

Forschungsbericht FZKA-BWPLUS

**Perspektiven Stationärer
Brennstoffzellen
im Energiesystem
Baden-Württembergs**

Kai Sander, C. Weber, M. Blesl und A. Voß

Universität Stuttgart
Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung

Die Arbeiten des Programms Lebensgrundlage Umwelt und ihre Sicherung werden mit Mitteln des Landes Baden-Württemberg gefördert

Mai 2003

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	V
Tabellenverzeichnis	XII
Formelzeichen	XVI
Indizes	XVI
Einheiten	XVII
Abkürzungen	XVIII
Kurzfassung	XXIII
Abstract	XXIV
1 Einleitung und Zielsetzung	1
2 Technikanalyse	4
2.1 Funktionsprinzip	4
2.2 Stand der Technik	7
2.2.1 Polymere Membran-Brennstoffzellen (PEFC)	7
2.2.2 Phosphorsäure-Brennstoffzellen (PAFC)	9
2.2.3 Schmelzkarbonat-Brennstoffzellen (MCFC)	10
2.2.4 Festoxid-Brennstoffzellen (SOFC)	12
2.3 Technische Entwicklungsperspektiven	14
2.3.1 Markteinführungssysteme	15
2.3.2 Mittelfristige Entwicklung	17
2.3.3 Langfristige Entwicklung	19
2.4 Anlagekosten und Kostenentwicklung	21
2.4.1 Skaleneffekte der Anlagenleistungsgröße stationärer Brennstoffzellen	21
2.4.2 Abschätzung der zukünftigen Kostenentwicklung	24
2.5 Einbindung ins Energiesystem	28
2.5.1 Brennstoffbereitstellungsketten	28
2.5.2 Integration ins Stromnetz	34

3	Analyse möglicher Anwendungsfälle	38
3.1	Struktur des industriellen Endenergieverbrauchs in Baden-Württemberg	39
3.1.1	Größenstrukturelle Analyse des industriellen Endenergieverbrauchs	40
3.1.2	Analyse der Endenergie-Anwendungsstruktur	47
3.1.3	Ermittlung von Leistungsklassen	49
3.1.4	Diskussion der Ergebnisse	54
3.2	Energieverbrauchsstruktur der Haushalte in Baden-Württemberg	56
4	Mittelfristige Einsatzmöglichkeiten in Baden-Württemberg	60
4.1	Methodischer Ansatz	60
4.1.1	Modellierung der Lastverläufe	61
4.1.2	Modellierung der Brennstoffzellensysteme	64
4.1.3	Modellierung der Vergleichssysteme	66
4.1.4	Modellierung von Energiebezug und Energieeinspeisung	67
4.2	Einsatzsimulation für den Bereich Industrie	72
4.2.1	Ermittlung der Zielkosten bei optimaler Anlagendimensionierung	73
4.2.2	Kumulierte Einsatzpotenziale in der Industrie Baden-Württembergs	76
4.2.3	Einfluss wesentlicher Parameter am Beispiel des pessimistischen Preisszenarios	79
4.2.4	CO ₂ -Minderungspotenziale	82
4.3	Einsatzsimulation für den Bereich privater Haushalte	88
4.3.1	Ermittlung der Zielkosten bei optimaler Anlagendimensionierung	89
4.3.2	Kumulierte Einsatzpotenziale in Haushalten Baden-Württembergs	90
4.3.3	Einfluss wesentlicher Parameter am Beispiel des pessimistischen Preisszenarios	94
4.3.4	CO ₂ -Minderungspotenziale	96
5	Systemanalyse	98
5.1	Methodischer Ansatz	98
5.1.1	Modellbeschreibung	98
5.1.2	Modellierung der Brennstoffzellensysteme	100
5.1.3	Definition von Szenarien	104
5.2	Vergleich der Szenarien	109
5.2.1	Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Baden-Württemberg	109
5.2.2	Primärenergieeinsatz und Treibhausgasemissionen	111
5.2.3	Zukünftige Struktur der Stromerzeugung	114
5.2.4	Sektorale Verteilung und langfristig interessante Anwendungsfelder	115
5.2.5	Gesamtkosten des Energiesystems	118

6	Schlussbetrachtung	120
6.1	Handlungsempfehlungen	124
6.1.1	Exemplarischer Einsatz stationärer Brennstoffzellen.....	125
6.1.2	Weitergehende Markterschließung.....	126
6.1.3	Stimulanz der Ausbildung von Zulieferstrukturen	127
6.1.4	Weitere Gesichtspunkte	127
6.2	Empfehlungen für weitergehende Untersuchungen	128
	Quellenverzeichnis	130
Anhang A	Stand der Technik stationärer Brennstoffzellensysteme.....	148
A.1	Polymermembran-Brennstoffzelle (PEFC)	148
A.2	Phosphorsaure Brennstoffzelle (PAFC)	151
A.3	Schmelzkarbonatbrennstoffzelle (MCFC).....	154
A.4	Festoxidbrennstoffzelle (SOFC).....	158
Anhang B	Systemkonzepte zum stationären Einsatz von Brennstoffzellen.....	162
Anhang C	Technische und ökonomische Charakteristika	168
C.1	Gasturbinen.....	168
C.2	Heizwerke	170
C.3	Erdgasmotor-Blockheizkraftwerke.....	172
C.4	Thermische Speicher	174
C.5	Brennstoffzellen.....	175
Anhang D	Detaillierte Analyse der Energiepreisstrukturen	176
D.1	Strombezugspreise.....	176
D.1.1	Industrie	176
D.1.2	Haushalte	187
D.2	Stromeinspeisevergütung.....	189
D.2.1	Erzeugungskosten.....	190
D.2.2	Entgelt für vermiedene Netzkosten	190
D.2.3	Politischer Aufschlag.....	192
D.3	Erdgasbezugspreise	192
D.3.1	Industrie	192
D.3.2	Haushalte	195
Anhang E	Technische und ökonomische Charakteristika Systemmodell	198
Anhang F	Ergebnisse.....	202

Abbildungsverzeichnis

Abb. 2-1:	Schematische Darstellung der direkten Energiewandlung in Brennstoffzellen.....	4
Abb. 2-2:	Thermodynamischer Wirkungsgrad im Vergleich zum Carnot-Wirkungsgrad.....	5
Abb. 2-3:	Aufbau eines Brennstoffzellenstacks und schematische Darstellung des Systemaufbaus stationärer Brennstoffzellenanlagen	6
Abb. 2-4:	Ionenaustauschvorgänge verschiedener Brennstoffzellentypen	6
Abb. 2-5:	Stand der Entwicklung und Kommerzialisierung stationärer Brennstoffzellen.....	7
Abb. 2-6:	Zellreaktionen der PEFC und Flussschema eines dezentralen PEFC-KWK-Systems	8
Abb. 2-7:	Zellreaktionen der PAFC und Flussschema eines dezentralen PAFC-KWK-Systems	10
Abb. 2-8:	Zellreaktionen der MCFC und Flussschema eines dezentralen MCFC-KWK-Systems	11
Abb. 2-9:	Zellreaktionen der SOFC und Flussschema eines dezentralen SOFC-KWK-Systems	12
Abb. 2-10:	Wirkungsgradvergleich konventioneller Technologien mit stationären Brennstoffzellen in der zeitlichen Perspektive.....	15
Abb. 2-11:	Flussschema eines Hausenergieversorgungssystems auf Basis der PEFC	15
Abb. 2-12:	Flussschema eines MCFC-Hybridsystems (nachgeschaltete Dampfturbine) ..	16
Abb. 2-13:	Flussschema eines SOFC-Hybridsystems (nachgeschaltete Gasturbine)	17
Abb. 2-14:	Auswirkung der Wirkungsgradsteigerung peripherer Komponenten bei steigender Anlagenleistung am Beispiel der nachgeschalteten Gasturbine bei Hybridsystemen.....	18
Abb. 2-15:	Flussschema eines SOFC-Hybridsystems (nachgeschaltete rekuperative Gasturbine)	19
Abb. 2-16:	Flussschema eines SOFC-Hybridsystems (nachgeschalteter GuD-Prozess) ..	20
Abb. 2-17:	Flussschema der Kohleverstromung in Hochtemperatur-Brennstoffzellen	20
Abb. 2-18:	Flussschema eines mehrstufigen Brennstoffzellensystems.....	21
Abb. 2-19:	Skaleneffekte der Anlagenleistungsgröße auf die Investitionskosten stationärer Brennstoffzellensysteme im Vergleich zu Gasmotor-Blockheizkraftwerken.....	23
Abb. 2-20:	Häufigkeitsverteilung der Ausprägung verschiedener Lern- und Erfahrungskurven.....	25
Abb. 2-21:	Herstellungskosten der PC25 TM -Systeme im Zeitraum von 1994-1999.....	25
Abb. 2-22:	Abschätzung Erfahrungskurven für die MCFC-Systeme von FCE und MTU	26

Abb. 2-23: Abschätzung der Erfahrungskurve für das PEFC-System von Ballard Generation	27
Abb. 2-24: Abschätzung der Erfahrungskurve für das SOFC-System von Siemens-Westinghouse.....	28
Abb. 2-25: Übersicht über die möglichen Brennstoffketten für stationäre Brennstoffzellensysteme auf Basis regenerativer und nicht regenerativer Primärenergieträger	30
Abb. 3-1: Primär- und Endenergieverbrauch in Baden-Württemberg im Jahr 1997	38
Abb. 3-2: Preisabhängigkeit leitungsgebundener Energieträger von der Abnahmemenge (1995) 42	
Abb. 3-3: Zusammensetzung der Endenergiepreisfunktion am Beispiel der Grundstoffchemie	43
Abb. 3-4: Endenergieverbrauchsmatrix in der Industrie Baden-Württembergs nach Wirtschaftsunterabschnitten und Betriebsgrößenklassen.....	47
Abb. 3-5: Kausale und statistische Einflüsse auf industrielle Stromlastprofile.....	50
Abb. 3-6: Jahresvolllaststunden für den Bezug elektrischer Energie industrieller Abnehmer in Abhängigkeit der jährlichen Abnahmemenge	51
Abb. 3-7: Beispiele für typische Wochenlastgänge des Prozesswärmebedarfs eines industriellen Versorgungsobjektes und deren Varianz.....	52
Abb. 3-8: Numerische Bestimmung der Korrelation zwischen den Strom- und den Prozesswärmeevolllaststunden in der Industrie	52
Abb. 3-9: Beispiele synthetisierter Lastverläufe für den Prozesswärmebedarf als Ergänzung gemessener Profile (Ein-Schicht-Betrieb, Drei-Schicht-Betrieb und ein Unternehmen mit teilweise Ein-Schicht-, teilweise Drei-Schicht-Betrieb)	53
Abb. 3-10: Wahrscheinlichkeitsverteilung der Beschäftigten pro Unternehmen über die Betriebsgrößenklasse „50 bis 99 Beschäftigte“ hinweg.....	55
Abb. 3-11: Bedarfsstruktur der Strom- und Wärmenachfrage bis zu einem Temperaturniveau von 500 °C in der Industrie Baden-Württembergs.....	55
Abb. 3-12: Spezifischer jährlicher Stromverbrauch (ohne Heizung) privater Haushalte in Abhängigkeit von der Haushaltsgröße	57
Abb. 3-13: Raumwärme- und Stromverbrauchsmatrix der Haushalte in Baden-Württemberg nach Gebäudetypen und -baualterklassen.....	58
Abb. 3-14: Spezifischer jährlicher Endenergiebedarf für die Bereitstellung von Trinkwarmwasser (ohne Verteilungsverluste) in Abhängigkeit von der Haushaltsgröße	59
Abb. 4-1: Schematische Darstellung des für die Einsatzanalyse entwickelten Tools	60
Abb. 4-2: Simulationsfehler bei unterschiedlicher zeitlicher Auflösung eines Lastgangs ..	61

Abb. 4-3: Beispiel eines realen elektrischen Lastprofils (typische Woche und Varianz) eines Unternehmens mit Zwei-Schicht-Betrieb in der chemischen Industrie.....	62
Abb. 4-4: Langjähriges Mittel der Außentemperatur in Baden-Württemberg und daraus abgeleiteter Raumwärmebedarf in der chemischen Industrie	63
Abb. 4-5: Normierter Tagesgang des Raumwärmebedarfs privater Haushalte.....	64
Abb. 4-6: Elektrisches und thermisches Teillastverhalten von PAFC-Systemen	65
Abb. 4-7: Elektrisches und thermisches Teillastverhalten von Brennstoffzellen-Hybridssystemen.....	66
Abb. 4-8: Strom- und Erdgaspreise für ausgewählte Einsatzfälle in der Industrie Baden-Württembergs im Szenarienvergleich	71
Abb. 4-9: Strom- und Erdgaspreise für ausgewählte Einsatzfälle in den Haushalten Baden-Württembergs im Szenarienvergleich	71
Abb. 4-10: Ermittlung der zu erreichenden Wirtschaftlichkeitsgrenze am Beispiel der Chemischen Industrie (mehr als 1.000 Beschäftigte) im pessimistischen Preisszenario.	72
Abb. 4-11: Iterative Zielkostenbestimmung am Beispiel von Hochtemperaturbrennstoffzellen in der chemischen Industrie (50-99 Beschäftigte) im pessimistischen Preisszenario	74
Abb. 4-12: Nettobarwerte des Brennstoffzelleneinsatzes in Abhängigkeit von der Anlagenleistung am Bspl. der Metallindustrie (> 1.000 Besch.) im pessimistischen Preisszenario	74
Abb. 4-13: Stromüberschusspotenziale und Einflüsse auf die Ausbildung eines zweiten Auslegungsoptimums in ausgewählten Branchen am Beispiel der chemischen Industrie (> 1.000 Beschäftigte) im pessimistischen Preisszenario	75
Abb. 4-14: Zu erreichende Zielkosten stationärer Brennstoffzellen im industriellen Sektor	78
Abb. 4-15: Wirtschaftlich erschließbares Potenzial stationärer Brennstoffzellen in der Industrie Baden-Württembergs in Abhängigkeit von den spez. Investitionskosten der Systeme	78
Abb. 4-16: Optimale Anlagenleistung bei verringerter Modulgröße am Beispiel der Metallindustrie (50 – 99 Beschäftigte) im pessimistischen Preisszenario.....	80
Abb. 4-17: Auswirkung einer angepassten Anlagenleistung in der Industrie am Beispiel einer Modulgröße von 25 kW _{el} im pessimistischen Preisszenario.....	81
Abb. 4-18: Auswirkungen verringerter variabler Betriebskosten im industriellen Einsatz am Beispiel einer verdoppelten Stacklebensdauer im pessimistischen Preisszenario	81
Abb. 4-19: Einfluss einer erzeugungsspezifischen Förderung der Systeme gemäß KWKGesetz im pessimistischen Preisszenario	82
Abb. 4-20: Fallspezifische CO ₂ -Minderung in Abhängigkeit der Systemauslegung am Beispiel der chemischen Industrie (500 – 999 Beschäftigte).....	84

Abb. 4-21: Fallspezifische CO ₂ -Minderung in Abhängigkeit der Systemauslegung am Beispiel der holzverarbeitenden Industrie (500 – 999 Beschäftigte)	85
Abb. 4-22: Wirtschaftlich erschließbare CO ₂ -Minderungspotenziale in der Industrie Baden-Württembergs in Abhängigkeit von den spezifischen Investitionskosten der Systeme	86
Abb. 4-23: CO ₂ -Minderung industrieller Brennstoffzellen in Baden-Württemberg bei spezifischen Investitionskosten von 600 €/kW _{el} und einer günstigen Energiepreisentwicklung in Abhängigkeit von der Emissionsbewertung für Strom	87
Abb. 4-24: Preismodellierung für den Bezug elektrischer Energie privater Haushalte am Beispiel großer Mehrfamilienhäuser (6-12 Wohneinheiten), Baustandard 1983-2000 ..	89
Abb. 4-25: Auslegungsoptimierung des Wärmespeichers (P _{BZ} = 1,5 kW _{el}) am Beispiel kleiner Mehrfamilienhäuser (3-6 WE), Baustandard 1978-83 im pessimistischen Szenario	90
Abb. 4-26: Zielkosten stationärer Brennstoffzellensysteme für den Einsatzfall Haushalte im pessimistischen Preisszenario.....	91
Abb. 4-27: Zielkosten stationärer Brennstoffzellensysteme für den Einsatzfall Haushalte im optimistischen Preisszenario	91
Abb. 4-28: Einfluss einer erzeugungsorientierten Förderung gemäß KWKG auf die Wirtschaftlichkeit von Brennstoffzellen in der Gebäudeversorgung im pessimistischen Szenario	92
Abb. 4-29: Einfluss einer erzeugungsorientierten Förderung gemäß KWKG auf die Wirtschaftlichkeit von Brennstoffzellen in der Gebäudeversorgung im optimistischen Szenario	93
Abb. 4-30: Wirtschaftlich erschließbares Potenzial stationärer Brennstoffzellen in Gebäuden Baden-Württembergs in Abhängigkeit von den spez. Investitionskosten der Systeme	94
Abb. 4-31: Optimale Systemauslegung im Bereich privater Haushalte am Beispiel kleiner Mehrfamilienhäuser (3-6 Wohneinheiten), Baustandard 1968-78.....	95
Abb. 4-32: Auswirkungen einer auf die Warmwasserbereitstellung beschränkten Abwärmenutzung (Gebäudebestand) im pessimistischen Preisszenario.....	96
Abb. 4-33: CO ₂ -Minderungspotenziale in den Haushalten Baden-Württembergs in Abhängigkeit von den spezifischen Investitionskosten der Systeme.....	97
Abb. 5-1: Aufschlüsselung der Nachfrage sowie der Umwandlungssektoren im Modell...	99
Abb. 5-2: Sektorale Zuordnung des Einsatzes stationärer Brennstoffzellen in Abhängigkeit der maximalen thermischen Erzeugungspotenziale am Beispiel der chemischen Industrie	103
Abb. 5-3: Szenarien zum forcierten Zubau stationärer Brennstoffzellen in Anlehnung an das generelle KWK-Wachstum der Vergangenheit.....	108

Abb. 5-4:	Endenergieverbrauch nach Energieträgern im Szenarienvergleich	110
Abb. 5-5:	Endenergieverbrauch an Strom nach Sektoren im Szenarienvergleich	111
Abb. 5-6:	Primärenergieverbrauch nach Energieträgern im Szenarienvergleich.....	112
Abb. 5-7:	Treibhausgasemissionen nach Sektoren im Szenarienvergleich.....	113
Abb. 5-8:	CO ₂ -Minderung in Baden-Württemberg in Abhängigkeit der Strombereitstellung durch stationäre Brennstoffzellen in den Zubauszenarien.....	113
Abb. 5-9:	Stromerzeugung nach Energieträgern in Baden-Württemberg im Szenarienvergleich	114
Abb. 5-10:	Anteile der Systeme an der Brennstoffzellenleistung im Szenarienvergleich 116	
Abb. 5-11:	Anteil der Wirtschaftszweige an der gesamten industriellen Wärmeerzeugung in Brennstoffzellen am Beispiel des S5-Szenarios	117
Abb. 5-12:	Anteil der Wirtschaftszweige an der gesamten industriellen Wärmeerzeugung in Brennstoffzellen am Beispiel des MS-Szenarios	117
Abb. 5-13:	Diskontierte Mehrkosten der Zubau- und Treibhausgasminderungsszenarien im Vergleich zum Trendszenario	118
Abb. 5-14:	Diskontierte Mehrkosten des Energiesystems Baden-Württemberg in Abhängigkeit von dem vorgegebenen Zubau an Brennstoffzellenleistung	119
Abb. 5-15:	Diskontierte Mehrkosten des Energiesystems Baden-Württemberg in Abhängigkeit von dem vorgegebenen Zubau an Brennstoffzellenleistung	119
Abb. B-1:	Flussschema eines Hausenergieversorgungssystems auf Basis der PEFC	162
Abb. B-2:	Flussschema eines dezentrale KWK-Systems auf Basis der PEFC	162
Abb. B-3:	Flussschema eines dezentrale KWK-Systems auf Basis der PAFC.....	163
Abb. B-4:	Flussschema eines dezentrale KWK-Systems auf Basis der MCFC	163
Abb. B-5:	Flussschema eines MCFC-Hybridsystems (nachgeschaltete Dampfturbine)	164
Abb. B-6:	Flussschema der Kohleverstromung in Hochtemperatur-Brennstoffzellen	164
Abb. B-7:	Flussschema eines dezentrale KWK-Systems auf Basis der SOFC.....	165
Abb. B-8:	Flussschema eines SOFC-Hybridsystems (nachgeschaltete Gasturbine)	165
Abb. B-9:	Flussschema eines SOFC-Hybridsystems (nachgeschaltete rekuperative Gasturbine).....	166
Abb. B-10:	Flussschema eines SOFC-Hybridsystems (nachgeschalteter GuD-Prozess) .	166
Abb. B-11:	Flussschema eines mehrstufigen Brennstoffzellensystems.....	167
Abb. C-1:	Elektrischer Wirkungsgrad von (Mikro-)Gasturbinen	168
Abb. C-2:	Teillastverhalten von (Mikro-)Gasturbinen	168
Abb. C-3:	Spezifische Investitionskosten von (Mikro-)Gasturbinen.....	169
Abb. C-4:	Spezifische Wartungskosten von (Mikro-)Gasturbinen.....	169
Abb. C-5:	Spezifische Investitionskosten von Heizkesseln bzw. -werken	170
Abb. C-6:	Spezifische Wartungskosten von Heizkessel bzw. -werken	171

