Wärmeerzeugung

Unter der Annahme einer durchschnittlichen Benutzungsdauer der Brennstoffzellenanlagen von 5.000 Stunden pro Jahr lässt sich aus der installierten Leistung die erzeugte Energie berechnen. Abbildung 8.17 stellt die zu erwartende Wärmeerzeugung aus Brennstoffzellen dar im Vergleich mit dem für fossile Technologien verbleibenden Wärmeerzeugungspotenzial und der Gesamtwärmenachfrage des Wohngebäudesektors in Deutschland im Zeitverlauf dar. Gut 60 % des Wärmebedarfs der Wohngebäude in 2030 bleiben frei für die fossile Nutzwärmeerzeugung. Davon erreicht die Brennstoffzelle in beiden Szenarien gut ein Sechstel, d.h. ca. 11 % der Gesamtnachfrage. Bis 2050 steigt die Wärmeerzeugung aus Brennstoffzellen im Szenario *Referenz* auf ca. 25 % der Gesamtnachfrage, wogegen sie im Szenario *Ökologisches Engagement* wieder auf Null zurückgeht.

Abbildung 8.17: Verbleibendes fossiles Wärmeerzeugungspotenzial und erwartbare Erzeugung aus Brennstoffzellen in den betrachteten Szenarien in Prozent des Gesamtpotenzials des Wohngebäudesektors, Basisvariante



Erwartbares Brennstoffzellen-Wärmeerzeugungspotenzial aus allen Gebäudeklassen (Basisvariante).

Die in Energieeinheiten gemessene zu erwartende Entwicklung der Wärmeerzeugung aus Brennstoffzellen zeigt Tabelle 8.11 für die verschiedenen Varianten in beiden Szenarien.

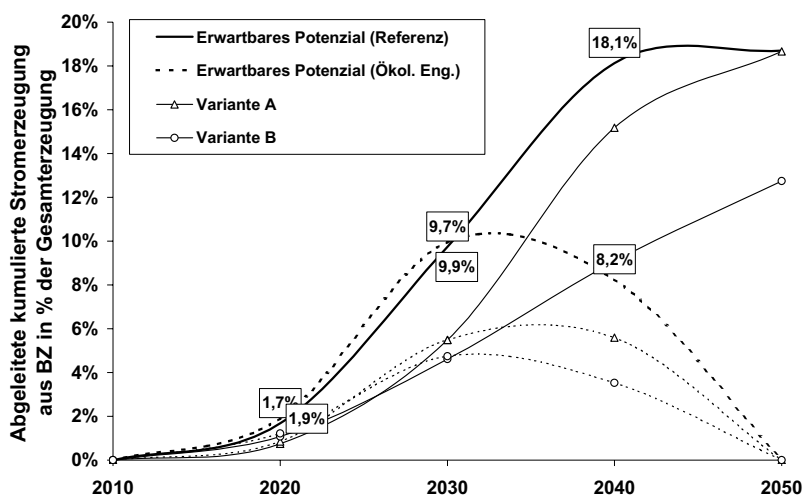
Tabelle 8.12: Entwicklung der Wärmeerzeugung aus Brennstoffzellen in Szenarien

Szenario	Variante		2010	2020	2030	2040	2050
<i>Referenz</i>	basis	PJ	0	41,0	214,3	376,3	374,2
	Var. A	PJ	0	18,8	119,6	314,3	373,5
	Var. B	PJ	0	26,7	102,0	188,1	254,9
<i>Ökol. Engagement</i>	basis	PJ	0	39,3	180,4	146,2	0
	Var. A	PJ	0	18,0	98,5	99,1	0
	Var. B	PJ	0	25,6	86,4	62,5	0

Stromerzeugung

Das erwartbare Brennstoffzellenpotenzial würde im Jahr 2030 in beiden Szenarien für die Bereitstellung von ca. 10 % der bundesdeutschen Stromnachfrage ausreichen (in den Varianten: ca. 5 %). Im Szenario *Referenz* kann der Beitrag der Brennstoffzellenanlagen bis auf knapp 19 % der Stromnachfrage in den Jahren von 2040 bis 2050 steigen. Diese hohen Anteile an der Stromerzeugung erreichen im heutigen Energiesystem nur kohle- und kernkraftbasierte Großkraftwerke. Neben einer merklichen Verschiebung des Primärenergiemixes der Stromerzeugung wären damit voraussichtlich tiefgreifende Anpassungen der Netzinfrastruktur verbunden.

Abbildung 8.18: Erwartbare Stromerzeugung aus Brennstoffzellen in den betrachteten Szenarien in Prozent des Gesamtstrombedarfs in Deutschland, Varianten



Erwartbares Brennstoffzellen-Stromerzeugungspotenzial aus allen Gebäudeklassen.

Die in Energieeinheiten gemessene zu erwartende Entwicklung der Stromerzeugung aus Brennstoffzellen zeigt Tabelle 8.13 für die verschiedenen Varianten in beiden Szenarien.

Tabelle 8.13: Entwicklung der Stromerzeugung aus Brennstoffzellen in Szenarien

Szenario	Variante		2010	2020	2030	2040	2050
<i>Referenz</i>	basis	TWh	0	9,6	55,4	102,5	103,8
	Var. A	TWh	0	4,3	31,2	85,9	103,6
	Var. B	TWh	0	6,1	26,3	51,3	70,7
<i>Ökol. Engagement</i>	basis	TWh	0	9,2	46,5	39,4	0
	Var. A	TWh	0	4,1	25,6	26,7	0
	Var. B	TWh	0	5,9	22,2	16,8	0

8.4 Die Jahresganglinie des Wärme- und Strombedarfs in Deutschland

Die Kenntnis der jährlichen Gesamterzeugung von Brennstoffzellen ist vor allem relevant in der langfristigen, energiewirtschaftlichen Planung. Demgegenüber werden die Auswirkungen der Brennstoffzellenerzeugung auf das Energiesystem im wesentlichen durch einen anderen Faktor bestimmt: ihre zeitliche Verteilung über das Jahr.

Der zeitliche Verlauf, die Jahresganglinie der Brennstoffzellen-Erzeugung richtet sich insbesondere bei wärmegeführten Anlagen vorwiegend nach dem Verlauf des Wärmebedarfs. Zusammen mit der Kenntnis des Verlaufs des Strombedarfs bildet er die Grundlage zur Modellierung und Bewertung des Brennstoffzellen-Einsatzes im Energiesystem.

Nachfolgend wurde die Jahresganglinie des Wärmebedarfs der Wohngebäude in Deutschland modellhaft berechnet. Die Modellrechnung basiert:

- auf dem Wohngebäudemodell des Wuppertal Instituts (s.o.) mit 43 Referenzgebäuden in 5 Varianten [105],
- auf den in Kapitel 8.1 beschriebenen Szenarien der Wohnflächenentwicklung bis 2050 (Abriss-, Neubau, Sanierungsraten), hinterlegt auf die einzelnen Referenzgebäude,
- auf den Gewerkecharakteristika der Referenzgebäude, das sind im wesentlichen Flächenanteile und Wärmedurchgangskoeffizienten der wesentlichen Bauteile, sowie ihrer Wohnfläche.

8.4.1 Die Jahresganglinien der Referenzgebäude

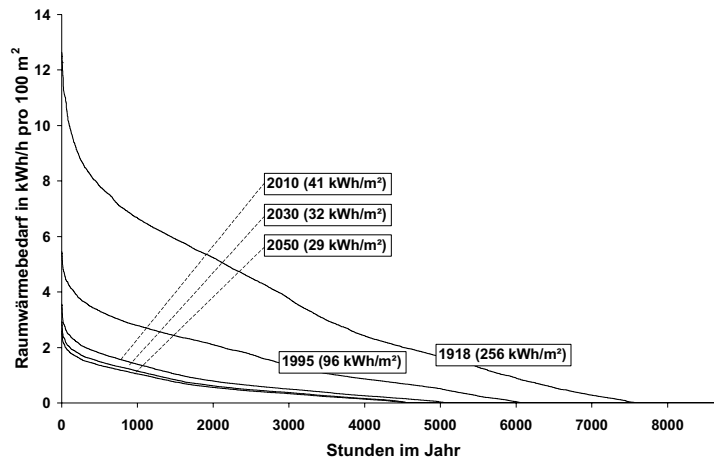
Auf der Grundlage des Wohngebäudemodells und der Charakteristika seiner Referenzgebäude konnten über ein kommerzielles Wärmeberechnungsmodell⁶⁶ die Jahresganglinien des Raumwärmebedarfs der Referenzgebäude (und ihrer Varianten) in einstündiger Auflösung erstellt werden. Die Jahresganglinie des Brauchwarmwasserbedarfs der Referenzgebäude wurde ermittelt auf Grundlage einer Normverteilung von Brauchwarmwasserzapfung über ein Jahr in stündlicher Auflösung, die mit dem sich aus der Personenzahl ergebenden Jahresbedarf der Gebäude an Brauchwarmwasser verrechnet wurde.

Abbildung 8.19 zeigt beispielhaft die geordneten Jahresdauerlinien des Raumwärmebedarfs einiger Referenzgebäude der Gebäudeklasse EFH, normiert auf die Wohnfläche. Es wird der Effekt zukünftiger Gebäude mit geringem spezifischen Raumwärmebedarf deutlich. Sinkender Raumwärmebedarf durch bessere Gebäudewärmedämmung sowie (in Teilen) Reduzierung der Lüftungswärmeverluste (Wärmerückgewinnung) und höhere solare Gewinne haben

⁶⁶ Die Software „BHKW-Plan“ des Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoffforschung in Stuttgart, Version 1.04 [95]. Zur Berechnung der Wärmebedarfsganglinien werden die meteorologischen Daten des Test-Reference-Year (TRY) 1-12 des Deutschen Wetterdienstes (beinhaltet langjähriges Mittel der meteorologischen Daten sowie Extremwerte), die Gewerkscharakteristika (Flächen Wärmedurchgangskoeffizienten) und weitere Daten der Gebäude (innere Wärmequellen usw.) benutzt.

zur Folge, dass sich nicht nur der Wärmebedarf zu jeder Stunde in der Heizperiode verringert, sondern darüber hinaus noch eine signifikante Verkürzung der Heizperiode an sich – d.h. der Tage mit verbleibendem Raumwärmebedarf – stattfindet. Es vermindern sich sowohl der Bedarf als auch die Bedarfsdauer.

Abbildung 8.19: Normierte geordnete Jahresdauerlinien des Raumwärmebedarfs verschiedener Referenzgebäude der Gebäudeklasse EFH



In Klammern: spezifischer Raumwärmebedarf der Referenzgebäude.

8.4.2 Ermittlung der Gesamtganglinie Wärme

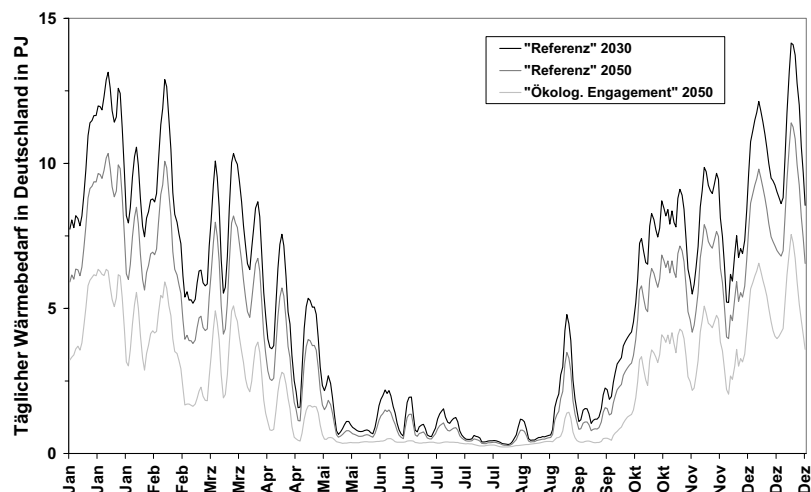
In den beschriebenen Szenarien der Wohnflächenentwicklung und des Raumwärmebedarfs (vgl. Kapitel 8.2) wurden die Wohnflächenanteile und Gesamtwohnflächen der verschiedenen Referenzgebäude des Wohngebäudemodells über dem Zeitverlauf berechnet. Mit dieser Kenntnis kann die Gesamtganglinie des Wärmebedarfs aus der Summe der Einzelganglinien der Referenzgebäude (Raumwärme plus Brauchwarmwasser) und ihren Anteilen an der Gesamtfläche zusammengesetzt werden. Ungenauigkeitsquellen dieser Vorgehensweise sind dabei:

- die eingeschränkte Datenbasis (215 unterschiedliche Referenzgebäude repräsentieren den gesamten Wohngebäudebestand),
- die Ermittlung der Raumwärmebedarfs-Ganglinie auf Basis der selben Temperaturverteilung für alle Gebäude (aus dem zugrundegelegten Testreferenzjahr),
- die Berechnungsvorschrift der eingesetzten Software, die auf normierte Tagesverläufe des Raumwärmebedarfs zurückgreift.

Demgegenüber lässt sich anbringen, dass gerade der Rückgriff auf normierte, mittlere und prototypische Werte (Referenzgebäude, Testreferenzjahr, normierte Tagesverläufe) hier dem Zweck einer sich über ganz Deutschland erstreckenden Summation entgegenkommt. Darüber

hinaus wurde zur Ermittlung der Brauchwarmwassernachfrage auf die mittlere Verteilung einer Siedlung zurückgegriffen, und die Kumulation von Bedarfsspitzen in der Raumwärmenachfrage durch stundenweise Mittelung der Jahresganglinien der berechneten 215 Gebäudevarianten über vier Tage vermieden (und so die Ausgleichseffekte durch zeitlich und örtlich versetzte Wetterlagen nachempfunden).

Abbildung 8.20: Jahresganglinie des Wärmebedarfs der Wohngebäude in Deutschland in den Jahren 2030 und 2050 nach betrachteten Szenarien



Verlauf des täglichen Wärmebedarfs (Raumwärme plus Brauchwarmwasser) der Wohngebäude in Deutschland für die Jahre 2030 und 2050, Szenario *Referenz* und *Ökologisches Engagement*.

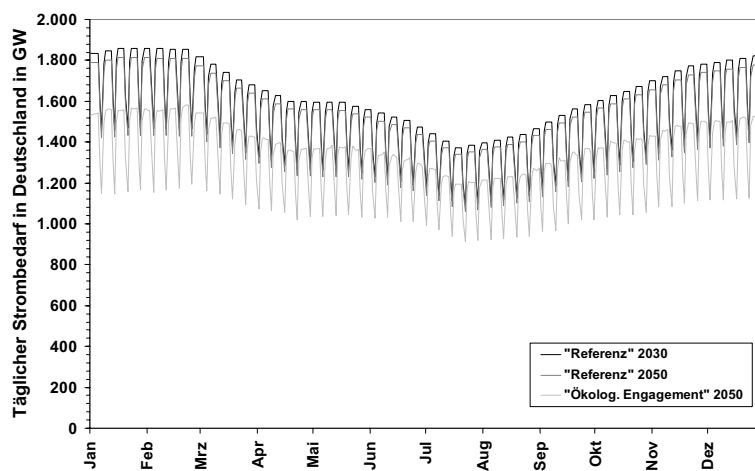
Als Ergebnis dieser aufwendigen Modellierung über die Einzelberechnung von 215 Referenzgebäuden und die Summation für die Wohnflächenanteile verschiedener Stützjahre und zweier Szenarien präsentiert sich die Abbildung 8.20. Sie ist nach bisheriger Kenntnis die erste detailliert berechnete Darstellung einer Jahresganglinie des Gesamtwärmebedarfs der Wohngebäude für Deutschland⁶⁷. Abweichend von den eigentlichen Berechnungsdaten ist der Verlauf hier in Auflösung von Tages- anstelle von Stundenwerten dargestellt. Die gleiche Temperaturdaten-Grundlage (Testreferenzjahr) führt zu ähnlichen Ausprägungen im Verlauf der betrachteten Jahre. Dem veränderten Gebäudebestand, höheren Standards bei Sanierung und Neubau und resultierendem geringeren jährlichen Wärmebedarf geschuldet ist die Höhe des täglichen Wärmebedarfs im Szenario *Ökologisches Engagement* ganzjährig geringer als im Szenario *Referenz* der Jahre 2030 und 2050. Gleichzeitig tritt hier von Mai bis September keinerlei Raumwärmebedarf auf (der verbliebene Wärmebedarf bezeichnet die Nachfrage an Brauchwarmwasser).

⁶⁷ Auf die Stundenganglinie wurde aus Gründen der Darstellbarkeit verzichtet.

8.4.3 Ermittlung der Gesamtganglinie Strom

Zur Ermittlung der Gesamtganglinie Strom wird – entgegen dem Verfahren bei der Wärme – ein *top-down*-Ansatz gewählt. Basierend auf den Veröffentlichungen des Statistischen Bundesamts zum Verlauf der Kraftwerksleistung an einem jeden dritten Mittwoch eines Monats hat V. Quaschnig in seiner Habilitationsschrift [128] ein Verfahren zur Erstellung einer Gesamtnachfrageganglinie für das komplette Jahr erstellt, dessen Ergebnisse im folgenden übernommen werden. Die Anpassung an die durch die Szenarien vorgegebenen Jahressumme des Strombedarfs erfolgte dabei durch einfache Faktorisierung der Ursprungsganglinie.⁶⁸ Abbildung 8.21 zeigt das Ergebnis.

Abbildung 8.21: Jahresganglinie des Strombedarfs in Deutschland in den Jahren 2030 und 2050 nach betrachteten Szenarien



Quelle: eigene Berechnung auf Basis von [128]. Verlauf des täglichen Strombedarfs für die Jahre 2030 und 2050, Szenario *Referenz* und *Ökologisches Engagement*.

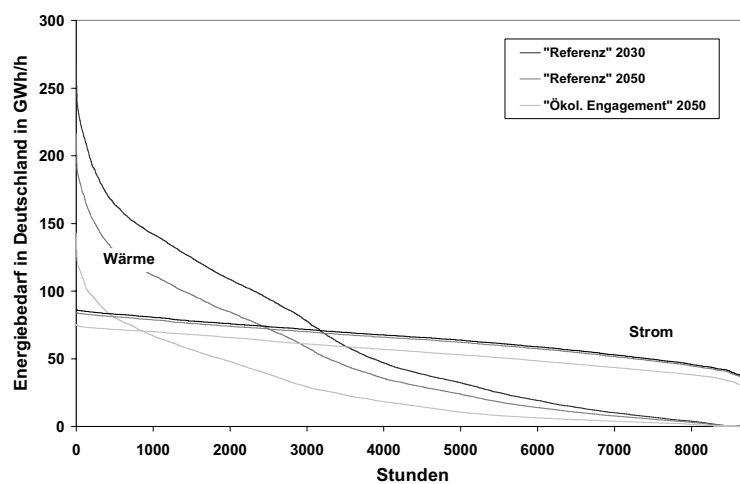
Die unteren Ausschläge des Verlaufs resultieren aus den Wochenenden, an denen ein Teil der industriellen und gewerblichen Nachfrage ruht. Der Mehrbedarf in den Wintermonaten resultiert aus direkten und indirekter Nachfrage aus Beheizung (elektrische Heizung, Hilfsaggregate), vermehrter Beleuchtung und verändertem Freizeitverhalten, die zusätzliche Absenkung im Sommer aus der Urlaubs- und Ferienperiode. Entsprechend der treibenden Annahmen der Energieszenarien sinkt der Strombedarf des Jahres 2050 im Szenario *Referenz* leicht, im Szenario *Ökologisches Engagement* um ca. 15 % gegenüber dem Szenario *Referenz* des Jahres 2030.

⁶⁸ Das Verfahren der einfachen Faktorisierung wird nicht den tatsächlichen strukturellen Veränderungen gerecht, die Ursache eines veränderten Strombedarfs sind, und ihre Spuren zweifellos auch in der Struktur der Ganglinie hinterlassen. Da die Ursprungsganglinie jedoch schon mit vereinfachten Annahmen arbeitet und genauere Daten nicht vorliegen, hinterlässt auch diese Vereinfachung keinen behebbaren und systematischen Fehler.

8.4.4 Wärme- und Stromdauerlinie im Vergleich

Aufschlussreich ist die Betrachtung der geordneten Jahresdauerlinien des Strombedarfs für Deutschland und des Wärmebedarfs der Wohngebäude (vgl. Abbildung 8.22). Während in der Jahressumme Gesamtstrombedarf und Wärmebedarf der Wohngebäude in vergleichbarer Größenordnung liegen (Szenario *Referenz*), sind sie im Jahresverlauf unterschiedlich verteilt: der Strombedarf erreicht hohe Benutzungsdauern und einen über das Jahr nur leicht fallenden Wert, der Wärmebedarf entsprechend seiner periodischen Charakteristik ein sehr breites Leistungsspektrum von jeweils nur geringer Dauer.

Abbildung 8.22: Jahresganglinie des Strom- und Wärmebedarfs in Deutschland in den Jahren 2030 und 2050 nach betrachteten Szenarien



Stromdauerlinie auf Basis von [128]. Strom: Gesamtnachfrage in Deutschland. Wärme: nur Wohngebäude.

Im Szenario *Referenz* des Jahres 2030 liegt die Höchstlast des Wärmebedarfs der Wohngebäude bei über 250 GW pro Stunde. Die über 5.000 Stunden im Jahr benötigte Wärmeleistung liegt demgegenüber nur bei ca. 35 GW. Die Höchstlast des Strombedarfs liegt bei etwas über 80 GW pro Stunde, und mehr als 60 GW werden mehr als 5.000 Stunden im Jahr benötigt. Diese Zahlen verdeutlichen auch die Möglichkeiten und Grenzen der Kraft-Wärme-Kopplung im Gesamtsystem: ca. 35 GW_{th} ließen sich nach dem Kriterium von 5.000 Benutzungsstunden allein aus dem Wärmebedarf der Wohngebäude errichten. Dies gilt sowohl für größere zentrale und dezentrale KWK-Anlagen mit angeschlossenen Fern- und Nahwärmenetzen als auch für kleine, hausintegrierte KWK-Anlagen wie Brennstoffzellensysteme.

8.5 Auswirkungen der Brennstoffzellen-Stromerzeugung im Energiesystem

Auf der Grundlage der Jahresganglinien des Wärmebedarfs (Raumwärme + Brauchwarmwasser) der Referenzgebäude in ihren 215 Varianten⁶⁹ und des Strombedarfs von Deutschland können die Jahresganglinien der Wärme- und Stromproduktion von Brennstoffzellen in der Versorgung dieser Gebäude ermittelt werden. In Summe kumuliert, äquivalent der Methodik aus Kapitel 8.3.2, ergeben sie die Gesamtganglinien der Wärme- und Stromproduktion der Brennstoffzellen. Diese sind dabei neben den Bedarfsganglinien abhängig von 1. der Auslegung und 2. der Betriebsstrategie der Anlagen.