Abb. C-7:	Elektrischer Wirkungsgrad gasbetriebener Motor-HKW	172
Abb. C-8:	Teillastverhalten gasbetriebener Motor-HKW	172
Abb. C-9:	Spezifische Investitionskosten gasbetriebener Motor-HKW	173
Abb. C-10:	Spezifische Wartungskosten gasbetriebener Motor-HKW.....	173
Abb. C-11:	Spezifische Investitionskosten thermischer Speicher.....	174
Abb. C-12:	Spezifische Verluste thermischer Speicher	174
Abb. C-13:	Teillastverhalten von Brennstoffzellensystemen auf Basis der PEFC	175
Abb. C-14:	Teillastverhalten von Brennstoffzellensystemen auf Basis der MCFC.....	175
Abb. C-15:	Teillastverhalten von Brennstoffzellensystemen auf Basis der SOFC.....	175
Abb. D-1:	Vergleich der Strompreise für industrielle Abnehmer in Deutschland im Jahr 2001	176
Abb. D-2:	Vergleich der Netznutzungsentgelte für industrielle Stromabnehmer im Jahr 2001	177
Abb. D-3:	Vergleich der Netznutzungsentgelte relevanter Netzbetreiber in Baden- Württemberg.....	178
Abb. D-4:	Durchschnittlicher Wochenverlauf der Spotmarktpreise im Jahr 2001.....	179
Abb. D-5:	Vergleich der berechneten Erzeugungskosten.....	180
Abb. D-6:	Vergleich der abgeschätzten Vertriebskosten und Gewinnmargen der EVU	180
Abb. D-7:	Vergleich der Preise für Reservekapazität relevanter Netzbetreiber in Baden- Württemberg im Jahr 2001	181
Abb. D-8:	Vergleich der Netznutzungsentgelte in Deutschland im Jahr 2001.....	182
Abb. D-9:	Entwicklung der Investitionen der deutschen Stromversorger.....	183
Abb. D-10:	Entwicklung der Beschäftigtenzahlen bei den deutschen Stromversorgern..	184
Abb. D-11:	Preisvergleich der Netznutzungsentgelte in Deutschland (2001).....	185
Abb. D-12:	Szenarien für die Entwicklung der Stromerzeugungskosten im Zeitraum bis 2025	186
Abb. D-13:	Langfristiges Preisgleichgewicht wichtiger zukünftiger Kraftwerkstechnologien in Abhängigkeit der jährlichen Betriebsstunden.....	186
Abb. D-14:	Szenarien zum typischen Wochenverlauf der zukünftigen Spotmarktpreise Strom	187
Abb. D-15:	Strompreisvergleich privater Haushalte für das Jahr 2002.....	188
Abb. D-16:	Jährliche Stromkosten privater Haushalte für die betrachteten Szenarien	189
Abb. D-17:	Vergleich der Erdgaspreise industrieller Abnehmer in Deutschland im Jahr 2001	193
Abb. D-18:	Vergleich der Netznutzungsentgelte Erdgas in Deutschland im Jahr 2001 (Abnahmefall 1 Mio. kWh _{HU} /a bei 3.000 h/a Volllaststunden)	193
Abb. D-19:	Entwicklung und Projektion der Grenzübergangpreise für Erdgas	195

Abb. D-20: Erdgaspreise relevanter Gasversorgungsunternehmen in Baden-Württemberg in Abhängigkeit von der jährlichen Abnahmemenge im Jahr 2002.....	196
--	-----

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1:	Systemgrößen von Siemens/Westinghouse-Hybridsystemen	14
Tabelle 2-2:	Systemgrößen von Siemens/Westinghouse-Hybridsystemen	18
Tabelle 2-3:	Struktur der Anlagekosten stationärer Brennstoffzellensysteme	22
Tabelle 2-4:	Degressionsexponenten für Skaleneffekte bei stationären Brennstoffzellensystemen.....	22
Tabelle 2-5:	Wald- und sonstigen Restholzpotenziale in Deutschland	34
Tabelle 3-1:	Gliederung des produzierenden Gewerbes	39
Tabelle 3-2:	Größen- und Energiekostenstruktur der chemischen Industrie BRD im Jahr 1995	40
Tabelle 3-3:	Parameter der abgeleiteten energieträgerspezifischen Preisfunktionen	42
Tabelle 3-4:	Endenergie-Verbrauchsstruktur der Grundstoffchemie ohne Modellkalibrierung	43
Tabelle 3-5:	Endenergie-Verbrauchsstruktur der Grundstoffchemie mit Modellkalibrierung	44
Tabelle 3-6:	Betriebsgrößenstruktur der chemischen Industrie Baden-Württembergs im Jahr 1995	45
Tabelle 3-7:	Unternehmens- und Beschäftigtenstruktur in der chemischen Industrie in Deutschland und in Baden-Württemberg im Jahr 1995	45
Tabelle 3-8:	Energieträgeranteile am Endenergieverbrauch der chemischen Industrie in Baden-Württemberg und der BRD.....	46
Tabelle 3-9:	Quellenvergleich der Endenergie-Anwendungsstruktur in der chemischen Industrie	48
Tabelle 3-10:	Endenergieverbrauch nach Anwendungen und Größenklassen in der chemischen Industrie in Baden-Württemberg	48
Tabelle 3-11:	Spitzenlasten nach Anwendung und Größenklassen in Baden- Württemberg (1995)	49
Tabelle 3-12:	Beispielhafte Jahres-Vollbenutzungsstunden für den Heizwärme- verbrauch von Bürogebäuden für verschiedene Standorte in Baden- Württemberg	54
Tabelle 3-13:	Anzahl der Wohngebäude im Bestand Baden-Württembergs differenziert nach Gebäudetypen und Baualtersklassen im Jahr 2002.....	56
Tabelle 3-14:	Durchschnittliche Anzahl der Personen in den Wohngebäuden Baden- Württembergs differenziert nach Gebäudetypen und Baualtersklassen im Jahr 2002	57

Tabelle 4-1:	Näherungsformeln für die Modellierung der technischen und ökonomischen Charakteristika konventioneller (Wandlungs-) Technologien.....	67
Tabelle 4-2:	Annahmen bezüglich der zukünftigen Entwicklung der ökonomischen Rahmenbedingungen für die Einsatzanalyse	69
Tabelle 4-3:	Näherungsgleichungen für die ökonomische Bewertung von Energiebezug und der Einspeisung elektrischer Energie ins öffentliche Stromnetz..	69
Tabelle 4-4:	Segmentspezifische Überschusspotenziale bei Erreichen der Zielkosten.....	76
Tabelle 4-5:	Bewertungsfaktoren für die Emission von Klimagasen (CO ₂ -Äquivalentemissionen)	83
Tabelle 5-1:	Preisentwicklung fossiler Energieträger in €/GJ gemäß der Szenarien der Enquête-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“ des Dt. Bundestages.....	104
Tabelle 5-2:	Endenergieverbrauch Strom nach Sektoren im Trendszenario.....	105
Tabelle 5-3:	Endenergieverbrauch nach Energieträgern im Trendszenario	105
Tabelle 5-4:	Strombereitstellung nach Energieträgern im Trendszenario.....	106
Tabelle 5-5:	Primärenergieverbrauch nach Energieträgern im Trendszenario.....	106
Tabelle 5-6:	Treibhausgasemissionen nach Sektoren im Trendszenario	107
Tabelle 5-7:	Relative Entwicklung der Emissionen im Trendszenario	107
Tabelle 5-8:	Installierte Brennstoffzellenkapazität im Trendszenario	107
Tabelle 5-9:	CO ₂ -Zertifikatspreise der Szenarien MA und MS	109
Tabelle 6-1:	Für die Wettbewerbsfähigkeit stationärer Brennstoffzellen zu erreichende Zielkosten.....	122
Tabelle A-1:	Anlagenparameter der 250 kW _{el} -Anlage in Berlin Treptow.....	148
Tabelle A-2:	Zielwerte für das Brennstoffzellen-Heizgerät von Vaillant.....	149
Tabelle A-3:	Anlagenparameter der Hausenergiezentrale (HEZ)	150
Tabelle A-4:	Referenzanlagen der PC25 TM -Serie in Europa (Auszug).....	151
Tabelle A-5:	Technische Daten und Betriebserfahrungen der PC25 TM -Systeme in Deutschland.....	152
Tabelle A-6:	Technische Daten der 200 kW _{el} -Anlage bei KEPCO (Nara Medical University).....	152
Tabelle A-7:	Technische Parameter der PAFC bei Solar-Wasserstoffanlage Neunburg v. Wald	153
Tabelle A-8:	Technische Parameter 100 kW-System (PF-100 E) (Stand 1998).....	153

Tabelle A-9:	Technische Parameter (Stand 1998) 1,3 MW Milan, Italien (AEM, ENEA, Ansaldo).....	154
Tabelle A-10:	Übersicht über die Produktentwicklung bei FCE.....	154
Tabelle A-11:	Technische Parameter Santa Clara Demonstration Projects und FA-100-HS Teststack	155
Tabelle A-12:	Geplante Projekte bei Fuel Cell Energy (FCE)	155
Tabelle A-13:	Technische Daten der Systemdemonstration in Dorsten und der Anlage in Bielefeld	156
Tabelle A-14:	Technische Parameter der ersten 250 kW _{el} -Demonstration in Miramar	157
Tabelle A-15:	Produktentwicklung bei Westinghouse bzw. Siemens-Westinghouse	158
Tabelle A-16:	Technische Daten und Betriebserfahrungen der 100 kW _{el} -Anlage in Arnhem	159
Tabelle A-17:	Anvisierte Systemgrößen bei Siemens-Westinghouse- Hybrid- und KWK-systeme.....	159
Tabelle A-18:	Übersicht über Produktentwicklung und geplante Projekte bei der Sulzer-HEXIS AG	160
Tabelle A-19:	Technische Daten Sulzer-Hexis.....	160
Tabelle A-20:	Übersicht über die Produktentwicklung bei ZTek Corp.....	160
Tabelle A-21:	Technische Parameter der 25 kW _{el} -Anlage bei TVA in Huntsville	161
Tabelle C-1:	Wirkungsgrade verschiedener Heizkesselarten	170
Tabelle D-1:	Netznutzungsentgelte für Kunden mit Standardlastprofil in Baden-Württemberg	188
Tabelle D-2:	Technologiespezifische Einspeisevergütung gemäß KWK-Ausbaugesetz .	192
Tabelle E-1:	Referenz Hausenergieversorgungssystem für die Systemanalyse	198
Tabelle E-2:	Referenz Niedertemperatursystem für die Systemanalyse	198
Tabelle E-3:	Referenz Hochtemperatursystem für die Systemanalyse	199
Tabelle E-4:	Referenz Hybridsystem für die Systemanalyse	199
Tabelle E-5:	Sektorale Gliederung und maximale Einsatzpotenziale im Systemmodell .	200
Tabelle F-1:	Industrieller Endenergieverbrauch nach Wirtschaftszweigen, Betriebsgrößenklassen und Anwendungen in Baden-Württemberg	202
Tabelle F-2:	Endenergieverbrauch von Wohngebäuden nach Gebäudetyp, -baualtersklasse und Anwendungen in Baden-Württemberg	204
Tabelle F-3:	Ergebnisse der Szenariorechnungen für Baden-Württemberg – Trendszenario	205

Tabelle F-4:	Ergebnisse der Szenariorechnungen für Baden-Württemberg – Szenario S1.....	206
Tabelle F-5:	Ergebnisse der Szenariorechnungen für Baden-Württemberg – Szenario S2.....	207
Tabelle F-6:	Ergebnisse der Szenariorechnungen für Baden-Württemberg – Szenario S3.....	208
Tabelle F-7:	Ergebnisse der Szenariorechnungen für Baden-Württemberg – Szenario S4.....	209
Tabelle F-8:	Ergebnisse der Szenariorechnungen für Baden-Württemberg – Szenario S5.....	210
Tabelle F-9:	Ergebnisse der Szenariorechnungen für Baden-Württemberg – Szenario MA	211
Tabelle F-10:	Ergebnisse der Szenariorechnungen für Baden-Württemberg – Szenario MS	212

Formelzeichen

α	Anteil
η	Wirkungsgrad
λ	Degressionsexponent ($0 < \lambda < 1$)
ΔH	Reaktionsenthalpie
ΔG	freie Reaktionsenthalpie
B	Briefmarke für die Netznutzung
E	Netznutzungsentgelt
K	Kosten
Kap	Kapazität
n	Anzahl der Unternehmen
p	Preis
P	Leistung
t	Zeit
T	Temperatur
V	Verbrauch
W	Arbeit
X	charakteristische konstruktive Größe

Indizes

0	Basisobjekt
a	jährlich
A	Arbeit
Ba-Wü	in Baden-Württemberg
BZ	Brennstoffzelle
E	Erdgas
Erz	Erzeugung
ET	Energieträger
el	elektrisch
FW	Fernwärme
GK	Größenklasse
HH	Haushalte
HöSp	auf Höchstspannungsebene
i	Objektzähler
inv	Investitionen
L	Leistung

max	maximal
MSp	auf Mittelspannungsebene
N	Netznutzung
Nenn	bei Nennleistung
NSp	auf Niederspannungsebene
Red	Reduktion
S	Strom
t	Zeitpunkt
th	thermisch
theor.	theoretisch
U	Unternehmen
V	Vertrieb
W	Wartung
WG	Wirtschaftsgruppe

Einheiten

%	Prozent
°C	Grad Celsius
€	Euro
\$	US-Dollar
a	Jahr(e)
Anz.	Anzahl
Besch.	Beschäftigte
Ct	Euro-Cent
dB(A)	Dezibel
g	Gramm
Geb.	Gebäude
GJ	Gigajoule
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunden
h	Stunden
t	Tonne(n)
T€	Tausend Euro
TJ	Terajoule
TWh	Terawattstunde
U, Untern.	Unternehmen
K	Kelvin
kg	Kilogramm

km	Kilometer
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
l	Liter
m	Meter
m ³	Kubikmeter
mg	Milligramm
min.	Minuten
MW	Megawatt
PJ	Petajoule
Pers.	Personen
ppm	parts per million
V	Volt

Abkürzungen

12FH	Ein- / Zwei-Familienhaus
Abb.	Abbildung
AC	Gleichstrom
AFC	Alkaline Fuel Cell (Alkalische Brennstoffzelle)
AG	Arbeitsgemeinschaft
and.	andere
ASPEC	Advanced Solid Polymer Fuel Cell
atm.	atmosphärisch
Aufbereit.	Aufbereitung
bez.	bezogen
BHKW	Blockheizkraftwerk
Bill.	Billion
BK	Braunkohle
BoP	Balance of Plant
BRD	Bundesrepublik Deutschland
BZ	Brennstoffzelle
bzw.	beziehungsweise
C	Kohlenstoff
CA	Kalifornien
ca.	circa
chem.	chemische
CH ₄	Methan
CO	Kohlenmonoxid

CO ₂	Kohlendioxid
CVP	Chemical Vapor Deposition
D	Deutschland
DC	Wechselstrom
DIR	Direkte Interne Reformierung
DMFC	Direktmethanol-Brennstoffzelle
dt.	deutsch
e ⁻	Elektron
E ³ Net	Energiesystemmodell
EdF	Electricité de France
EE	Endenergie
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EFH	Einfamilienhaus
EHSD	Electrochemical Hydrogen Separation Device
Einh.	Einheit
elektr.	elektrisch
Erz. f.	Erzeugnisse für
ETBE	Ethyl-Tertiärbutyl-Ether
EU	Europäische Union
EVU	Energieversorgungsunternehmen
EVP	Electrochemical Vapor Deposition
FCE	Fuel Cell Energy, Inc.
FfE	Forschungsstelle für Energiewirtschaft
Forts.	Fortsetzung
Ggf.	gegebenenfalls
GH ₂	gasförmiger Wasserstoff
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GuD	Gas- und Dampfturbine
GVU	Gasversorgungsunternehmen
H (H ₂ , H ⁺)	Wasserstoff (in molekularer / ionisierter Form)
H ₂ O	Wasser
HBB	Hoch-/Blockbau
Heizöl (S)	schweres Heizöl
HEW	Hamburger Elektrizitätswerke
HEZ	Hausenergiezentrale
HGC	Hamburg Gas Consult GmbH
HH	Haushalt(e)
HöL, HöS	Heizöl leicht / schwer

HT	Hochtemperatur
i. A.	im Auftrag
i .d. R.	in der Regel
IFC	International Fuel Cells, Inc.
IIR	Indirekte Interne Reformierung
Ind.	Industrie
Inc.	Incorporated
IPP	Indipendent Power Producer
ITSOFC	Intermediate Temperature SOFC
k. A.	keine Angabe
KW	Kraftwerk
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	KWK-Gesetz
LPX	Leipzig Power Exchange
LNG	Flüssiggas (Liquified Natural Gas)
LH ₂	Flüssigwasserstoff
max.	maximal
MCFC	Molton Carbonate Fuel Cell (Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle))
MFH	Mehrfamilienhaus
MFH6	Mehrfamilienhaus mit 6 Wohneinheiten
MFH12	Mehrfamilienhaus mit 12 Wohneinheiten
Mio.	Millionen
N ₂	Stickstoff in molekularer Form
N ₂ O	Distickstoffoxid
n. d.	nicht datiert
NiO	Nickeloxid
NL	Niederlande
NMKW	flüchtige Kohlenwasserstoffe
NO _x	Stickoxid(e)
Nr.	Nummer
NT	Niedertemperatur
o. BZ	ohne Brennstoffzelle
ö. KWK	öffentliche Kraft-Wärme-Kopplung
öffentl.	öffentliche
o. g.	oben genannt
opt.	optimistisch
O ₂ , O ²⁻	Sauerstoff in molekularer / ionisierter Form
PAFC	Phosphoric Acid Fuel Cell (Phosphorsaure Brennstoffzelle)

PEFC	Polymer-Membran Fuel Cell (Polymermembranbrennstoffzelle)
pess.	pessimistisch
prod. Gewerbe	produzierendes Gewerbe
PW	Prozesswärme
quadr.	quadratisch
rd.	rund
RDH	Reihen-/Doppelhaus
red.	reduziert
rel.	relativ
RME	Rapsmethylester
RES	Referenzenergiesystem
RW	Raumwärme
SO ₃ -	Schwefeloxid in ionisierter Form
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell (Festoxidbrennstoffzelle)
SOFC-GT	Hybridsystem SOFC in Kombination mit einer Gasturbine
sog.	sogenannt
sonst.	sonstige
spez.	spezifisch
Stat. Bundesamt	Statistisches Bundesamt
Stat. Landesamt	Statistisches Landesamt
THG	Treibhausgas
therm.	thermisch
TM	Trademark
u. U.	unter Umständen
VDI	Verein deutscher Ingenieure e. V.
VDEW	Verband der deutschen Elektrizitätswirtschaft e. V.
VEA	Bundesverband der Energieabnehmer e. V.
vgl.	vergleiche
VIK	Verband der industriellen Kraft- und Energiewirtschaft e. V.
vorh.	vorhanden
VV	Verbändevereinbarung
Wärmeerz.	Wärmeerzeugung
Entstaub.	Entstaubung
WE	Wohneinheiten
WW	Warmwasser
WZ93	Klassifikation der Wirtschaftszweige von 1993
z. B.	zum Beispiel
zirk.	zirkulierend

z. T.	zum Teil
zug.	zugeordnet
zzgl.	Zuzüglich

Kurzfassung

Gestützt durch die dynamische Entwicklung im Bereich mobiler Antriebe und eine Vielzahl von und Demonstrationsprojekten in der stationären Anwendung sind in die Brennstoffzellen-Technologie hohe Erwartungen hinsichtlich der zukünftigen Energiebereitstellung gelegt worden. Die z. T. euphorische Diskussion mag auch darin begründet sein, dass praktisch alle Bereiche des Energiesystems von ein und derselben Technologie profitieren können und die Brennstoffzelle zudem als erster Schritt von einer zunehmend in der Kritik stehenden fossilen Energiewirtschaft in Richtung nachhaltigerer Energieversorgungsstrukturen gesehen wird.

Vor diesem Hintergrund ist es Ziel dieser Arbeit, einen Beitrag zur realistischen Einschätzung der kurz- und mittelfristigen Möglichkeiten und Grenzen der Brennstoffzellentechnik in der stationären Energiewandlung zu leisten sowie Ansatzpunkte für interessante Anwendungsbereiche auch hinsichtlich einer gegebenenfalls gewünschten forcierten Markteinführung dieser neuen Technologie zu identifizieren. Dazu ist es erforderlich, detaillierte, betriebswirtschaftlich orientierte Einsatzanalysen repräsentativer Versorgungsaufgaben in den einzelnen Teilsegmenten des Energiesystems in Baden-Württemberg konsistent mit einer volkswirtschaftlich orientierten systemaren Gesamtoptimierung zu verknüpfen.

Grundlage dafür bilden die technischen und ökonomischen Entwicklungstrends der verschiedenen stationären Brennstoffzellensysteme, die im Rahmen einer allgemeinen Technikanalyse anhand der Erfahrungen mit aktuellen Pilot- und Demonstrationsanlagen abgeleitet werden. Diese werden ergänzt um die zeitlich und strukturell differenzierte Bedarfs- und Laststruktur in der Industrie und den Haushalten Baden-Württembergs, wozu eine Methodik zur Verknüpfung verschiedener statistischer Datengrundlagen erarbeitet wird.

Abgeleitet werden repräsentative Einsatzfälle, für die mit Hilfe eines neu entwickelten edv-gestützten Simulationstools ein ökonomischer Vergleich der Brennstoffzellentechnologie mit den alternativen Versorgungsvarianten durchgeführt wird. Aufgrund der zunehmenden Liberalisierung der Energiemärkte ist dazu eine detaillierte Analyse der bestehenden und zukünftigen Energiepreisstrukturen erforderlich, auch vor dem Hintergrund, dass mit Öffnung der Märkte die verschiedenen Preiskomponenten individuell betrachtet werden müssen.

Die Ergebnisse des objektbezogenen Systemvergleichs werden dann in den gesamtwirtschaftlichen Kontext gestellt, d. h. im Rahmen eines Systemmodells in die technologische und topologische Struktur der Energieversorgung Baden-Württembergs eingebettet. Mit Hilfe dieses Modells werden schließlich Modellrechnungen über die Entwicklung des Energiesystems durchgeführt. Die betrachteten Szenarien werden dabei so gewählt, dass einerseits die technologiespezifischen Auswirkungen eines verstärkten Einsatzes stationärer Brennstoffzellen auch im zeitlichen Verlauf deutlich werden, andererseits der mögliche Beitrag der Technologie zum Erreichen nachhaltiger Versorgungsstrukturen dargestellt wird.

Abstract

Based on the dynamic development in the field of automotive applications and numerous stationary demonstrations the fuel cell technology was faced with high expectations regarding the future provision of energy. Reasons for the partly euphoric discussion may be that about any segment of the energy system may profit from this one technology, and fuel cells are seen as a first step from an increasingly criticized energy supply based on fossil fuels towards more sustainable energy supply structures.

Against this background, the objective of this work is to contribute to a realistic assessment of the short and medium term options and limits of stationary fuel cell systems and to identify starting-points for interesting deployment cases in view of a possibly wanted enforced market penetration of this new technology. This requires the consistent integration of detailed business oriented analysis regarding its use in representative housing and industry supply cases with an overall optimization of the energy system in Baden-Württemberg based on economic theory.

The basis for this form the technical and economic development trends of stationary fuel cells, which are derived from experiences with the current demonstration plants in the scope of a general technical analysis. These are supplemented by the industrial and housing demand and load structures of Baden-Württemberg in high temporal and structural resolution, derived by an elaborated methodology for the integration of different statistical databases.

Deduced are representative application cases, for which an economic comparison of the fuel cell technology with the alternative supply variants is conducted with help of a newly developed simulation tool. Due to the ongoing liberalization of the energy markets this requires the detailed analysis of the existing and future energy price structures, as with the opening of the markets the different price components have to be looked upon individually.

The outcome of the object oriented system analysis is then integrated into the context of the overall energy economy, which means that in the scope of an energy system model the results are imbedded in the technological and topological structure of the energy supply of Baden-Württemberg. Finally, with help of this tool, model calculations for the possible future development of the energy system are carried out. The scenarios looked upon are chosen by means that on the one hand the technology specific effects of an increased use of stationary fuel cell systems become evident also in the chronological development, and on the other hand the possible contribution of the technology for achieving sustainable supply structures is depicted.

1 Einleitung und Zielsetzung

Gestützt durch die dynamische Entwicklung im Bereich mobiler Antriebe und einer Vielzahl von Demonstrationsprojekten in der stationären Anwendung sind in die Brennstoffzellen-Technologie hohe Erwartungen hinsichtlich der zukünftigen Energiebereitstellung gelegt worden. Die z. T. euphorische Diskussion mag auch darin begründet sein, dass praktisch alle Bereiche des Energiesystems von ein und der selben Technologie profitieren können und die Brennstoffzelle zudem als erster Schritt von einer zunehmend in der Kritik stehenden fossilen Energiewirtschaft in Richtung nachhaltigerer Energieversorgungsstrukturen gesehen wird.

Tatsache ist, dass Brennstoffzellen große Schritte in Richtung der kommerziellen Nutzung getan haben, insbesondere in der stationären Energieerzeugung. Neben Systemen auf Basis der phosphorsauerer Brennstoffzelle (PAFC), die seit 1992 am Markt verfügbar sind, wurden inzwischen auch die anderen Technologielinien in ersten Anlagen „realer“ Größe erfolgreich erprobt. Dennoch sind für den kommerziellen Erfolg weitere signifikante technische und vor allem ökonomische Verbesserungen notwendig. So kommt insbesondere der Arbeitsbericht Nr. 51 des Büros für Technikfolgenabschätzung beim deutschen Bundestag /TAB 1998/ als Technologie-Monitoring und aktuelle Studien zum kumulierten Energieaufwand und Ökobilanzen einzelner Brennstoffzellentypen /Pehnt 2002/ zu der Einschätzung, dass die Brennstoffzellen-Technologie zwar eine hohe forschungs-, energie- und umweltpolitische Attraktivität besitzt, allerdings technisch noch nicht voll ausgereift und derzeit insbesondere im Hinblick auf eine signifikante Marktdurchdringung zu kostenintensiv ist. Wohingegen die technische Entwicklung in den letzten Jahren deutliche Fortschritte aufweist, die sich in einer Vielzahl von Pilot- und Demonstrationsanlagen und zum Teil bereits prä-kommerzieller Fertigung der relevanten Technologielinien stationärer Brennstoffzellen widerspiegeln, steht dem vielversprechenden Potenzial dieser Technik noch immer deren sehr hohe Investitionskosten gegenüber, die auch in näherer Zukunft noch den Haupthindernisgrund für eine weite Verbreitung darstellen dürften.

Das Erreichen eines energiewirtschaftlich attraktiven Kostenniveaus bedingt allerdings eine Großserienfertigung und entsprechende Marktvolumina. Eine Minderung der notwendigen Markteinführungskosten zur Auflösung dieses Gegensatzes kann lediglich über die Erschließung von Anwendungsnischen erfolgen, in denen durch vorteilhafte Rahmenbedingungen bzw. technischen und/oder ökonomischen Anforderungen die Wirtschaftlichkeit bereits bei deutlich höheren Investitionskosten der Systeme gegeben ist.

Kurzfristig attraktiv erscheint in diesem Zusammenhang v. a. der stationäre Einsatz von Brennstoffzellen in der Energieversorgung. So besteht hier einerseits ein geringerer Kostendruck im Vergleich zum Verkehrssektor mit spezifischen Investitionskosten der Antriebsaggregate von rd. 50-100 €/kW_{el}, andererseits geringere Einschränkungen hinsichtlich Größe, Gewicht und Brennstoffspeicherung im Vergleich zur Versorgung mobiler Kleingeräte.

Im stationären Einsatz wiederum ist zunächst die Anwendung der Brennstoffzelle in der dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) als Einstiegsmarkt zu sehen. Zwar ist der Einsatz in der zentralen Stromerzeugung prinzipiell denkbar (vgl. /Moll u. a. 1995/, /Rienschke 1996/), dieser erscheint allerdings aufgrund der derzeitigen Konkurrenz im Rahmen der Liberalisierung und daher zurückhaltenden Investitionen in diesem Bereich weniger attraktiv.

Die Untersuchung der dezentralen KWK auf Basis konventioneller thermischer Energiewandlung war bereits in den 90er Jahren Schwerpunkt einer Vielzahl von Studien zum Zubaupotenzial vor allem von Blockheizkraftwerken (BHKW) und die durch den Einsatz der KWK erreichbaren Energieeinsparungen und Emissionsminderungen (/Eckerle u. a. 1993/, /Nitsch u. a. 1994/, /Pruschek u. a. 1994/, /Schulz u. a. 1994/, /Hess. Ministerium 1995/, /Gailfuß 1997/, /Pestel 1994/, /Altner u. a. 1995/, /Traube, Schulz 1994/, /Lux, Thöne 1995/).

Entsprechend der vorherrschenden Einteilung der KWK in diesen Studien zwischen der öffentlichen Nah- und Fernwärmeversorgung und der industriellen Eigenversorgung, sind diese Bereiche auch Gegenstand von ersten Studien zu den Potenzialen von Brennstoffzellen in der stationären Energieversorgung (/Dienhart u. a. 1999/, /FVV 1998/, /Fischer u. a. 1997/). In Ergänzung dazu wurden einige Studien zu Brennstoffzellen für die individuelle Versorgung einzelner auch kleiner Wohngebäude veröffentlicht (/Berthold u. a. 1999/, /König 2001/), der vornehmlich mit dem Einsatz von Brennstoffzellen verbunden wird.

Gemeinsam ist diesen Studien, dass sie in der Regel die oben genannten Potenzialabschätzungen für die konventionelle Kraft-Wärme-Kopplung als Grundlage nehmen und sich auf die Untersuchung ausgewählter Einsatzfälle für Brennstoffzellen beschränken. Im industriellen Bereich ist dies vor allem auf eine bislang fehlende größenstrukturelle Datengrundlage zurückzuführen, die eine detaillierte Disaggregation der möglichen Einsatzfälle ermöglicht. Entsprechend werden die Potenziale der Brennstoffzellentechnologie in einer sehr aggregierten Form ausgewiesen, die kaum Rückschlüsse auf vorhandene vorteilhafte Einsatzfelder in den bestehenden Gebäude- und Industriestrukturen erlauben. Zwar liegen zum Beispiel mit /VIK 1999/ auch Veröffentlichungen mit einer Zusammenstellung von Anforderungen, Hemmnissen und Handlungsempfehlungen für einzelne Teilbereiche des Energiesystems vor, diese beruhen allerdings häufig auf qualitativen Einschätzungen bzw. nicht-quantitativen Untersuchungen und berücksichtigen ebenfalls kaum die bestehenden, sehr heterogenen Strukturen sowohl im industriellen als auch Gebäudebereich.

Darüber hinaus fehlen längerfristige Betrachtungen, die über den Zeitraum bis zum Jahr 2010 hinaus reichen, alle Teilbereiche des Energiesystems mit einschließen und so die Robustheit einzelner Teilsegmente bzw. gegebenenfalls vorhandener Anwendungsnischen im Zusammenspiel mit konkurrierenden Wandlungstechnologien und der bestehenden und zukünftig zu erwartenden Energieversorgungsstruktur abbilden. Die vorhandenen Erkenntnisse bezüglich des Einsatzes der Brennstoffzellentechnologie im Bereich der dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung um diese Gesichtspunkte zu ergänzen ist Ziel dieser Arbeit. Dazu werden

in Kapitel 2 die Ergebnisse vorangegangener Arbeiten zur technischen und ökonomischen Entwicklung stationärer Brennstoffzellen aufgegriffen und aktualisiert sowie Anforderungen hinsichtlich deren Einbindung in bestehende Energiesysteme diskutiert.

In Kapitel 3 wird daraufhin die Grundlage für die Ableitung möglichst anwendungsnaher und die bestehende Struktur widerspiegelnder Anwendungsfälle erarbeitet. Dies umfasst zunächst die industrielle Bedarfsanalyse, wobei durch Verknüpfung der Energiebilanz mit Daten zur Kostenstruktur der Unternehmen der Endenergieeinsatz auf einzelne Wirtschaftszweige und Betriebsgrößenklassen sowie Anwendungen heruntergebrochen wird. Entsprechend wird die bestehende Energieverbrauchsstruktur der Haushalte in Baden-Württemberg differenziert nach einzelner Gebäudetypen ausgewiesen unter Berücksichtigung von Gebäudealtersklassen und der aktuellen Bevölkerungs- und Belegungsstruktur.

Anhand detaillierter Einsatzanalysen werden darauf aufbauend in Kapitel 4 die mittelfristigen Einsatzmöglichkeiten stationärer Brennstoffzellen in Baden-Württemberg analysiert, unter Berücksichtigung der objektspezifischen Last- und Anwendungsstrukturen sowie der relevanten Versorgungsalternativen. Die ökonomischen Anforderungen an die verschiedenen Brennstoffzellensysteme in Abhängigkeit von der optimalen Anlagendimensionierung werden herausgearbeitet sowie deren wirtschaftlichen Einsatzpotenziale in Abhängigkeit von der Kostenentwicklung und zukünftiger energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen untersucht.

Die Ergebnisse dieser anwendungsorientierten Betrachtung in der mittelfristigen Entwicklung (Markteinführung) bilden in Kapitel 5 die Grundlage für die gesamtsystemare Betrachtung längerfristiger Szenarien der Energieversorgung Baden-Württembergs. Dargestellt werden die ökologischen und ökonomischen Auswirkungen eines verstärkten Einsatzes stationärer Brennstoffzellen auf das Energiesystem sowie die Robustheit von für die Marktentwicklung interessanten Teilsegmenten in der längerfristigen zeitlichen Perspektive.

Kapitel 6 schließlich greift die Ergebnisse der verschiedenen Arbeitsschritte noch einmal auf und diskutiert die sich ergebenden Konsequenzen hinsichtlich energiewirtschaftlicher, politischer und industrieller Rahmenbedingungen.

2 Technikanalyse

Ziel des folgenden Abschnitts ist die Darstellung des technischen Entwicklungsstands stationärer Brennstoffzellen, der dieser Arbeit zugrunde liegt, und der abzusehenden technischen bzw. ökonomischen Perspektiven im Rahmen der Marktentwicklung. Weiterhin werden infrastrukturelle Gesichtspunkte im Hinblick auf eine umfassende technische Bewertung diskutiert, um Perspektiven für die praktische Anwendung der neuen Technologie aufzuzeigen.

Aufbauend auf einer kurzen Einführung in die generelle Funktionsweise der Brennstoffzellen-Technologie (Kapitel 2.1) wird dazu zunächst auf den technischen Stand der derzeit an der Schwelle zur Kommerzialisierung stehenden Systeme eingegangen (Kapitel 2.2). In Kapitel 2.3 werden dann die technischen Entwicklungsperspektiven sowie in Kapitel 2.1 die ökonomischen Entwicklungsmöglichkeiten diskutiert. Kapitel 2.5 geht schließlich auf die Einbindung stationärer Brennstoffzellen in bestehende Energiesysteme ein.

2.1 Funktionsprinzip

Im Unterschied zur konventionellen Energiewandlung bzw. Strombereitstellung mittels thermischer Prozesse wandeln Brennstoffzellen ähnlich einer Batterie die chemische Energie einer Reaktion direkt in elektrische Energie um (vgl. Abb. 2-1).

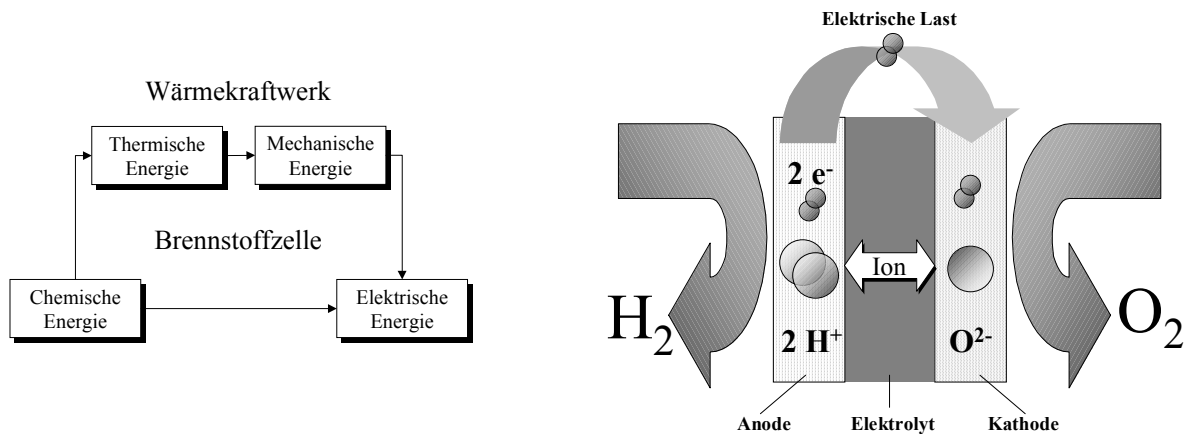


Abb. 2-1: Schematische Darstellung der direkten Energiewandlung in Brennstoffzellen

Diese Umwandlung basiert auf der elektrochemischen Reaktion von in der Regel Wasserstoff mit Sauerstoff zu Wasser unter räumlicher Trennung der beiden Teilreaktionen, das heißt der Oxidation des Brennstoffs unter Abgabe von Elektronen und der Reduktion des Oxidationsmittels unter Elektronenaufnahme, mittels eines ionenleitender Elektrolyten. Die sich aufgrund des so unterdrückten direkten Elektronenübergangs ausbildende Potenzialdifferenz an den Reaktionsschichten der Anode bzw. Kathode ermöglicht einen kontrollierten Elektronenfluss über eine äußere Last und damit die Bereitstellung elektrischer Energie durch die Zelle.

Der maximal mögliche Wirkungsgrad der Brennstoffzellenreaktion, der aufgrund des elektrochemischen Charakters der Energiewandlung nicht dem Carnot-Wirkungsgrad als Vergleichsprozess konventioneller Wärmekraftwandlungen unterliegt, ergibt sich als Verhältnis aus der freien Reaktionsenthalpie ΔG und der Reaktionsenthalpie ΔH und wird als thermodynamischer Wirkungsgrad $\eta_{BZ, \text{theor.}}$ bezeichnet:

$$\eta_{BZ, \text{theor.}} = \frac{\Delta G}{\Delta H} \quad (2-1)$$

Entsprechend der Temperaturabhängigkeit der freien Reaktionsenthalpie ΔG zeigt sich im Vergleich der beiden theoretischen Wirkungsgrade der linear fallende Charakter des thermodynamischen Wirkungsgrades sowie der degressiv ansteigende Maximalwirkungsgrad thermischer Kreisprozesse (vgl. Abb. 2-2).

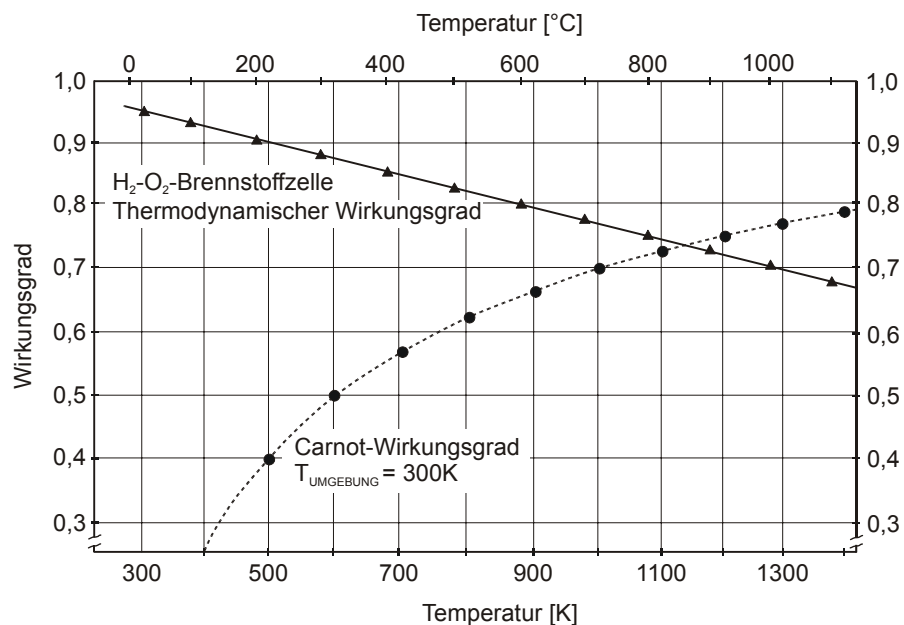
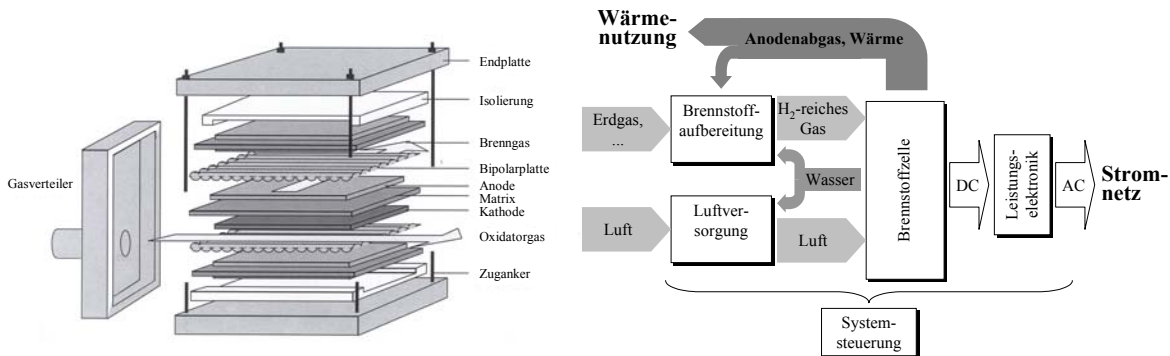


Abb. 2-2: Thermodynamischer Wirkungsgrad im Vergleich zum Carnot-Wirkungsgrad

Bei reinen Wasser- und Sauerstoffreaktion ergibt sich unter Standardbedingungen eine theoretische Gleichspannung von 1,23 V, die allerdings aufgrund sog. Polarisationen oder Überspannungen durch die physikalischen und geometrischen Strukturen einer Zelle und die Kinetik der Elektrodenreaktion praktisch zu niedrigeren Zellspannungen im Bereich von 0,6 – 0,9 V führen sowie unter Last zur Produktion zusätzlicher spezifischer Abwärme, die als „molare Verlustwärme“ oder „molare Enthalpieverluste“ bezeichnet werden.

Sind höhere Arbeitsspannungen in der Anwendung erforderlich, werden einzelne Zellen zu sog. Brennstoffzellen-Stack seriell zusammengefasst. Diese Stacks bilden das Kernstück praktischer Wandlungssysteme, umrahmt durch verschiedene periphere Komponenten für unter anderem eine ggf. notwendige Brenngaserzeugung und -aufbereitung, Konditionie-

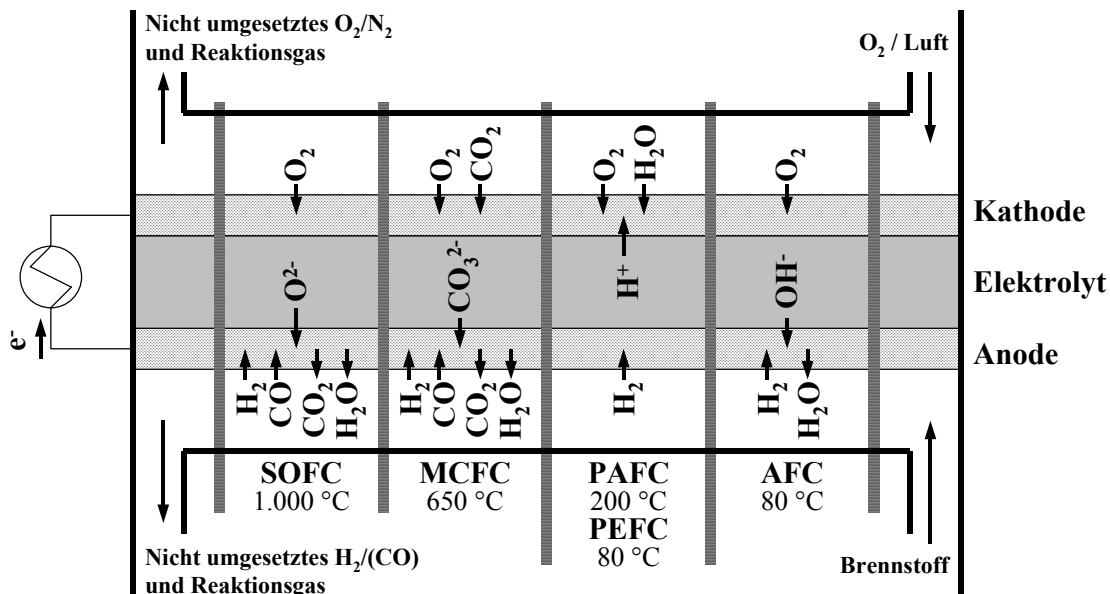
rung und ggf. Wechselrichtung der erzeugten elektrischen Energie, Steuerung der Anlage sowie ggf. zur Auskopplung von Wärme (vgl. Abb. 2-3).



Quelle: /Berger 1999a/, eigene Darstellung nach /Garche 2000/

Abb. 2-3: Aufbau eines Brennstoffzellenstacks und schematische Darstellung des Systemaufbaus stationärer Brennstoffzellenanlagen

Auf Basis verschiedener elektrochemischer Reaktionen und ihrer Randbedingungen sind aus funktionstechnischer Sicht eine Reihe von Brennstoffzellen-Typen denkbar. Unter kommerziellen Gesichtspunkten beschränkt sich derzeit die Entwicklung allerdings vornehmlich auf fünf Technologielinien, die die Basis der derzeit diskutierten Wandlungssysteme in der praktischen Anwendung bilden. Charakterisieren lassen sich diese Typen anhand des eingesetzten Elektrolyten, der die im Detail ablaufenden Ionenaustauschvorgänge (vgl. Abb. 2-4) aber auch maßgebliche Anwendungsaspekte (z. B. die Abwärmtemperatur) bestimmen.