8.5.1 Wärmegeführte Betriebsstrategie

Die Auslegung der Brennstoffzellen pro Referenzgebäude folgt zunächst dem vereinfachten Kriterium der Benutzungsdauer. Es werden drei Varianten betrachtet: 2.000, 5.000 und 8.000 Vollbenutzungsdauern. Mit dem gleichen Verfahren wie bei der Zusammensetzung der Nachfrageganglinie Raumwärme⁷⁰ wird die Erzeugungsganglinie der Brennstoffzellen zusammengesetzt.

Erzeugung aus dem theoretischen Potenzial

Das resultierende theoretische Potenzial der Brennstoffzellen – ohne Berücksichtigung des verbleibenden und zu erwartenden Marktpotenzials aus Kapitel 8.3 – verdeutlicht Tabelle 8.14. Es beschreibt die theoretisch mögliche Erzeugung der Brennstoffzellen bei einer Marktdurchdringung von 100 % – das heißt jedes Gebäude ist mit Brennstoffzellen ausgerüstet – und den verschiedenen Auslegungsgrößen der Brennstoffzellen. Niedrigere Marktanteile können durch Faktorisierung dargestellt werden.

Wärmeerzeugung

Klar wird, dass die installierbare thermische Leistung mit Auslegung auf niedrigere Benutzungsdauern überproportional steigt: bei Wärmeeinheitsversorgung durch Brennstoffzellen, d.h. Auslegung auf 2.000 Vollbenutzungsdauern entsprechend der Bedarfscharakteristik durchschnittlicher Gebäude, ergibt sich im Szenario Referenz zum Jahr 2030 eine installierbare thermische Leistung von nahezu 270 GW. Werden die Anlagen auf 5.000 Vollbenutzungsdauern ausgelegt, resultiert ein theoretisches Potenzial von ca. 70 GW. Die resultierende Wärmeerzeugung reicht für 65 % des Wärmebedarfs. Bei grundlastversorgenden Anlagen im Dauerbetrieb mit 8.000 schumpft das theoretische Potenzial auf nur noch 4 GW und entsprechend 6 % des Wärmebedarfs.

⁶⁹ Das Brauchwarmwasser wird dabei verschieden angenommen in den beiden betrachteten Szenarien.

⁷⁰ Mittelung der Ganglinien pro Typgebäude stundenweise über vier Tage, Multiplikation mit dem Anteil der Typgebäude an der Wohnfläche.

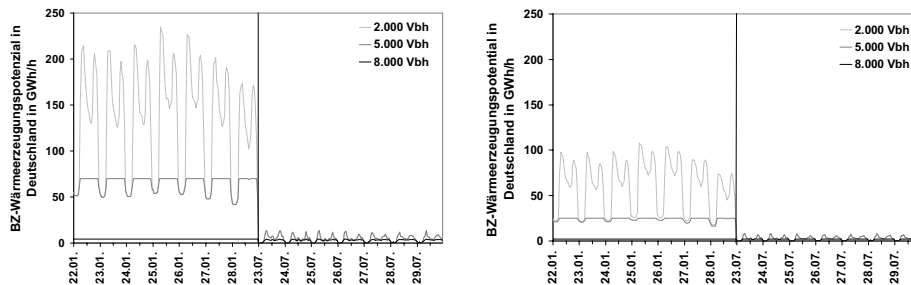
Tabelle 8.14: Maximal installierbare thermische Leistung von Brennstoffzellen in Wohngebäuden in Deutschland, Anteil der Wärmeerzeugung am Bedarf

		Szenario	„Referenz“		„Ökologisches Engagement“	
			2030	2050	2030	2050
Gesamtwärmebedarf		PJ/a	1.936	1.497	1.722	836
Installierbare thermische Leistung und Wärmeerzeugung BZ (Anteil am Wärmebedarf)	2.000 Vbh/a	GW (%)	268,7 (100 %)	207,7 (100 %)	240,0 (100 %)	116,7 (100 %)
	5.000 Vbh/a		70,1 (65 %)	52,3 (63 %)	61,0 (63 %)	25,0 (53 %)
	8.000 Vbh/a		4,0 (6 %)	3,1 (6 %)	4,2 (7 %)	2,3 (8 %)

Gesamtwärmebedarf gleich Raumwärmebedarf plus Brauchwarmwasserbedarf (incl. +10 % Verlust). Installierbare thermische Leistung der Brennstoffzellen bei angenommenen 100 % Marktanteil in Wohngebäuden. Auslegung der Brennstoffzellen in Referenzgebäuden auf unterschiedliche Vollbenutzungsdauern (Vbh). In Klammern der Anteil der Wärmeerzeugung aus Brennstoffzellen am Bedarf. Zahlen bei 100 % Marktanteil der Brennstoffzellen in Wohngebäuden.

Im zeitlichen Verlauf spiegeln sich die Unterschiede in der Wärmeerzeugung der Brennstoffzellen resultierend aus der installierten Leistung in der Möglichkeit, dem Wärmebedarf in seinem zeitlichen Verlauf und in der Höhe folgen zu können. Die Abbildung 8.23 gibt einen Überblick hierzu.

Abbildung 8.23: Wochenganglinien der potenziellen Wärmeerzeugung von Brennstoffzellen in Wohngebäuden in Deutschland



Ganglinien der potenziellen Wärmeerzeugung bei angenommenen 100 % Marktanteil der Brennstoffzellen über verschiedene Auslegungsgrößen in Vollbenutzungsstunden (Vbh). Jeweils für eine Winter- und eine Sommerwoche. Linke Abbildung: Szenario *Referenz* des Jahres 2030. Rechte Abbildung: Szenario *Ökologisches Engagement* des Jahres 2050.

Bei Auslegung auf 2.000 Vollbenutzungsstunden liefern Brennstoffzellen 100 % des Wärmebedarf (s.o.). Die Ganglinie der Erzeugung ist identisch der Nachfrageganglinie. Im Vergleich zum Szenario *Referenz* des Jahres 2030 sinkt die Spitze der Nachfrage im Szenario *Ökologisches Engagement* des Jahres 2050 um den Faktor 2,5 (von ca. 250 auf ca. 100 GW⁷¹). Bei

⁷¹ Die zeitliche Auflösung der in den Abbildungen enthaltenen Daten liegt bei einer Stunde, so dass der Leistungsverlauf strenggenommen in GWh/h wiedergegeben wird.

Auslegung auf 5.000 Vollbenutzungsstunden erzeugen die Brennstoffzellen im Winter gleichsam die Heizwärmegrundlast. Im Sommer erreichen nur auf den Brauchwarmwasserbedarf dimensionierte Brennstoffzellen (8.000 Vollbenutzungsstunden) eine Auslastung ihrer Leistungskapazität, die Erzeugung größer dimensionierter Brennstoffzellen schrumpft auf einen kleinen Teil der installierten Leistung (4-10 GW).

Stromerzeugung

Entsprechend einer angenommenen mittleren Stromkennzahl von nahe Eins ergibt sich eine installierbare elektrische Leistung in ähnlicher Höhe wie die thermische. Da der Wärmebedarf in den Szenarien im Zeitverlauf stärker abnimmt als der Strombedarf, liegt der Anteil der resultierenden theoretischen elektrischen Erzeugung am Strombedarf niedriger als der entsprechende Anteil am Wärmebedarf. Bei 100 %igem Marktanteil von Brennstoffzellen in Wohngebäuden und Auslegung auf 5.000 Vollbenutzungsstunden macht die elektrische Erzeugung im Jahr 2030 über 60 % des Bedarfs aus. Dieser Anteil sinkt bis zum Jahr 2050 im Szenario *Referenz* auf ca. 46 %, im Szenario *Ökologisches Engagement* auf ca. 25 %. (Vgl. Tabelle 8.15)

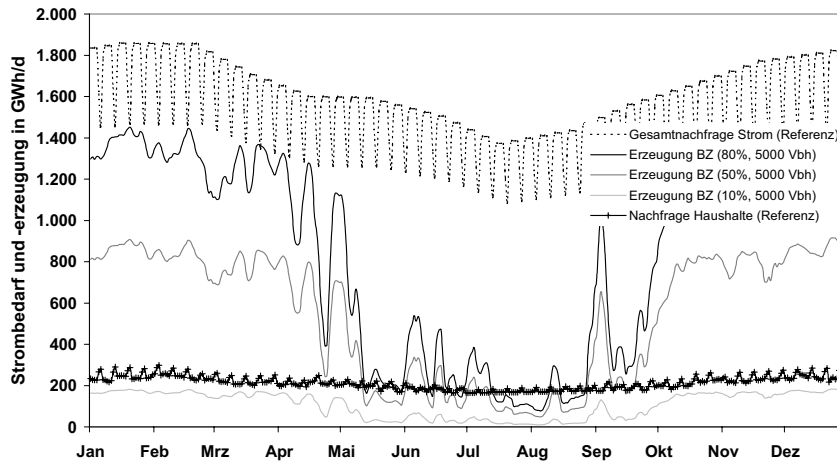
Tabelle 8.15: Maximal installierbare elektrische Leistung von Brennstoffzellen in Wohngebäuden in Deutschland, Anteil der Stromerzeugung am Bedarf

		Szenario	„Referenz“		„Ökologisches Engagement“	
			2030	2050	2030	2050
Gesamtstrombedarf		TWh/a	568,4	554,7	467,1	480,5
Installierbare elektrische Leistung und Stromerzeugung BZ (Anteil am Strombedarf)	2.000 Vbh/a		262,5 (92,4 %)	202,9 (73,1 %)	234,4 (100,4 %)	114,0 (47,4 %)
	5.000 Vbh/a	GW (%)	68,5 (60,3 %)	51,1 (46,1 %)	59,6 (63,8 %)	24,4 (25,4 %)
	8.000 Vbh/a		4,0 (5,6 %)	3,0 (4,3 %)	4,1 (6,9 %)	2,2 (3,7 %)

Installierbare elektrische Leistung resultierend einer Stromkennzahl von 0,98 (42 %/43 %). Auslegung der Brennstoffzellen in Referenzgebäuden auf unterschiedliche thermische Vollbenutzungsdauern (Vbh). In Klammern der Anteil der Stromerzeugung aus Brennstoffzellen am Gesamtbedarf in Deutschland. Zahlen bei 100 % Marktanteil der Brennstoffzellen in Wohngebäuden.

In Abbildung 8.24 ist der mögliche Verlauf der Stromerzeugung aus Brennstoffzellen und der Verlauf der Stromnachfrage für das Jahr 2030 im Szenario *Referenz* für verschiedene Marktanteile der Brennstoffzellen im Wohngebäudebestand dargestellt. Deutlich wird die starke saisonale Schwankung der Stromerzeugung resultierend aus der wärmegeführten Betriebsweise der Brennstoffzellenanlagen, im Gegensatz zu den geringeren saisonalen Schwankungen des Gesamtstrombedarfs oder des Strombedarfs der Haushalte.

Abbildung 8.24: Jahresverlauf der potenziellen Stromerzeugung aus Brennstoffzellen in Wohngebäuden in Deutschland



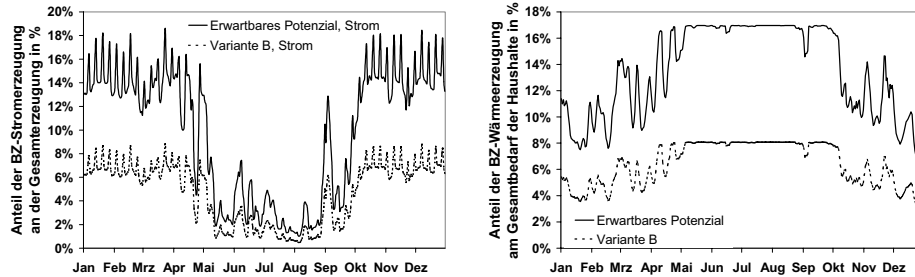
Jahresverlauf der Stromnachfrage gesamt und Haushalt auf Basis von [128]. Jahresverlauf der Brennstoffzellen-Erzeugung für verschiedene Marktanteile. Szenario *Referenz* des Jahres 2030. Darstellung in Tagessummen.

Erzeugung aus dem erwartbaren Potenzial

Das theoretische Potenzial der Erzeugung resultiert aus einem 100 %igen Marktanteil von Brennstoffzellen im Gesamtbestand der Wohngebäude: ein jedes Wohngebäude wird mit einer Brennstoffzelle beheizt. Demgegenüber ist in Kapitel 8.3 bereits ein *erwartbares* Potenzial an Anlagenanzahl, installierter Leistung und resultierender Wärmeerzeugung unter Einbeziehung der Mechanismen der Markteindringung von Brennstoffzellen ermittelt worden. Aus diesem erwartbaren Potenzial resultiert eine installierte thermische Leistung der Brennstoffzellen im Szenario *Referenz* des Jahres 2030 von 11.900 MW (beziehungsweise 6.644 MW in der Variante A und 5.664 MW in der Variante B). Daraus ergibt sich bei einer mittleren Stromkennzahl von 0,98 ein Anteil der elektrischen Erzeugung am Bedarf in Deutschland von im Mittel 15 % in den Wintermonaten und 2-3 % in den Sommermonaten für die Basisvariante. Für die nach Variante B installierbare Leistung sinken diese Anteile auf ca. 7 % beziehungsweise ca. 1 %. Den Jahresverlauf des Anteils zeigt Abbildung 8.25. Im Szenario *Ökologisches Engagement* des selben Jahres ergeben sich ähnliche Werte.

Für die zu erwartende installierte Brennstoffzellenleistung ergibt sich im Szenario *Referenz* des Jahres 2030 eine tägliche Wärmeerzeugung von 0,5 - 1 Petajoule während der Wintermonate. Damit erreicht die Wärmeerzeugung aus der erwartbaren installierten Leistung von Brennstoffzellen im Szenario *Referenz* des Jahres 2030 in der Basisvariante Anteile am Wärmebedarf von im Mittel 10 % für die Wintermonate und ca. 17 % für die Sommermonate (äquivalent 5 % beziehungsweise 8 % in der Variante B).

Abbildung 8.25: Jahresverlauf des Anteils der Strom- und Wärmeerzeugung aus Brennstoffzellen nach ihrem zu erwartenden Marktpotenzial



Szenario *Referenz* des Jahres 2030. Auslegung der Brennstoffzellen auf 5.000 Vbh. Installierte Leistung s.o. Linkes Bild: Stromerzeugung. Rechtes Bild: Wärmeerzeugung.

8.5.2 Spitzenlastreduzierende Strategie (*Peak-Shaving*)

Neben einem rein wärmeorientierten Betrieb von Brennstoffzellen ist eine Fahrweise denkbar, die gezielt darauf ausgerichtet ist, Spitzenlasten im Strombedarf bereitzustellen. In den Einzelsimulationen des Kapitel 6 wurde mit der Regelenergiebereitstellung bereits eine in diese Richtung gehende Strategie aus Erzeugersicht vorgestellt. Hier wird vereinfachend und abweichend von der Realität angenommen, dass alle Anlagen einem gemeinsamen Einsatzplan unterworfen sind und konzertiert gesteuert werden. Ihre kumulierte installierte Leistung entspricht dabei der des erwartbaren Potenzials. Zusätzlich wird zur Entkopplung von Wärme- und Stromnachfrage ein Wärmespeicher von der Kapazität des Brauchwarmwasserbedarfs eines Tages pro modelliertem Referenzgebäude angenommen.

Methodik

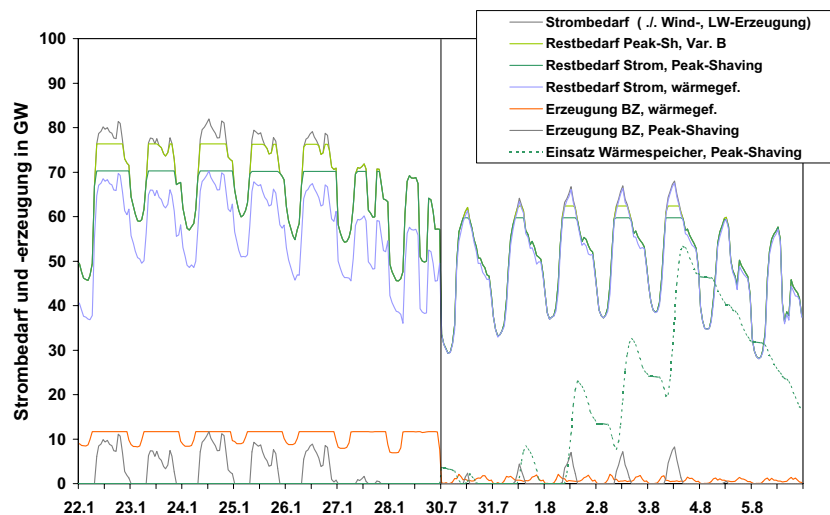
Der Einsatz der Brennstoffzellen richtet sich nach der Prognose des täglichen Wärmebedarfs und in diesem Fallbeispiel der Ganglinie des Strombedarfs für die kommende Woche. Auf dieser Grundlage wird eine untere Grenzleistung (Einschaltgrenze) des Strombedarfs festgelegt, wobei die Brennstoffzellen die Erzeugung des Strombedarfs oberhalb dieser Grenze realisieren. Die Summe ihrer erzeugten Wärme darf dabei von der Wärmenachfrage der Gebäude nur kurzfristig im Rahmen des möglichen Wärmespeichereinsatzes abweichen, das heißt es soll keine überschüssige Wärme produziert werden. Sofern diese Bedingung durch die Wahl der Grenzleistung verletzt ist, wird sie in einem iterativen Verfahren soweit angepasst, dass die Bedingung erfüllt bleibt⁷². Durch die Prognose jeweils einer Woche im Voraus wird beabsichtigt, die Grenzleistung für diesen Zeitraum festzulegen. Dies dient vornehmlich einer optimierten Beschaffung des Reststrombedarfs und Bewertung der Brennstoffzellenerzeugung. Grundsätzlich sind auch andere Vorgaben denkbar.

⁷² Dies ist nur in der Modellierung möglich, in der der in der Zukunft liegende Strom- und Wärmebedarf bereits bekannt ist.

Ergebnisse

Abbildung 8.28 zeigt den resultierenden Verlauf der verbleibenden Stromnachfrage für eine Winter- und eine Sommerwoche im Szenario *Referenz* des Jahres 2030. Von der ursprünglichen Gesamtnachfrage sind die kumulierte Erzeugung aus Windkraft (ca. 26 GW installierte Leistung, s.u.) wie auch die Erzeugung aus Laufwasserkraftwerken (ca. 4 GW) bereits abgezogen. Die verbleibende Restnachfrage wird um die Brennstoffzellenerzeugung vermindert. Bei einer installierten elektrischen Leistung aus Brennstoffzellen gemäß dem zu erwartenden Potenzial (11,6 GW) reduziert sich die Restnachfrage in der Spitze im Sommer wie im Winter maximal um die installierte Brennstoffzellenleistung. Bei hoher installierter Gesamtleistung kann im Sommer unter Umständen nicht mehr die gesamte installierte Leistung zur Kappung der Nachfragespitze eingesetzt werden, da die dabei erzeugte Wärme bereits die Wärmenachfrage und das Speicherpotenzial übersteigt. Die tägliche Lastschwankung der Gesamtstromnachfrage (nach Abzug der Wind- und Laufwassererzeugung) beträgt im Winter ca. 20 GW, im Sommer ca. 30 GW.

Abbildung 8.26: Vergleich der Auswirkung der Stromerzeugung aus Brennstoffzellen nach wärmegeführter und *Peak-Shaving*-Strategie auf die Restnachfrage an Elektrizität: Tagesverlauf



Szenario *Referenz* des Jahres 2030. Zwei Winter- und Sommertage. Strombedarf bereits abzüglich der Erzeugung aus Windkraftanlagen und Laufwasserkraftwerken. Restnachfrage nach Abzug der Erzeugung aus Brennstoffzellen, diese gemäß installierter Leistung entsprechend des erwartbaren Potenzials (Basisvariante und Variante B). Jeweils wärmegeführte und *Peak-Shaving*-Strategie.

Der vermeintliche Vorteil einer geglätteten Restnachfrage des Strombedarfs wird gegenüber einer wärmegeführten Betriebsweise allerdings mit einer wesentlich geringeren Summe der Erzeugung erkauft. Den direkten Vergleich der verbleibenden Restnachfrage zwischen wärmegeführter und spitzenlastreduzierender Betriebsstrategie zeigt Abbildung 8.28. Entgegen der *Peak-Shaving*-Strategie führt die wärmegeführte Betriebsweise im Winter nahezu zu einer Parallelverschiebung der Stromrestnachfrage. Dies erklärt sich aus dem

ganztägigen Nennlastbetrieb der Brennstoffzellen zur Deckung der Wärmenachfrage, unterbrochen nur von Leistungsabsenkungen während der Nachtstunden. Insgesamt tragen die wärmegeführten Brennstoffzellen des Winters so zu einer Verminderung der Nachfragelastdifferenzen zwischen Tag und Nacht bei, ohne jedoch spezifisch die Tagesspitzen zu glätten. Im Sommer erscheint die Wärmeerzeugung der Summe der Brennstoffzellen nahezu als schmales, über den Tag verteiltes Band. Eine Absenkung der Lastspitzen erfolgt nur minimal. Hier sind die Unterschiede zur *Peak-Shaving*-Strategie sehr deutlich, die unter Ausnutzung des Wärmespeichers die Erzeugung auf die Zeit der höchsten Tageslast konzentriert.

Eine geeignete Strategie muss darin bestehen, die Brennstoffzellenerzeugung nach den ökonomischen und ökologischen Vorgaben des Energiemarktes und der Energiepolitik über den flexiblen Einsatz eines Wärmespeichers und gesteuert nach den aktuellen, evtl. zeitnah sich ändernden Erfordernissen zu optimieren. Im Sommer kann also die Konzentration der Erzeugung zum Beispiel auf die Spitzenlast des Netzes sinnvoll sein.

8.5.3 Substitutionseffekte der Erzeugung aus Brennstoffzellen

Die wirtschaftliche Bewertung des Anlageneinsatzes ist für konkrete Anwendungsfälle und Betriebsstrategien bereits in Kapitel 6 untersucht worden. An dieser Stelle folgt eine Bewertung des gesamten Brennstoffzelleneinsatzes über eine theoretische Abschätzung auf Basis von Bewertungsgrößen des Energiemarkts. Nur ein Zweck ist dabei die wirtschaftliche Gesamtbewertung einer installierten Kapazität von Brennstoffzellen, ein anderer ist die Darstellung der Substitutionseffekte dieser Kapazität im zukünftigen Energiesystem in Deutschland im Hinblick auf den Kraftwerkspark, die Brennstoff- und die CO₂-Bilanz.