Quelle: eigene Darstellung nach /Garche 2000/

Abb. 2-4: Ionenaustauschvorgänge verschiedener Brennstoffzellentypen

2.2 Stand der Technik

Prinzipiell gilt es zu unterscheiden zwischen der technischen Reife der verschiedenen Brennstoffzellentypen und dem Stand der Kommerzialisierung stationärer Systeme, der sich gemäß Abb. 2-5 charakterisieren lässt. Insbesondere die alkalische Technologielinie (AFC) kann aufgrund ihres sehr frühen Einsatzes für Raumfahrtanwendungen der 50er und 60er Jahre als weit fortgeschritten bezüglich der technischen Reife gelten, spielt aber bei der Kommerzialisierung im stationären Einsatz (derzeit) praktisch keine Rolle.

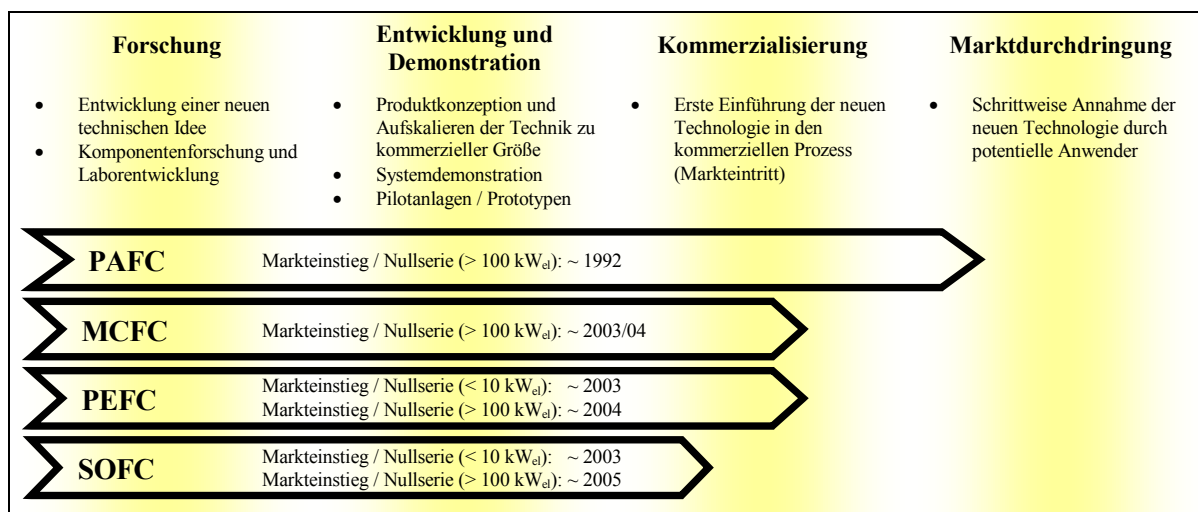


Abb. 2-5: Stand der Entwicklung und Kommerzialisierung stationärer Brennstoffzellen

Auch die relativ frühe erste Anwendung einer Brennstoffzelle mit Protonenaustauschmembran (PEFC) von General Motors 1963 für das Gemini-Raumfahrtprogramm führte bislang nur zu ersten Pilotanwendungen dieses Zelltyps. Von größerer Bedeutung im stationären Bereich ist die im TARGET-Projekt in den USA erstmals aufgebaute phosphorsaure Zelltechnologie (PAFC), mit dem bislang größten Brennstoffzellenprojekt von 11 MW elektrischer Leistung im japanischen Ichihara und der bereits 1992 erfolgten Kommerzialisierung der PC25TM-Systeme von ONSI. Im Bereich der Hochtemperatur-Zelltechnologie kann der in den 80er Jahren entwickelten Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle (MCFC) ein etwas fortgeschrittener Entwicklungsstand gegenüber der in den 90er Jahren entwickelten Festoxid-Technologie (SOFC) zugeschrieben werden, deren tubulare Entwicklungslinie erste Demonstrationsprojekte mit allerdings subkommerzieller Größe aufweist.

2.2.1 Polymermembran-Brennstoffzellen (PEFC)

Die Eigenschaften der Wandlungssysteme auf Basis der PEFC ergeben sich aus dem Einsatz einer festen Polymer-Membran als reaktionstrennenden Elektrolyt. Die verwendeten Kunststofffolien bestehen aus einem dünnen Kationenauschermaterial, das eine hohe Protonen-

und eine schlechte elektrische Leitfähigkeit aufweist und gleichzeitig die mechanische und chemische Stabilität gewährleisten muss. Dazu weisen die Folien ein perfluoriertes Grundgerüst auf, an dem SO^{3-} -Festionen gebunden sind. Diese wiederum halten H^+ -Gegenionen, die unter Wasseraufnahme dissoziieren und einen H^+ -Iontentransport ermöglichen. Abb. 2-6 zeigt die Zellreaktionen sowie das Flussschema eines dezentralen PEFC-KWK-Systems.

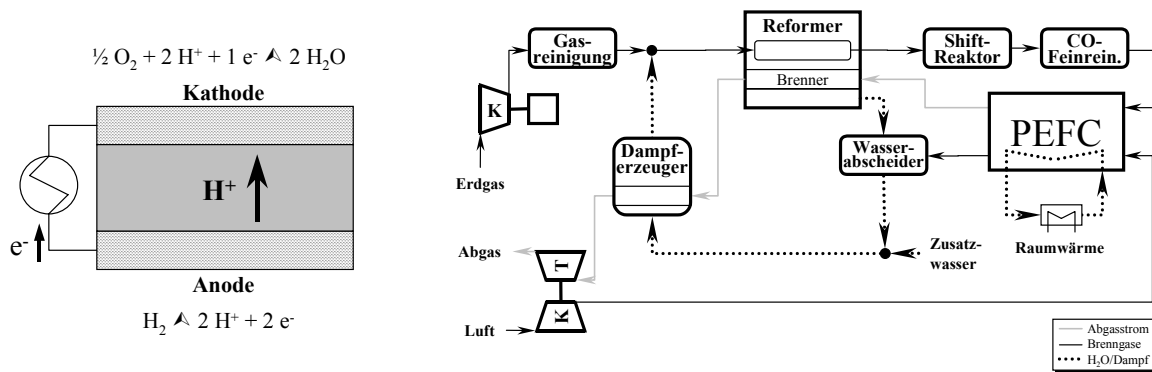


Abb. 2-6: Zellreaktionen der PEFC und Flussschema eines dezentralen PEFC-KWK-Systems

Der Verzicht auf korrosive Säuren, Laugen oder Salze bietet gegenüber den anderen Technologielineien verschiedene technische Vorteile. Vornehmlich werden Korrosionsprobleme durch den Elektrolyten (v. a. bei peripheren Anlagenteilen) und damit auch aufwendige Dichtungstechniken vermieden. Zudem verhindert die Festkörperstruktur den „Verbrauch“ des Elektrolyten durch zum Beispiel Leckagen oder Materialaustrag über die Produktgase, mit direkten Auswirkungen auf die Lebensdauer der Zellen. Kostenvorteile ergeben sich aufgrund der höheren Leistungsdichte, die je nach gefordertem Wirkungsgrad um den Faktor 3-5 höher liegt als bei anderen Brennstoffzellentypen, der damit kompakteren Bauweise mit geringerem Einbauvolumen, sowie der erwarteten einfachen Herstellung der Kunststofffolien.

Der für eine hohe Ionenleitfähigkeit der Membran notwendige Wassergehalt führt allerdings zu einem zusätzlichen peripheren Aufwand für die derzeit noch notwendige externe Befeuchtung der Reaktionsgase und begrenzt die mögliche Betriebstemperatur der PEM-Brennstoffzellen auf den Bereich bis 100 °C. Höhere Betriebstemperaturen sind zwar bei Druckbetrieb entsprechend der rasch ansteigenden Siedetemperatur von Wasser möglich und erlauben eine noch kompaktere Bauweise der Anlage (insbesondere bei Rohrleitungen und Wärmetauschern verhält sich das Volumen umgekehrt proportional zum Druck). Allerdings erfordert dies zusätzlichen peripheren Aufwand v. a. zur Verdichtung. Die insgesamt dennoch niedrige Betriebstemperatur wirkt sich negativ auf die Reaktionsgeschwindigkeit der Brennstoffzellenreaktion aus, so dass der Einsatz teurer Platin-Katalysatoren in den Elektroden notwendig wird. Hinzu kommt, dass Kohlenmonoxid im Temperaturbereich unter 150 °C stark an Platin bindet und so die für die eigentliche Zellreaktion verfügbaren Katalysatorplätze belegt. Bei Einsatz von Reformgas ist also eine zusätzliche CO-Feinreinigung notwendig,

da bei 80 °C nur wenige ppm CO tolerierbar sind. Bei Erdgassystemen kommt aufgrund der niedrigen Abwärmtemperatur hinzu, dass wenn überhaupt nur wenig Wärme direkt für den Reformierungsprozess genutzt werden kann, worunter der Systemwirkungsgrad leidet.

Vorteile des niedrigen Temperaturniveaus sind jedoch die dadurch mögliche hohe Dynamik der PEFC und das im Vergleich zu anderen Brennstoffzellentypen sehr schnelle Anfahr- und Lastwechselverhalten bereits bei Umgebungstemperatur, insbesondere bei Verwendung von reinem Wasserstoff. So weisen die Zellen bei Raumtemperatur bereits 50 % der maximalen Leistung auf, die gesamte Aufheizphase dauert nur wenige Minuten. Neben der damit schnell verfügbaren Leistung können auch bereits für Verbrennungsmotoren erprobte Kühlkreisläufe genutzt werden, was direkte Auswirkungen auf die Systemkosten hat.

Schwerpunkte derzeitiger Forschungs- und Entwicklungsarbeiten liegen in der Verbesserung der Leistungsfähigkeit der Zellen selbst sowie vor allem in der Verminderung der Kosten. Neben der kontinuierlichen Verringerung der Platineinlage derzeitiger Membrankonzepte ohne Verminderung der Leistungsfähigkeit wird v. a. bei den perfluorierten Membranen auf Basis von Nafion versucht, bei Verminderung der Membrandicke Ionenleitungsverluste zu reduzieren. Hinzu kommt die Entwicklung neuer Katalysatormaterialien im Hinblick auf eine verbesserte Resistenz gegenüber CO und neuer fluorfreier ionenleitender Membranen, die bei gleicher Leistung deutlich geringere Herstellkosten versprechen, sowie ein verbessertes Elektrodendesign. Zudem wird im Hinblick auf eine Vereinfachung des Gesamtsystems versucht, bislang externe Systemkomponenten in die Zellen zu integrieren, wie beispielsweise durch die Entwicklung von Zellen, die bei Umgebungsdruck keine externe Befuchtung der Brenngase mehr erfordern sowie von Zellen, die den direkten Umsatz von Methanol erlauben (Direktmethanol-Brennstoffzelle; DMFC). Darüber hinaus wird im Rahmen des EU-Projektes ASPEC (Advanced Solid Polymer Fuel Cell; FP4/NNE-JOULE C/JOE3970045) seit einiger Zeit daran gearbeitet, höhere Betriebstemperaturen von ca. 200 °C und damit eine erhöhte CO-Toleranz der PEFC-Technologie zu erreichen. Entsprechende säurehaltige Polymermembrane wurden bereits entwickelt und erlauben bei Betrieb mit Synthesegas oder Methan den Verzicht auf die CO-Feinreinigung des reformierten Brenngases.

2.2.2 Phosphorsäure-Brennstoffzellen (PAFC)

Die PAFC wird mit konzentrierter, nahezu wasserfreier Phosphorsäure als Elektrolyt bei Temperaturen um 200 °C betrieben. Die dabei ablaufenden Zellreaktionen fasst Abb. 2-7 zusammen und zeigt den schematischen Aufbau eines KWK-Systems auf Basis der PAFC.

Die starke Säure, die in einem porösen Kunststoffvlies aufgesaugt wird, bedingt auch hier den Einsatz von Edelmetallkatalysatoren (zumeist Platin), die als Partikel auf den kunststoffgebundenen Kohlelektroden aufgebracht sind. Der flüssige Charakter des verwendeten Elektrolyten stellt zudem eine der Hauptursachen für die bei PAFC-Systeme auftretende

Leistungsdegradation über der Lebenszeit dar. Hervorgerufen durch die Migration von Phosphorsäure zwischen der Matrix und den Elektroden kommt es insbesondere bei An- und Abfahrvorgängen zur Flutung und Austrocknung der Elektroden. Daher gibt es bei PAFC-Systemen einen generellen Zielkonflikt zwischen hoher Leistungsdichte und langer Zellebensdauer bzw. geringer Degradation der Zellen.

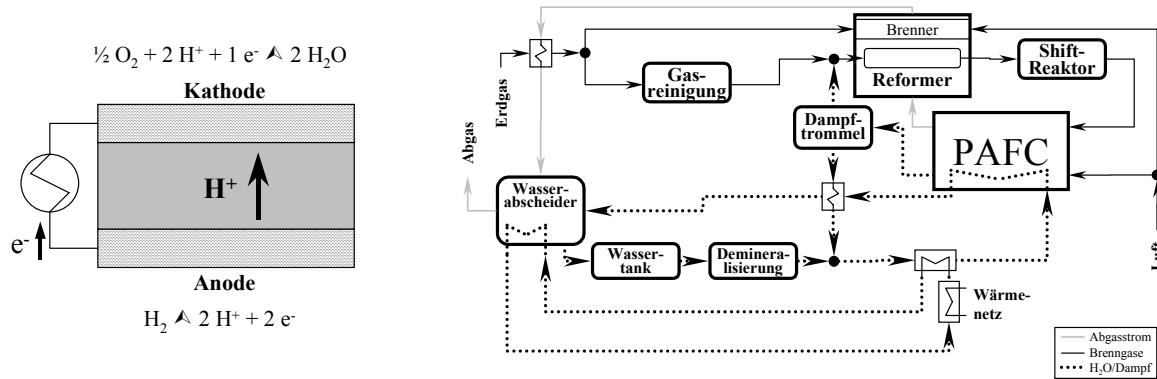


Abb. 2-7: Zellreaktionen der PAFC und Flussschema eines dezentralen PAFC-KWK-Systems

Die durch die Wasserfreiheit der PAFC-Zellen möglichen höheren Arbeitstemperaturen führen dazu, dass das Lastwechsel- und insbesondere Anfahrverhalten aus dem kalten Zustand im Vergleich zu PEFC-Systemen an Dynamik verliert. Allerdings führt die höhere Temperatur auch zu einer deutlich höheren Toleranz gegenüber Kohlenmonoxidspuren, so dass im Bereich der Peripherie auf eine CO-Feinreinigung verzichtet werden kann.

Die Zellkomponenten der phosphorsauren Brennstoffzelle haben zwischenzeitlich einen Entwicklungsstand erreicht, bei dem Hersteller und Anwender den überwiegenden Teil ihrer Ressourcen auf den Aufbau größerer Produktionskapazitäten, die Entwicklung mehrmoduliger Demonstrationsanlagen und die Vergrößerung des Marktvolumens verwenden. Dennoch erfordert eine breite kommerzielle Konkurrenzfähigkeit der Systeme weitere Schritte in Richtung höherer Leistungsdichten und insgesamt geringerer Kosten, so dass die derzeitige Entwicklung geprägt ist durch Verbesserungen der Zellstabilität und -lebensdauer. Verfolgt werden unter anderem die Optimierung der Benetzungsfähigkeit der Elektroden sowie die Wärmebehandlung der katalysatortragenden Karbonstrukturen.

2.2.3 Schmelzkarbonat-Brennstoffzellen (MCFC)

Kernstück der MCFC-Brennstoffzelle bilden geschmolzene Alkalikarbonate als ionenleitender Elektrolyt, eingebunden in eine Keramikmatrix. Die reaktive Drei-Phasen-Grenze wird durch geschickte Abstimmung der Porendurchmesser in den Elektroden (kleine Poren) und in der Elektrolytmatrix (große Poren) erreicht, indem durch ein Gleichgewicht der Kapillarkräfte die Elektrolytmatrix vollständig, die porösen Elektroden teilweise mit Schmelze gefüllt sind.

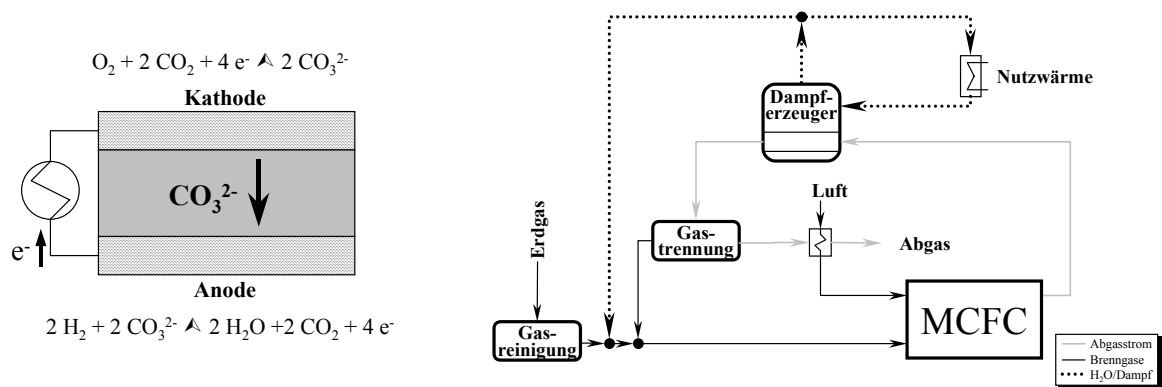


Abb. 2-8: Zellreaktionen der MCFC und Flussschema eines dezentralen MCFC-KWK-Systems

Aufgrund der in Abb. 2-8 links dargestellten Ionenleitung über Karbonationen (CO₃²⁻) integriert das System Kohlendioxid (CO₂) in die Zellreaktion und ist daher zwar sehr gut geeignet zur Verstromung kohlenstoffhaltiger Gase, bedingt allerdings auch die Rückführung von CO₂ aus dem Anodengas in den Kathodenraum, um den Kreislauf der Karbonationen zu erhalten. Dies wiederum erfordert eine zusätzliche Komponente (vgl. Abb. 2-8), die entweder CO₂ aus einer externen Quelle bereitstellt, das Anodenabgas mit Luftüberschuss verbrennt und nach Wasserdampfabscheidung mit dem Kathodengas vermischt, oder als sogenannte „product exchange device“ Kohlendioxid aus dem Anodenabgas abscheidet und der Kathode zuführt.

Die für das Schmelzen der Karbonatelektrolyten notwendigen Temperaturen von ca. 650 °C führen zudem dazu, dass die Dynamik der Anfahr- und Lastwechsellvorgängen im Vergleich zur PEFC und PAFC noch geringer ist, und aufgrund der zu überbrückenden Temperaturspreizungen beim An- und Abschalten Schädigungen der Zellen durch Auskühlung auftreten können. Neben allgemeinen Problemen des Verschleißes und der Korrosion bei hohen Temperaturen und der aggressiven Umgebung der Schmelze limitieren weiterhin Lösungsvorgänge der Nickeloxid-Kathode und die nachfolgende Bildung von metallischem Nickel im Elektrolyten derzeit noch die Gesamtlebensdauer der MCFC. Allerdings führen die bei der hohen Betriebstemperatur reduzierten Polarisationsverluste dazu, dass die bei Niedrigtemperaturzellen notwendigen teuren Platinkatalysatoren durch die bei 650 °C ausreichend aktiven Elektrodenmaterialien Nickel und Nickeloxid substituiert werden können und die Empfindlichkeit der Zellen gegenüber Verunreinigungen im Brenngas weiter sinken. Zudem entspricht die Betriebstemperatur der MCFC dem Temperaturniveau der Reformierung unterschiedlicher kohlenstoffhaltiger Brennstoffe, so dass die Verlustwärme der exothermen Brennstoffzellenreaktion für die endotherme Reformierung direkt genutzt werden kann (interne Reformierung) mit entsprechenden Vorteilen für Systemwirkungsgrad und –komplexität, da ein separater vorgeschalteter Reformierreaktor entfällt.

Für die interne Reformierung bestehen zwei alternative Methoden, die indirekte interne Reformierung (IIR) und die direkte interne Reformierung (DIR). Im ersten Fall ist der

Reformierungsbereich zwar von der Anode separiert, grenzt aber direkt an diese an. Die Reformierungsreaktion profitiert hier durch die unmittelbare Nutzung der Abwärme aus der exothermen Zellreaktion, ohne dass die Umgebungsbedingungen von Reformierkomponente und Zelle einen direkten physikalischen Effekt aufeinander haben. Demgegenüber bietet die direkte interne Reformierung den Vorteil, dass durch den kontinuierlichen Verbrauch des erzeugten Wasserstoffs dessen Partialdruck einseitig reduziert, also in die Gleichgewichtsreaktion eingegriffen wird, was die Brennstoffzellenreaktion direkt unterstützt.

Die Hauptentwicklungsziele im Bereich der MCFC liegen derzeit im Erreichen der geforderten Zellebensdauer von 40.000 h und in der Verringerung der Kosten. Bei atmosphärischem Betrieb der Zellen erscheint die angestrebte Lebensdauer dabei durchaus erreichbar und wurde im kleinen Maßstab bereits nachgewiesen, bei druckaufgeladenem Betrieb erscheinen allerdings mit den heute verfügbaren NiO-Kathoden lediglich 5.000 – 10.000 Stunden möglich. Um die Lösungsrate der Kathoden in geschmolzenen Alkalikarbonaten zu verringern wird daher unter anderem versucht, mildere Zellumgebungsbedingungen durch Additive im Elektrolyt zu erreichen. Zudem läuft die Suche nach günstigeren Materialien. So wird beispielsweise untersucht, ob billigeres Kupfer genutzt werden kann, um das derzeit eingesetzte Nickel bei Beibehaltung der Stabilität der Zellen zu substituieren. Weitere Arbeiten beschäftigen sich mit der Toleranzverbesserung der MCFC gegenüber Spurenelementen im Brenngas (Chlor und seine Verbindungen, Selen, Arsen) und gegenüber der Schwefelvergiftung. Letzteres hat vor allem im Hinblick auf den Einsatz von Kohle- und Biogas zum Ziel, bislang notwendige Schwefelreinigungskomponenten zu eliminieren, die sich bei Niedrigtemperaturreinigung deutlich negativ auf die Systemwirkungsgrade auswirken.