Kosten

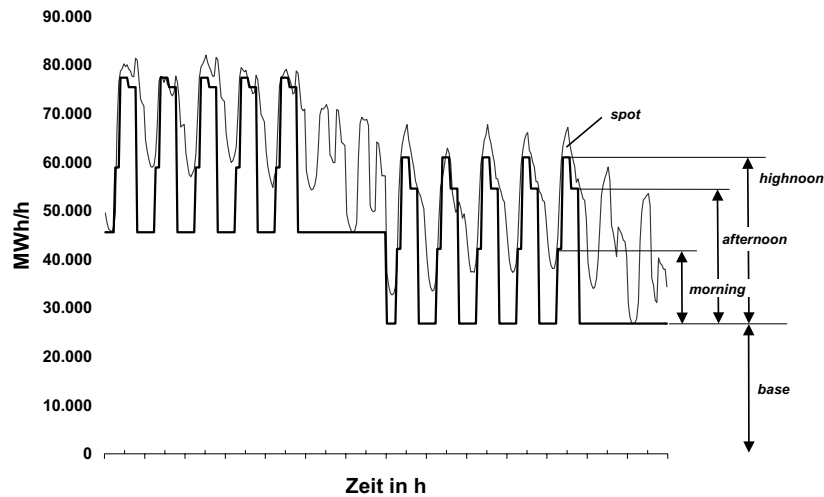
Die wirtschaftliche Bewertung der installierten Brennstoffzellenkapazität geschieht mittelbar und unmittelbar über die Stromerzeugung der Brennstoffzellen. Unmittelbar wird diese bewertet über ein Kostenmodell, welches den Wert der Erzeugung an den durch sie substituierten Kosten gemäß den Produkten der Strombörse in Leipzig misst. Hier werden verschiedene Tages- und Stundenprodukte der Elektrizität gehandelt und preislich ausgewiesen⁷³ [80]:

- *base*: bezeichnet (den Preis für) die gleichbleibende Bandlieferung von Elektrizität über 24 Stunden (und 365 Tage)
- *morning*: bezeichnet (den Preis für) die leistungsgleiche Lieferung von Elektrizität von 7:00 bis 10:00 Uhr an Wochentagen
- *highnoon*: bezeichnet (den Preis für) die leistungsgleiche Lieferung von Elektrizität von 11:00 bis 14:00 Uhr an Wochentagen

⁷³ Die Stundenprodukte *morning* und *highnoon* werden bei den nachfolgenden Berechnungen jeweils um eine Stunde verlängert, um eine kontinuierliche Darstellung von 7:00 bis 18:00 zu erlangen.

- *afternoon*: bezeichnet (den Preis für) die leistungsgleiche Lieferung von Elektrizität von 15:00 bis 18:00 Uhr an Wochentagen
- *spot*: bezeichnet den aktuellen Stundenpreis für die Lieferung von Elektrizität für jede beliebige Stunde des Jahres (*Day-ahead*-Markt).

Abbildung 8.27: Beschaffung der Stromnachfrage durch Produkte der Strombörse



Annahmen: Die Leistungen der unterschiedlichen Produkte werden wöchentlich geordert. Restmengen werden am Spotmarkt geordert. Überschüssig eingekaufte Energie der Standardprodukte wird nicht wieder verkauft.

Zur monetären, gesamtwirtschaftlichen Bewertung der Elektrizitätserzeugung aus Brennstoffzellen werden die Differenzkosten gebildet zwischen

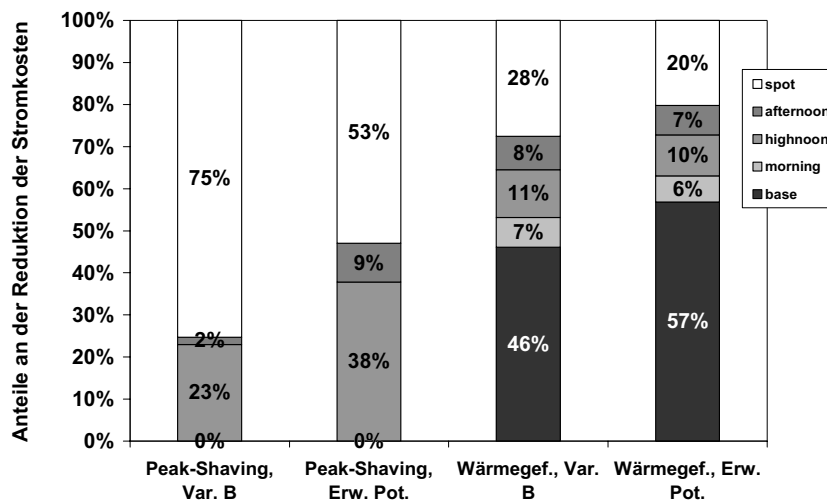
- einem hypothetischen Kauf der Gesamtstromnachfrage eines Jahres, und
- der Reststromnachfrage, die sich aus der Gesamtstromnachfrage abzüglich der Brennstoffzellen-Erzeugung ergibt.

Gegenüber der Kostenbetrachtung aus Kapitel 6 ermöglicht diese Vorgehensweise eine Berücksichtigung des zeitlich differierenden Wertes der Stromerzeugung. Die Kosten ermitteln sich dabei aus dem Kauf der oben dargelegten Standardprodukte an der Strombörse.

Für jede Woche des Jahres wird aus der (hier bekannten, sonst angenommenen) Charakteristik der zukünftigen Stromnachfrage die in den entsprechenden Produkten einzukaufende Leistung (und somit – über die Laufzeit der Produkte – Energie) festgelegt. Die über den Spotmarkt bezogene Energie ergibt sich dabei aus den Differenzen der tatsächlichen Nachfrage und der Summe der bereits über die Standardprodukte eingekauften Energie. Der Kauf der Standardprodukte und die Festlegung der jeweiligen Leistungsbänder erfolgt dabei wochenweise (vgl. Abbildung 8.27).

Bewertet man die Stromerzeugung aus Brennstoffzellen auf diese Weise – das heißt als Substitution eines Kaufs von Energie über die Strombörse –, erhält man neben dem hypothetischen Gesamtwert der Erzeugung auch einen Hinweis darauf, welche der Standardprodukte und entsprechend welche Zeit- und Leistungsfenster durch die Brennstoffzellen-Erzeugung im wesentlichen substituiert werden. Dies lässt dann im weiteren Rückschlüsse darauf zu, welche anderen Kraftwerkskapazitäten durch die Brennstoffzellenkapazitäten ersetzt werden (vgl. Abbildung 8.28).

Abbildung 8.28: Ersatz von Stromerzeugung – Substitution nach Börsenprodukt



Quelle: eigene Berechnung. Anteile der simulierten Kostenreduktion durch den Einsatz von Brennstoffzellen in den beiden Betriebsstrategien „wärmegeführt“ und „peak-shaving“ für das erwartbare Potenzial an installierter Brennstoffzellen-Leistung im Szenario *Referenz* des Jahres 2030, aufgeteilt auf die den Produkten der Strombörse entsprechenden Zeit- und Leistungsfenster des Brennstoffzelleneinsatzes.

Der Einfluss der Betriebsstrategie der Brennstoffzelle schlägt sich hierbei signifikant in den Anteilen der substituierten Produkte nieder:

- Eine wärmegeführte Fahrweise ruft eine über den Tagesverlauf näherungsweise gleiche Reduktion der verbleibenden Stromnachfrage hervor. Daraus resultiert vor allem eine Verringerung des kontinuierlichen Bandbezugs, der Grundlast (*base*).
- Eine spitzenlastbegrenzende Fahrweise reduziert ihrem Betriebsziel entsprechend vor allem den Bezug der Elektrizitätsspitzen (*spot*, *highnoon*), während der (kostengünstige) Grundlastbezug (*base*) nicht vermindert wird.

Dennoch verteilt sich auch die Kostenreduktion einer wärmegeführten Fahrweise ungefähr zur Hälfte auf die teureren Tages- und Spitzenlastprodukte, aufgrund des Wärmemehrbedarfs während des Tages im Vergleich zu Nacht und entsprechender Mehrproduktion der Brennstoffzellen tagsüber. Mit steigender installierter Leistung (Erwartbares Potenzial in der

Basisvariante gegenüber Variante B) zeigt sich in der *peak-shaving*-Fahrweise eine Verschiebung der substituierten Anteile vom Bereich *spot* zu *highnoon*, was einfache Folge der erhöhten Erzeugung durch Brennstoffzellen ist. In der wärmegeführten Fahrweise steigt der Anteil der verdrängten Grundlast, wiederum direkte Folge der höheren installierten Leistung und Erzeugung gemäß Wärmebedarf.

Höchstlast des elektrischen Netzes

Resultierend aus der Modellierung der Stromerzeugung aus Brennstoffzellen auf Basis des Wohngebäudemodells für Gesamtdeutschland kann der Einfluss der Erzeugung auf die verbleibende Höchstlast des elektrischen Netzes bestimmt werden. Tabelle 8.16 gibt zunächst einen Überblick über die Eckdaten des Strombedarfs in den verschiedenen Szenarien.

Tabelle 8.16: Eckdaten des Strombedarfs 2030 und 2050

	Szenario Jahr	<i>Referenz</i>		<i>Ökol. Engagement</i>
		2030	2050	2050
Strombedarf	TWh/a	568,4	554,7	480,5
Wärmebedarf (nur Wohngeb.)	TWh/a	537,9	415,9	234,3
Leistungsbedarf Strom	GW	86,1	84,1	75,2
./ Wind-, Laufwasser-KW	GW	82,0	79,7	70,4
Install. Leistung Wind-	GW	23,9	29,4	39,5
Install. Leistung Laufwasser-	GW	3,9	3,9	3,9
Anteil Wind an Strombedarf	%	8,9 %	11,3 %	17,5 %
Anteil Laufwasser an Strombedarf	%	4,5 %	4,6 %	5,3 %

Quelle: eigene Berechnung nach Szenarien [4, 5, 128].

Es wird ein im Vergleich zu anderen Szenarien eher moderater Ausbau der Windenergie angenommen. In 2030 beträgt die installierte Windleistung knapp 24 GW, sie beteiligt sich dabei aber nur mit gut 2 GW an der Reduktion der Netzhöchstlast, vergleichbar der installierten Laufwasserkapazität. Die Vergleichszahlen der installierten Brennstoffzellenkapazität im Szenario *Referenz* des Jahres 2030 zeigt Tabelle 8.17.

Tabelle 8.17: Arbeits- und Leistungsanteile installierter elektrischer Brennstoffzellenkapazität, Szenario *Referenz* 2030

		Theoretisches Potenzial	Erwartbares Potenzial	
			<i>Basisvariante</i>	<i>Variante B</i>
Installierbare Leistung	GW	68,5	11,9	5,5
Anteil am Strombedarf	%	60,3 %	9,7 %	4,9 %
Anteil am Wärmebedarf (nur Wohngeb.)	%	63,7 %	11,1 %	5,1 %
Reduktion Netzhöchstlast	%	19,5 %	11,2 %	6,8 %
(ditto, <i>Peak-Shaving</i>)	%	39,3 %	14,2 %	6,8 %

Wärmegeführte Betriebsweise der Brennstoffzellen, Auslegung auf 5.000 Vollbenutzungsstunden.

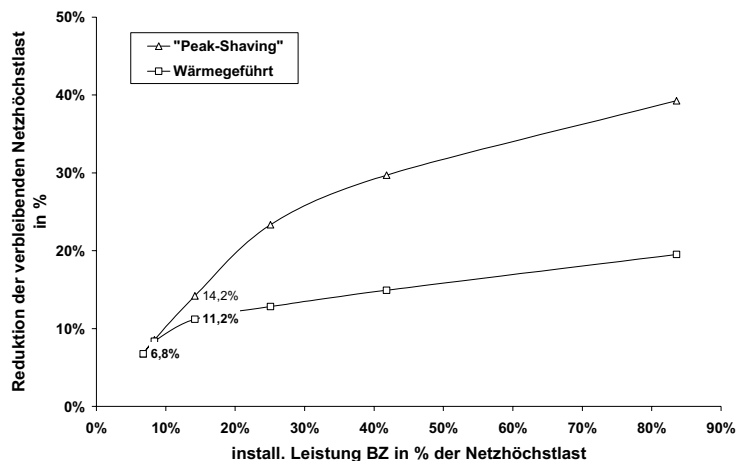
Die 100 %ige Ausschöpfung des theoretischen Brennstoffzellenpotenzials (bei Auslegung auf 5.000 Vollbenutzungsstunden) und wärmegeführter Fahrweise führt zu erzeugten Anteilen am Strom- und Wärmebedarf (nur Wohngebäude) von gut 60 %. Die Netzhöchstlast kann um

knapp 20 % vermindert werden. Darüber hinaus gelingt es mit einer *peak-shaving*-Fahrweise, die Höchstlast um 40 % zu senken. Dem erwartbaren Potenzial zufolge gewinnt die Brennstoffzellen Anteile am Strom- und Wärmebedarf von ca. 10 % beziehungsweise 5 %. Die Reduktion der Netzhöchstlast liegt bei über 11 % (6,8 % in Variante B).

Abbildung 8.29 zeigt den Zusammenhang zwischen Reduktion der Netzhöchstlast und installierter Brennstoffzellenleistung für die beiden betrachteten Betriebsweisen. Dabei zeigen sich mehrere wesentliche Effekte:

- Mit steigender installierter Leistung ist im wärmegeführten Betrieb nur noch eine unterproportionale, geringfügig höhere Reduktion der Netzhöchstlast umsetzbar. Es zeigt sich, dass Netzhöchstlasten im Winter zwar prinzipiell mit der gesamten installierten Brennstoffzellen-Leistung verringert werden können. Die nach dieser Reduktion verbleibende Netzhöchstlast im Sommer ist dann allerdings nicht mehr wesentlich reduzierbar.
- Gleiches ist bei der *Peak-shaving*-Fahrweise zu beobachten. Hier ist prinzipiell eine höhere Reduktion der Netzlast möglich. Ab einer installierten Brennstoffzellen-Leistung von ca. 20 GW kann aber auch hier nicht mehr die gesamte installierte Leistung aufgrund des beschränkten Wärmebedarfs im Sommer in die Reduktion der Netzhöchstlast eingebracht werden.
- Bei installierten Brennstoffzellen-Leistungen gemäß dem zu erwartenden Potenzial des Jahres 2030 zeigen sich nur geringe, in Variante B gar keine Unterschiede zwischen beiden Fahrweisen. Hier kann nahezu noch die gesamte Leistung zur Reduktion der Netzhöchstlast (meist ein Wintertag des Dezember) eingebracht werden.

Abbildung 8.29: Reduktion der Netzhöchstlast über der installierten Brennstoffzellen-Leistung



Szenario *Referenz* des Jahres 2030. Auslegung der Brennstoffzellen auf 5.000 Vollbenutzungsstunden. Grau hinterlegt die Werte für das erwartbare Brennstoffzellenpotenzial.

Der wesentliche Nachteil einer *Peak-Shaving*-Fahrweise gegenüber dem wärmegeführten Betrieb ist in einer drastisch geringen Auslastung der Anlagen zu sehen. Da ihr Vorteil – eine höhere Reduktion der Netzlast – gerade bei der zu erwartenden installierten Leistung nicht zum Tragen kommt, bleibt ihr wohl nur theoretische Relevanz. In der Praxis wäre der Mittelweg wohl lukrativ, entsprechend den oben benannten Bonusstrategien insbesondere in der Sommerzeit die Brennstoffzellen zu Zeiten der jeweils täglichen Netzhöchstlast zu betreiben.

Brennstoff- und CO₂-Bilanz

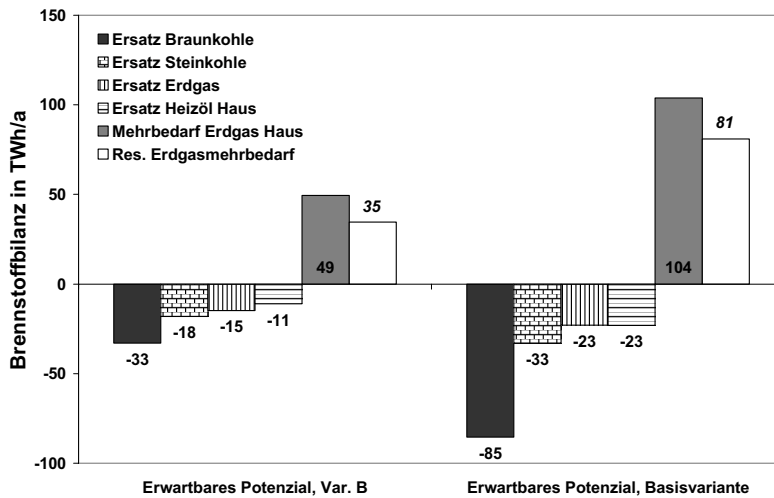
Nach der Systematik der Aufteilung der Stromerzeugung aus Brennstoffzellen auf die verschiedenen Produkte der Strombörse – von Grundlast (*base*) bis hin zu Spitzenlast (*spot*) – kann auch eine Zuordnung zu verdrängter Stromerzeugung aus anderen Kraftwerkstypen vorgenommen werden. Der Grundlastbedarf wird in Deutschland bisher vorwiegend aus Laufwasser-, Braunkohle- und Kernkraftwerken gedeckt. Da Laufwasserkraftwerke als kostengünstige und regenerative Energiequellen nicht zum Ersatz durch Brennstoffzellen anstehen, und Kernkraftwerke nach geltender Gesetzeslage wohl spätestens bis 2025 abgeschaltet sein werden, wird die im Grundlastbereich erzeugte Energie vor allem Braunkohlestrom substituieren. Ähnliche Überlegungen sind für die anderen Lastbereiche angestellt worden, sie führten zu folgenden Annahmen für die Bestimmung der Brennstoff- und CO₂-Bilanz:

- Grundlaststrom wird als durch Braunkohle-KW erzeugt angenommen, Mittellaststrom durch Steinkohle-KW und Spitzenlaststrom durch Erdgas-GuD-KW. Die Höhe der pro erzeugter Kilowattstunde Strom aus Brennstoffzellen substituierten Erzeugung der beschriebenen drei Kraftwerkstypen folgt den Substitutionsanteilen aus Abbildung 8.28. Hierbei wird *base* der Grundlast, *spot* der Spitzenlast und die verbleibenden drei Blöcke der Mittellast zugeordnet.
- Der mittlere elektrische Netto-Wirkungsgrad der Kraftwerke im Jahr 2030⁷⁴ wird für Braunkohle-KW zu 38,7 %, für Steinkohle-KW zu 40,5 % und für Erdgas-GuD-KW zu 51,3 % angenommen.

Auf Basis dieser Annahmen führt der Einsatz der Brennstoffzellen netto zu einer Verschiebung des Brennstoffmixes des bundesdeutschen Kraftwerksparks von der Kohle hin zum Gas (vgl. Abbildung 8.30). Die 11,6 (beziehungsweise 5,5 in Variante B) GW_{e1} installierter Brennstoffzellenleistung erhöhen den Erdgasbedarf der Haushalte um 104 (49) TWh. Gleichzeitig substituieren sie 85 (33) TWh Braunkohle, 33 (18) TWh Steinkohle und 23 (11) TWh Heizöl. Auch bisher vorwiegend in Spitzenlastkraftwerken eingesetztes Erdgas wird ersetzt. In Summe ergibt sich ein Erdgasmehrbedarf in Deutschland von 81 (35) TWh.

⁷⁴ Quelle: [114]. Als Wert sind 90 % des dort aufgeführten Werts für neue Kraftwerke 2020 angenommen worden.

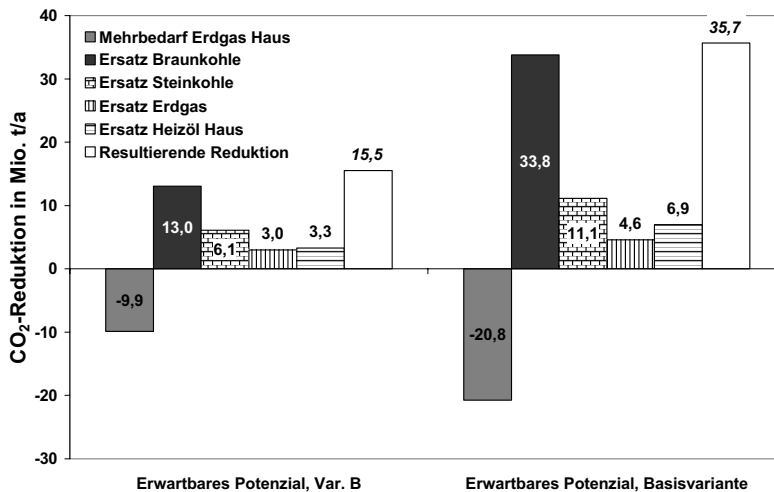
Abbildung 8.30: Brennstoffbilanz des Brennstoffzelleneinsatzes



Szenario *Referenz* des Jahres 2030. Wärmegeführte Betriebsweise. Auslegung auf 5.000 Vollbenutzungsstunden.

Unmittelbar aus der Brennstoffbilanz ergibt sich über die CO₂-Emissionsfaktoren der Brennstoffe die CO₂-Bilanz des Brennstoffzelleneinsatzes. Durch den Mehreinsatz von Erdgas ergibt sich eine CO₂-Mehrerzeugung von ca. 20 (10) Mio. t. Gleichzeitig werden insbesondere durch die Kohlesubstitution große Mengen CO₂ eingespart, so dass sich in Summe eine Reduktion der CO₂-Emissionen von knapp 36 (15,5) Mio. t ergibt. (vgl. Abbildung 8.31)

Abbildung 8.31: CO₂-Bilanz des Brennstoffzelleneinsatzes



Szenario *Referenz* des Jahres 2030. Wärmegeführte Betriebsweise. Auslegung auf 5.000 Vollbenutzungsstunden.

Energiekosteneinsparung und Investitionskosten

Gesamtwirtschaftlich betrachtet lässt sich aus der Erzeugung der Brennstoffzellen ein ökonomischer Wert im Sinne einer Energiekosteneinsparung berechnen, aus dem sich die Investition in die Brennstoffzellentechnologie refinanzieren muss. Die Systematik zur Bestimmung einer Energiekosteneinsparung durch Brennstoffzellen summiert dabei

- Den Wert der Stromerzeugung aus Brennstoffzellen. Dieser wird ermittelt über einen virtuellen Kauf des Gesamtstrombedarfs in Deutschland zu den oben dargestellten Preisprodukten des Jahres 2003 der Strombörse Leipzig. Aus der Differenz dieses Kaufs und des Kaufs eines um die Brennstoffzellenerzeugung verminderten Gesamtbedarfs ergibt sich der Wert der Brennstoffzellenerzeugung.
- Die Kosteneinsparung durch die Substitution von Kraftwerksleistung. Es wird davon ausgegangen, dass entsprechend ihrer Substitution von Elektrizitätserzeugung Brennstoffzellen andere Kraftwerke ersetzen. Die ersetzte Kraftwerksleistung wird vereinfacht über die Summe der Erzeugung im entsprechenden Lastbereich geteilt durch die mittlere Auslastung der Kraftwerke in Vollbenutzungsstunden ermittelt.
- Die vermiedenen Netznutzungsentgelte.
- Den Gegenwert der CO₂-Reduktion.

Von dieser Summation abgezogen werden die Mehrkosten des Erdgasmehrbedarfs gegenüber konventionellen Heizungssystemen. Die so ermittelte jährliche Energiekosteneinsparung bestimmt – bezogen auf die installierte Gesamt-Brennstoffzellenleistung – die spezifischen zulässigen jährlichen Brennstoffzellenkosten. Über die Nutzungsdauer der Anlagen, die jährlichen Betriebs- und Wartungskosten und den angenommenen Zinssatz kann so ein Grenzwert der Investitionskosten für Brennstoffzellenanlagen aus gesamtwirtschaftlicher Sicht bestimmt werden.

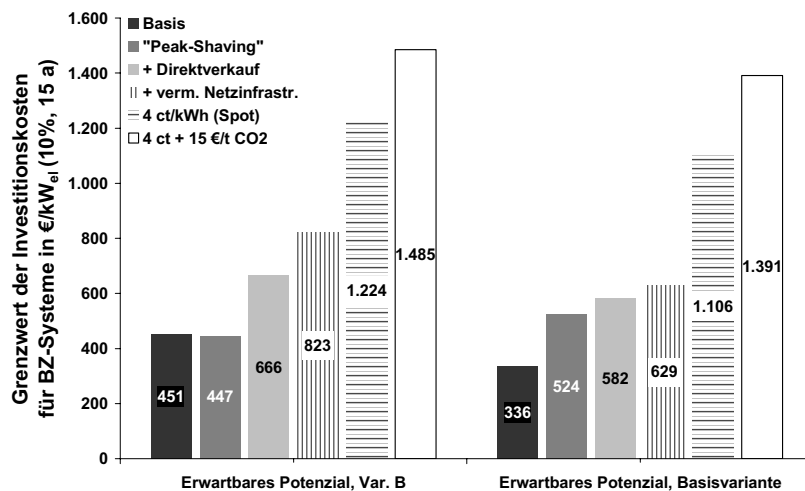
Der nachfolgenden Berechnung liegen folgende Annahmen zugrunde:

- Ein Preisniveau des Stroms gemäß Marktpreisen der Strombörse in Leipzig im Jahr 2003 (vgl. Kapitel 8.4.1). Es ergab sich ein durchschnittlicher Spotmarktpreis von 2,95 ct/kWh [80] (vgl. Kapitel 6.1.1).
- Das Preisniveau des Erdgasmehrbedarfs liegt bei 2 ct/kWh (vgl. Kapitel 6.1.1).
- Die Auslastung der Kraftwerke in mittleren Vollbenutzungsstunden wird für Braunkohle-KW zu 6.700 h, für Steinkohle-KW zu 4.200 h und für Erdgas-GuD-KW zu 1.800 h angenommen [114].

- Der Wert der substituierten Kraftwerksleistung wird jährlich zukünftig zu ca. 125 €/kW für Braunkohle-KW, ca. 110 €/kW für Steinkohle-KW und ca. 60 €/kW für Erdgas-GuD-KW angenommen.⁷⁵
- Der Wert der vermiedenen Netznutzung liegt bei ca. 60 €/kW.
- Die Brennstoffzellenanlagen haben Wartungskosten in Höhe von 3 % der Investitionssumme jährlich und eine Nutzungsdauer von 15 Jahren.
- Die Verzinsung liegt bei 10 % pro anno.

In Kapitel 6 wurde der Grenzwert der Investitionskosten für Brennstoffzellensysteme aus einzelwirtschaftlicher Sicht dargestellt. Wesentliche Erlösquelle dabei waren die durch den Betrieb eingesparten Netznutzungskosten und Abgaben, die heutzutage den größten Teil des Endkundenpreises ausmachen. Fallen diese bei Betrachtung aus gesamtwirtschaftlicher Sicht weg, und soll sich die Brennstoffzelleninvestition rein aus dem Stromverkaufspreis und der substituierten, nicht mehr benötigten Kraftwerksleistung erlösen, so sinkt der Grenzwert der zulässigen spezifischen Investitionskosten von Brennstoffzellenanlagen unter den Wert von 500 € pro kW_{el}, und damit auf ca. ein Drittel bis auf die Hälfte des anvisierten Zielwertes der Hersteller heute (vgl. Abbildung 8.32).

Abbildung 8.32: Grenzwert der Investitionskosten für Brennstoffzellensysteme aus gesamtwirtschaftlicher Sicht



Szenario *Referenz* des Jahres 2030. Wärmegeführte Betriebsweise. Auslegung auf 5.000 Vollbenutzungsstunden.

Verschiedene Annahmen und Maßnahmen tragen ausgehend von diesen Basisannahmen zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit beziehungsweise zu einem höheren Grenzwert der

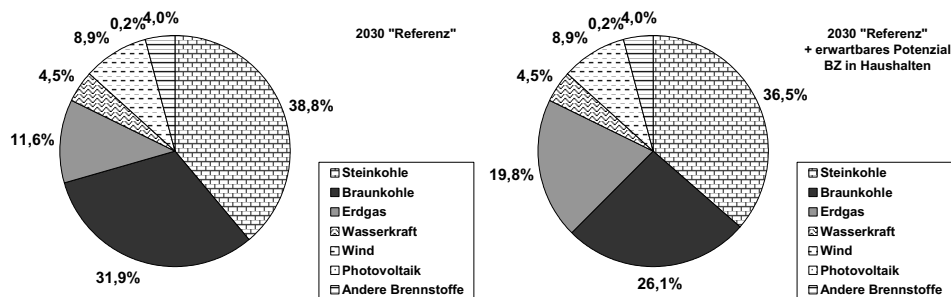
⁷⁵ Eigene Berechnung nach [114]. Summe der jährlichen Kapital- und Personalkosten, bezogen auf die installierte Leistung, Zinssatz 8 %.

Investitionskosten bei. So bringt der Direktverkauf des Stroms am Spotmarkt – entgegen der Bewertung des substituierten Stroms – aufgrund der im Vergleich höheren Spotmarktpreise bereits eine leichte Steigerung des Investitionsgrenzwerts. Gleiches gilt bei Einbeziehung der vermiedenen Kosten für Netzinfrastruktur, ermittelt über die vermiedenen Netznutzungsentgelte⁷⁶. Eine wesentliche Steigerung des Investitionsgrenzwertes wird aber letztlich bereits durch einen geringen Anstieg der mittleren Stromverkaufspreise, hier gemessen am mittleren Spotmarktpreis, erreicht. Steigt dieser auf 4 ct/kWh, 40 €/MWh⁷⁷, dürfen Brennstoffzellensysteme aus gesamtwirtschaftlicher Sicht bereits über 1.000 €/kW_{el} kosten, und rücken damit bereits in den Bereich der anvisierten Zielkosten der Hersteller. Kann darüber hinaus noch ein CO₂-Bonus in Höhe von 15 €/t⁷⁸ geltend gemacht werden⁷⁹, steigen die zulässigen Investitionskosten auf 1.400 - 1.500 €/kW_{el}. Steigende Strompreise machen die Brennstoffzelleninvestition aus gesamtwirtschaftlicher Sicht attraktiver.

Zukünftiger Stromerzeugungsmix

Ausgehend von den oben beschriebenen Annahmen resultiert aus der installierten Leistung und dem Einsatz der Brennstoffzellen gemäß dem erwartbaren Potenzial eine signifikante Veränderung des Stromerzeugungsmixes in Deutschland. Die Abbildungen 8.33 beschreiben diesen Zusammenhang. Im Szenario *Referenz* des Jahres 2030 steigt der Primärenergieanteil des Erdgases an der Stromerzeugung von unter 12 % auf knapp 20 %. Im Gegenzug sinkt der Anteil der Braunkohle von ca. 32 % auf 26 %. Auch der Anteil der Steinkohle geht leicht von knapp 39 % auf 36,5 % zurück.

Abbildung 8.33: Veränderung im Stromerzeugungsmix durch den Einsatz von Brennstoffzellen – Szenario *Referenz* 2030



Quelle: [4] und eigene Berechnungen. Brennstoffzellen nach erwartbarem Potenzial, Basisvariante.

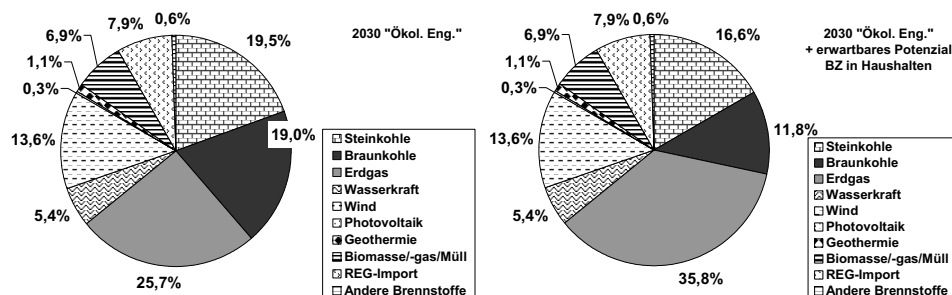
⁷⁶ Diese werden nach Vermeidungsleistung den Betreibern dezentraler KWK-Anlagen vergütet [76].

⁷⁷ Diese Marke ist im ersten Halbjahr 2005 nahezu erreicht.

⁷⁸ Tatsächlich ist der Preis im zweiten Quartal 2005 auf Werte über 20 €/t gestiegen [129]. Bei besser etabliertem Handel wird mittelfristig allerdings wieder ein leichter Rückgang erwartet.

⁷⁹ In der Handelswirklichkeit wäre dies umsetzbar beispielsweise durch den Ersatz konventioneller Kraftwerkstechnik durch Brennstoffzellen und den Verkauf der freiwerdenden Zertifikate, oder auch durch externe und interne *Joint-Implementation*-Projekte (letztere sind noch nicht zulässig).

Abbildung 8.34: Veränderung im Stromerzeugungsmix durch den Einsatz von Brennstoffzellen – Szenario *Ökologisches Engagement* 2030



Quelle: [5] und eigene Berechnungen. Brennstoffzellen nach erwartbarem Potenzial, Basisvariante.

Im Szenario *Ökologisches Engagement* unterscheidet sich der Stromerzeugungsmix des Jahres 2030 bereits ohne Brennstoffzellenanteil erheblich von dem des Szenarios *Referenz* (vgl. Abbildungen 8.34). Regenerative Energiequellen und Erdgas sorgen bereits für 60 % der Stromerzeugung, der Rest teilt sich zu etwa gleichen Teilen auf Braun- und Steinkohle auf. Erdgas liefert absolut betrachtet bereits den größten Beitrag. Durch Einsatz der Brennstoffzellen steigt der Anteil des Erdgases relativ gesehen nochmals um 40 %, das heißt absolut von knapp 26 % auf nahezu 36 %. Substituiert wird dadurch wiederum vor allem Braunkohle, deren Anteil auf unter 12 % sinkt. Dies entspricht einem relativen Rückgang um 38 %. Auch Steinkohle verliert drei Prozentpunkte, relativ gesehen knapp 15 %.

8.6 Fazit Auswirkungen im Energiesystem

Kraft-Wärme-Kopplung in Wohngebäuden ist keine Fiktion. Sind auch bis 2005 erst wenige tausend Anlagen zumeist auf Basis von Verbrennungsmotoren in Wohngebäuden installiert, so ist technisch nahezu der gesamte Heizungsmarkt durch kleine KWK-Anlagen adressierbar. Voraussetzung hierfür sind Anlagentechnik, Anlagengrößen und Anlagenkosten sowie energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen, die einen wirtschaftlichen Betrieb gewährleisten können.

Wie sind die langfristigen Marktperspektiven für Brennstoffzellen?

Entsprechend der Annahmen in Energieszenarien wird der Wärmebedarf in Wohngebäuden bis zum Jahr 2050 in Deutschland sinken: einerseits aufgrund des zu erwartenden Bevölkerungsrückgangs und einem damit zusammenhängenden Rückgang der bewohnten und beheizten Fläche, andererseits aufgrund immer besserer Wärmedämmstandards in neuen und sanierten alten Gebäuden. Je nach politischem und gesellschaftlichem Konsens und Entwicklung der Energiepreise kann auch mit einem mehr oder minder starken Wachstum alternativer Brennstoffe und Technologien der Wärmeerzeugung in Gebäuden gerechnet werden, zum auf Beispiel Basis von Biomasse, Geothermie und Solarthermie. Diese Technologien werden in den hier berechneten Szenarien als vorrangig vor der Brennstoffzelle betrachtet und mindern ihr Markt- und Erzeugungspotenzial. So steigt in beiden betrachteten Szenarien das Wärmeer-

zeugungspotenzial für Brennstoffzellen von 2010 bis 2030 auf ca. 60 % des Wärmebedarfs der Wohngebäude, und verbleibt danach im Szenario *Referenz* auf diesem Niveau. Im Szenario *Ökologisches Engagement* geht dieser Wert jedoch bis zum Jahre 2050 aufgrund des verstärkten Einsatzes alternativer regenerativer Technologien und eines fehlenden Emissionsvorteils von erdgasbetriebenen Brennstoffzellen ihnen gegenüber wieder auf Null zurück.

Unterstellt man eine Marktentwicklung von Brennstoffzellen ähnlich der von Brennwertkeseln, mit – nach einer mehrjährigen Startphase geringen Zuwachses – einer jährlichen Steigerungsrate von 5 % am Anteil der jährlich verkauften, erdgasbasierten Heizungsanlagen, sowie eine weitere kontinuierliche Steigerung des Erdgasanteils an der Summe der jährlich verkauften und fossil befeuerten Heizungsanlagen auf 90 %, so kann im Szenario *Referenz* von 2010 bis 2050 von ca. 14 Mio. verkauften Brennstoffzellenanlagen allein in Ein- und Zweifamilienhäusern ausgegangen werden. Die jährlich verkaufte Stückzahl liegt ab 2030 bei ca. 500.000 Stück. Hinzu kommen in Summe bis 2050 ca. 3,5 Mio. Anlagen in kleinen Mehrfamilienhäusern. Große Mehrfamilienhäuser und Hochhäuser stellen nur dann ein signifikantes Marktpotenzial dar, wenn mehrere Anlagen – bis hin zu Etagen-Brennstoffzellen für Einzelwohnungen – installiert werden können. Im Szenario *Ökologisches Engagement* wird aufgrund des beschriebenen Vordringens regenerativer Technologien von wesentlich geringeren Verkaufszahlen nach 2030 ausgegangen. Nach 2035 wird praktisch keine Brennstoffzelle mehr in Wohngebäuden installiert, so dass sich in Summe bis 2050 ein Gesamtmarkt von knapp 6 Mio. Anlagen in Ein- und Zweifamilien- und kleinen Mehrfamilienhäusern ergibt.

Können Brennstoffzellen Kraftwerke substituieren?

Die installierte Brennstoffzellenleistung steigt entsprechend der Anzahl verkaufter Anlagen. Zum Jahr 2030 sind in beiden Szenarien alleine in Ein- und Zweifamilienhäusern ca. 6 GW thermischer und ca. 5 GW elektrischer Leistung installiert. Im Szenario *Referenz* kann dieser Wert bis auf ca. 20 GW zum Jahr 2050 ausgebaut werden, während im Szenario *Ökologisches Engagement* die installierte Leistung bis 2050 wieder auf Null zurückgeht. Die resultierende Wärmeerzeugung der Brennstoffzellen erreicht 2030 ca. 10-11 % des Gesamtbedarfs der Wohngebäude, im Szenario *Referenz* wird dieser Anteil bis 2050 auf 25 % gesteigert. Gleichzeitig erzeugen die Brennstoffzellen in Wohngebäuden zum Jahr 2030 ca. 10 % des Gesamtstrombedarfs der Bundesrepublik, im Szenario *Referenz* steigt dieser Anteil bis 2050 auf ca. 18 %, das heißt ca. 100 TWh pro Jahr.

Wichtig und aufschlussreich ist die Verteilung der Stromerzeugung aus Brennstoffzellen über das Jahr, und die daraus resultierenden Effekte. In wärmegeführter Fahrweise kann im Jahr 2030 eine Reduktion der Netzhöchstlast um ca. 11 % erreicht werden, bei konzertiertem Betrieb zur Senkung der Höchstlast gar um ca. 14 %. Im Jahresverlauf zeigt sich bei wärmegeführter Betriebsweise eine Erzeugung von im Mittel 15 % des bundesdeutschen Strombedarfs im Winter und im Mittel nur ca. 2 % im Sommer.

Kann die Brennstoffzellen die Gasminderbedarf moderner gegenüber alter Gebäude kompensieren und so Ausbau und Aufrechterhaltung der Gasinfrastruktur stützen? Reduzieren Brennstoffzellen Treibhausgasemissionen?

Bezogen auf das Szenario *Referenz* des Jahres 2030 führt der Einsatz der Brennstoffzellen dabei netto zu einer Verschiebung des Brennstoffmixes der bundesdeutschen Kraftwerke von der Kohle hin zum Gas. Der Brennstoffzelleneinsatz erhöht den Erdgasbedarf der Haushalte um 104 TWh. Gleichzeitig werden 85 TWh Braunkohle, 33 TWh Steinkohle und 23 TWh Heizöl substituiert. Auch bisher vorwiegend in Spitzenlastkraftwerken eingesetztes Erdgas wird ersetzt. In Summe ergibt sich ein Erdgasmehrbedarf in Deutschland von 81 TWh. Durch diesen Mehreinsatz von Erdgas ergibt sich eine CO₂-Mehrerzeugung von ca. 20 Mio. t. Gleichzeitig werden insbesondere durch die Kohlesubstitution große Mengen CO₂ eingespart, so dass sich in Summe eine Reduktion der CO₂-Emissionen von knapp 36 Mio. t ergibt. Der Primärenergieanteil des Erdgases an der Stromerzeugung steigt durch den Brennstoffzelleneinsatz von unter 12 % auf knapp 20 %. Im Gegenzug sinkt der Anteil der Braunkohle von ca. 32 % auf 26 %. Auch der Anteil der Steinkohle geht leicht von knapp 39 % auf 36,5 % zurück. Im Szenario *Ökologisches Engagement* liegt der Erdgasanteil an der Stromerzeugung im Jahr 2030 auch ohne Brennstoffzelleneinsatz bei knapp 26 %. Durch Einsatz der Brennstoffzellen steigt er relativ gesehen nochmals um 40 %, das heißt um zehn Prozentpunkte auf nahezu 36 %. Substituiert wird dadurch wiederum vor allem Braunkohle, deren Anteil auf unter 12 % sinkt. Dies entspricht einem relativen Rückgang um 38 %. Auch der Steinkohle-Einsatz geht von knapp 19,5 % Anteil an der Stromerzeugung auf ca. 16,6 % Anteil zurück.

Auch aus gesamtwirtschaftlicher Sicht und im Sinne der Minimierung von Infrastrukturkosten kann die Investition in Brennstoffzellen in Wohngebäuden wirtschaftlich sein, sofern der mittlere Strompreis bei konstantem Gaspreis auf über 4 ct/kWh steigt, beziehungsweise sich beide zueinander in dieser Proportion verhalten. Dann sind auch aus gesamtwirtschaftlicher Sicht und bei Renditeerwartungen von 10 % pro Jahr spezifische Investitionskosten für Brennstoffzellensysteme von 1.000 €₂₀₀₃/kW_{el} und mehr im Szenario *Referenz* des Jahres 2030 zulässig – Werte also, die im Bereich der Zielkosten der Hersteller liegen.

9 Zusammenfassung

9.1 Ausgangslage und Zielsetzung

Nach Jahren der Entwicklung stehen kleine KWK-Anlagen für Wohngebäude auf Basis von Brennstoffzellen vor der technischen Reife und kommerziellen Anwendung. Ihr mögliches Einsatzgebiet umfasst den gesamten Wohngebäudebestand und steht für ca. 30 % des Endenergiebedarfs in Deutschland. Damit kann ihnen eine wichtige Rolle im zukünftigen Energiesystem in Deutschland zukommen: finden sie eine ähnliche Verbreitung wie heutige konventionelle Heizungsanlagen, beispielsweise Erdgas-Brennwertkessel, kann ein nennenswerter Anteil des Elektrizitätsbedarfs in Deutschland über diese Brennstoffzellenanlagen lokal erzeugt werden. Damit wäre ein merklicher Systemwandel der Elektrizitätserzeugung und des Energiesystems insgesamt verbunden, der sich auf den Brennstoffeinsatz und Primärenergieträgermix, die resultierenden Treibhausgasemissionen, den Kraftwerkspark und die Energieinfrastruktur bis hin zu der Nutzung der elektrischen und der Gasnetze erstreckt.

Zielsetzung der Arbeit war es, diesen Systemwandel sichtbar zu machen und zu quantifizieren. Dazu wurden bestehende Langfristszenarien des Energiesystems bis zum Jahr 2050 um die Komponente der Brennstoffzellen in Wohngebäuden erweitert. Im Rahmen einer dynamischen Potenzialanalyse wurden zwei Szenariopfade *Referenz* und *Ökologisches Engagement* entworfen. Dem Szenario *Referenz* liegen dabei energiewirtschaftliche Annahmen zugrunde, die im wesentlichen eine Fortschreibung des historischen Trends darstellen. Im Szenario *Ökologisches Engagement* wird hingegen ein wesentlicher Wandel in Energiebedarf, Energietechnik und Energiequellen unterstellt, der eine 80 %ige Reduktion der Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 gegenüber dem Jahr 1990 ermöglicht. Über den betrachteten Zeitraum sollte

- das Marktpotenzial der Anlagen und der jährliche Verkaufmarkt,
- die Wechselwirkungen der Stromerzeugung aus Brennstoffzellen mit dem Elektrizitätssystem im zeitlichen Verlauf des Jahres,
- die Auswirkungen und Substitutionseffekte auf Stromerzeugungsinfrastruktur, Energiemix und Emissionsbilanz

analysiert werden. Ausgangspunkt dieser Potenzial- und Wirkungsanalyse bildete eine detaillierte Untersuchung des Systems Brennstoffzelle in seiner Anwendung im Wohngebäude. Zielsetzung hierbei war es,

- ökonomisch optimale Anlagengrößen und Betriebsstrategien und
- Investitionskostenzielwerte für Brennstoffzellenanlagen sowie Kapitalwerte der Investition

zu ermitteln. Dazu wurde ein Simulationsmodell des Anlageneinsatzes entwickelt, und der Brennstoffzelleneinsatz in einzelnen prototypischen Referenzgebäuden modelliert. In der Arbeit wurden somit einerseits die möglichen Veränderungen auf der Makroebene des Gesamt-Energiesystems betrachtet und andererseits die sie begründenden Voraussetzungen auf der Mikroebene der einzelnen typischen Anwendungsfälle.