2.2.4 Festoxid-Brennstoffzellen (SOFC)

Oxidkeramische Brennstoffzellen arbeiten in einem Temperaturbereich zwischen 800 und 1.000 °C. Die ablaufenden Zellreaktionen, die in Abb. 2-9 dargestellt sind, ergeben sich dabei aufgrund des Einsatzes einer Zirkondioxid-Kermik als festen Elektrolyt.

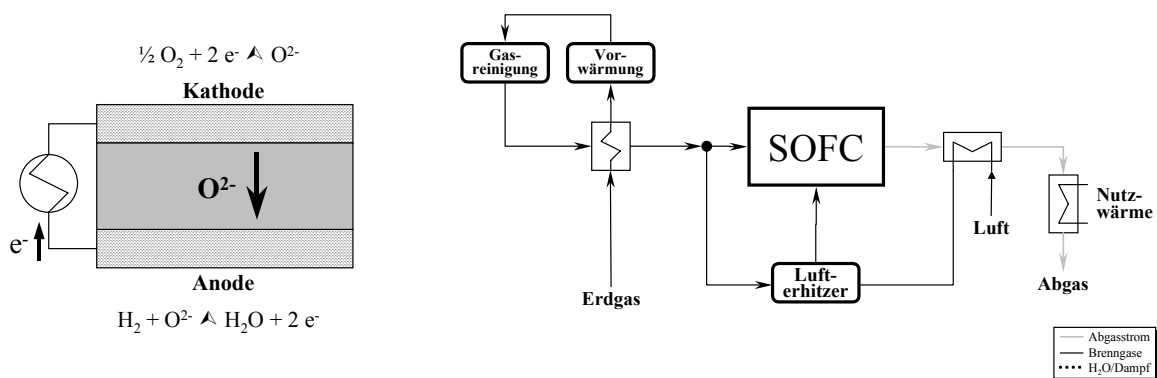


Abb. 2-9: Zellreaktionen der SOFC und Flussschema eines dezentralen SOFC-KWK-Systems

Die Verwendung keramischer Elektrolyte ermöglicht es bei der SOFC, den Zellaufbau in weiten Grenzen zu variieren. Die Verwendung röhrenförmiger Zellen ohne Gasdichtungen zwischen den Einzelzellen verspricht dabei hinsichtlich der Markteinführung gewisse Vorteile. Das konventionelle planare Zellkonzept mit höheren Leistungsdichten, entsprechend kompakterer Bauweise und einer einfacheren Herstellung weist aufgrund hoher mechanischer Belastungen durch unterschiedliche thermische Ausdehnungskoeffizienten angrenzender Materialkomponenten insbesondere bei der Dichtungstechnik noch Probleme auf.

Für die Herstellung der keramischen Komponenten sind hohe Temperaturen und somit komplexe Produktionsprozesse erforderlich, mit entsprechenden Auswirkungen auf die Kosten. So steigen derzeit beispielsweise die Zellkosten, ausgehend von Rohmaterialkosten in Höhe von ca. 7 – 15 \$/kW, allein durch die Herstellung der keramischen Bauteile auf rd. 700 \$/kW an. Gleichzeitig können die hohen Sintertemperaturen zu Grenzschichtreaktionen zwischen angrenzenden Komponenten führen, mit Auswirkungen auf die Integrität des Zeldesigns. Auch der Betrieb der SOFC erfordert aufgrund der hohen Aktivierungsenergie der Sauerstoffionen-Beweglichkeit in Festelektrolyten hohe Temperaturen von derzeit ca. 1.000 °C. Dies bedingt wiederum hohe Anforderungen an die verwendeten Materialien auch peripherer Anlagenkomponenten, und vermindert die Startdynamik der Zellen weiter. Gleichzeitig bietet die Verwendung eines festen Elektrolyten Vorteile bezüglich der Materialkorrosion und des Elektrolytmanagements, so dass für die Lebensdauer SOFC von anfänglich bereits ca. 70.000 h ausgegangen wird und keine Probleme bei druckaufgeladenem Betrieb der Zellen erwartet werden. Vorteilhaft ist zudem die bei diesen Temperaturen auch ohne Edelmetalle und Katalysatoren hohe Reaktionsgeschwindigkeit der Oxidation von Wasserstoff und CO, so dass Synthesegase unmittelbar umgesetzt werden. Ebenso kann wie bei der MCFC die Abwärme der Zellreaktion direkt für die Umwandlung von Kohlenwasserstoffen genutzt werden, mit den entsprechenden Vorteilen der internen Reformierung. Weiterhin steht wie bei der MCFC auch hier hochwertige Abwärme für die Kraft-Wärme-Kopplung oder für den Einsatz in einem nachfolgenden thermischen Prozess zur Verfügung, so dass bereits in der Markteinführungsphase die Kopplung mit Gasturbinen anvisiert wird.

Zentrale Herausforderungen bei den technischen Entwicklungen an derzeit relevanten Zellkonzepten für 1.000 °C liegen in der Verbesserung der mechanischen Widerstandsfähigkeit der Zellmaterialien sowie der Entwicklung einsetzbarer low-cost-Materialien und der low-cost-Herstellung keramischer Strukturen. Als Alternativen zum derzeit eingesetzten Sintern und EVD (Electrochemical Vapor Deposition) ist hier unter anderem Plasmaspritzen und CVP (Chemical Vapor Deposition) von Bedeutung. Gleichzeitig laufen Arbeiten in Richtung des alternativen Zellkonzeptes der sog. ITSOFC (intermediate temperature SOFC), die aus einer Mischung aus Keramik und Metall bestehen und bei Temperaturen von ca. 650-800 °C arbeiten. Durch die Verbindung elektrisch und ionisch leitender Materialien in den Elektroden könnten die Vorteile der 1.000°C-Zellen erhalten bleiben (interne Reformierung, kerami-

ches Konzept), allerdings würde der Einsatz teurer Verbindungskomponenten entfallen und es könnten einfachere und damit preisgünstigere Materialien für periphere Hochtemperaturkomponenten und Wärmetauscher eingesetzt werden. Zudem wird erwartet, dass die Lebensdauer der Zellen, die bei hohen Temperaturen durch Interdiffusion von Elementen zwischen Elektroden und Elektrolyt begrenzt wird, bei niedrigeren Temperaturen verlängert wird.

2.3 Technische Entwicklungsperspektiven

Als Einstiegsmarkt wird von praktisch allen Entwicklern stationärer Brennstoffzellen die dezentrale Energieversorgung auf der Basis von Erdgas anvisiert, da Erdgas vielerorts verfügbar ist und die Umwandlung zu einem wasserstoffreichen Brenngas technisch beherrscht wird. Welche Systeme bei der Markteinführung zu erwarten sind, wird in Kapitel 2.3.1 diskutiert.

Die weitere technische Entwicklung kann gemäß Abb. 2-10 zusammengefasst werden. Ausgehend von den durch verschiedene Hersteller demonstrierten technischen Charakteristika stationärer Brennstoffzellen (vgl. Tabelle 2-1 und Anhang A), die als Stand der Technik beschrieben werden können, ist eine Entwicklung in Richtung zunehmender Wirkungsgrade und vergrößerter Systeme zu erwarten (Kapitel 2.3.2). Mittelfristig ist so mit Anlagen zu rechnen, die den in der Abbildung gestrichelt dargestellten Bereich abdecken. Langfristig ist mit einer weiteren Aufskalierung und technischen Verbesserung zu rechnen. Hinzu kommen neue Systemkonzepte beispielsweise zur Kohleverstromung in Brennstoffzellen, so dass die dargestellten schraffierten Bereiche vollständig erschlossen werden (Kapitel 2.3.3).

Tabelle 2-1: Systemgrößen von Siemens/Westinghouse-Hybridssystemen

Nr.	Hersteller und Technologie		Elektr. Leistung [kW _{el}]	Elektr. Wirkungsgrad [%]	Verweis
1	Hamburg Gas Consult	PEFC	3	32	Tabelle A-3
2	Vaillant	PEFC	4,5	35	Tabelle A-2
3	Fuji Electric	PAFC	100	40-40,2	Tabelle A-8
4	International Fuel Cells (IFC)	PAFC	200	39-42	Tabelle A-5
5	Mitsubishi Electric	PAFC	200	36	Tabelle A-6
6	Ballard Generation Systems	PEFC	250	35,2	Tabelle A-1
7	Sulzer-Hexis	SOFC	1	30	Tabelle A-19
8	Siemens-Westinghouse	SOFC	100	46-47	Tabelle A-16
9	MTU Friedrichshafen	MCFC	300	45	Tabelle A-13
10	M-C Power	MCFC	250	44,4	Tabelle A-14
11	FuelCellEnergy (MCFC)	MCFC	2.000	43,3-43,6	Tabelle A-11
12	Siemens (SOFC – GT)	SOFC-GT	220	ca. 56	Kapitel A.4

Der dargestellte Wirkungsgradvergleich nimmt Bezug auf den Einsatz fossiler Energieträger. Dies rechtfertigt sich daraus, dass auch wenn im Einzelfall eine dezentrale Wasserstoffherzeugung (auf fossiler Basis) mit räumlich begrenzter Verteilung denkbar ist, im Zeitraum bis 2030 jedoch keine weite Verbreitung nicht-fossil erzeugten Wasserstoffs abzusehen ist.

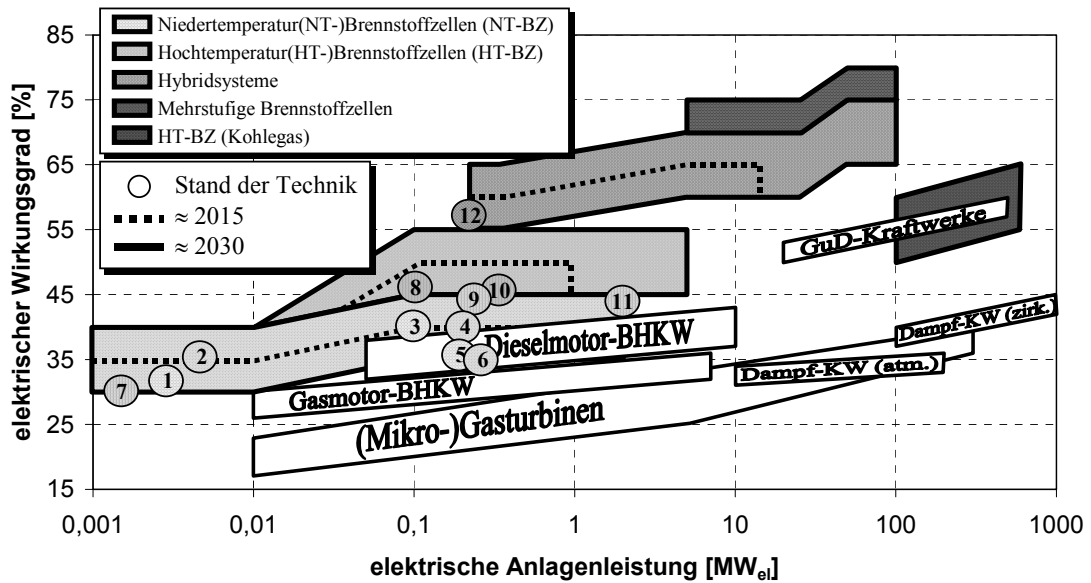


Abb. 2-10: Wirkungsgradvergleich konventioneller Technologien mit stationären Brennstoffzellen in der zeitlichen Perspektive

2.3.1 Markteinführungssysteme

Aufgrund der vergleichsweise niedrigen Betriebstemperatur der PEFC, die eine Nutzung der Abwärme auf den Bereich der Raumwärme- bzw. Warmwasserversorgung beschränkt, liegt der Schwerpunkt der Entwicklungen hier bei kleinen KWK-Systemen für den Haushaltsbereich (vgl. Abb. 2-11). Vor allem in Nordamerika gibt es eine Vielzahl von Herstellern und zukünftigen Anbietern mit mehr oder weniger seriösen Plänen für die Kommerzialisierung.

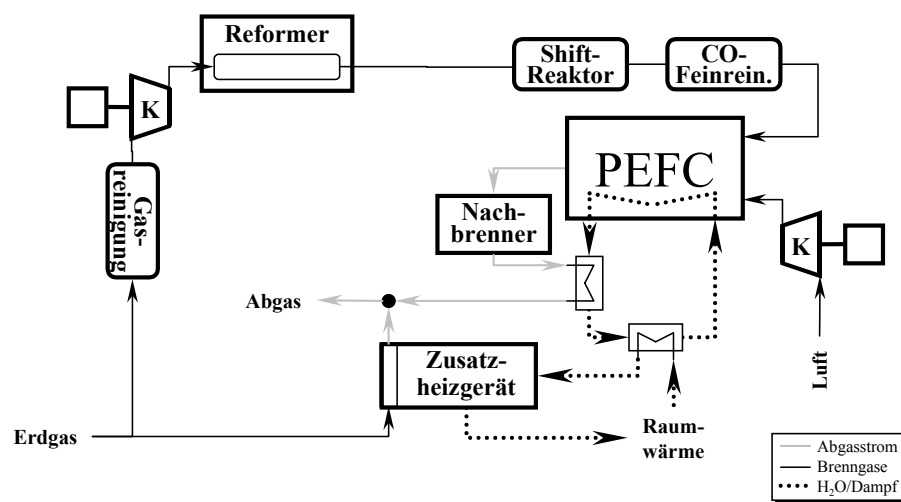


Abb. 2-11: Flussschema eines Hausenergieversorgungssystems auf Basis der PEFC

Zugute kommt der PEFC das sehr schnelle Anfahr- und Regelverhalten, mit der Option, neben einer autarken Energieversorgung einzelner Objekte auch Netzbackupsysteme für sensib-

le Bereiche in der Industrie und dem Gewerbe zu realisieren. Dieser zweite Zielmarkt sogenannter Premium-Power-Systeme mit einer Modulleistung bis ca. 250 kW_{el} umfasst insbesondere die Entwicklungen bei Ballard Power Systems. Aber auch hier ist zur Markterweiterung die Möglichkeit einer Auskopplung und Nutzung der Reaktionswärme vorgesehen.

Die Entwicklung im Bereich der **phosphorsauren Brennstoffzelle** wird dominiert durch die Aktivitäten der International Fuel Cells (IFC), die bislang als Einzige ein Brennstoffzellensystem kommerziell am Markt etablieren konnte. Nennenswerte Forschungen an PAFC-Systemen, die weitgehend für die dezentrale Kraft-Wärme-Kopplung eingesetzt werden, laufen zudem in Japan, in Europa ist bis auf eine Anlage keine weitere Aktivität bekannt.

Die höhere Betriebstemperatur von rund 600 °C und die damit verlangsamte Anfahr- und Regelcharakteristik der **Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle** machen diese für den Einsatz in der Raumwärmeversorgung weniger interessant. Die Hersteller zielen vielmehr auf größere Anlagenleistungen und die Nutzung der höherwertigen Abwärme zur Prozessdampferzeugung oder zum Einsatz in Turbinen ab (vgl. Abb. 2-12). Zwei Konzepte können dabei unterschieden werden, die externe Reformierung bei Einsatz von Erdgas, die von M-C Power verfolgt wird, sowie die interne Reformierung unter Nutzung der Reaktionswärme bei FCE und MTU.

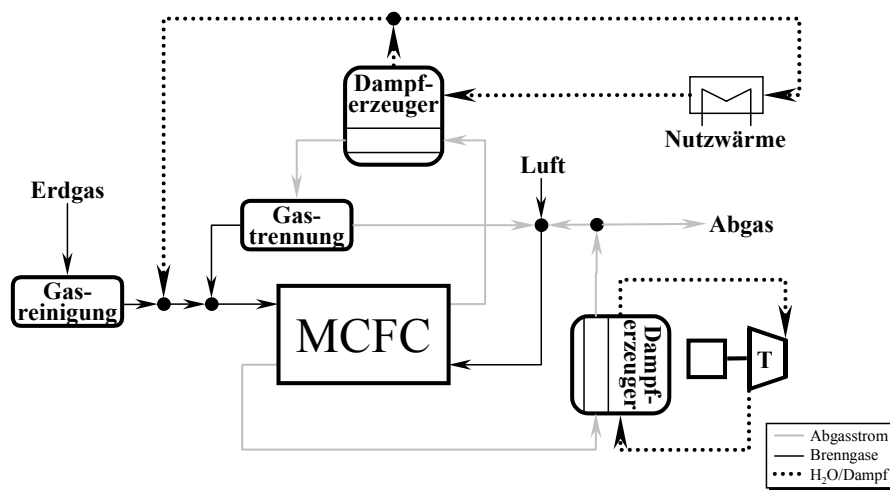


Abb. 2-12: Flussschema eines MCFC-Hybridsystems (nachgeschaltete Dampfturbine)

Festoxid-Brennstoffzellen weisen zwei Entwicklungslinien auf: das mit anderen Brennstoffzellentypen vergleichbare planare Zellkonzept (Sulzer-HEXIS, ZTek u. a.) sowie die röhrenförmige Ausbildung von Zellen bei Siemens-Westinghouse. Streng genommen kann die planare Technologie weiter unterteilt werden in Zellen, die bei „konventionellen“ SOFC-Temperaturen von ca. 1.000 °C betrieben werden und Entwicklungen, die auf Betriebstemperaturen von 700 °C bis 800 °C abzielen. Auch hinsichtlich der Einsatzbereiche werden unterschiedliche Wege verfolgt. Einerseits wird der SOFC-Einsatz in Anlagen mittlerer und großer

Leistung für die KWK oder in Kombination mit Gasturbinen (Hybridsysteme) anvisiert (vgl. Abb. 2-13), andererseits werden Kleinsystemen für die Hausenergieversorgung entwickelt.

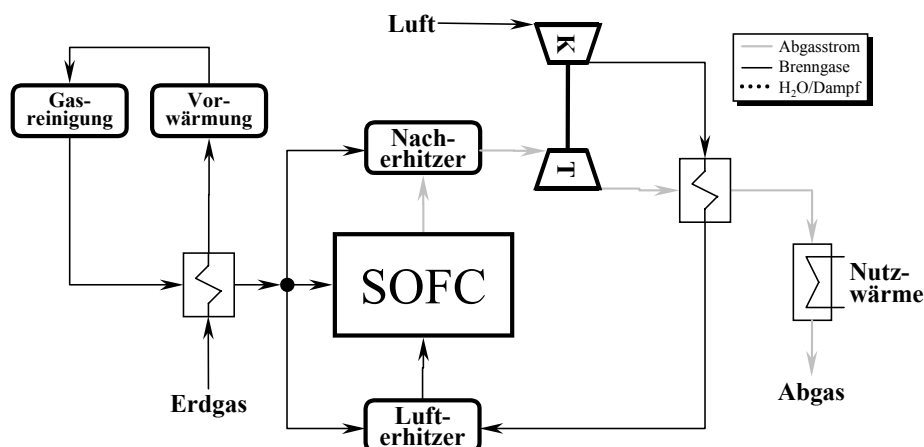


Abb. 2-13: Flussschema eines SOFC-Hybridsystems (nachgeschaltete Gasturbine)

2.3.2 Mittelfristige Entwicklung

Nach erfolgreicher Demonstration der Funktionsfähigkeit ihrer Systeme und deren Markteinführung werden Hersteller ihre Ressourcen v. a. in die Erschließung größerer Marktpotenziale leiten, wie dies bei der bereits erfolgten Markteinführung der PAFC beobachtet werden konnte /Whitaker 1998/. Die zunehmende Betriebserfahrung führt dabei schrittweise zu einer Systemoptimierung, die über die Weiterentwicklungen der Zellen selbst (vgl. Kapitel 2.2) und der Anpassung einzelner Systemkomponenten hinaus auch die Optimierung des Zusammenspiels der Komponenten umfasst. Da beim Anlagendesign allerdings weiterhin ökonomische Gesichtspunkte bzw. die möglichst schnelle Reduktion der Anlagenkosten im Vordergrund stehen dürften, sind hier vor allem ökonomisch sinnvolle Verbesserungen zu erwarten.

Im Rahmen der Marktausweitung werden zudem größere Versorgungsaufgaben ins Visier kommen. Dies wird zu einer Aufskalierung der Systemkonzepte führen, wobei im ersten Schritt mehrmodulige Systeme auf Basis der Markteinstiegsprodukte für größere Versorgungsaufgaben eingesetzt werden, es mittelfristig aber zur schrittweisen Aufskalierung der Anlagen selbst kommen wird. Dabei ist zwar im Sinne einer Quasi-Standardisierung davon auszugehen, dass auch größere Systeme auf den bis dahin eingesetzten Stackgrößen aufbauen, alle peripheren Komponenten aber zusammengefasst werden.¹ Die Gründe für diese Entwicklung ergeben sich dabei sowohl aus ökonomischer Sicht, die insbesondere die Erschließung von Skaleneffekten bei peripheren Komponenten umfasst (vgl. Kapitel 2.4.1), als auch technischen Gesichtspunkten, die sich bezüglich höherer elektrischer Systemwirkungsgrade (Stromkennzahlen) vor allem in folgende Bereiche gliedern lassen:

¹ Die modularen Systemkonzepte mit Trennung der Bereiche Gasaufbereitung, Brennstoffzellenmodul etc. machen dies bereits bei heutigen Systemen deutlich.