9.2 Methodik und methodisches Ergebnis

Dynamische Potenzialanalyse

Die zukünftigen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen im Anwendungsfeld Energiesystem Deutschland bilden die Grundlage für die Untersuchung des zukünftigen Potenzials von Brennstoffzellen und ihrer Wirkung im Energiesystem. Hier wurde im wesentlichen auf die Arbeiten des Wuppertal Instituts für die Enquête-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“ des 14. Deutschen Bundestags und die dafür entwickelten Langfristszenarien des Energiesystems zurückgegriffen. Hauptgrundlage der Untersuchung ist dabei der zukünftige Wohngebäudebestand, seine Entwicklung über der Zeit und der daraus resultierende Wärmebedarf als theoretisches Potenzial des Brennstoffzelleneinsatzes. Seine Bestimmung erfolgte auf Basis einer Weiterentwicklung des Wohngebäudemodells des Wuppertal Instituts. Es wurden insgesamt 213 unterschiedliche Referenzgebäude modelliert. Über unterschiedliche Neubauraten und Energieeffizienzen bei Sanierung und Neubau wurden die beiden Szenarien *Referenz* und *Ökologisches Engagement* bis zum Jahr 2050 entworfen.

Die Berechnung des Anlagenpotenzials, des Verkaufsmarkts und der installierten Leistung von Brennstoffzellen in Wohngebäuden über dem Betrachtungszeitraum erfolgte mit diesem Wohngebäudemodell und den Ergebnisse der Systemanalyse zur Anlagenauslegung. Das so bestimmte technische Potenzial wurde mit angenommenen Markteindringungspfaden von Brennstoffzellen hinterlegt, und damit ein erwartbares Anlagen- und Wärme- und Stromerzeugungspotenzial berechnet. Die Wärme- und Stromerzeugung aus Brennstoffzellen im zeitlichen Verlauf des Jahres und über dem Betrachtungszeitraum der Szenarien wurde mit einem Erzeugungsmodell, entwickelt im Programmsystem Matlab®, ermittelt. Dafür wurden die Wärmebedarfsganglinien der Referenzgebäude für ein Norm-Temperaturjahr berechnet. Aus den Ergebnissen der Systemanalyse wurde die optimale Anlagengröße pro Referenzgebäude bestimmt. Der Anlageneinsatz im Jahresverlauf für jedes der Referenzgebäude wurde berechnet. Die ermittelten Ganglinien des Wärmebedarfs und der Wärme- und Stromerzeugung der Brennstoffzellenanlagen wurden zu einer Gesamt-Erzeugungs- und -Bedarfsganglinie für den zukünftigen Wohngebäudebestand in Deutschland zusammengesetzt. Anhand dieser Erzeugungsganglinien wurden die Substitutionseffekte der Stromerzeugung aus Brennstoffzellen im jährlichen Verlauf quantifiziert, und die Auswirkungen auf den Kraftwerkspark, den Energieträgermix und die Treibhausgasemissionen bewertet.

Erstes methodisches Ergebnis der Arbeit und Neuerungen gegenüber dem Status Quo der Anwendungsforschung sind demnach

- die Weiterentwicklung eines Wohngebäude- und Wärmebedarfsmodells für Deutschland bis zum Jahr 2050 in zwei Szenariopfaden,
- die Berechnung des Anlagenpotenzials und des jährlichen Verkaufsmarkts von Brennstoffzellen in Wohngebäuden in Deutschland bis zum Jahr 2050 in mehreren Pfadvarianten,
- die Ermittlung von kumulierten Jahresganglinien des Wärmebedarfs und der Wärme- und Stromerzeugung aus Brennstoffzellen für den Wohngebäudebestand in Deutschland in den beschriebenen Szenarien nach einer *bottom-up* Methodik,
- die Bewertung der Substitutionseffekte der Energieerzeugung aus Brennstoffzellen im zukünftigen Energiesystem.

Energiewirtschaftliche Systemanalyse

Die Modellierung des Brennstoffzelleneinsatzes im konkreten Anwendungsfall Wohngebäude ist bereits mehrfach Gegenstand der Anwendungsforschung gewesen. Die hierzu bisher verfügbaren Simulationsmodelle und dokumentierten Modellierungsergebnisse waren aufgrund unterschiedlicher Einschränkungen für die Zielsetzung dieser Arbeit nicht geeignet. Stattdessen wurde ein eigenes Simulationswerkzeug mit dem Programmsystem Matlab / Simulink® entwickelt.

Erster Baustein des Werkzeugs sind Datenmodelle, die für beliebige Wohngebäude Jahresganglinien des Energiebedarfs erzeugen. Insbesondere werden die Jahresganglinien des Strombedarfs der Gebäude nach Anzahl der Haushalte und Personen in bis zu 15-sekündiger Auflösung auf der Grundlage gemessener Bedarfsganglinien erstellt. Zweiter Baustein des Werkzeugs sind Modelle zur Simulation des Brennstoffzelleneinsatzes im Gebäude. Auf der Grundlage der Jahresganglinien des Energiebedarfs, der Anlagenparameter der Brennstoffzellenanlagen und anderer Versorgungskomponenten, sowie der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen wurden unterschiedlichste Strategien des Anlagenbetriebs und der Anlagensteuerung für ein ganzes Jahr realistisch simuliert. So wurden mit dem Simulationswerkzeug verschiedene Möglichkeiten der erlösbringenden Verwendung des erzeugten Brennstoffzellenstroms untersucht und daraus Betriebsstrategien für Brennstoffzellenanlagen in Wohngebäuden abgeleitet. Neben klassischen, dem Energiebedarf des Objekts folgenden Strategien wurden Strategien der Bereitstellung und des Verkaufs von Reserveleistung und Regelenergie und der Vorgabe eines Fahrplans der elektrischen Leistung implementiert und berechnet.

Zielsetzung der Modellierung und Simulation des Brennstoffzelleneinsatzes in Wohngebäuden war die Bestimmung ökonomisch optimaler Anlagengrößen und Betriebsstrategien für Referenzgebäude des zukünftigen Wohngebäudebestands in Deutschland, und daraus die Ableitung von Zielwerten für die Investitionskosten des Brennstoffzellensystems bezie-

ungsweise der Kapitalwerte der Brennstoffzelleninvestition. Umgesetzt wurde dies durch Parametervariation in den Simulationsrechnungen und Vergleich der Simulationsergebnisse. Methodisches Ergebnis waren so:

- Modelle zur Erstellung zeitlich hochaufgelöster Jahresganglinien des Energiebedarfs für beliebige Wohngebäude,
- Simulationsmodelle zur Simulation des Brennstoffzelleneinsatzes in beliebigen Wohngebäuden und mit differenzierten Betriebsstrategien,
- Energiewirtschaftliche Systemanalyse durch Parametervariation und Sensitivitätsrechnung für verschiedene Brennstoffzellenanlagen in verschiedenen Wohngebäuden hinsichtlich Anlagenauslastung, Deckungsgrad, Anfahrvorgängen, Brennstoffbedarf, CO₂-Bilanz, Kostenbilanz, Wirtschaftlichkeit und weiterem.

Die Ergebnisse hiervon liefern konkrete Anhaltspunkte, wie Brennstoffzellen in Gebäuden unterschiedlicher Charakteristik und unterschiedlichen Energiebedarfs optimal auszulegen sind, welche Betriebsstrategien sich besonders eignen, und welche Investitionskosten für die Brennstoffzellenanlagen für einen wirtschaftlichen Betrieb gerade noch zulässig sind, beziehungsweise wie hoch der Kapitalwert einer Brennstoffzelleninvestition voraussichtlich sein wird. Herstellern und Anwendern ist somit ein Hilfsmittel für die Planung und Auslegung ihrer Investition an die Hand gegeben.

9.3 Fachliches Ergebnis

Energiewirtschaftliche Systemanalyse

In den Berechnungen mit dem Simulationswerkzeug wurden folgende Varianten untersucht:

- klassische Strategien des Brennstoffzellenbetriebs nach dem Wärme- und Strombedarf des jeweiligen Gebäudes, daneben Betriebsstrategien der Bereitstellung und Lieferung von Regelenergie sowie der Strom- und Wärmeerzeugung nach Vorgabe eines bestimmten Fahrplans,
- prototypische Referenzgebäude für die verschiedenen Gebäudeklassen Ein- und Zweifamilienhaus, kleines und großes Mehrfamilienhaus,
- unterschiedliche Dämmstandards der Referenzgebäude, resultierend in einem spezifischen Raumwärmebedarf von 15, 50, 100 und 300 kWh pro Quadratmeter Wohnfläche.

In der wirtschaftlichen Bewertung wurde darüber hinaus zwischen den Betreibermodellen privatwirtschaftlicher Betrieb und Contracting-Betrieb unterschieden. Auch wurde der Einfluss des KWK-Bonus' sowie der Energiepreise auf die Wirtschaftlichkeit und Auslegung des Anlagenbetriebs untersucht.

Es zeigte sich, dass Wirtschaftlichkeit und Einsatz der Brennstoffzellen in hohem Maße von den Mechanismen und resultierenden Erlösmöglichkeiten im Energiemarkt heute und in Zukunft abhängig sind. Größten Einfluss haben hier die Energiepreise und gewährten Vergütungen, wie auch die Investitions- und Betriebskosten der Anlage. Besonders in Einfamilienhäusern sind nur kleine Anlagengrößen mit resultierenden geringen Investitionskosten, sowie nahezu keine zusätzlichen Investitionskosten tolerabel. Heute diskutierte Anlagengrößen von 2 bis 4,7 kW_{el} lassen sich unter betrachteten Randbedingungen nur in Mehrfamilienhäusern wirtschaftlich darstellen. Der Wegfall des KWK-Bonus' verschärft die Wirtschaftlichkeit insbesondere größerer und im Contracting betriebener Anlagen erheblich, während privatwirtschaftlich betriebene Anlagen, generell kleiner dimensioniert, weniger davon betroffen werden. Eine Verschlechterung des angenommenen Preisverhältnisses zwischen Gas- und Strompreis führt sehr schnell zu einem unwirtschaftlichen Anlagenbetrieb. Umgekehrt wirken sich relativ steigende Strompreise extrem günstig auf die Wirtschaftlichkeit aus. Zusammengefasst lauten die Ergebnisse:

- Die ökonomisch optimalen Anlagengrößen für Brennstoffzellen liegen bei den betrachteten Beispielen in typischen Ein- und Zweifamilienhäusern bei wenigen 100 W_{el}, in den kleinen Mehrfamilienhäusern bei 2 bis 3 kW_{el}, in großen Mehrfamilienhäusern bei 5 bis 6 kW_{el}.
- Die Kapitalwerte der Investition liegen bei den betrachteten Beispielen in typischen Ein- und Zweifamilienhäusern bei einigen hundert Euro, in kleinen Mehrfamilienhäusern bei ca. 5.000 € und in großen Mehrfamilienhäusern bei ca. 15.000 €, jeweils bezogen auf spezifische Brennstoffzellenkosten von 1.500 €/kW_{el}.
- Contracting-Betrieb führt aufgrund angenommener niedrigerer Kosten- und Preisstrukturen und höherer Zinserwartung gegenüber privatwirtschaftlichem Betrieb zu einer in etwa verdoppelten optimalen Anlagengröße im Objekt, bei ähnlichen resultierenden Kapitalwerten.
- Der KWK-Bonus hat wesentlichen Einfluss auf die Anlagenauslegung. Sein Wegfall führt in Mehrfamilienhäusern zu in etwa halbierten optimalen Anlagengrößen und verschlechtert die Wirtschaftlichkeit, insbesondere von Anlagen im Contracting-Betrieb.
- Schwankungen der hier zugrundegelegten Gas- und Strompreise von 30 % können die durch Brennstoffzellenanlagen erzielbaren Energiekosteneinsparungen zunich-
te machen oder verdoppeln. Die Wirtschaftlichkeit steigt, je größer die Differenz zwischen Strompreis und Gaspreis ist.
- Der Betrieb nach einem vorgegebenen Stromerzeugungsfahrplan und auch die Bereitstellung und Lieferung von Regelenergie, jeweils ohne Produktion überschüssiger Wärme, ist bei entsprechender Vergütung der Stromerzeugung wirtschaftlicher als ein rein wärmegeführter Betrieb der Brennstoffzelle. Ein dem Strombedarf des

Objekts folgender Betrieb ist in der Regel weder wirtschaftlich noch technisch sinnvoll.

- Um in einem zukünftigen Energiesystem zur Reduktion von Treibhausgasemissionen beizutragen, empfiehlt sich für Brennstoffzellen als Zielwert ein elektrischer Wirkungsgrad in Größenordnung desjenigen moderner Gaskraftwerke von 40 % bis über 50 %.

Jenseits der gesetzlich garantierten Vergütung hängen die Erlöse der Stromerzeugung von Brennstoffzellen wie die anderer Kraftwerke wesentlich von der Planbarkeit und Verfügbarkeit der Erzeugung ab. Insbesondere lassen sich höhere Erlöse durch die Vorhaltung elektrischer Leistung und deren kurzfristige Abrufbarkeit erwirtschaften. In einem marktwirtschaftlich organisierten Elektrizitätssystem wird der Zugriff auf die Stromerzeugung aus Brennstoffzellen durch Lieferanten oder auch Netzbetreiber höheren Wert besitzen als die unkoordinierte Erzeugung. Darum wird es in Zukunft wichtig sein, die externe Ansteuerbarkeit und Kombinierbarkeit der Anlagen, zum Beispiel im Rahmen eines „virtuellen Kraftwerk“-Konzepts, zu ermöglichen. Die im privatwirtschaftlichen Betrieb bisher wichtigste und ertragreichste Erlös Komponente ist jedoch nicht der Verkauf von Elektrizität, sondern die Vermeidung des Kaufs von Elektrizität und seiner für den Endnutzer hohen Kosten, die neben dem reinen Energiepreis die Kosten der Netznutzung aller Netzebenen sowie Steuern und Abgaben umfassen.

Dynamische Potenzialanalyse: Zukunftspotenzial und Auswirkungen im Energiesystem

Zukunftspotenzial von Brennstoffzellen in Wohngebäuden in Deutschland und Auswirkungen im Energiesystem wurden in zwei Szenarien betrachtet. Die wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit der Brennstoffzellen gegenüber konkurrierenden Technologien wurde in beiden Szenarien bei der dynamischen Potenzialanalyse vorausgesetzt, ebenso eine breite und durchgängige Akzeptanz der Technologie und ein ihr positiv gegenüberstehendes politisches und gesellschaftliches Umfeld. Entsprechend der unterschiedlichen Annahmen der Szenarien gestalten sich die Ergebnisse.

Szenario Referenz des Jahres 2030 für Deutschland:

- Das theoretische Wärmeerzeugungspotenzial für Brennstoffzellen liegt bei ca. 60 % des Wärmebedarfs der Wohngebäude. Dieser Wert bleibt in etwa konstant bis zum Jahr 2050.
- Der jährliche Verkaufsmarkt liegt im Sektor der Ein- und Zweifamilienhäuser bei ca. 500.000 Stück pro Jahr. Dieser Wert bleibt in etwa konstant bis zum Jahr 2050. In Summe können bis zum Jahr 2050 ca. 14 Mio. Anlagen in Ein- und Zweifamilienhäusern installiert werden, zusätzlich ca. 3,5 Mio. Anlagen in kleinen Mehrfamilienhäusern.

- Die erwartbare installierte Leistung von Brennstoffzellenanlagen in Wohngebäuden beträgt ca. 12 GW_{th} und ca. 11 GW_{el}. Bis zum Jahr 2050 kann sie auf über 20 GW elektrisch und thermisch ausgebaut werden.
- Die resultierende Wärmeerzeugung erreicht ca. 11 % des Wärmebedarfs der Wohngebäude, im Jahr 2050 25 %. Die resultierende Stromerzeugung von ca. 55 TWh steht für ca. 10 % des Strombedarfs in Deutschland, im Jahr 2050 mit ca. 100 TWh für ca. 18 %.
- Die Jahreshöchstlast des elektrischen Netzes wird bei wärmegeführter Betriebsweise der Brennstoffzellen um ca. 11 % reduziert, bei konzertiertem Betrieb zur Senkung der Höchstlast um ca. 14 %. Im Mittel ergibt sich im Sommer eine Erzeugung von 15 %, im Winter von 2 % des bundesdeutschen Strombedarfs.
- Der Erdgasbedarf der Haushalte wird um 104 TWh erhöht. Der Erdgasmehrbedarf der einzelnen Gebäude mit Brennstoffzellen liegt bei 20 - 40 %.
- Die CO₂-Emissionen in Deutschland werden um knapp 36 Mio. t reduziert.
- Die Stromerzeugung aus Brennstoffzellen führt zu einer Brennstoffsubstitution von 85 TWh Braunkohle, 33 TWh Steinkohle und 23 TWh Heizöl. Auch Erdgas aus Spitzenlastkraftwerken wird ersetzt. Netto ergibt sich ein Erdgasmehrbedarf von 81 TWh.
- Der Erdgasanteil an der Primärenergie zur Stromerzeugung steigt von 12 % auf knapp 20 %. Der Anteil von Braunkohle geht von 32 % auf 26 % zurück.

Das Szenario *Ökologisches Engagement* unterscheidet sich vom Szenario *Referenz* durch einen stärkeren Rückgang des Wärmebedarfs der Wohngebäude, durch das verstärkte Vordringen regenerativer Technologien der Wärme- und Stromerzeugung und damit durch einen sinkenden Emissionsfaktor des Stromerzeugungsmixes in Deutschland. Für das Jahr 2030 werden noch ähnliche Werte bezüglich Verkaufsmarkt, installierter Leistung und Wärme- und Stromerzeugung aus Brennstoffzellen realisiert wie im Szenario *Referenz*. In der Folge jedoch verringert sich das durch Brennstoffzellen erschließbare Potenzial durch geringere Nachfrage und durch ökologisch vorteilhaftere Konkurrenztechnologien. Ab dem Jahr 2035 wird praktisch keine Brennstoffzellenanlage mehr in Wohngebäuden installiert. Allerdings wurde hier nur der Anlagenbetrieb auf Basis von Erdgas betrachtet, demgegenüber sind Brennstoffzellen in Wohngebäuden auf Basis regenerativer oder treibhausgasarm erzeugter Brennstoffe auch unter den Bedingungen des Szenarios *Ökologisches Engagement* weiterhin konkurrenzfähig.

9.4 Ausblick

Insbesondere bei der Modellierung und Simulationsrechnung von Brennstoffzellen in Wohngebäuden ergeben sich weitere Betrachtungswinkel, die aus den Ergebnissen dieser

Arbeit fortgesetzt werden können. Zu nennen ist hier die Untersuchung der Sensitivität der Wirtschaftlichkeit von Brennstoffzellen in verschiedenen Fahrweisen unter Variation des Strombedarfs der betrachteten Gebäude. Auch können weitere Strategien des Betriebs von Brennstoffzellen und die sich daraus ergebenden Erlösmöglichkeiten modelliert werden. Dies betrifft detailliertere Untersuchungen des koordinierten Brennstoffzellenbetriebs und der Vermarktung des Stroms, zeitlich variable Einspeisevergütungen, konkret vorgegebene Fahrpläne der Erzeugung und anderes.

Die zeitlich abgestimmte Energieerzeugung von Brennstoffzellen kann dabei in der Modellierung noch stärker mit dem Gesamtsystem und Szenario der Energienachfrage und -erzeugung verzahnt werden. Ausgehend von den betrachteten Strategien zum Betrieb der Anlage zur Reduktion Jahreshöchstlasten im elektrischen Netz bietet sich weitere an. Es kann daran gedacht werden, lokale oder regionale Energieversorgungsstrukturen – zum Beispiel auf der Grundlage einer Kombination von Brennstoffzellen-KWK und regenerativen Erzeugungsanlagen – zu modellieren, und mithilfe des Simulationsinstruments in zeitlich hoher Auflösung zu berechnen. Somit können einerseits technische und wirtschaftliche Aspekte des Brennstoffzellenbetriebs in Kombination mit anderen Erzeugungsanlagen und eventuell auch Lastmanagementstrategien analysiert werden, andererseits können davon ausgehend Möglichkeiten und Umsetzungspfade lokaler und regionaler zukünftiger Energieversorgung im Kontext eines Gesamtszenarios entwickelt werden.

Die hier entwickelten Instrumente können weiterhin Ausgangspunkt für weiterführende Untersuchungen zum Einsatz regenerativ oder treibhausgasarm erzeugter Brennstoffe und zur Konkurrenz lokaler, dezentraler oder zentraler Wärme- und Stromerzeugung insbesondere auf der Grundlage der Szenarien zur Reduktion der Treibhausgasemissionen sein.

Literaturverzeichnis

- [1] Meadows, D.: Die Grenzen des Wachstums. Stuttgart (1972).
- [2] Jopp, K.: Brennstoffzelle drängt mit Tempo auf den Markt. In: VDI Nachrichten, Düsseldorf, vom 06.07.2001.
- [3] Pressemitteilung der RWE Plus AG, Essen, vom 10.07.2001.
- [4] Deutscher Bundestag (Hrsg.): Endbericht der Enquête-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“. Drucksache 14/9400. Berlin (2002).
- [5] Fishedick, M. et al.: Endbericht „Langfristszenarien für eine nachhaltige Energienutzung in Deutschland“. Im Auftrag des Umweltbundesamtes (FKZ 200 97 104). Wuppertal (2002).
- [6] IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change (Hrsg.): Emissions Scenarios. Special Report of Working Group III of the IPCC. Genf (2000).
- [7] Reiche, A. et al.: Brennstoffzellen. Entwicklungsstand und Anwendungen. In: Chem. unserer Zeit, Band 38 (2004), pp. 400-411.
- [8] European Commission (Hrsg.): EUR 19368. European Fuel Cell Projects 1995-2000. Luxembourg (2000).
- [9] European Commission (Hrsg.): EUR 21241. European Fuel Cell Projects. Luxembourg (2004).
- [10] Singhal, S.C. et al.: U.S. distributed generation fuel cell program. In: Journal of Power Sources 131 (2004), pp. 79-85.
- [11] Jollie, D.M. et al.: Fuel cells: a survey of current developments. In: Journal of Power Sources 131 (2004), pp. 57-61.
- [12] Stolten, D.: Nieder- und Hochtemperaturbrennstoffzellen. Skriptum zur Vorlesung. RWTH Aachen, Fakultät für Maschinenbau, Lehrstuhl für Brennstoffzellen. Jülich (2001).
- [13] Oertel, D. et al. (Hrsg.): TA-Projekt „Brennstoffzellen-Technologie“. Endbericht. Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB). TAB-Arbeitsbericht Nr. 67. Berlin (2000).
- [14] Hoogers, G.: Fuel cells for cogeneration. Technology and markets worldwide. In: Cogeneration and On-Site Power Production, july-august 2003, pp. 80-91.
- [15] Gailfuß, M. : Brennstoffzellen. Teilkapitel in: Technologiebibliothek des Projekts "Zukunftstechnologien". Nicht veröffentlichter Projektbericht. Wuppertal Institut (2000).
- [16] Konstantin Ledjeff-Hey et al. (Hrsg.): Brennstoffzellen - Entwicklung, Technologie, Anwendung. 2. Auflage. Heidelberg (2001).
- [17] Lullies, D.: Forscher melden Durchbruch bei Brennstoffzellen. In: Spiegel-Online, 23.12.2004. www.spiegel.de/wissenschaft/mensch/0,1518,333878,00.html
- [18] VDEW e.V. (Hrsg.): Energieverbrauch in Deutschland 1999. VDEW-Materialien M-35/2000. Frankfurt a. M. (2000).

- [19] Nitsch, J. et al.: Wirtschaftliches und ausschöpfbares Potential der Kraft-Wärme-Kopplung in Baden-Württemberg. DLR-STB. Stuttgart (1994).
- [20] Gailfuß, M.: CO₂-Minderungspotentiale durch Ausbau der Blockheizkraftwerke in Deutschland. Frankfurt (1998).
- [21] Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (ASUE) (Hrsg.): Mikro-KWK. Kaiserslautern (o.J.). www.asue.de
- [22] OTAG Vertriebs GmbH & Co. KG (Hrsg.): Kurzinfo Lion-Powerblock. Olsberg (o.J.). www.otag.de.
- [23] Whisper Tech (Hrsg.): Whisper Tech signs \$300 million agreement. Pressemitteilung vom 12.08.2004. www.whispergen.com.
- [24] E.ON UK (Hrsg.): Powergen expands into Home energy Services market. Pressemitteilung vom 16.08.2004. www.eon-uk.com.
- [25] Koschorke, W. et al.: Brennstoffzellen für das Handwerk – zum aktuellen Stand der Dinge. O.O. (o.J.). www.hpi-hannover.de.
- [26] Lang, J.: Hausenergiesysteme mit Brennstoffzellen. BINE-Projektinfo 06/04. Fachinformationszentrum Karlsruhe. Karlsruhe (2004).
- [27] Badenhop, Th.: Erfahrungen mit dem Vaillant Brennstoffzellen-Heizgerät. In: ISET (Hrsg.): Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik 2004. Kassel (2004), pp. 112-125.
- [28] Hug, D. et al.: Wenn nur noch Wasserdampf aus dem Auspuff kommt. Ära der Wasserstofftechnologie beginnt/ Vom Null-Liter-Auto zum virtuellen Kraftwerk/ Die Brennstoffzelle wird die Energieversorgung revolutionieren. In: Frankfurter Rundschau Nr. 275 vom 25.11.2000, p. 11.
- [29] N.N.: Zellen-Euphorie in Hannover. In: Energie & Management vom 15.5.2001, p. 1.
- [30] Meyer, J.-P.: Endstation Demut. In: Sonne Wind & Wärme 2/2004, pp. 77-79.
- [31] Initiative Brennstoffzelle (Hrsg.): Realismus statt Euphorie. In: IBZ-Nachrichten November 2004, p.1.
- [32] Williams, M.: Fuel Cells in Review. In: Fuel Cell Catalyst, Vol. 4 (2004), No. 2, p. 1.
- [33] Pressemitteilung der Sulzer AG (Hrsg.): „Keine weiteren Investitionen in Sulzer Hexis“. Winterthur, 25.08.2005.
- [34] Vaillant Deutschland GmbH (Hrsg.): Informationsbroschüre „Zukunft Brennstoffzellen“. Remscheid (2005).
- [35] Bahnow, K. (Vaillant): persönliche Information vom 30.01.2004.
- [36] Huster, C. et al.: Betriebserfahrungen mit Hochtemperatur-Brennstoffzellen. Vortrag auf dem 5. Symposium „Brennstoffzellen“, Technische Akademie Wuppertal Wuppertal, 12.11.2003.
- [37] Grimm, V.: Energetische Untersuchung der Solarsiedlung Gelsenkirchen-Bismarck. Unveröffentlichte Diplomarbeit. Lehrstuhl für Nukleare und neue Energiesysteme der Universität Essen. Essen (2003).
- [38] Dauensteiner, A. (Vaillant): Persönliche Information, Datenblatt „Efficiency Euro2V1“, per e-mail vom 10.10.2003.

- [39] Eckert, K.: Mit virtuellen Kraftwerken zum optimalen Erzeugungsmix. In: *Energie & Management*, 15.04.2005, p. 12.
- [40] Fishedick, M. et al.: Virtuelle Kraftwerke – Mythos oder Wirklichkeit? Vortrag auf der Jahreskonferenz BHKW 2005. Nürnberg, 06.04.2005.
- [41] Zuber, E.: Feldtest „Virtuelles Kraftwerk“ mit Brennstoffzellen-Heizgeräten gestartet. Pressemitteilung der Firma Vaillant, Remscheid 23.01.2004.
- [42] Dauensteiner, A. et al.: The European Virtual Fuel Cell Power Plant. Final Presentation to the European Commission. Brussels, 11. May 2005.
- [43] Plümke, T.: Das „Virtuelle Kraftwerk“-Projekt von Vaillant. Vortrag bei der AG Dezentrale Energiesysteme der Landesinitiative Zukunftsenergien NRW. Gelsenkirchen, 24.11.2004.
- [44] Handschuh, M. et al.: Brennstoffzellen – Erfolgsstrategien für Energieunternehmen. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 54. Jg. (2004) Heft 5, pp. 315-318.
- [45] Roon, S. von: Betriebskonzepte und Produkte virtueller Kraftwerke im liberalisierten Energiemarkt. Unveröffentlichte Diplomarbeit. Fachgebiet Energie- und Rohstoffwirtschaft der TU Berlin. Berlin (2003).
- [46] Mitze, D.: Erlöspotential von stationären Brennstoffzellenanlagen im deutschen Strommarkt. Unveröffentlichte Diplomarbeit. Fachgebiet für Energie- und Rohstoffwirtschaft der TU Berlin und Wuppertal Institut für Klima Umwelt Energie. Berlin (2003).
- [47] Arndt, U. et al.: Das Virtuelle Brennstoffzellen-Kraftwerk. Technische und energiewirtschaftliche Bewertung. Perspektiven einer Wasserstoff-Energiewirtschaft – Teil 3. München (2002).
- [48] Friedrich, R. et al.: Cost Optimization of Fuel Cell Combined Heat and Power Plants Managed by a Power Supply Company. In: *Micro.tec 2000*, vol. 1, Berlin (2000), pp. 441-446.
- [49] Idelberger, K.: Einsatz von PEM-Brennstoffzellen zur Hausenergieversorgung unter besonderer Berücksichtigung der Netzeinbindung. Unveröffentlichte Diplomarbeit. Fachgebiet Energiesysteme der TU Berlin. Berlin (2000).
- [50] Harmelink, M.: Getting more out of CHP by selling electricity on the spot market. In: *Cogeneration and On-Site Power Production*, november-december 2004, pp. 69-73.
- [51] König, S.: Technische Auslegungskriterien und Kostendeterminanten von SOFC- und PEMFC-Systemen in ausgewählten Wohn- und Hotelobjekten. Schriften des Forschungszentrums Jülich. Reihe Energietechnik Bd. 16. Jülich (2000).
- [52] Hutter C. et al.: Stationäre Anwendung von Brennstoffzellen in der Kraft-Wärme-Kopplung. Perspektiven einer Wasserstoff-Energiewirtschaft – Teil 1. München (2000).
- [53] Kruhl, J.: Beitrag zur energiewirtschaftlichen Bewertung des Brennstoffzelleneinsatzes in der Gebäudeenergieversorgung. Dissertation des Fachbereichs Maschinenbau der Universität Hannover. Hannover (1999).
- [54] Dorer, V. et al.: Nachhaltige Hausenergieversorgung mit Brennstoffzellen und erneuerbaren Energien. Schlussbericht Vorprojekt, Nachhaltigkeit im ETH-Bereich. Dübendorf (CH) (2004).
- [55] Moers, A. von et al.: Simulationen zur zukünftigen Entwicklung der dezentralen Energieversorgung in Deutschland. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 52. Jg. (2002), Heft 11, pp. 751-755.
- [56] Fischer, M. et al.: Brennstoffzellensysteme: Vorteile, Herausforderungen und Marktchancen. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 50. Jg. (2000), Heft 6, pp. 412-419.

- [57] Krammer, Th.: Brennstoffzellenanlagen in der Hausenergieversorgung – Instrumentarien zur Potenzialanalyse. IFE Schriftenreihe, Heft 44. Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik der TU München. München (2001).
- [58] Graf, A.: persönliche Information zum Markt- und Diffusionsmodell der RWE Fuel Cells GmbH, 27.07.2004.
- [59] Bokämper, S.: Marktperspektiven von Brennstoffzellen-Heizgeräten – eine ökonomische Systemanalyse. Dissertation der Fakultät für Prozesswissenschaften der TU Berlin. Berlin (2002).
- [60] Sander, K.: Potenziale und Perspektiven stationärer Brennstoffzellen. Dissertation der Fakultät Maschinenbau der Universität Stuttgart. Stuttgart (2004).
- [61] Kraft, A.: Einsatz der linearen Programmierung zur Analyse des energiewirtschaftlichen Potentials von Brennstoffzellen. Interner Bericht 5/98 der Programmgruppe Systemforschung und Technologische Entwicklung des Forschungszentrums Jülich. Jülich (1998).
- [62] Krewitt, W. et al. (Hrsg.): Brennstoffzellen in der Kraft-Wärme-Kopplung. Ökobilanzen, Szenarien, Marktpotenziale. Berlin (2004).
- [63] Scheffler, J.: Brennstoffzellenanlagen in Wohngebäuden. Betriebsweise und Potenziale der ElektroWärme- und Stromerzeugung. In: BWK Band 53 (2001), Nr. 11, pp. 50-55.
- [64] Arndt, U. et al.: Energiewirtschaftliche Bewertung dezentraler KWK-Systeme für die Hausenergieversorgung. Perspektiven einer Wasserstoff-Energiewirtschaft – Teil 5. München (2004).
- [65] Leonhard, W.: Netzeinspeisung aus regenerativen Quellen. In: EW Jg. 101 (2002), Heft 4, pp. 36-41.
- [66] Schwaegerl, P.: Energiewirtschaftliche Bewertung dezentraler KWK-Systeme für die Hausenergieversorgung. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 54. Jg. (2004), Heft 5, pp. 308-314.
- [67] Friedrich, R.: Integration von Brennstoffzellen-BHKW in elektrische Verteilnetze – Auswirkungen auf das elektrische Netz und Vergleich unterschiedlicher Betreibermodelle. Dissertation der Universität Saarbrücken. Saarbrücken (2003).
- [68] Audring, D. et al.: Netzbeeinflussung von Brennstoffzellen-Heizkraftwerken zur Energieversorgung von Wohngebäuden. In: VDI Bericht 1594, Tagungsband „Fortschrittliche Energiewandlung und -anwendung“, Düsseldorf (2001), pp. 161-170.
- [69] Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen (Hrsg.): Welt im Wandel - Energiewende zur Nachhaltigkeit. Berlin (2003).
- [70] Statistisches Bundesamt (Hrsg.): Leistungsabgabe der deutschen Kraftwerke. Tabellen des Statistischen Bundesamts. Wiesbaden (2000).
- [71] World Energy Council – Deutsches Nationales Komitee des Weltenergiesrates (Hrsg.): Energie für Deutschland. Essen (2004).
- [72] Deutsche Energie Agentur GmbH (Hrsg.): Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. Berlin (2005).
- [73] Schubert, K.: Potenzial des Lastmanagements als Ersatz für Regelenergiekraftwerke bei steigendem Anteil erneuerbarer Energieträger. Unveröffentlichte Diplomarbeit, Institut für Energietechnik der TU Berlin und Wuppertal Institut für Klima Umwelt, Energie. Berlin (2005).
- [74] Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien. Bundesgesetzblatt Teil I (2004), p. 1918 ff.
- [75] Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung. Bundesgesetzblatt Teil I (2002), p. 1092 ff.

- [76] Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen. Bundesgesetzblatt Teil I (2005), p. 2225 ff.
- [77] Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. et al. (Hrsg.): Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie und über Prinzipien der Netznutzung. O.O., 13.12.2001.
- [78] VDN Berlin (Hrsg.): Leistungsbilanz der allgemeinen Stromversorgung in Deutschland zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2003. O.O. (2004). www.vdn-berlin.de
- [79] Müller-Kirchenbauer, J. et al.: Kosten der Beschaffung und Abrechnung von Regel- beziehungsweise Ausgleichsenergie mit Blick auf die kartellrechtliche Angemessenheit der Netznutzungsentgelte der RWE Net AG. Gutachten im Auftrag der Stadtwerke Lippstadt GmbH. Aachen (2003). www.bet-aachen.de.
- [80] European Energy Exchange AG (Hrsg.): EEX Handelsergebnisse Spotmarkt. Leipzig (2004). www.eex.de.
- [81] Bitsch, R. et al.: Virtuelle Kraftwerke – Einbindung dezentraler Wärme- und Stromerzeugungsanlagen. In: etz, Heft 9, 2002, pp. 2-9.
- [82] Streese, J.: Das virtuelle Regelkraftwerk. In: Energie Markt Wettbewerb, Heft 6/03.
- [83] Lewald, N. et al.: BMWA Leitprojekt EDISON 0327307. Abschlussbericht. Karlsruhe (o.J.)
- [84] Zweites Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts. Bundesgesetzblatt Teil I (2005), p. 1970 ff.
- [85] ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (Hrsg.): Die „Ökologische Steuerreform“. Vorteil für Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. Kaiserslautern (2003).
- [86] Riedel, M.: Aktuelles zum Energierecht. In: Praxishandbuch Energiebeschaffung. Dezember 2004.
- [87] Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen. Bundesgesetzblatt Teil I (2005), p. 2197 ff.
- [88] MacMurray, D.W.: The economics of investing in fuel cells. In: Cogeneration and On-Site Power Production, january-february 2004, pp. 41-46.
- [89] Bonsen, C.: Persönliche Information und Datenbereitstellung. E.on-Ruhrgas AG. Dorsten, März 2004.
- [90] Baranski, M.: Persönliche Information und Datenbereitstellung. Universität Paderborn, September 2003.
- [91] Universität Siegen, Fachgebiet Bauphysik und Solarenergie (Hrsg.): Energetische Diagnose von Gebäuden. Messobjekte in Nordrhein-Westfalen. nesa1.uni-siegen.de/index.htm?enerdiag/motiva.htm.
- [92] Loga, T.: Taggang-Dateien der Niedrigenergiehaussiedlung Niedernhausen 1994. Institut Wohnen und Umwelt. Darmstadt (1999).
- [93] Sicre, B.: Wärmelastprofile von Niedrigenergie- sowie Passivhäusern. Interner Projektbericht „Umweltauswirkungen, Rahmenbedingungen und Marktpotenziale des dezentralen Einsatzes stationärer Brennstoffzellen“. Freiburg (2002).
- [94] TRNSYS, Version 16, TRANSSOLAR, Stuttgart 1997, <http://www.transolar.de/>; <http://80.66.96.158/ts/index.htm>.

- [95] BHKW-Plan. BHKW-Software für die Auslegung und die Wirtschaftlichkeitsberechnung von Blockheizkraftwerken. www.bhkw-info.de/bhkw.html.
- [96] Statistisches Bundesamt (Hrsg.): Mikrozensus (MZ)-Zusatzerhebung 2002. Tabellenprogramm (Auszug aus der Fachserie 5 „Bautätigkeit und Wohnungen“, Heft 1 „Bestand und Struktur der Wohneinheiten“). Persönliche Vorabinformation (S. Fittkau) per Fax vom 03.09.2003.
- [97] Institut Wohnen und Umwelt (Hrsg.): Deutsche Gebäudetypologie – Systematik und Datensätze. Darmstadt (2003).
- [98] VDEW (Hrsg.): Haushaltskundenbefragung 1996. Auswertungsbericht. Frankfurt a.M. (1996).
- [99] Hanke, Th.: Persönliche Information und Datenbereitstellung. Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie. Wuppertal, September 2002
- [100] Kleemann, M. et al.: Die Entwicklung des Wärmemarktes für den Gebäudesektor bis 2050. Schriften des Forschungszentrums Jülich. Jülich (2000).
- [101] VDI Verein Deutscher Ingenieure (Hrsg.): VDI-Richtlinie 3807 (Entwurf). Blatt 2, p. 13. Düsseldorf (1997).
- [102] Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden. Bundesgesetzblatt Teil I (2001), p. 3085 ff.
- [103] Schlesinger, M. et al.: Energiereport II. Die Energiemärkte Deutschlands im zusammenwachsenden Europa. Prognos AG. Basel (1995).
- [104] Deutscher Wetterdienst (Hrsg.): Testreferenzjahre für Deutschland für mittlere und extreme Witterungsverhältnisse (TRY). www.dwd.de/de/wir/geschaeftsfelder/klimaumwelt/leistungen/statistiken/try/try.htm.
- [105] Hanke, Th.: Ein Wohngebäudemodell für Deutschland. Arbeiten für die Energieszenarien des Wuppertal Instituts. Interner, unveröffentlichter Bericht. Wuppertal (2000).
- [106] Pfahl, S.: Effizienz und Suffizienz als Determinanten von Nachhaltigkeit. Eine akteursbezogene Szenarioanalyse der Bedeutung des privaten Konsums für eine nachhaltige Entwicklung des Energieverbrauchs in Deutschland und weltweit. Dissertation der Universität Osnabrück (2001).
- [107] VDI Verein Deutscher Ingenieure (Hrsg.): VDI-Richtlinie 2067 (Entwurf). Blatt 12. Düsseldorf (2000).
- [108] Schlesinger, M. et al.: Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt. Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Berlin. Prognos AG. Basel (1999).
- [109] Schulze-Kegel, D. et. Al.: Energetische Diagnose von Gebäuden (Phase II). Endbericht. Universität-Gesamthochschule Siegen (2000).
- [110] VDEW (Hrsg.): VDEW Musterhaushalt 1998/ 2004. Pressemitteilung vom 13.12.2004. www.strom.de,
- [111] IWR (Hrsg.): „WEN-Consulting Analyse bestätigt steigende Preise für Strom, Gas und Wärme“. Pressemitteilung vom 03.02.2005. www.iwr.de
- [112] Baehr, H.-D.: Thermodynamik. 8. Auflage. Berlin (1992).
- [113] Bund der Energieverbraucher e.V. (Hrsg.): Erdgas – Preise. www.energienetz.de, p.312 ff.

- [114] Pfaffenberger, W. et al.: Investitionen im liberalisierten Energiemarkt: Optionen, Marktmechanismen, Rahmenbedingungen. Bremer Energie Institut. Berlin (2004).
- [115] Solarenergie Informations- und Demonstrationszentrum SOLID und Solarpraxis (Hrsg.): Marktübersicht Solarspeicher 2004. Demoversion, (o.J.). www.solid.de
- [116] Pehnt, M.: Ganzheitliche Bilanzierung von Brennstoffzellen in der Energie- und Verkehrstechnik. VDI-Fortschritt-Berichte, Reihe 6, Band 476. Düsseldorf (2002).
- [117] Öko-Institut Freiburg (Hrsg.): GEMIS 4.14 – Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme. Ergebnistabellen. Freiburg (2002). <http://www.oeko.de/service/gemis/>
- [118] Fishedick, M. et al.: Szenarienerstellung Wuppertal Institut. Endbericht FO-232-61. Wuppertal (2002).
- [119] Fishedick, M.: Persönliche Information und Datenmaterial zur Szenarienerstellung für das Umweltbundesamt und die Enquête-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“. Wuppertal Institut, September 2002.
- [120] Kraus, M.: Analyse von Fehlerursachen der Prognose-Ist-Abweichung von Energiebedarfsschätzungen der Jahre 1950 – 1980. Dissertation TU Karlsruhe (1985).
- [121] Jochem, E.: Hilfen und Irrtümer beim Rückgriff des Prognostikers auf die Vergangenheit. Technikgeschichte Bd. 51, Nr. 4 (1984). pp.263 – 275.
- [122] Kuntz-Brunner, R.: Prognosen – Trefferquote vieler Voraussagen ist gering. In: VDI-Nachrichten vom 31.12.1999, Düsseldorf (1999).
- [123] Schulz, W. et al.: EWI/Prognos-Studie. Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030. Energiewirtschaftliche Referenzprognose, Energiereport IV – Kurzfassung. Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit, Berlin. Berlin (2005).
- [124] Minett, S.: Environment Analysis. In: The European Virual Fuel Cell Power Plant. Final Presentation. Brussels, 11.05.2005.
- [125] Lücke, A. : Entwicklung und Strukturen des Marktes für Wärmeerzeuger. In: gas, Dezember 2004.
- [126] Nast, M.: Der Markt für Hausheizungen. Endbericht. Systemanalyse und Technikbewertung, Institut für Technische Thermodynamik DLR Stuttgart. Stuttgart (1999).
- [127] Datzko, J.: Persönliche Information und Datenbereitstellung. Vaillant, Juni 2001.
- [128] Quaschnig, V.: Systematik einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhundert. Fortschritt-Bericht VDI, Reihe 6 Energietechnik Band 437. Düsseldorf (2000).
- [129] European Energy Exchange AG (Hrsg.): EEX CO₂ Index. Leipzig (2005). www.eex.de.