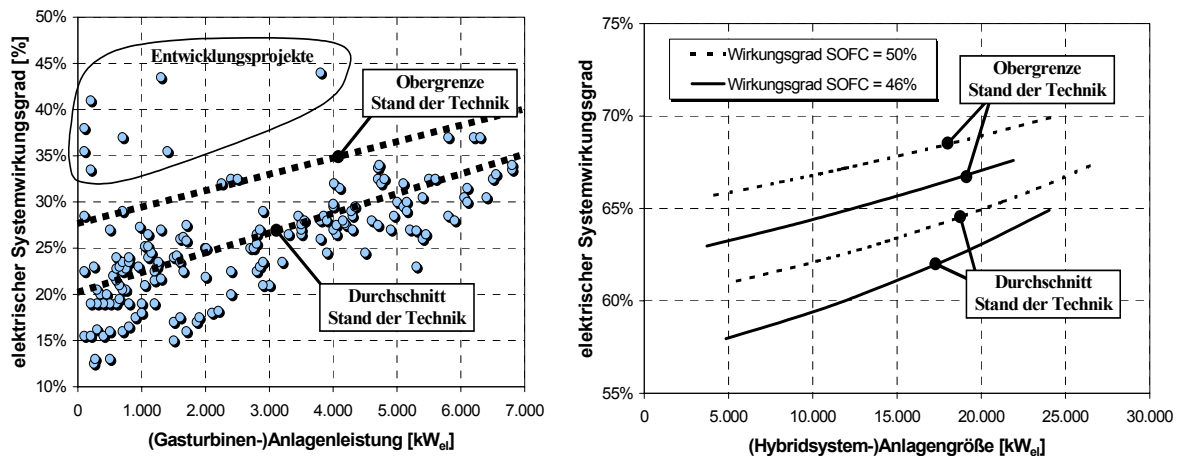
- die Integration parasitärer Energieströme in den Prozessablauf, deren Erschließung erst bei größeren Anlagenleistungen wirtschaftlich möglich ist,
- die Wirkungsgradsteigerung von Peripheriekomponenten mit steigender Leistung sowie
- die Umsetzung alternativer Systemkonzepte, die aus technischer oder ökonomischer Sicht ebenfalls erst bei größeren Anlagenleistungen möglich werden.

Wohingegen sich Ansatzpunkte bezüglich der **Vermeidung von Verlustmechanismen** vor allem aufgrund zunehmender Betriebserfahrungen und Systemkenntnis in der Kommerzialisierungsphase erst noch ergeben dürften, lassen sich die Entwicklungen in den beiden anderen Bereichen bereits abschätzen. **Verbesserungen durch Wirkungsgradsteigerungen einzelner Anlagenkomponenten** bei steigenden Systemleistungen lassen sich am Beispiel der SOFC-Hybridsysteme darstellen, für die auch bereits erste Fahrpläne bezüglich einer Aufskalierung der Markteinführungssysteme bekannt sind (vgl. Tabelle 2-2).

Tabelle 2-2: Systemgrößen von Siemens/Westinghouse-Hybridsystemen

Nennleistungen	320 kW _{el}	1 MW _{el}	5 MW _{el}	20 MW _{el}
Elektr. Wirkungsgrad	55 %	60 %	67 %	70 %
Abmessungen	13,5 x 5,3 x 4 m	16,7 x 10,9 x 4 m	20 x 16 x 10 m	60 x 40 x 8 m
Gewicht	31 t	64 t	250 t	k. A.
NO _x	< 0,5 ppm	< 0,5 ppm	< 0,5 ppm	< 0,5 ppm
verfügbar ab	2004	2004/2005	2005/2006	2007 / 2008
Personal	Unbemannt	Unbemannt	1 Mann	1 Mann

Quelle: /Siemens 2000/



Quelle: /Bohn u. a. 1999/, /AGFW 2001/, /MTU 2001/, /MAN 2001/, /ABB 2001/, /Neubauer 2001/ und eigene Berechnung

Abb. 2-14: Auswirkung der Wirkungsgradsteigerung peripherer Komponenten bei steigender Anlagenleistung am Beispiel der nachgeschalteten Gasturbine bei Hybridsystemen

Die bei Hybridsystemen den Brennstoffzellen nachgeschalteten Gasturbinen weisen technologiebedingt eine starke Abhängigkeit des elektrischen Wirkungsgrades von der Anlagenleistung

tung auf (vgl. Abb. 2-14 – links). Wird der dargestellte derzeitige Stand der Gasturbinentechnik durch zwei Geraden entsprechend der maximalen und der durchschnittlichen Wirkungsgrade der verfügbaren Anlagen näherungsweise eingegrenzt, lässt sich der elektrische Wirkungsgrad von Hybridsystemen bei einem konstant angenommenen Wirkungsgrad für das vorgeschaltete SOFC-Modul von 46 % bzw. 50 % gemäß Abb. 2-14 (rechts) abschätzen. Nicht ganz so ausgeprägt, aber im Prinzip ähnlich, tragen dabei auch andere Anlagenkomponenten mit steigender Leistung zu einer inherenten Wirkungsgradsteigerung bei.

Als Übergang zwischen reiner Wirkungsgradsteigerung einzelner Anlagenkomponenten und **neuen Systemkonzepten** kann hier der Einsatz rekuperativer Gasturbinen mit Zwischenüberhitzung angeführt werden (vgl. Abb. 2-15), wobei die Zwischenüberhitzung des Arbeitsmediums bei mehrstufiger Entspannung durch geschickte Konfiguration zweier Brennstoffzellenmodule erfolgen kann (vgl. Anlage B). Ähnlich wird auch für die Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle der Einsatz eines nachgeschalteten Wärmekraftprozesses (i. d. R. einer Dampfturbine) und damit die Entwicklung neuer Systemkonzepte erst mit Erreichen bestimmter Größen wirtschaftlich attraktiv, wie die Betrachtungen in /Neubauer 2001/ zeigen.

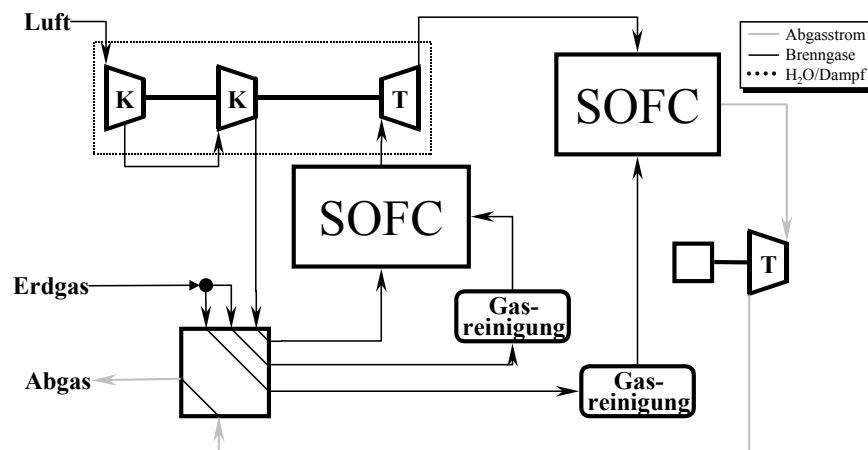


Abb. 2-15: Flussschema eines SOFC-Hybridsystems (nachgeschaltete rekuperative Gasturbine)

2.3.3 Langfristige Entwicklung

Während die kurzfristige Entwicklung noch relativ genau vorhergesehen werden kann, ist die zeitliche Perspektive der weiteren technischen Entwicklung schwer abzuschätzen, da diese immer eng mit der Marktentwicklung verknüpft sein wird. Neben einer zu erwartenden **weiteren Aufskalierung** der Systeme, die z. B. bei Hybridsystemen die weitere stromseitige Optimierung durch Nachschalten eines GuD-Prozesses ermöglichen (vgl. Abb. 2-16), wird v. a. im amerikanischen Raum an der Erschließung alternativer Brennstoffe gearbeitet. Neben der **Nutzung regenerativer Brennstoffe** in Form von beispielsweise Ethanol, das in Nordamerika bereits eine umfassende Marktpräsenz und Verteilungsstruktur aufweist (vgl. /Barth

2002/), ist hier insbesondere die Entwicklung von Hochtemperatur-Brennstoffzellenanlagen für die Verstromung von Kohlen zu sehen bzw. die vergleichbare Einbindung von fester Biomasse in den Brennstoffzellenprozess durch deren Vergasung zu einem Synthesegas.

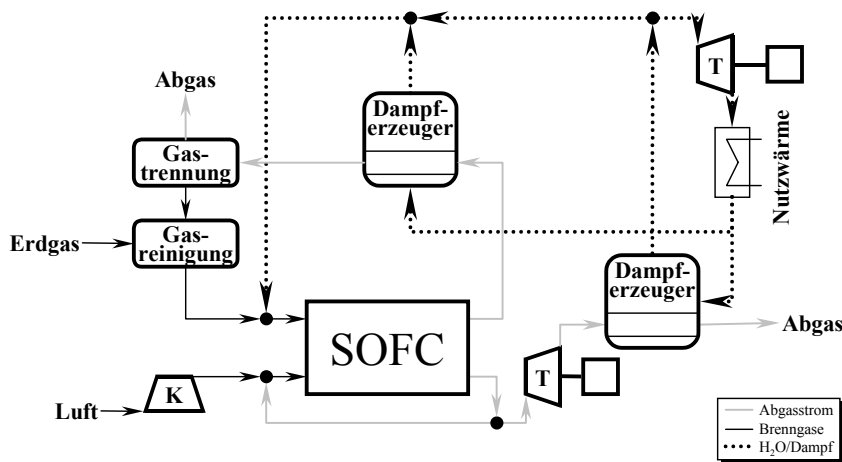


Abb. 2-16: Flusschema eines SOFC-Hybridsystems (nachgeschalteter GuD-Prozess)

Brennstoffzellenanlagen zur Verstromung von Kohle oder Biomasse unterscheiden sich außer in der Brennstoffaufbereitung nicht grundlegend von den oben dargestellten kurz- und mittelfristig zu erwartenden Erdgassystemen, abgesehen von neuen möglichen Wärmesenken für die Integration von Abwärmeströmen in den Prozess (vgl. Abb. 2-17). Prinzipiell erfordert lediglich die Schnittstelle „gasförmiger Kohlenwasserstoffe“ vor der internen oder externen Reformierung die Ausweitung der Systemkonzepte in Richtung der thermischen Zersetzung fester Brennstoffe und anschließenden Reinigung des bei der Umwandlung erzeugten Rohgases. So ließen beispielsweise erste Versuche mit aufbereitetem Kohlegas keine Hinweise auf Einschränkungen im Vergleich zum Betrieb mit Erdgas hinsichtlich Leistung und Lebensdauer der Zellen erkennen /Rienschke 1996/, /Moll u. a. 1995/.

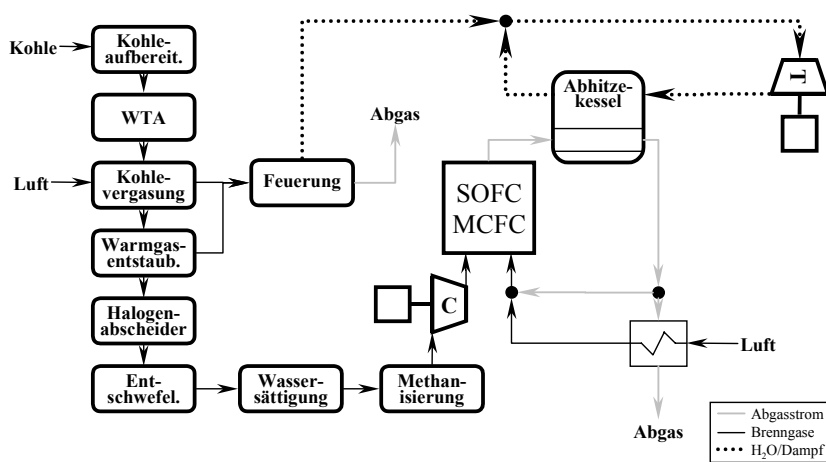


Abb. 2-17: Flusschema der Kohleverstromung in Hochtemperatur-Brennstoffzellen

Darüber hinaus ergeben sich auch Perspektiven in Richtung einer optimierten Brennstoffumsetzung in den Zellen selbst, die derzeit aus wirtschaftlichen Gründen auf etwa 75 % bis 85 % beschränkt wird, zurückzuführen auf das Absinken der Zelleistung mit abnehmendem Brennstoffgehalt im Brenngas. Möglichkeiten zur Erhöhung der Brennstoffumsetzung bestehen dabei in der elektrochemischen Abtrennung des unverbrannten Wasserstoffs und dessen Rückführung ins Brenngas (Electrochemical Hydrogen Separation Device - EHSD) oder in **mehrstufigen Anlagen- bzw. Zellkonzepten**. Hierbei wird durch Aneinanderreihung mehrerer Brennstoffzellenstapel oder einen schichtweisen Stackaufbau mit individueller Optimierung der einzelnen Stufen hinsichtlich des abnehmenden Brennstoffgehaltes der Restbrennstoffgehalt im Brennstoffzellenaustrittsgas minimiert und damit die bislang vorgesehene Nachverbrennung des Restgases durch die direkte und hinsichtlich der Stromausbeute effizientere elektrochemische Nutzung ersetzt (vgl. Abb. 2-18).

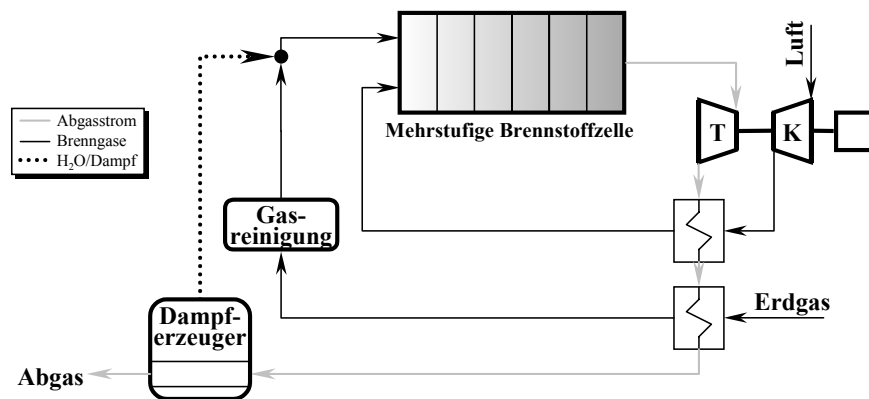


Abb. 2-18: Flussschema eines mehrstufigen Brennstoffzellensystems

2.4 Anlagekosten und Kostenentwicklung

Die zukünftigen Herstellungskosten neuer Technologien unterliegen nicht nur Lerneffekten die auf automatisierte Produktion, Erfahrungsgewinn, Produktdesign etc. zurückzuführen sind und damit von der komplexen Entwicklungsdynamik des Produkts selbst sowie der involvierten Produktionsverfahren abhängen (Skaleneffekte der Produktion). Vielmehr sind auch die Skaleneffekte der Anlagenleistungsgröße auf die Investitionskosten zu berücksichtigen. Letztere lassen sich auf Basis der Struktur der Anlagekosten stationärer Brennstoffzellensysteme zumindest qualitativ antizipieren (Kapitel 2.4.1). Eine Orientierungshilfe bei der Abschätzung der Lerneffekte auf die Investitionskosten stationärer Brennstoffzellen ist das Konzept sogenannter Lern- bzw. Erfahrungskurven (Kapitel 2.4.2).

2.4.1 Skaleneffekte der Anlagenleistungsgröße stationärer Brennstoffzellen

Die Struktur der Anlagekosten stationärer Brennstoffzellen lässt sich mit Hilfe eines Bottom-Up-Ansatzes, wie er in /Unverzagt 1995/ beschrieben ist, darstellen. Dazu sind die Anlagen

in ihre Haupt-Baugruppen zu zerlegen (vgl. Tabelle 2-3), deren Kostenanteile dann auf Basis veröffentlichter Zahlen zu Demonstrationsanlagen (z. B. /Keitel 2000/) und Marktpreisvergleichen einzelner Komponenten abgeschätzt werden können (vgl. /Ohl 2002/).

Tabelle 2-3: Struktur der Anlagekosten stationärer Brennstoffzellensysteme

	Einh.	PEFC	MCFC	SOFC	SOFC-GT
Stack	%	~ 35	44-50	44-51	23-31
Inverter & Steuerung	%	~ 10	10-15	16-18	11-16
Gebläse	%	~ 2	< 1	1-9	5-9
Wärmetauscher & Reformer	%	~ 16	8-10	6-15	7-8
Gehäuse & Einbauten	%	~ 33	29-33	26-29	25-35
Gasturbine	%	-	-	-	25-28

Quelle: eigene Berechnungen nach /Bardewyck 2002/, /Chen u. a. 1997/, /Krist u. a. 1998/, /Keitel 2000/, /Müller 2002/, /Nietsch, Clark 1999/, /Ohl 2002/, /Unverzagt 1995/

Darauf aufbauen lassen sich nun die Skaleneffekte der Anlagenleistungsgröße auf die Investitionskosten der verschiedenen Systeme mit Hilfe eines Degressionsansatzes der Form

$$K_i = K_0 \cdot \left(\frac{X_i}{X_0} \right)^\lambda \quad (2-2)$$

mit:

K_i : Kosten von Objekt i

K_0 : bekannte Kosten des Basisobjekts

λ : Degressionsexponent ($0 < \lambda < 1$)

X_i : charakteristische konstruktive Größe von Objekt i

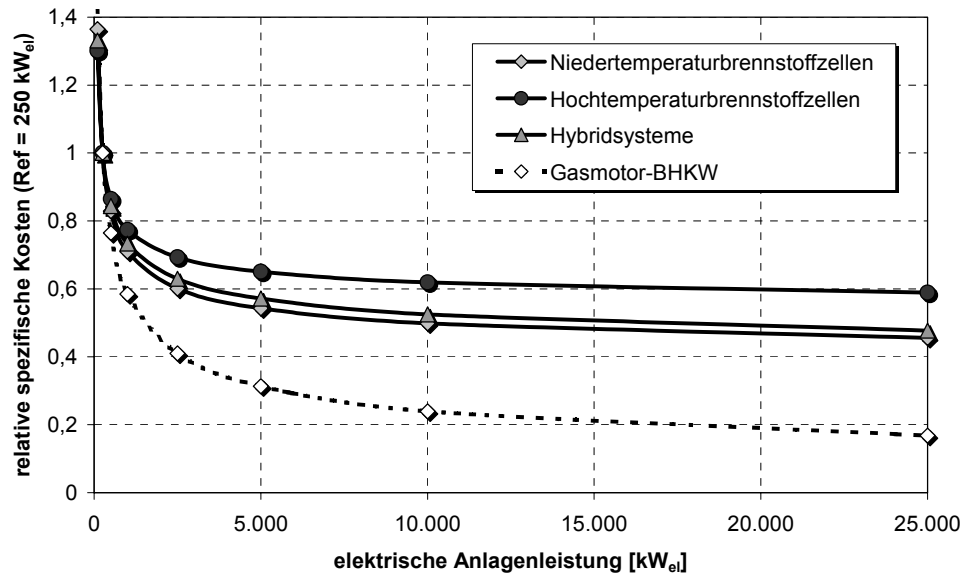
X_0 : charakteristische konstruktive Größe des Basisobjekts

darstellen, basierend auf der Erfahrung, dass die Kosten konventioneller Komponenten bei steigender Anlagengröße in aller Regel unterproportional wachsen. Dies zeigt sich anhand Tabelle 2-4, in der die Degressionsexponenten gemäß Gl. 2-2 für die verschiedenen Komponenten von Brennstoffzellenanlagen dargestellt sind. Wohingegen die Kosten für die Zellen selbst nicht degressiv sind ($\lambda = 1$), weisen vor allem der Inverter oder das Gehäuse mit Degressionsexponenten von 0,459 bzw. 0,53 sehr deutliche Skaleneffekte auf.

Tabelle 2-4: Degressionsexponenten für Skaleneffekte bei stationären Brennstoffzellensystemen

Komponente		Degressions- exponent	Quelle
Steuereinheit	Steuerung	0	/Unverzagt 1995/, /Jablonski 1999/
	Inverter	0,459	/Unverzagt 1995/
Gasaufbereitung	Wärmetauscher und Reformer	0,72	/Unverzagt 1995/
	Kesseleinbauten	0,72	/Unverzagt 1995/
Stack	Zellenzahl	1	/Berger 1999/, /Unverzagt 1995/
	Zellpreis	1	/Berger 1999/, /Unverzagt 1995/
Sonstiges	Gehäuse	0,53	/Helfrich, Schubert 1973/
	Gebläse	0,742	/Unverzagt 1995/
	Gasturbine	0,867	/AGFW 2001/, /TAB 2000/, /EWU 2000/

Wird als Referenz eine Anlagenleistung von $250 \text{ kW}_{\text{el}}$ gewählt, ergeben sich mit Gl. 2-2 die in Abb. 2-19 dargestellten Kostenverläufe für Brennstoffzellensysteme. Im Vergleich zu konventionellen Technologien (z. B. Gasmotor-BHKW) wird dabei der nicht degressive Kostenanteil der Zellen deutlich. So weisen Brennstoffzellen bei größeren Leistungen von z. B. $10 \text{ MW}_{\text{el}}$ mit 50 % bis 60 % der Kosten bei Referenzgröße eine deutlich geringere Kostenreduktion auf als Gasmotoren, deren relative spezifische Anlagekosten hier auf rd. 20 % sinken.



Quelle: eigene Berechnung und /ASUE 2001/

Abb. 2-19: Skaleneffekte der Anlagenleistungsgröße auf die Investitionskosten stationärer Brennstoffzellensysteme im Vergleich zu Gasmotor-Blockheizkraftwerken

Bei kleineren Anlagengrößen weisen Brennstoffzellen hingegen Vorteile auf. So steigen bei Leistungen von $25 \text{ kW}_{\text{el}}$ die spezifischen Kosten konventioneller Techniken auf rd. 145 % im Vergleich zur Referenzgröße an, Brennstoffzellen hingegen weisen nur 130 % bis 135 % der spezifischen Kosten von $250 \text{ kW}_{\text{el}}$ -Systemen auf. Dies könnte ein Hinweis darauf sein, dass die Markterschließung auf Basis der eher kleinen Leistungen der Markteinführungssysteme (bis $250 \text{ kW}_{\text{el}}$) erfolgt und bei größeren Versorgungsfällen zunächst nur mehrere Module eingesetzt werden. Mehrkosten für die Neukonzeption größerer Anlagen werden so vermieden und eine Serienproduktion durch die so erreichbare Quasi-Standardisierung unterstützt. Erst wenn sich die Skaleneffekte im Lauf einer zunehmenden Kostenreduktion der Zellen, die zu einer Verschiebung der einzelnen Kostenanteile führt, dem „konventionellen“ Kostenverlauf annähern, ist eine Ausweitung der Produktpalette in Richtung größerer Anlagen zu erwarten.

2.4.2 Abschätzung der zukünftigen Kostenentwicklung

Mit zunehmendem Einsatz einer neuen Technologie nimmt einerseits beim Anwender die Kenntnis über deren Einsatz und andererseits beim Hersteller die Kenntnis über deren spezifischen Produktionsprozesse kontinuierlich zu. Dies führt typischerweise zu einer zunehmend angepassten Anwendung und kontinuierlichen Verbesserung der Herstellung eines Produktes und dadurch, insbesondere bei Erfahrungsaustausch zwischen Anwendung und technischer Entwicklung, zu einer steigenden Effizienz und fallenden Herstellungskosten.