Anhang

i) Wohngebäudemodell

Tabelle A.1: Spezifischer Raumwärmebedarf der Wohngebäude des Wohngebäudemodells

Spezifischer Raumwärmebedarf	Unsaniiert	Saniiert nach EnEV	Saniiert nach EnEV-15 %	Saniiert nach EnEV-30 %	Saniiert nach EnEV-40 %
Korrespondierendes Jahr (bis)	2010	2030	2040	2050	
<i>Bestand bis 1998, alte Bundesländer</i>					
EFH1918A/B	255,7	93,0	84,2	71,1	64,0
EFH1948C	230,5	80,1	71,4	57,6	49,9
EFH1957D	251,1	88,3	79,2	63,6	56,6
EFH1968E	191,6	71,2	64,5	53,3	46,9
EFH1978F	180,1	109,4	100,6	85,9	79,1
EFH1983G	159,4	88,3	80,6	69,9	63,4
EFH1987H	162,4	108,6	96,8	81,2	72,1
EFH1995I	96,5	54,8	47,4	36,4	30,7
GMH1918A/B	138,2	60,7	57,1	52,3	48,9
GMH1948C	210,3	75,3	68,1	60,4	54,3
GMH1957D	162,5	69,1	62,7	56,0	50,6
GMH1968E	172,4	64,1	57,5	51,5	46,2
GMH1978F	157,9	67,2	61,8	56,2	51,7
HH1968E	113,8	62,8	58,7	55,3	51,9
HH1978F	137,4	97,8	93,8	90,3	87,3
KMH1918A/B	204,3	67,8	61,6	53,9	49,1
KMH1948C	168,5	71,3	64,5	57,1	51,4
KMH1957D	206,4	84,9	78,2	68,3	62,3
KMH1968E	187,9	62,1	57,0	50,5	45,9
KMH1978F	144,8	70,7	65,2	58,4	53,7
KMH1983G	123,2	80,2	74,5	67,0	61,9
KMH1987H	97,5	66,3	62,7	56,7	53,1
KMH1995I	98,1	58,8	54,5	48,7	44,3
<i>Bestand bis 1998, neue Bundesländer</i>					
N-EFH1918A/B	401,0	102,4	91,7	73,8	64,9
N-EFH1945C	341,4	82,5	72,8	59,0	51,2
N-EFH1945D/E	387,0	111,5	100,4	83,9	73,7
N-EFH1970G	223,4	88,0	80,1	67,8	61,5
N-EFH1990H	189,5	92,5	84,3	69,9	63,3
N-EFH1995I	97,5	53,1	45,9	35,1	29,5
N-GMH1918B	189,3	78,9	73,9	67,8	63,6
N-GMH1980F	130,5	73,1	69,1	64,5	61,1
N-GMH1985G	119,0	66,2	62,1	57,5	54,2
N-GMH1990H	93,3	59,7	55,5	50,9	47,6
N-HH1985F	126,0	61,1	56,4	51,9	48,1

N-HH1985G	165,7	103,6	99,6	95,7	92,0
N-KMH1918A	275,9	81,2	75,8	67,5	63,2
N-KMH1918B	153,6	68,0	63,9	57,6	53,9
N-KMH1945C	154,2	70,4	66,8	61,8	58,3
N-KMH1960D	202,9	89,4	83,9	77,4	72,5
N-KMH1990E	206,5	91,8	86,5	79,8	74,7
N-KMH1995F	98,1	58,8	54,5	48,7	44,3
<i>Neubau bis</i>	2005	2010	2030	2040	2050
EFHJ-Z5	70,3	41,2	36,3	32,2	29,2
KMHJ-Z5	50,0	37,1	31,5	29,6	27,8

ii) Auslegung, Wirtschaftlichkeit und ökonomische Zielwerte von Brennstoffzellen in zukünftigen Wohngebäuden: ausgewählte Abbildungen

Verschiedene Wohngebäudestandards und -größen im Vergleich: Energiebilanzen und technische Größen

Abbildung A.1: **Anlagenauslastung.** Verlauf der Anlagenauslastung von Brennstoffzellen in Gebäuden verschiedener Größenklassen und Wärmestandards über die Anlagengröße

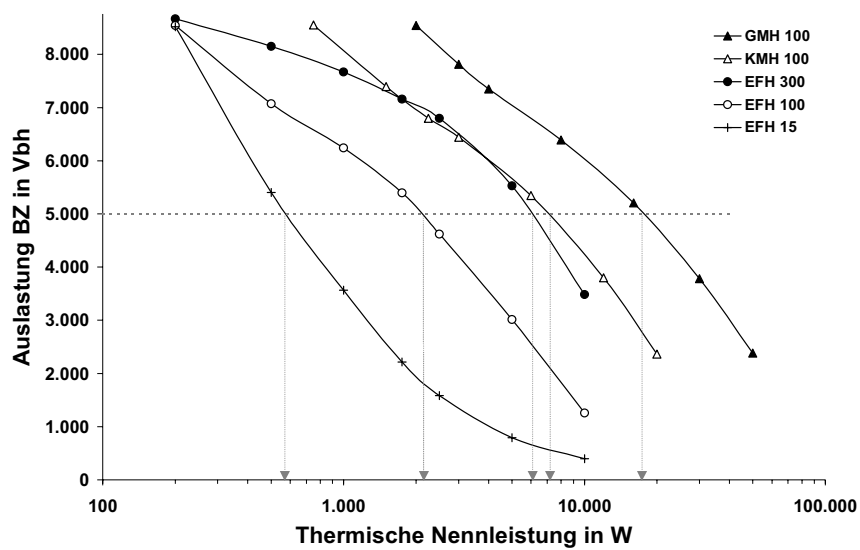


Abbildung A.2: **Thermischer Deckungsgrad.** Verlauf des thermischen Deckungsgrads von Brennstoffzellen in Gebäuden verschiedener Größenklassen und Wärmestandards über die Anlagengröße

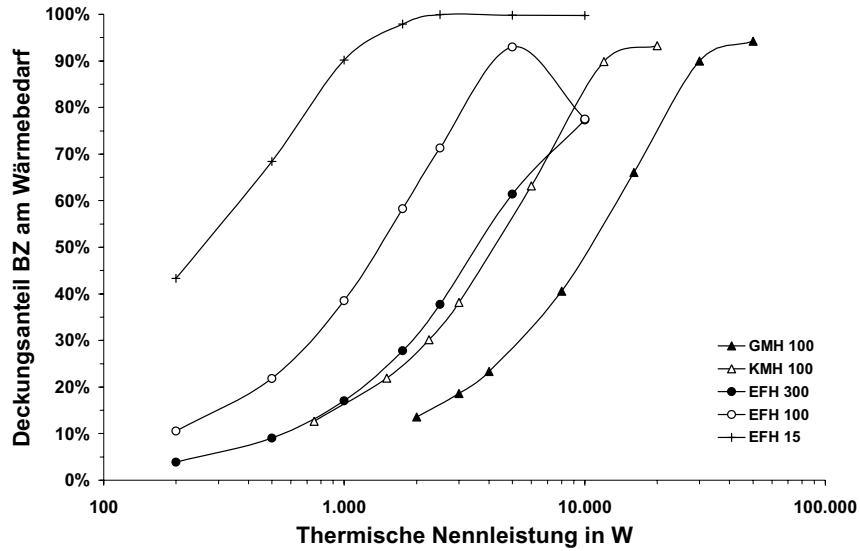


Abbildung A.3: **Wärme- und Stromerzeugung.** Verlauf der Wärme- und Stromerzeugung (gestrichelt) von Brennstoffzellen in Gebäuden verschiedener Größenklassen und Wärmestandards über die Anlagengröße

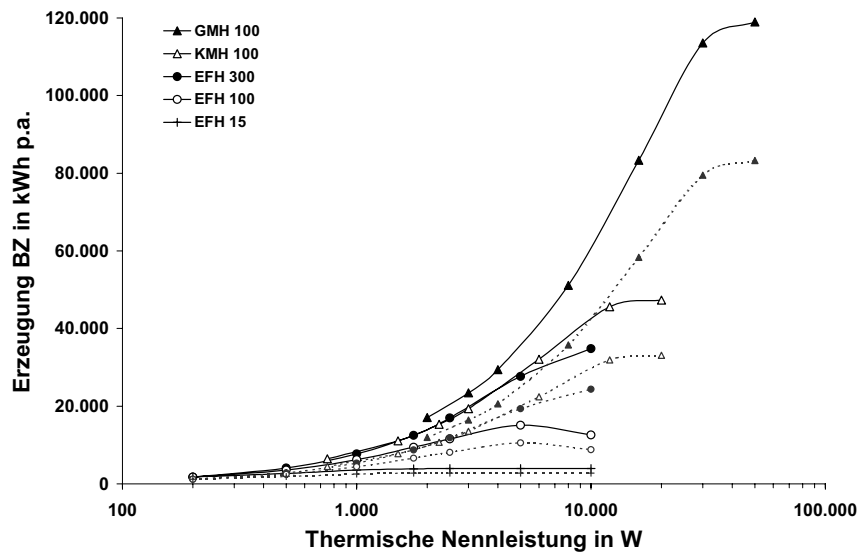


Abbildung A.4: **Anfahrvorgänge.** Verlauf der Anfahrvorgänge von Brennstoffzellen in Gebäuden verschiedener Größenklassen und Wärmestandards über die Anlagengröße

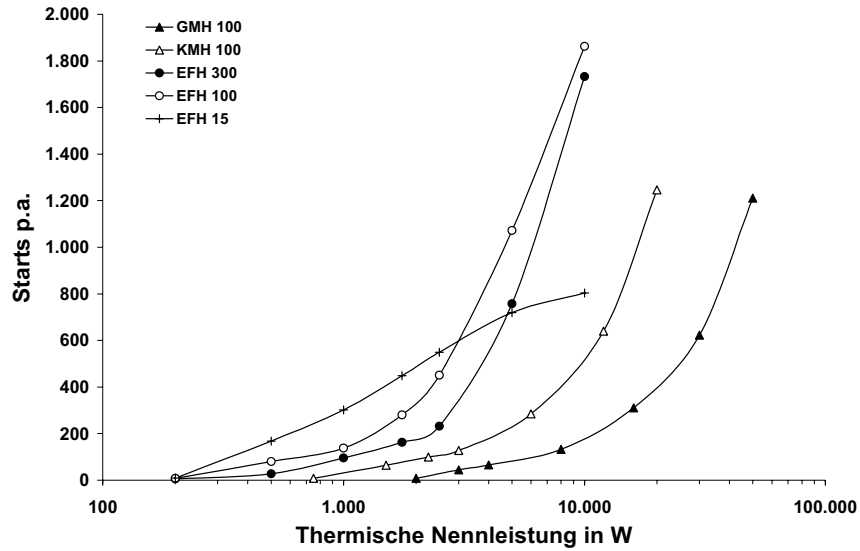
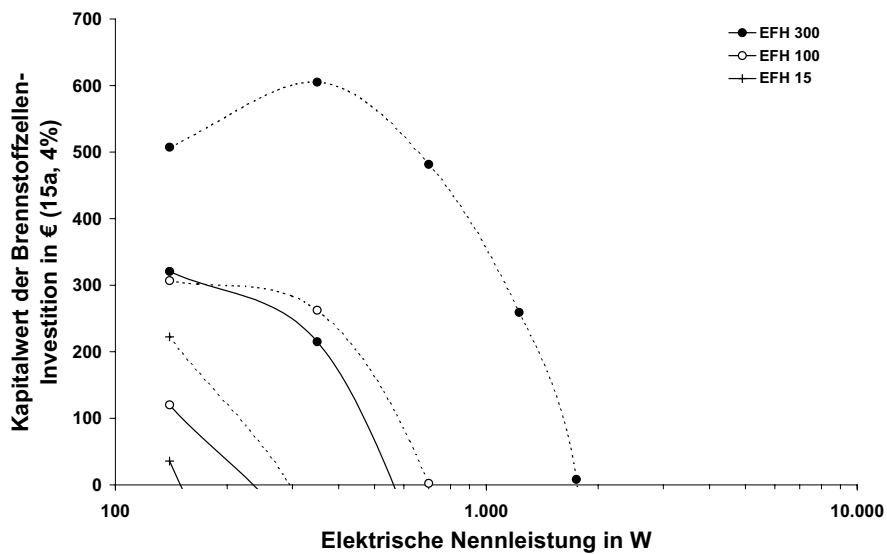


Abbildung A.5: **Kapitalwert.** Verlauf des resultierenden Kapitalwerts der Brennstoffzelleninvestition in Gebäuden verschiedener Wärmestandards über die Anlagengröße.



Simulationsrechnungen mit dem Simulationsmodell. Durchgezogene Linien: spezifischen Investitionskosten für BZ gemäß Kostenfunktion aus Abbildung 6.2. Gestrichelte Linien: spezifische Investitionskosten für BZ von 1.500 €/kW_{el}.

Abbildung A.6: **Anlagenauslastung.** Verlauf der Anlagenauslastung von Brennstoffzellen bei Betrieb nach Bonusstrategien im EFH 100 über die Anlagengröße

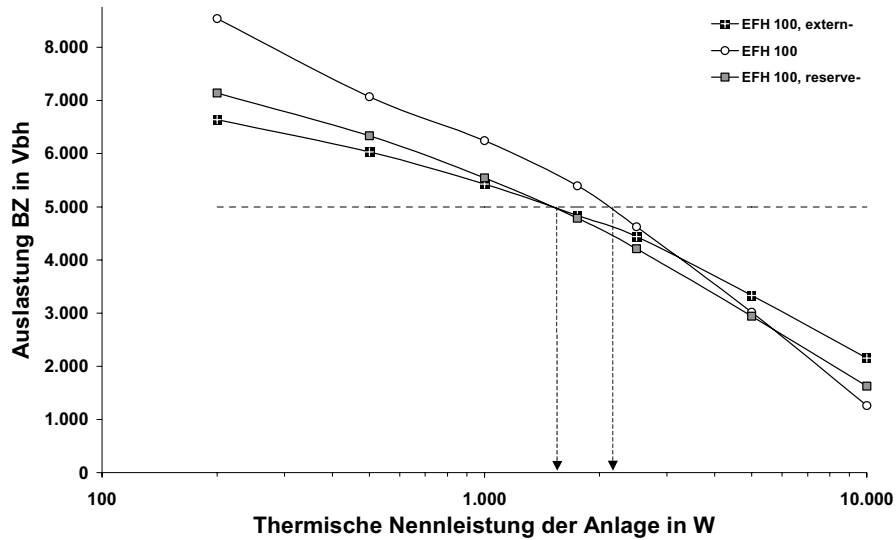


Abbildung A.7: **Wärme- und Stromerzeugung.** Verlauf der Wärme- und Stromerzeugung (gestrichelt) von Brennstoffzellen bei Betrieb nach Bonusstrategien im EFH 100 über die Anlagengröße

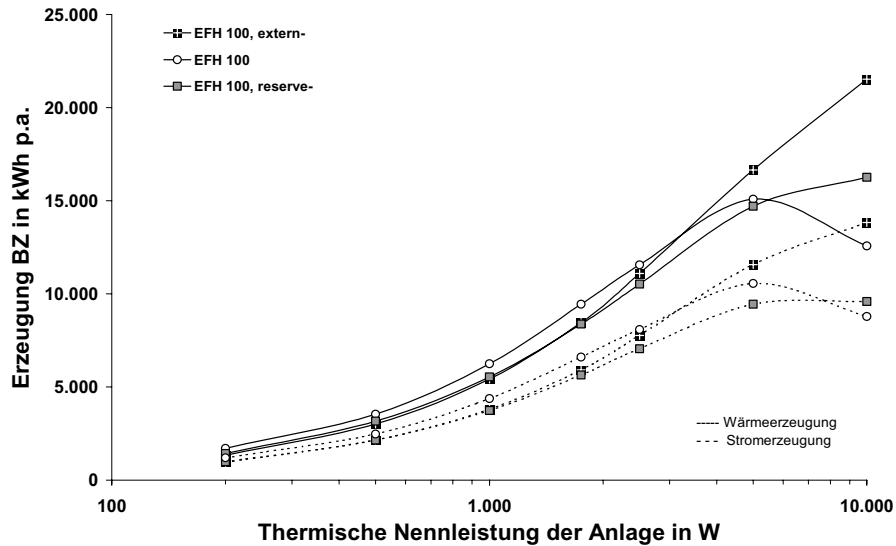
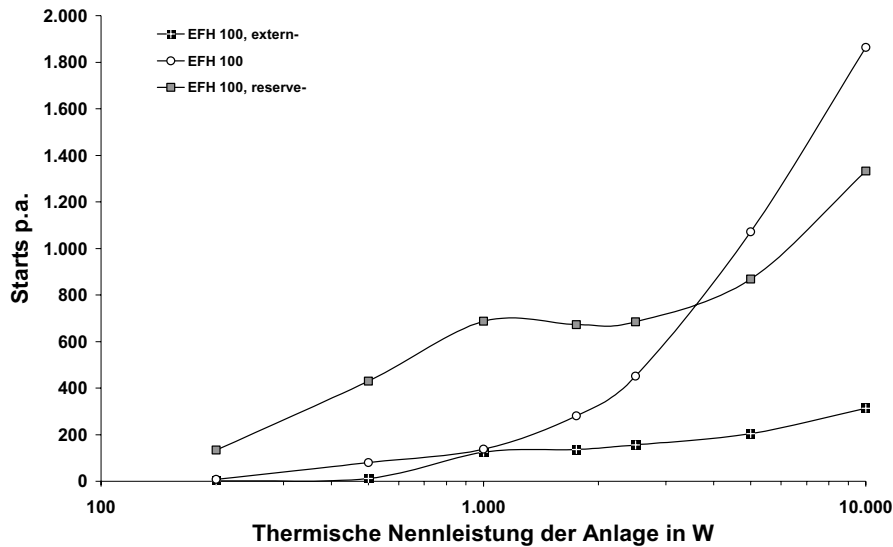


Abbildung A.8: **Anfahrvorgänge**. Verlauf der Anfahrvorgänge von Brennstoffzellen bei Betrieb nach Bonusstrategien im EFH 100 über die Anlagengröße



iii) Methodik der Detaillierung der Stromsbedarfsganglinien

Ausgangslage: zwei Ganglinien des Strombedarfs

A : Ganglinie hoher zeitlicher Auflösung (zum Beispiel 15 Sekunden)

B : Jahresganglinie in niedrigerer Auflösung (zum Beispiel 15 Minuten)

Zielsetzung: die Bildung der Ganglinie *C* durch Erhöhung der Auflösung der Ganglinie *B* auf diejenige der Ganglinie *A*, durch Generierung von passenden Werten und Wertverläufen aus *A* für *B*.

Vorgehensweise: *A* wird in Intervalle *i* entsprechend der Auflösung von *B*, hier 15 Minuten-Intervalle zerlegt.

$$A_i = A(((j - 1) \cdot n + 1) : (j \cdot n)) \quad (\text{Gl. A.1})$$

hier mit: $i, j = 1 \dots 672$. $n = 15\text{-min} / 15\text{-sek} = 60$

Der Mittelwert $m(i)$ dieser 15 Minuten-Intervalle wird dann jeweils in Bezug gesetzt zum Mittelwert m über den Gesamtzeitraum. Die daraus erhaltene Information $r(i)$ gibt Auskunft darüber, zu welchem Lastbereich das betreffende Intervall *i* zählt (vereinfachend Grundlast, Mittellast oder Spitzenlast).

$$m(i) = \text{Mittelwert}(A_i(x)), \text{ mit: } x = 1 \dots n \quad (\text{Gl. A.2})$$

$$m = \text{Mittelwert}(A) \quad (\text{Gl. A.3})$$

$$r(i) = m(i) / m \quad (\text{Gl. A.4})$$

Anschließend werden die Werte jedes Intervalls i mit dem Mittelwert des Intervalls normiert.

$$a_{,i}(x) = A_{,i}(x) / m(i) \quad , \text{ mit: } x = 1 \dots n \quad (\text{Gl. A.5})$$

Die 15 Minuten-Werte $B(y)$ der aufzufüllenden Ganglinie B werden in Bezug gesetzt zum Mittelwert der Ganglinie mb . Die daraus erhaltene Information $rb(y)$ gibt Auskunft darüber, zu welchem Lastbereich der betreffende Wert $B(y)$ zählt (vereinfachend Grundlast, Mittellast oder Spitzenlast).

$$mb = \text{Mittelwert}(B) \quad (\text{Gl. A.6})$$

$$rb(y) = B(y) / mb \quad (\text{Gl. A.7})$$

Zu jedem Wert $rb(y)$ wird das $r(i)$ der Ganglinie hoher Auflösung gesucht, welches dem Wert am nächsten kommt. In der Interpretation wird so aus der Ganglinie hoher Auflösung ein dem Lastbereich des Wert der Ganglinie niedrigerer Auflösung $B(y)$ entsprechender Lastbereich i ausgewählt.

$$|rb(y) - r(i)| \leq |rb(y) - r(k)| \quad , \text{ mit } k = 1 \dots (i-1), (i+1) \dots 672 \quad (\text{Gl. A.8})$$

Die zeitliche höhere Auflösung der Ganglinie B und Bildung der neuen Ganglinie C erfolgt durch Multiplikation des normierten Werteverlaufs $a_{,i}(x)$ in diesem Intervall i mit dem 15-Minuten-Wert $B(y)$, der gleichsam den neuen Mittelwert des Intervalls darstellt.

$$C(y,x) = B(y) * a_{,i}(x) \quad , x = 1 \dots n \quad (\text{Gl. A.9})$$

Durch Hintereinanderreihung der Zeilen von $C(y,x)$ wird die neue Ganglinie $C(z)$ gebildet.

iv) Methodik der Ermittlung der mittlere Anlagengröße pro Gebäudeklasse und des Anlagenpotenzials aus der verbleibenden Wärmenachfrage

Aufteilung der verbliebenen Wärmenachfrage auf die Gebäudeklassen, Definition eines durchschnittlichen, prototypischen Gebäudes pro Gebäudeklasse

1. Bestimmung des durchschnittlichen spezifischen Raumwärmebedarfs in Deutschland (über alle Gebäude)

Tabelle A.2: Durchschnittlicher spezifischer Raumwärmebedarf der Wohngebäude in Deutschland

kWh/m ²	1998	2010	2020	2030	2040	2050
<i>Referenz</i>	182,8	153,3	128,3	113,5	101,7	92,1
<i>Ökol. Eng.</i>	182,8	145,3	124,3	101,3	75,0	48,7

Verwendung: Zur Bestimmung des durchschnittlichen Raumwärmebedarfs pro prototypischem Gebäude (bei vorgegebener durchschnittlicher Wohnfläche pro prototypischem Gebäude).

2. Aufteilung der Wohnfläche auf die Gebäudeklassen. Hier vereinfacht auch: Aufteilung der Wärmenachfrage auf die Gebäudeklassen

Tabelle A.3: Aufteilung von Wohnfläche und Wärmenachfrage auf die Gebäudeklassen

	1998	2010	2020	2030	2040	2050
EFH	55,4 %	54,0 %	54,3 %	54,0 %	54,4 %	55,1 %
KMH	34,6 %	38,3 %	39,5 %	40,7 %	41,0 %	41,9 %
GMH	8,3 %	6,4 %	5,3 %	4,6 %	4,0 %	2,8 %
HoH	1,7 %	1,3 %	0,9 %	0,7 %	0,6 %	0,3 %

Verwendung: Zur Ermittlung des Anteils und damit der Höhe der verbleibenden Wärmenachfrage pro Gebäudeklasse.

3. Durchschnittliche Personenzahl pro prototypischem Gebäude

Tabelle A.4: Durchschnittliche Personenzahl pro prototypischem Gebäude

	1998	2010	2020	2030	2040	2050
EFH	3,2	2,8	2,4	2,3	2,2	2,2
KMH	12,1	10,5	9,2	8,7	8,3	8,1
GMH	30,3	27,2	24,9	24,1	23,7	23,5
HoH	88,3	80,0	75,4	75,7	75,2	75,2

Verwendung: Zur Ermittlung des Brauchwarmwasserbedarfs pro prototypischem Gebäude.

4. Durchschnittlicher Brauchwarmwasserbedarf pro Person (inkl. 10 % Verteilverluste)

Tabelle A.5: Durchschnittlicher Brauchwarmwasserbedarf pro Person

kWh/a	1998	2010	2020	2030	2040	2050
<i>Referenz</i>	700	700	700	700	700	700
<i>Ökol. Eng.</i>	700	669	638	607	576	544

Verwendung: Zur Ermittlung des Brauchwarmwasserbedarfs pro prototypischem Gebäude.