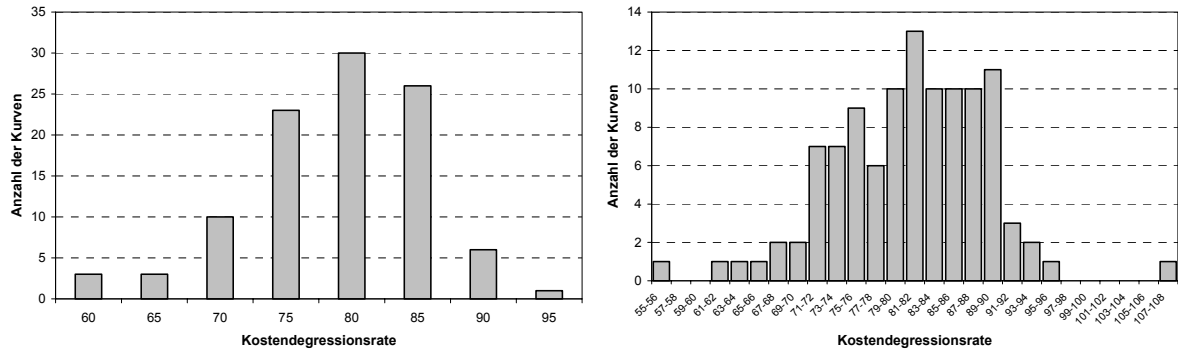
Das Phänomen kontinuierlicher Kostenreduktion in einem Herstellungsprozess wurde erstmals 1936 von Wright beobachtet. Seitdem wurde der kausale Zusammenhang zwischen den Herstellungskosten eines Produktes und dessen Ausbringungsmenge in einer Vielzahl von Studien beobachtet (u. a. /Argote, Epple 1990/, /Boston Consulting Group 1972/, /Dutton, Thomas 1984/, /Ghemawat 1985/, /Yelle 1983/, /Neij 1999/). Die Darstellung dieses Zusammenhangs in Form sogenannten Erfahrungskurven beschreibt dabei den Kostenverlauf eines Produktes ausgehend vom ersten Stück bis zum i-ten hergestellten Exemplar, unter Berücksichtigung aller bei der Kostenoptimierung relevanten Einflüsse, nach der Gleichung:

$$K_i = K_0 \cdot Y_i^\lambda \quad (2-3)$$

mit:

K_i :	Kosten bei i-ter Produktion	K_0 :	Kosten bei Ausbringungsmenge 1
λ :	Degressionsexponent ($0 < \lambda < 1$)	Y_i :	kumulierte Ausbringungsmenge bis zur i-ten Produktion

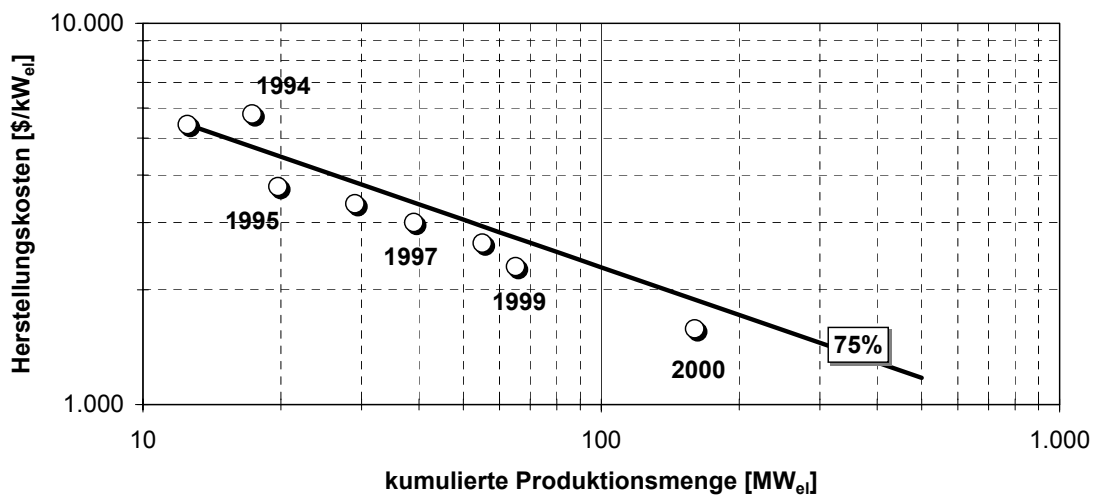
Allerdings bleibt festzuhalten, dass der Ansatz der Erfahrungskurven noch einer theoretischen Grundlage entbehrt, die die konkrete Ausbildung der Kostenreduktionskurve und/oder deren Steigung erklärt /Wene 2000/. Erfahrungskurven stellen somit ein makroskopisches Modell dar, basierend auf der ex-post-Analyse empirischer Daten /Tsuchiya 2000/, dass keine verlässliche Grundlage für kurzfristige Entscheidungen bilden kann. Die Stärke der Erfahrungskurven liegt allerdings in der Vielzahl empirischer Beobachtungen, die den Lerneffekt bei zunehmender Produktion im Rückblick eindeutig dokumentieren. So zeigen vergleichende Studien, dass die Kostendegressionsraten in verschiedenen Industriezweigen zwar stark variieren, dennoch typischerweise Werte zwischen 70 und 85 % zu beobachten sind (vgl. Abb. 2-20). Erfahrungskurven können daher für die Ableitung langfristiger Strategien ein wichtiges Hilfsmittel darstellen, wie dies /IEA 2000/ für energiepolitische Zielfindungen vorschlägt.



Quelle /Ghemawat 1985/, /Dutton, Thomas 1984/

Abb. 2-20: Häufigkeitsverteilung der Ausprägung verschiedener Lern- und Erfahrungskurven

Die größte Schwierigkeit bei der Verwendung von Erfahrungskurven für die ex-ante-Analyse neuer Technologien besteht darin, dass eine exakte theoretische Vorhersage des Verlaufs der Kostenreduktionskurve für ein neues Produkt nicht möglich ist. Daher sind sowohl für den Startpunkt der Erfahrungskurve wie auch die Höhe der zu erwartenden Kostendegression Annahmen zu treffen. Für stationäre Brennstoffzellen ergeben sich zumindest Hinweise auf die zu erwartende Kostendegressionsrate in der Kommerzialisierungsphase aus Datenpunkten auf der Erfahrungskurve der bislang einzigen kommerziell verfügbaren (PAFC-)Anlage, die als PC25TM-System seit ca. 1992 von IFC vertrieben wird /Whitaker 1998/. Abb. 2-21 zeigt die spezifischen Herstellungskosten für das System im Zeitraum bis 2000 sowie die von /Whitaker 1998/ vorgeschlagene Erfahrungskurve mit einem 75 %-igen Verlauf ($\lambda = 0,75$).



Quelle: eigene Darstellung nach /Whitaker 1998/

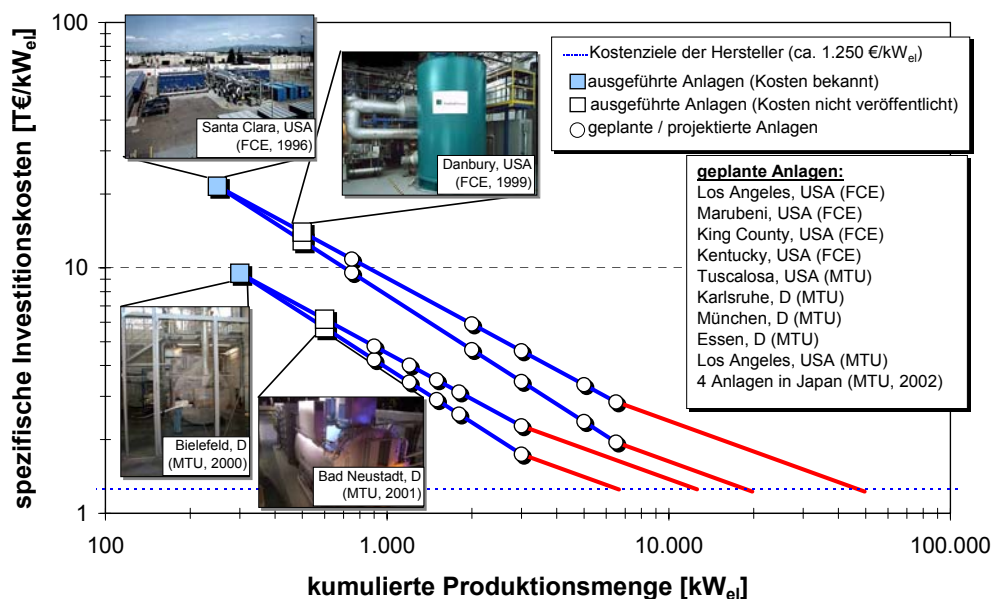
Abb. 2-21: Herstellungskosten der PC25TM-Systeme im Zeitraum von 1994-1999

Da sich stationäre Wandlungssysteme auf Basis anderer Brennstoffzellentechnologien zwar im Detail teilweise deutlich unterscheiden, die gesamte Systemkonzeption aufbauend auf Zellstack und peripheren (z. T. konventionellen) Systemkomponenten aber weitgehend ver-

gleichbar ist, so kann für stationäre Brennstoffzellen allgemein die Kostendegressionsrate in der Kommerzialisierungsphase mit 70 % bis 80 % eingegrenzt werden. Diese Information ist nun für die verschiedenen Systeme durch einen Startpunkt der Kostenreduktionskurve zu ergänzen, so dass die möglichen Entwicklungspfade konkretisiert werden können.

Dabei ist zu beachten, dass in verschiedenen Entwicklungsphasen der Lernprozess deutliche Unterschiede in seiner Dynamik aufweist. Dies führt zu unterschiedlichen aber eindeutig voneinander abgegrenzten Kostendegressionsraten, wie /Nakicenovic 1997/ am Beispiel der Einführung von Gasturbinen zeigt. So ist die Entwicklungs- und Demonstrationsphase geprägt durch eine sehr dynamische Entwicklung am Produkt, indem sich die ersten „echten“ Erfahrungen aus der Anwendung in großen Fortschritten bezüglich Auslegung und Konzeption der endgültigen Marktprodukte widerspiegeln. Hinzu kommt die erst jetzt mögliche gezielte Anpassung peripherer Komponenten, die in das Marktprodukt eingehen. Im Fall stationärer Brennstoffzellen betrifft dies vor allem die Konzeption des „Balance-of-Plant“, das zwar generell aus bereits verfügbaren Technologien besteht, die allerdings noch an die speziellen Bedingungen der Brennstoffzelle angepasst werden müssen. Bei der ersten Demonstration steht also die Funktionsfähigkeit des Systems im Vordergrund, während herstellungsspezifische Fragen, Fragen der Ökonomie und die bedarfsgerechte Auswahl bzw. Skalierung von Nebenaggregaten erst im Lauf der ersten Prototypen an Bedeutung gewinnen.

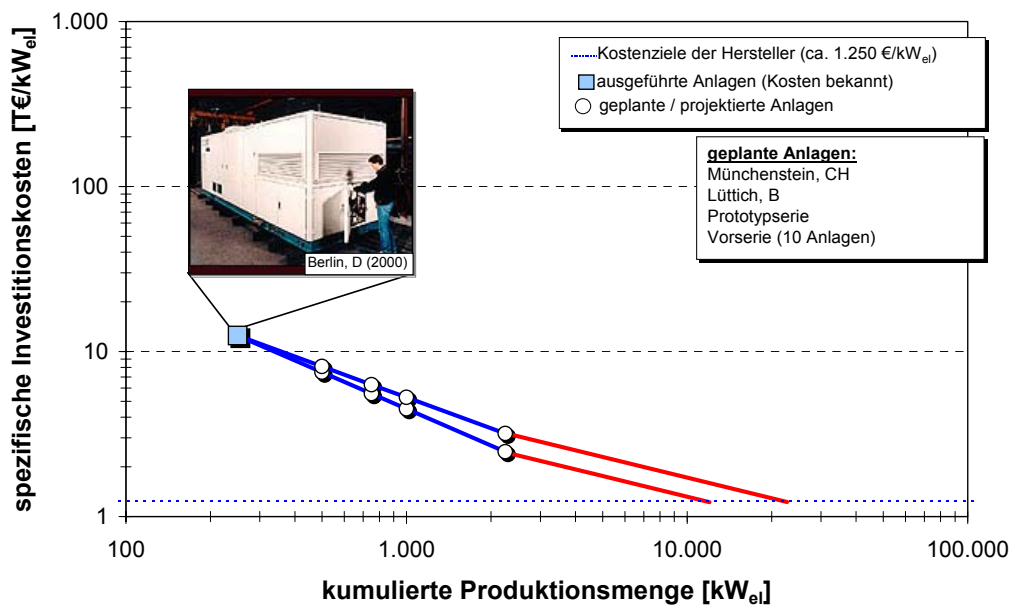
Unter Berücksichtigung dieser Einflüsse und unter Zugrundelegen erster Kostendaten für die verschiedenen Technologielinien sowie von ausgeführten und projektierten Pilotanlagen von Seiten der Hersteller /vgl. Anhang A/ lässt sich ein Bereich für die mögliche Kostenentwicklung stationärer Brennstoffzellensysteme eingrenzen (vgl. Abb. 2-22 bis Abb. 2-24).



Quelle: /TTCorp 2000/, /Blume, Schmitz 2002/ und eigene Berechnung

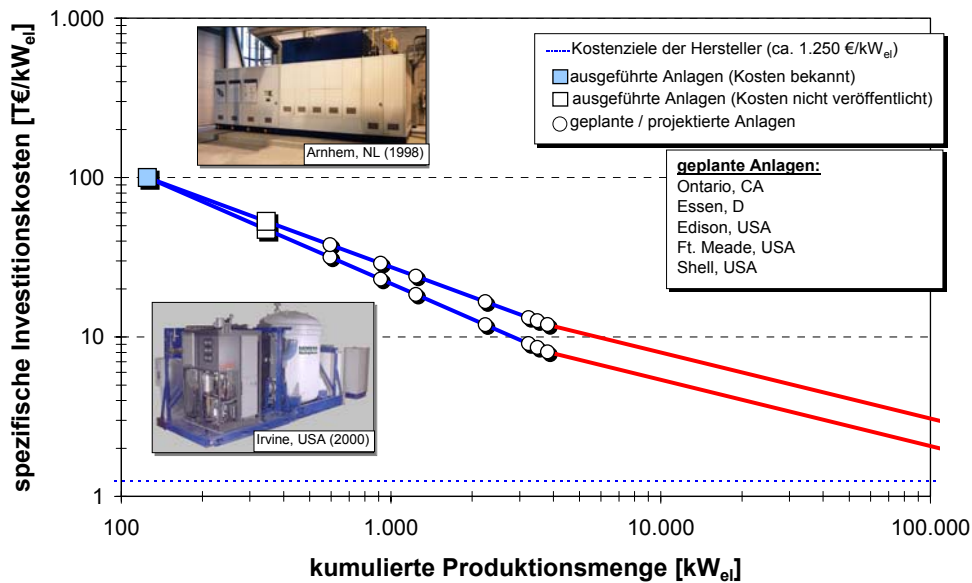
Abb. 2-22: Abschätzung Erfahrungskurven für die MCFC-Systeme von FCE und MTU

Die dargestellten Entwicklungen können aufgrund ihrer theoretischen Ableitung nur als Richtwerte verstanden werden. Die sehr unzureichende Datenbasis, die derzeit lediglich die veröffentlichten Kosten der jeweils ersten ausgeführten Anlagen umfasst, erlaubt es nicht, die Kostenentwicklung für die späteren Betrachtungen realistisch zu quantifizieren. Die abgeleiteten Erfahrungskurven können daher in den folgenden Systemvergleichen lediglich zur qualitativen Einschätzung der Ergebnisse herangezogen werden. Dennoch zeigen sie, dass bis zum Erreichen einer Phase kommerzieller Marktdurchdringung stationärer Brennstoffzellen noch ein gewaltiger Kosten- und Entwicklungsdruck auf Herstellerseite besteht. Allerdings wird auch deutlich, dass die derzeitigen Anstrengungen in die richtige Richtung weisen, und die Kostenziele von Seiten der Hersteller durchaus plausibel sind. Abzuwarten bleibt, wie sich technologiespezifische Synergieeffekte und Rahmenbedingungen auswirken bzw. ausnutzen lassen. Im Fall der MCFC besteht beispielsweise eine enge Kooperation zwischen den beiden betrachteten Firmen MTU und FCE, so dass eine strikte Trennung der Produkte nur bedingt möglich ist. Die PEFC wiederum könnte von der Entwicklung im mobilen Bereich profitieren. Die SOFC schließlich befindet sich noch in einem sehr frühen Entwicklungsstadium, so dass hier durchaus steilere Kostendegressionen möglich scheinen.



Quelle: /Keitel 2000/ und eigene Berechnung

Abb. 2-23: Abschätzung der Erfahrungskurve für das PEFC-System von Ballard Generation



Quelle: /Kuipers 1998/ und eigene Berechnung

Abb. 2-24: Abschätzung der Erfahrungskurve für das SOFC-System von Siemens-Westinghouse

2.5 Einbindung ins Energiesystem

Die Einbindung neuer Wandlungstechnologien in die bestehenden Energiesysteme umfasst generell die Verfügbarkeit potentieller Brennstoffe sowie die Integration der Anlagen in die bestehenden Transportnetze und Verteilungsstrukturen. Für stationäre Brennstoffzellensysteme betrifft dies speziell die Bereitstellung wasserstoffreicher Brenngase (Kapitel 2.5.1) und hinsichtlich des Zielmarkts einer dezentralen Energieerzeugung die Anforderungen von Seiten des bislang zentral ausgerichteten öffentlichen Stromnetzes (Kapitel 2.5.2).

2.5.1 Brennstoffbereitstellungsketten

Der Einsatz von Brennstoffzellen ist eng mit der Vision einer Wasserstoffenergiewirtschaft verbunden. Die derzeitige Verwendung von Wasserstoff (ca. 19 Mrd. Nm³/a) umfasst neben der direkten (ca. 47 %) und der indirekten (ca. 19 % z. B. in der Rohölindustrie) energetischen Nutzung zu rund 34 % den nichtenergetischen Einsatz vor allem in der Ammoniak-Produktion /Fischer 1989/, /Schmidtchen, Behrend 1997/, /Pehnt 2002/. Rund die Hälfte wird dabei direkt überwiegend aus der vergleichsweise günstigen Dampfreformierung von Erdgas und Naphta erzeugt (weltweit ca. 61 %), der Rest fällt als Nebenprodukt in Raffinerien, der Chlor- oder sonstigen Chemieindustrie an /Pehnt 2002/².

² Alternativ zur Dampfreformierung steht zwischenzeitlich die Abtrennung des im Erdgas vorhandenen Kohlenstoffs als Ruß mittels des sogenannten Kvaerner-Prozesses zur Verfügung. Bei der derzeitigen Rußnutzung (vor allem zur Herstellung von Gummi und Farben in Höhe von ca. 1 Mio. t/a in Europa, 6 Mio. t/a weltweit) stünde damit in Deutschland ein Potenzial von 250 PJ Wasserstoff zur Verfügung /Pehnt 2002/.

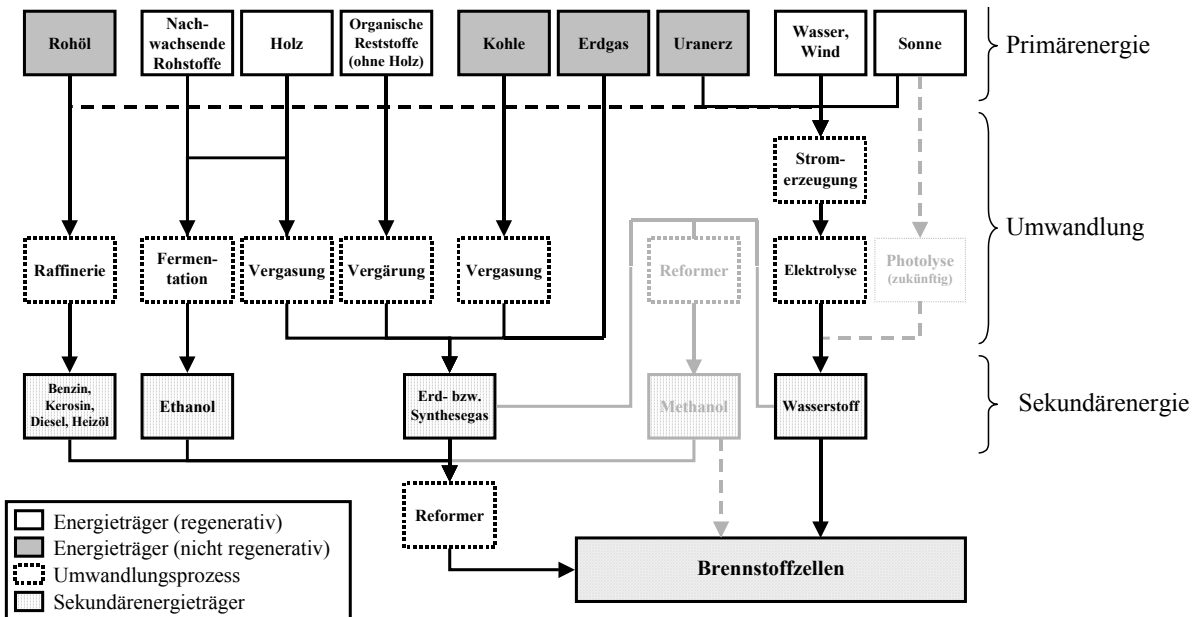
Tatsächlich stellt reiner Wasserstoff den idealen Brennstoff für Brennstoffzellen dar und gewinnt vor allem für die mobile Anwendung zunehmend an Bedeutung. Dies bedingt aber auch den Aufbau einer umfassenden Infrastruktur für Transport und Verteilung, wobei sich die folgenden prinzipiellen Möglichkeiten ergeben /Finkenwirth 1999/:

- **Transport gasförmigen Wasserstoffs (GH₂) in Pipelines:** Besondere Aufmerksamkeit gilt hier der Wahl des Transportdruckes als Kompromiss zwischen höherem Durchsatz bei gleichem Pipelinedurchmesser (Materialaufwand) und dem energetischen Aufwand für Verdichtung und Ausgleich von Druckverlusten sowie der bei höherem Druck steigenden Diffusion atomaren Wasserstoffs in das Pipelinematerial.
- **Transport flüssigen Wasserstoffs (LH₂):** Den Vorteilen einer vermiedenen Leitungsinfrastruktur und der höheren volumenspezifischen Energiedichte im Vergleich zu gasförmigem Wasserstoff steht der hohe Energieaufwand der Verflüssigung gegenüber. Problematisch gestaltet sich zudem die Isolierung der erforderlichen Tanks und die aufgrund der geringen Dichte reduzierte Kapazität der Transportmittel.
- **Transport von Elektrizität mit anschließender Elektrolyse:** Der Transport von Elektrizität und damit die Einführung eines zusätzlichen Verstromungsschrittes erscheint zweckmäßig vor allem bei der Nutzung von Überschussstrom aus nicht-fossilen Quellen, da die prinzipiellen Alternativen Erdgas, Kohle und Öl auch unmittelbar zur Wasserstoffherstellung eingesetzt werden können und somit der Umweg über die Elektrolyse nicht notwendig ist. Ab Transportdistanzen von 500 – 1.000 km bietet sich dabei der Einsatz der Hochspannungsgleichstromübertragung an, als Elektrolyseverfahren stehen üblicherweise alkalische, Membran- und Hochtemperatur-Elektrolyseure zur Verfügung.