5. Resultierender Brauchwarmwasserbedarf pro prototypischem Gebäude

Tabelle A.6: Resultierender Brauchwarmwasserbedarf pro prototypischem Gebäude

kWh/a	1998	2010	2020	2030	2040	2050
<i>Referenz</i>						
EFH	2.213	1.929	1.712	1.615	1.549	1.508
KMH	8.448	7.320	6.471	6.090	5.831	5.651
GMH	21.181	19.041	17.428	16.868	16.593	16.460
HoH	61.773	56.027	52.784	52.961	52.666	52.608
<i>Ökologisches Engagement</i>						
EFH	2.213	1.844	1.560	1.400	1.274	1.173
KMH	8.448	6.994	5.896	5.278	4.795	4.395
GMH	21.181	18.194	15.878	14.619	13.643	12.802
HoH	61.773	53.537	48.092	45.900	43.303	40.918

Aus 3. und 4.. Verwendung: Zur Ermittlung des Gesamtwärmebedarfs pro prototypischem Gebäude.

6. Durchschnittliche Gebäudegröße (Wohnfläche)

Tabelle A.7: Durchschnittliche Gebäudegröße pro Gebäudeklasse

m ²	1998	2010	2020	2030	2040	2050
EFH			140,3			
KMH			426,6			
GMH			1054,4			
HoH			3015,0			

Verwendung: Zur Ermittlung des durchschnittlichen Raumwärmebedarfs pro prototypischem Gebäude.

7. Resultierender Raumwärmebedarf

Tabelle A.8: Resultierender Raumwärmebedarf pro prototypischem Gebäude

kWh/a	1998	2010	2020	2030	2040	2050
	<i>Referenz</i>					
EFH	25.647	21.502	18.001	15.919	14.265	12.916
KMH	77.991	65.386	54.741	48.408	43.377	39.275
GMH	192.762	161.608	135.297	119.644	107.211	97.073
HoH	551.219	462.130	386.893	342.132	306.578	277.587
	<i>Ökologisches Engagement</i>					
EFH	25.647	20.388	17.430	14.206	10.527	6.827
KMH	77.991	61.997	53.004	43.200	32.011	20.762
GMH	192.762	153.232	131.005	106.774	79.118	51.315
HoH	551.219	438.180	374.620	305.329	226.244	146.738

Aus 1. und 6.. Verwendung: Zur Ermittlung des Gesamtwärmebedarfs pro prototypischem Gebäude.

8. Summe: Resultierender Gesamtwärmebedarf pro durchschnittlichem, prototypischem Gebäude

Tabelle A.9: Resultierender Gesamtwärmebedarf pro durchschnittlichem, prototypischem Gebäude

kWh/a	1998	2010	2020	2030	2040	2050
	<i>Referenz</i>					
EFH	27.860	23.431	19.714	17.534	15.814	14.423
KMH	86.439	72.706	61.212	54.498	49.208	44.926
GMH	213.944	180.648	152.725	136.512	123.804	113.533
HoH	612.992	518.158	439.677	395.093	359.244	330.195
	<i>Ökologisches Engagement</i>					
EFH	27.860	22.231	18.990	15.606	11.800	8.000
KMH	86.439	68.992	58.901	48.478	36.805	25.157
GMH	213.944	171.426	146.884	121.393	92.761	64.117
HoH	612.992	491.717	422.712	351.228	269.547	187.656

Aus 5. und 7.. Verwendung: Ermittlung der mittleren Gebäudeanzahl pro Gebäudeklasse (durch Division des verbleibenden Gesamtwärmebedarfs der Wohngebäude pro Gebäudeklasse aus 2. durch den mittleren Wärmebedarf des prototypischen Gebäudes pro Gebäudeklasse aus 8.) und damit des maximalen Anlagenpotenzials (in Stück) pro Gebäudeklasse.

9. Aus den Simulationsrechnungen zur optimalen Anlagengröße gefolgerte vereinfachte lineare Näherungsformel zur thermischen Auslegung der Brennstoffzellensysteme

$$Q_{BZ_nenn} [\text{in kW}_{th}] = 9,0035 \cdot 10^{-5} Q_{\text{Wärmebedarf}} [\text{in kWh/a}] + 0,0865 \quad (\text{Gl. A.11})$$

mit: Q_{BZ_nenn} : thermische Nennleistung der Brennstoffzellenanlage
 $Q_{\text{Wärmebedarf}}$: Wärmebedarf des Gebäudes

Verwendung: Ermittlung der Anlagengröße pro prototypischem Gebäude.

10. Resultierende angenommene Brennstoffzellenanlagengröße pro prototypischem Gebäude

Tabelle A.10: Resultierende angenommene Brennstoffzellenanlagengröße pro prototypischem Gebäude

kW_{th}	1998	2010	2020	2030	2040	2050
<i>Referenz</i>						
EFH	2,6	2,2	1,9	1,7	1,5	1,4
KMH	7,9	6,6	5,6	5,0	4,5	4,1
GMH	19,3	16,4	13,8	12,4	11,2	10,3
HoH	55,3	46,7	39,7	35,7	32,4	29,8
<i>Ökologisches Engagement</i>						
EFH	2,6	2,1	1,8	1,5	1,1	0,8
KMH	7,9	6,3	5,4	4,5	3,4	2,4
GMH	19,3	15,5	13,3	11,0	8,4	5,9
HoH	55,3	44,4	38,1	31,7	24,4	17,0

1. **Fusion Theory**
Proceedings of the Seventh European Fusion Theory Conference
edited by A. Rogister (1998); X, 306 pages
ISBN: 978-3-89336-219-6
2. **Radioactive Waste Products 1997**
Proceedings of the 3rd International Seminar on Radioactive Waste Products
held in Würzburg (Germany) from 23 to 26 June 1997
edited by R. Odoj, J. Baier, P. Brennecke et al. (1998), XXIV, 506 pages
ISBN: 978-3-89336-225-7
3. **Energieforschung 1998**
Vorlesungsmanuskripte des 4. Ferienkurs „Energieforschung“
vom 20. bis 26. September 1998 im Congressentrum Rolduc und
im Forschungszentrum Jülich
herausgegeben von J.-Fr. Hake, W. Kuckshinrichs, K. Kugeler u. a. (1998),
500 Seiten
ISBN: 978-3-89336-226-4
4. **Materials for Advances Power Engineering 1998**
Abstracts of the 6th Liège Conference
edited by J. Lecomte-Beckers, F. Schubert, P. J. Ennis (1998), 184 pages
ISBN: 978-3-89336-227-1
5. **Materials for Advances Power Engineering 1998**
Proceedings of the 6th Liège Conference
edited by J. Lecomte-Beckers, F. Schubert, P. J. Ennis (1998),
Part I XXIV, 646, X pages; Part II XXIV, 567, X pages; Part III XXIV, 623, X
pages
ISBN: 978-3-89336-228-8
6. **Schule und Energie**
1. Seminar Energiesparen, Solarenergie, Windenergie. Jülich, 03. und
04.06.1998
herausgegeben von P. Mann, W. Welz, D. Brandt, B. Holz (1998), 112 Seiten
ISBN: 978-3-89336-231-8
7. **Energieforschung**
Vorlesungsmanuskripte des 3. Ferienkurses „Energieforschung“
vom 22. bis 30. September 1997 im Forschungszentrum Jülich
herausgegeben von J.-Fr. Hake, W. Kuckshinrichs, K. Kugeler u. a. (1997),
505 Seiten
ISBN: 978-3-89336-211-0

8. **Liberalisierung des Energiemarktes**
Vortragsmanuskripte des 5. Ferienkurs „Energieforschung“
vom 27. September bis 1. Oktober 1999 im Congressentrum Rolduc und
im Forschungszentrum Jülich
herausgegeben von J.-Fr. Hake, A. Kraft, K. Kugeler u. a. (1999), 350 Seiten
ISBN: 978-3-89336-248-6
9. **Models and Criteria for Prediction of Deflagration-to-Detonation Transition (DDT) in Hydrogen-Air-Steam-Systems under Severe Accident Conditions**
edited by R. Klein, W. Rehm (2000), 178 pages
ISBN: 978-3-89336-258-5
10. **High Temperature Materials Chemistry**
Abstracts of the 10th International IUPAC Conference, April 10 - 14 2000, Jülich
edited by K. Hilpert, F. W. Froben, L. Singheiser (2000), 292 pages
ISBN: 978-3-89336-259-2
11. **Investigation of the Effectiveness of Innovative Passive Safety Systems for Boiling Water Reactors**
edited by E. F. Hicken, K. Verfondern (2000), X, 287 pages
ISBN: 978-3-89336-263-9
12. **Zukunft unserer Energieversorgung**
Vortragsmanuskripte des 6. Ferienkurs „Energieforschung“
vom 18. September bis 22. September 2000 im Congressentrum Rolduc und
im Forschungszentrum Jülich
herausgegeben von J.-Fr. Hake, S. Vögele, K. Kugeler u. a. (2000),
IV, 298 Seiten
ISBN: 978-3-89336-268-4
13. **Implementing Agreement 026**
For a Programme of Research, Development and Demonstration on Advanced
Fuel Cells: Fuel Cell Systems for Transportation. Annex X. Final Report 1997 -
1999
edited by B. Höhle; compiled by P. Biedermann (2000), 206 pages
ISBN: 978-3-89336-275-2
14. **Vorgespannte Guß-Druckbehälter (VGD) als berstsichere Druckbehälter für innovative Anwendungen in der Kerntechnik**
Prestressed Cast Iron Pressure Vessels as Burst-Proof Pressure Vessels for
Innovative Nuclear Applications
von W. Fröhling, D. Bounin, W. Steinwarz u. a. (2000) XIII, 223 Seiten
ISBN: 978-3-89336-276-9

15. **High Temperature Materials Chemistry**
Proceedings of the 10th International IUPAC Conference
held from 10 to 14 April 2000 at the Forschungszentrum Jülich, Germany
Part I and II
edited by K. Hilpert, F. W. Froben, L. Singheiser (2000), xvi, 778, VII pages
ISBN: 978-3-89336-259-2
16. **Technische Auslegungskriterien und Kostendeterminanten von SOFC- und PEMFC-Systemen in ausgewählten Wohn- und Hotelobjekten**
von S. König (2001), XII, 194 Seiten
ISBN: 978-3-89336-284-4
17. **Systemvergleich: Einsatz von Brennstoffzellen in Straßenfahrzeugen**
von P. Biedermann, K. U. Birnbaum, Th. Grube u. a. (2001), 185 Seiten
ISBN: 978-3-89336-285-1
18. **Energie und Mobilität**
Vorlesungsmanuskripte des 7. Ferienkurs „Energieforschung“
vom 24. September bis 28. September 2001 im Congressentrum Rolduc und
im Forschungszentrum Jülich
herausgegeben von J.-Fr. Hake, J. Linßen, W. Pfaffenberger u. a. (2001),
205 Seiten
ISBN: 978-3-89336-291-2
19. **Brennstoffzellensysteme für mobile Anwendungen**
von P. Biedermann, K. U. Birnbaum, Th. Grube u. a. (2002)
PDF-Datei auf CD
ISBN: 978-3-89336-310-0
20. **Materials for Advances Power Engineering 2002**
Abstracts of the 7th Liège Conference
edited by J. Lecomte-Beckers, M. Carton, F. Schubert, P. J. Ennis (2002),
c. 200 pages
ISBN: 978-3-89336-311-7
21. **Materials for Advanced Power Engineering 2002**
Proceedings of the 7th Liège Conference
Part I, II and III
edited by J. Lecomte-Beckers, M. Carton, F. Schubert, P. J. Ennis (2002),
XXIV, 1814, XII pages
ISBN: 978-3-89336-312-4
22. **Erneuerbare Energien: Ein Weg zu einer Nachhaltigen Entwicklung?**
Vorlesungsmanuskripte des 8. Ferienkurs „Energieforschung“
vom 23. bis 27. September 2002 in der Jakob-Kaiser-Stiftung, Königswinter
herausgegeben von J.-Fr. Hake, R. Eich, W. Pfaffenberger u. a. (2002),
IV, 230 Seiten
ISBN: 978-3-89336-313-1

23. **Einsparpotenziale bei der Energieversorgung von Wohngebäuden durch Informationstechnologien**
von A. Kraft (2002), XII, 213 Seiten
ISBN: 978-3-89336-315-5
24. **Energieforschung in Deutschland**
Aktueller Entwicklungsstand und Potentiale ausgewählter nichtnuklearer Energietechniken
herausgegeben von M. Sachse, S. Semke u. a. (2002), II, 158 Seiten,
zahlreiche farb. Abb.
ISBN: 978-3-89336-317-9
25. **Lebensdaueranalysen von Kraftwerken der deutschen Elektrizitätswirtschaft**
von A. Nollen (2003), ca. 190 Seiten
ISBN: 978-3-89336-322-3
26. **Technical Session: Fuel Cell Systems of the World Renewable Energy Congress VII**
Proceedings
edited by D. Stolten and B. Emonts (2003), VI, 248 pages
ISBN: 978-3-89336-332-2
27. **Radioactive Waste Products 2002 (RADWAP 2002)**
Proceedings
edited by R. Odoj, J. Baier, P. Brennecke and K. Kühn (2003), VI, 420 pages
ISBN: 978-3-89336-335-3
28. **Methanol als Energieträger**
von B. Höhle, T. Grube, P. Biedermann u. a. (2003), XI, 109 Seiten
ISBN: 978-3-89336-338-4
29. **Hochselektive Extraktionssysteme auf Basis der Dithiophosphinsäuren: Experimentelle und theoretische Untersuchungen zur Actinoiden(III)-Abtrennung**
von S. A. H. Nabet (2004), VI, 198 Seiten
ISBN: 978-3-89336-351-3
30. **Benchmarking-Methodik für Komponenten in Polymerelektrolyt-Brennstoffzellen**
von Matthias Gebert (2004), 194 Seiten
ISBN: 978-3-89336-355-1
31. **Katalytische und elektrochemische Eigenschaften von eisen- und kobalthaltigen Perowskiten als Kathoden für die oxidkeramische Brennstoffzelle (SOFC)**
von Andreas Mai (2004), 100 Seiten
ISBN: 978-3-89336-356-8

32. **Energy Systems Analysis for Political Decision-Making**
edited by J.-Fr. Hake, W. Kuckshinrichs, R. Eich (2004), 180 pages
ISBN: 978-3-89336-365-0
33. **Entwicklung neuer oxidischer Wärmedämmschichten für Anwendungen in stationären und Flug-Gasturbinen**
von R. Vaßen (2004), 141 Seiten
ISBN: 978-3-89336-367-4
34. **Neue Verfahren zur Analyse des Verformungs- und Schädigungsverhaltens von MCrAlY-Schichten im Wärmedämmschichtsystem**
von P. Majerus (2004), 157 Seiten
ISBN: 978-3-89336-372-8
35. **Einfluss der Oberflächenstrukturierung auf die optischen Eigenschaften der Dünnschichtsolarzellen auf der Basis von a-Si:H und μ c-Si:H**
von N. Senoussaoui (2004), 120 Seiten
ISBN: 978-3-89336-378-0
36. **Entwicklung und Untersuchung von Katalysatorelementen für innovative Wasserstoff-Rekombinatoren**
von I.M. Tragsdorf (2005), 119 Seiten
ISBN: 978-3-89336-384-1
37. **Bruchmechanische Untersuchungen an Werkstoffen für Dampfkraftwerke mit Frischdampftemperaturen von 500 bis 650°C**
von L. Mikulová (2005), 149 Seiten
ISBN: 978-3-89336-391-9
38. **Untersuchungen der Strukturstabilität von Ni-(Fe)-Basislegierungen für Rotorwellen in Dampfturbinen mit Arbeitstemperaturen über 700 °C**
von T. Seliga (2005), 106 Seiten
ISBN: 978-3-89336-392-6
39. **IWV-3 Report 2005. Zukunft als Herausforderung**
(2005), 115 Seiten
ISBN: 978-3-89336-393-3
40. **Integrierter Photodetektor zur Längenmessung**
von E. Bunte (2005), XI, 110 Seiten
ISBN: 978-3-89336-397-1
41. **Microcrystalline Silicon Films and Solar Cells Investigated by Photoluminescence Spectroscopy**
by T. Merdzhanova (2005), X, 137 pages
ISBN: 978-3-89336-401-5

42. **IWV-3 Report 2005. Future as a challenge**
(2005), 115 pages
ISBN: 978-3-89336-405-3
43. **Electron Spin Resonance and Transient Photocurrent Measurements on Microcrystalline Silicon**
by T. Dylla (2005), X, 138 pages
ISBN: 978-3-89336-410-7
44. **Simulation und Analyse des dynamischen Verhaltens von Kraftwerken mit oxidkeramischer Brennstoffzelle (SOFC)**
von M. Finkenrath (2005), IV, 155 Seiten
ISBN: 978-3-89336-414-5
45. **The structure of magnetic field in the TEXTOR-DED**
by K.H. Finken, S.S. Abdullaev, M. Jakubowski, M. Lehnen, A. Nicolai, K.H. Spatschek (2005), 113 pages
ISBN: 978-3-89336-418-3
46. **Entwicklung und Modellierung eines Polymerelektrolyt-Brennstoffzellenstapels der 5 kW Klasse**
von T. Wüster (2005), 211 Seiten
ISBN: 978-3-89336-422-0
47. **Die Normal-Wasserstoffelektrode als Bezugselektrode in der Direkt-Methanol-Brennstoffzelle**
von M. Stähler (2006), VI, 96 Seiten
ISBN: 978-3-89336-428-2
48. **Stabilitäts- und Strukturmodifikationen in Katalysatordispersionen der Direktmethanolbrennstoffzelle**
von C. Schlumbohm (2006), II, 211 Seiten
ISBN: 978-3-89336-429-9
49. **Eduktvorbereitung und Gemischbildung in Reaktionsapparaten zur autothermen Reformierung von dieselähnlichen Kraftstoffen**
von Z. Porš (2006), XX, 182, XII Seiten
ISBN: 978-3-89336-432-9
50. **Spektroskopische Untersuchung der poloidalen Plasmarotation unter dem Einfluß statischer und dynamischer Ergodisierung am Tokamak TEXTOR**
von C. Busch (2006), IV, 81 Seiten
ISBN: 978-3-89336-433-6
51. **Entwicklung und Optimierung von Direktmethanol-Brennstoffzellstapeln**
von M. J. Müller (2006), 167 Seiten
ISBN: 978-3-89336-434-3

52. **Untersuchung des reaktiven Sputterprozesses zur Herstellung von aluminiumdotierten Zinkoxid-Schichten für Silizium-Dünnschichtsolarzellen**
von J. Hüpkens (2006), XIV, 170 Seiten
ISBN: 978-3-89336-435-0
53. **Materials for Advanced Power Engineering 2006**
Proceedings of the 8th Liège Conference
Part I, II and III
edited by J. Lecomte-Beckers, M. Carton, F. Schubert, P. J. Ennis (2006),
Getr. Pag.
ISBN: 978-3-89336-436-7
54. **Verdampfung von Werkstoffen beim Betrieb von Hochtemperaturbrennstoffzellen (SOFC)**
von M. Stanislawski (2006), IV, 154 Seiten
ISBN: 978-3-89336-438-1
55. **Methanol as an Energy Carrier**
edited by P. Biedermann, Th. Grube, B. Höhle (2006), XVII, 186 Seiten
ISBN: 978-3-89336-446-6
56. **Kraftstoffe und Antriebe für die Zukunft**
Vorlesungsmanuskripte des 1. Herbstseminars „Kraftstoffe und Antriebe für die Zukunft“ vom 9.-13. Oktober 2006 an der TU Berlin
herausgegeben von V. Schindler, C. Funk, J.-Fr. Hake, J. Linßen (2006), VIII,
221 Seiten
ISBN: 978-3-89336-452-7
57. **Plasma Deposition of Microcrystalline Silicon Solar Cells: Looking Beyond the Glass**
by M. N. van den Donker (2006), VI, 110 pages
ISBN: 978-3-89336-456-5
58. **Nuclear Energy for Hydrogen Production**
by K. Verfondern (2007), 186 pages
ISBN: 978-3-89336-468-8
59. **Kraft-Wärme-Kopplung mit Brennstoffzellen in Wohngebäuden im zukünftigen Energiesystem**
von C. H. Jungbluth (2007), XI, 197 Seiten
ISBN: 978-3-89336-469-5

Brennstoffzellen als Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen in Wohngebäuden, die eine herkömmliche Heizung ersetzen und gleichzeitig Strom erzeugen, sind bereits in Entwicklung und im Feldversuch. Ihre großflächige Anwendung könnte wesentliche Veränderungen des bestehenden Energiesystems mit sich bringen. Dieses Buch beschreibt das Potenzial solcher Anlagen in Deutschland bis zum Jahr 2050 und die Effekte, die sich aus ihrer Anwendung ergeben. Methodisch wird dazu ein detailliertes Modell des zukünftigen Wohngebäudebestands wie auch des Anlageneinsatzes entwickelt. Mit ihm werden darüber hinaus Fragestellungen der optimalen Auslegung und Betriebsweise der einzelnen Brennstoffzelle im Gebäude untersucht.

Autor:

Christian Jungbluth hat an der RWTH Aachen Maschinenbau studiert. Nach einem Studienaufenthalt an der Università degli Studi di Siena und einer Tätigkeit am Lehrstuhl für Technische Thermodynamik der RWTH Aachen arbeitete er als freier Mitarbeiter und Doktorand am Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie in den Themenfeldern Energieszenarien und zukünftige Energietechnologien. Mit dem Thema einer Potenzial- und Systemanalyse von Brennstoffzellen in Wohngebäuden kam er zum Dezember 2001 als externer Doktorand zum Forschungszentrum Jülich. Der Inhalt dieses Buches wurde von der RWTH Aachen als Dissertation zur Erlangung des akademischen Grades eines Doktors der Ingenieurwissenschaften genehmigt.

Institute:

Die Forschungsaufgaben des Instituts für Energieforschung Brennstoffzellen (IEF-3) sind auf die Realisierung von Hoch- und Niedertemperatur-Brennstoffzellen sowie von entsprechenden Stacks oder Systemen für stationäre, portable oder mobile Anwendungen ausgerichtet. Ferner umfassen die verfahrens- und systemtechnischen Entwicklungen die Bereitstellung von Apparaten zur Brenngaserzeugung. Diese Arbeiten werden von physikalisch-chemischen Grundlagenuntersuchungen sowie systemanalytischen Studien der Energieverfahrenstechnik begleitet.

Die Forschungsgruppe „Zukünftige Energie- und Mobilitätsstrukturen“ des Wuppertal Instituts für Klima, Umwelt, Energie setzt sich mit der Frage auseinander, wie zukunftsfähige Energie- und Mobilitätsstrukturen aussehen können, welche Technologien hierfür notwendig sind, welche Forschungs-, Technologie- und Entwicklungsziele sich daraus ableiten lassen, wie der Übergang in solche Strukturen erfolgen kann, welche Implikationen mit dem Transformationsprozess verbunden sind und schließlich, wie dieser Prozess begleitet werden kann. Im Mittelpunkt der Forschungsgruppe stehen aktuell (2006) die beiden Fokusthemen „Neue Energieträger und Kraftstoffe“ und „Technologien und Systemintegration“.

Forschungszentrum Jülich
in der Helmholtz-Gemeinschaft



Band / Volume 59
ISBN 978-3-89336-469-5

Energietechnik
Energy Technology