Die insgesamt mit dem Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur verbundenen Aufwendungen, die ggf. im mobilen Bereich durch die Vorteile reinen Wasserstoffs ausgeglichen werden können, machen den Einsatz von reinem Wasserstoff in stationären Brennstoffzellenanlagen allerdings zu einer eher langfristigen Lösung. Vielmehr ist im stationären Bereich die dezentrale Erzeugung wasserstoffreicher Synthesegase auf Basis verschiedener Primärenergieträger deutlich weniger problematisch und bietet sich daher als Einstiegsalternative an.

Die prinzipiell möglichen Brennstoffketten für stationäre Brennstoffzellen, ausgehend von den verschiedenen regenerativen und nicht regenerativen Primärenergieträgern und den jeweils notwendigen Umwandlungsschritten, sind in Abb. 2-25 zusammengefasst. Der linke Teil der Abbildung stellt dabei die Gewinnung von flüssigen bzw. gasförmigen Sekundärenergieträgern zusammen, die wiederum durch Reformieren in ein wasserstoffreiches Brenngas umgewandelt werden müssen. Rechts dargestellt wird die Erzeugung reinen Wasserstoffs mittel Elektrolyse. Für die hier erforderliche Stromerzeugung sind dabei von den prinzipiell möglichen Primärenergieträgern lediglich drei zweckmäßig, für die eine direkte Wandlung in Synthesegase nicht möglich ist und daher der Umweg über die elektrische Energiewandlung notwendig wird. Lediglich angedeutet ist die zukünftig denkbare direkte Wasserstoffherzeugung.

gung mittels Photolyse sowie die Erzeugung des Sekundärenergieträgers Methanol, der in der stationären Anwendung von Brennstoffzellen eine untergeordnete Rolle spielt.



Quelle: eigene Darstellung nach /Pehnt 2002/, /Kaltschmitt, Hartmann 2001/

Abb. 2-25: Übersicht über die möglichen Brennstoffketten für stationäre Brennstoffzellensysteme auf Basis regenerativer und nicht regenerativer Primärenergieträger

Kurzfristig von besonderer Bedeutung ist wegen der ausgebauten Infrastruktur³, der verfahrenstechnisch einfachen Reformierung auch im kleinen Leistungsbereich sowie des günstigen C/H-Verhältnisses der Einsatz von **Erdgas**, im Bereich privater Haushalte gegebenenfalls ergänzt um den Einsatz rohölbasierter flüssiger Primärenergieträger. Darüber hinaus wird – zumindest bei Fortführung der derzeitigen Förderung – der Einsatz regenerativer Energieträger von wachsender Bedeutung sein, ausgehend von der zu Erdgas vergleichbaren Nutzung von **Bio-, Klär- und Deponiegasen**. Vergleichbar zum Wunsch im mobilen Bereich nach flüssigen Energieträgern in Form von Methanol könnte zudem im stationären Bereich der Einsatz von Energiealkoholen, insbesondere **Ethanol**, von Bedeutung sein, deren Einsatz außerhalb Deutschlands zum Teil schon weit fortgeschritten ist. Als mittel- bis langfristige Option kann schließlich die **Vergasung fester Brennstoffe** gesehen werden.

³ So steht bei der Substitution von existierenden Anlagen zur Nutzwärmeerzeugung häufig ein Erdgasanschluss zur Verfügung (bei rd. 35,3 % der Gebäude im Bestand /Leven u. a. 2001/), der Anteil des Erdgaseinsatzes bei Neubauten im Haushaltsbereich liegt sogar bei rd. 76,6 % /BGW 2002/.

Erdgas

Auch wenn mit rund 39 % des Primärenergieverbrauchs der Bundesrepublik Deutschland weiterhin die Mineralöle den wichtigsten Energieträger darstellen, spielt Erdgas mit einem Anteil von rund 21,5 % bereits heute eine wichtige Rolle /Schmitz 2002/, die in Zukunft aufgrund des Substitutionswettbewerbs gegen Heizöl, des verstärkten Einsatzes von Erdgas im Kraftwerkssektor und dem Einsatz aus Umweltschutzgründen weiter an Bedeutung gewinnen wird /Prognos 1996/, /ESSO 2001/, /BGW 2002/. Hinzu kommen die im Vergleich zu Rohöl höheren sicher gewinnbaren Erdgasreserven ($150 \cdot 10^{12} \text{ m}^3$) mit einer statischen Reichweite von 60 bis 64 Jahren (derzeitige Weltgasproduktion rd. $2,42 \cdot 10^{12} \text{ m}^3$ /Schmitz 2002/, /BP 1998/, /Pehnt 2002/) und eine Vielzahl hypothetischer bzw. „unkonventioneller“ Erdgasaufkommen in Form von Coalbed-Methan, Gashydraten, Tight-Gas und Deep-Gas⁴.

Die geringsten statischen Reichweiten weisen mit 10 bzw. 18 Jahren Nordamerika und Europa auf, so dass eine Verlagerung zu Vorkommen des Mittleren Ostens und der ehemaligen Sowjetunion zu erwarten sind /Schmitz 2002/, /Pehnt 2002/. Für die Energieversorgung von Europa werden dabei langfristig unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit und aufgrund der Tatsache, dass Erdgas überwiegend leitungsgebunden transportiert wird, die russischen Gasreserven von großer Bedeutung sein /Schmitz 2002/. Dabei sind auch die wechselseitigen Kapitalbeziehungen zu Russland und die zunehmende Integration osteuropäischer Länder (erleichterter Bau von Transportstrukturen) von Bedeutung und haben entsprechende Auswirkungen auf die Versorgungsstruktur in Deutschland⁵. Gleichzeitig ist aufgrund der relativ niedrigen eigenen Reserven zu erwarten, dass die USA zukünftig verstärkt als Gaseinkäufer auftreten /Schmitz 2002/. Dies wird zur Renaissance des Flüssigerdgashandels führen, auch da mit steigender internationaler Erdgas-Nachfrage die Bedeutung von Lieferländern wie Nigeria wächst, die nicht an ein Ferngasnetz angeschlossen sind und daher auf LNG-Tranporte angewiesen sind. Gleiches gilt auch für aufstrebende Länder in Südostasien, die ebenfalls verstärkt in Flüssigerdgasterminals investieren. Nicht zuletzt wird der Flüssigerdgashandel durch die Liberalisierung der Gasmärkte gefördert, wodurch ein Bedarf an Gas (beispielsweise in der Stromerzeugung) ohne langfristige Lieferverträge entsteht.

Basierend auf der ganzheitlichen Betrachtung der Erdgasbereitstellung nach /Pehnt 2002/ zeigt sich, dass Emissionen vor allem durch energetische Nutzung eines Teils des Erdgasstroms zur Verdichtung, als direkte Emissionen durch Leckagen, Erdgas-Abfackelung und

⁴ Coalbed-Methan: im Prinzip Grubengas, kann mittlerweile auch in der BRD wirtschaftlich gefördert werden
Gashydrate: von Wasser eingeschlossene Gasmoleküle in großen Meerestiefen und im Permafrost
Tight-Gas: in Gestein eingeschlossenes Gas
Deep-Gas: Gas in sehr großen Tiefen bis 5 km

⁵ Derzeit werden rund 19 % des Erdgasaufkommens in der Bundesrepublik Deutschland selbst gefördert, der Rest wird aus Russland (rd. 37 %), Norwegen (rd. 21 %), den Niederlanden (rd. 17 %) sowie aus Großbritannien und Dänemark (rd. 6 %) importiert /BGW 2002/.

bei Entlüftung und Reparatur sowie durch den Einsatz von Materialien für die Infrastruktur und Betriebsmittel entstehen. Die **CO₂- und NO_x-Emissionen** der Erdgasbereitstellung sind überwiegend durch die Verdichtung entlang der Pipelineführung bedingt. Die **Schwefeldioxid-Emissionen** werden dominiert durch die prozessbedingten Emissionen bei der Aufbereitung von sauerem Erdgas (relevant ist hier vor allem deutsches Erdgas, das sich durch einen hohen Anteil von Sauer gas auszeichnet). **Methan-Emissionen** wiederum, die für fast 50 % des Treibhauspotenzials der Erdgasbereitstellung verantwortlich sind, entstehen v. a. durch Erdgas-Leckagen entlang der gesamten Förder- und Transportkette (relativ am höchsten sind die Methanemissionen von Erdgastransportsystemen in Ortsgassystemen /Schmitz 2002/). Besonders die hohen Leckageraten in der GUS aufgrund schlechter Überwachung und Instandhaltung sowie den extremen Klimabedingungen sind dabei von besonderer Bedeutung /ESU 1996/, wobei der Ausbau der Infrastruktur hier zu einer Reduktion führen kann.

Bio-, Klär-, Deponiegas

Derzeitig wird methanreiches Bio-, Klär- oder Deponiegas in Deutschland im Umfang von rd. 21 PJ/a genutzt. Die Nutzung erfolgt, bei stark steigender Tendenz, überwiegend in landwirtschaftlichen Ko-Fermentations-Anlagen. Dem steht ein Potenzial von rd. 145 PJ/a gegenüber (ca. 1 % des dt. Primärenergieverbrauchs), wovon rund 13,8 % auf Klärgas und 10,3 – 14,5 % auf Deponiegas entfallen /Kaltschmitt u. a. 2002/, /Kaltschmitt, Hartmann 2001/.

Der Biogaserzeugung liegt die Methangärung zugrunde, bei der im Unterschied zum aeroben Abbau die organische Masse in sauerstofffreiem Milieu durch Bakterien abgebaut wird. Die dabei ablaufenden Gärungs- und Fäulnisprozesse, wie sie natürlich in Mooren, am Grund von Seen, in Festmistlagerstätten oder Güllegruben auftreten, werden dabei in entsprechenden Anlagen gezielt gesteuert. So wird ein Gas erzeugt, das zu rund 2/3 aus Methan und zu rund einem Drittel aus CO₂ besteht. Dieses kann je nach Zusammensetzung des Ausgangsmaterials und der Prozessparameter ätzende oder störende Bestandteile enthalten (u. a. Schwefelwasserstoff und Ammoniak), die ggf. vor einer Nutzung entfernt werden müssen.

Ethanol

Während der Gewinnung von Rapsöl und RME im wesentlichen eindeutige und etablierte Verfahrensabläufe zugrunde liegen, gibt es in Deutschland derzeit keine Energiealkoholproduktion. Ethanol wird hierzulande überwiegend in Kleinanlagen ausschließlich als Lebensmittel oder Rohstoff im chemisch/pharmazeutischen bzw. medizinischen Sektor produziert.

Prinzipiell könnte eine Energiealkoholgewinnung zwar in den bestehenden, kleintechnischen Brennereien realisiert werden, aus ökonomischer und energetischer Sicht wäre die Herstellung in großtechnischen Anlagen jedoch vorzuziehen, wie sie bereits in den USA existieren /Barth 2002/. Prinzipiell wäre dann auch zusätzlich die aus heutiger Sicht technisch

realisierbare Erzeugung von Biogas aus den Reststoffen wirtschaftlich möglich. Neben dem Einsatz in stationären Brennstoffzellenanlagen wäre auch eine Zumischung von Ethanol bzw. ETBE (Ethyl-Tertiärbutyl-Ether aus der chemischen Umwandlung von Ethanol) zu fossilen Kraftstoffen im Verkehrssektor möglich. Beide Varianten können als etablierte Verfahren gelten und sind v. a. in den USA weit verbreitet (der Mischkraftstoff mit 10 % Ethanol wird dort als Gasohol vertrieben) und werden z. B. in Frankreich seit einigen Jahren praktiziert.

Wasserstoffreiches Synthesegas aus festen Brennstoffen

Prinzipiell erfolgt die thermochemische Umwandlung von Kohlen und fester Biomasse in vergleichbaren Prozessen. Nach Zwischenlagerung, Mahlen und Trocknen des Festbrennstoffes erfolgt die eigentliche Vergasung, wobei zwischen Festbett-, Wirbelschicht- und Flugstromvergaser unterschieden wird, die je nach den spezifischen Anforderungen unterschiedlich geeignet sind. Gemeinsam ist allen Vergasungsverfahren der Einsatz von Dampf und Luft oder Sauerstoff, um den Festbrennstoff unter Einfluss von Wärme zu zersetzen und möglichst vollständig in ein brennbares Gas umzuwandeln. Der dem Brennstoff zugeführte Sauerstoff wird zum einen benötigt, um den bei der thermischen Zersetzung des Brennstoffs zurückgebliebenen festen Kohlenstoff zu CO zu vergasen, zum anderen wird durch die Verbrennung eines Teils des Brennstoffs die erforderliche Wärme bereitgestellt.

Aufgrund der hohen Anforderungen der Brennstoffzellen an die Gasqualität muss das Produktgas vor der Nutzung feinentstaubt und von schädlichen Inhaltsstoffen befreit werden. Obwohl die Anforderungen an die Gasreinheit bei der MCFC und SOFC geringer sind als bei der PAFC und PEFC, können Schwefel- und Halogenverbindungen im Produktgas auch hier zu Reaktionshemmungen führen. Die Gasaufbereitung setzt sich demnach z. B. zusammen aus Halogenabscheider, Shift-Reaktor, Zinnoxid-Grob- und -Feinentschwefelung. Bei Vergasung mit Luft kommt es zudem zu beträchtlichen Anteilen von N₂, was zu Schwierigkeiten bei der Nutzung in Brennstoffzellen und zu ungewollten NO_x-Emissionen führen kann.

Obwohl die Vergasung von Kohle bereits großtechnisch durchgeführt wird, erfordert die Umwandlung von Biomasse noch Forschungsarbeiten, da sich aufgrund der unterschiedlichen Verbrennungseigenschaften und Rohstoffzusammensetzung die bei der Kohlevergasung gewonnenen Erkenntnisse nur bedingt auf Biomasse übertragen lassen. So begünstigt beispielsweise der deutlich höhere Anteil an flüchtigen Bestandteilen in Biomassen von mehr als 80 % die Vergasung, die bei geringeren Temperaturen als die Kohlevergasung erfolgen kann. Gleichzeitig weist das Produktgas im Allgemeinen einen deutlich höheren Gehalt an kondensierbaren Bestandteilen (Teer) und Partikeln auf. Zudem ist Biomasse ein vergleichsweise inhomogener Brennstoff (bzgl. Zusammensetzung, Wassergehalt, Dichte), so dass insgesamt eine umfangreichere und damit teure Vorbehandlung (Trocknung, Zerkleinerung, Verdichtung) sowie eine aufwendigere und flexiblere Anlagentechnik (vor allem für die Gasreinigung) erforderlich ist. Darüber hinaus ergeben sich negative wirtschaftliche Auswirkungen.

gen aufgrund des geringeren spezifischen Energiegehalts von Biomasse und des dezentralen Angebots. Für eine strategische Erschließung der Brennstoffherstellung aus Biomasse eignen sich zunächst die großen Wald- und sonstigen Restholzpotenziale (vgl. Tabelle 2-5).

Tabelle 2-5: Wald- und sonstigen Restholzpotenziale in Deutschland

	Potenziale [PJ/a]	Nutzung [PJ/a]	Potenzial bezogen auf den Primärenergieverbrauch in [%]
Brennholz	k. A.	85	k. A.
Waldrestholz	142	55	0,9
Industrierestholz	40	40	0,3
Altholz (ohne Altpapier)	81	12	0,6
Sonst. holzartige Biomasse	7	1	0,0

Quelle: /Kaltschmitt, Hartmann 2001/

2.5.2 Integration ins Stromnetz

Im Zuge der im 19. Jahrhundert begonnenen Elektrifizierung übernahmen die Versorgungsunternehmen die Aufgabe, die zunächst eigenständigen Inselnetze hin zu einem übergreifenden, stabilen Netzverbund zu entwickeln. Um den stark ansteigenden Bedarf an elektrischer Energie zu decken, der in den Jahren 1960 – 1980 in Lastzuwächsen von jährlich bis zu 7 - 10 % gipfelte, war die Netzplanung dabei ausgerichtet auf die Abführung der eigenen Kraftwerksleistung zur Versorgung von immer mehr Abnehmern des eigenen Versorgungsgebietes mit einer immer höheren Leistung /Ratering-Schnitzler, Hammerschmidt 2001/, /Kleimaier 2001/. Dabei kam neben der Energieübertragung auch der Versorgungssicherheit eine zentrale Bedeutung zu, so dass sich die EVU auf eine (n-1)-sichere Netzauslegung einigten⁶, insbesondere im Hoch- und Höchstspannungsnetz zur Beherrschung aller relevanten Betriebszustände. Aus heutiger Sicht bestehen daher in Deutschland sehr starke Netze mit hohen Sicherheitsanforderungen, auch wenn ansonsten die über Jahrzehnte gewachsenen Netze kein allgemeines Netzkonzept aufweisen⁷. Vielmehr sind die gewachsenen Netzstrukturen teilweise geplant, teilweise aber mehr zufällig entstanden, entsprechend den Möglichkeiten und der Unternehmensphilosophie, die ein Netzbetreiber in der Vergangenheit hatte. Gemeinsam ist den Netzen allerdings die bislang eindeutige Lastflussrichtung. So findet die Erzeugung in wenigen Großkraftwerken statt, die vor allem in das europäische Verbundnetz eingebunden sind. Vom Verbundnetz aus wird die Energie über die verschiedenen Spannungsebenen entsprechend dem Bedarf zum Endkunden weitergeleitet, so dass alle Netzbetriebsmittel einschließlich des Netzschutzes für diese Lastflussrichtung dimensioniert sind.

⁶ Der Ausfall eines (beliebigen) Betriebsmittels darf zu keiner Überschreitung der thermischen Grenzleistung der verbliebenen n-1 Betriebsmittel führen.

⁷ Mittelspannungsnetze werden (bislang) überwiegend als offene Ringnetze oder vermascht betrieben. Strahlenförmige Netze ohne Umschaltmöglichkeiten bilden in der Bundesrepublik Deutschland die Ausnahme bei besonderen topologischen Gegebenheiten.

Der mit der EU-Richtlinie bzw. Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes geschaffene gleichberechtigte Netzzugang ermöglicht es nun zum Beispiel unabhängigen Kraftwerksbetreibern (IPP) unabhängig von Lastschwerpunkten Kraftwerke dort zu errichten, wo sich günstige Standortfaktoren bieten /Ratering-Schnitzler, Hammerschmidt 2001/, /Diedrichs u. a. 2000/. Dadurch kann es zu einem schwer zu kalkulierenden Einfluss verteilter und unabhängiger Erzeuger auf die Last- und Kurzschlussverhältnisse der Netze kommen. Gleichzeitig findet mit der Liberalisierung der Elektrizitätswirtschaft eine separate Ausweisung der Netznutzungsentgelte und ein Benchmarking zwischen den Netzbetreibern statt, mit der Folge einer verstärkten Suche nach Kostensenkungspotenzialen bzw. Senkung der Netznutzungsentgelte (/VEA 2001a/ weist z. B. Preisschwankungen zwischen den Netzbetreibern von bis zu 300 % aus). Die Gefahr, dass in diesem Zuge die Versorgungsqualität und -sicherheit in den Hintergrund geraten, ist daher nicht ganz von der Hand zu weisen /Schmitz 2002/. Entsprechend muss sich die Integration stationärer Brennstoffzellen ins Stromnetz an den Kriterien:

- Kostenreduktion,
- Qualität,
- Sicherheit / Schutz und den
- Grenzen des Netzbetriebs

orientieren. Kurzfristig ist (bei allen Kriterien) kaum mit Problemen bzw. relevanten Auswirkungen zu rechnen. Insbesondere die Problematik einer thermischen Überlastung der bestehenden Transport- und Verteilungsnetze durch Lastfluss- oder Spannungsprobleme aufgrund einer umfangreichen Stromrückspeisung in das öffentliche Netz dürfte zunächst von untergeordneter Bedeutung sein, wenn überwiegend von Eigenversorgung ohne nennenswerte Einspeisung überschüssiger elektrischer Energie (Hochpreissegment) ausgegangen wird. Auch bezüglich der Schutzkonzepte bei den Stromnetzen kann die derzeitige Praxis⁸ kurz- bis mittelfristig noch angewendet werden. Bei Entstehen eines tatsächlichen Massenmarktes sind jedoch vermutlich deutlich einfachere Anschlusskriterien der dezentralen Anlagen zum Beispiel in Form netzverträglicher „Plug-and-Play-Technologien“ hinsichtlich Schutz- und Wechselrichtertechnik erforderlich. So wird vor allem die derzeitige Praxis der unselektiven Netztrennung dezentraler Erzeugungsanlagen zur sicheren Vermeidung einer Inselnetzbildung bei übergeordneten Netzstörungen und der damit verbundene großflächige Ausfall von Erzeugungskapazität in einem Netzgebiet problematisch. Das gleiche gilt für die Aufsummierung stromrichtertypischer Oberschwingungen einfacher Wechselrichter.

Von Vorteil könnte eine Vielzahl dezentraler Stromerzeugungsanlagen hinsichtlich der Kosten des Netzbetriebs sein. Potenzielle Kosteneinsparungen sind v. a. bei der Netzinfrastuktur, dem Verlustausgleich, den vorgelagerten Netzkosten und den Systemdienstleis-

⁸ Eigenerzeugungsanlagen müssen den jeweils gültigen VDEW-Richtlinien für den Netzparallelbetrieb entsprechen, gemäß diesen Richtlinien betrieben sowie beim Netzbetreiber angemeldet und genehmigt werden.

tungen möglich⁹. Hinsichtlich der Netzinfrastruktur könnte im Falle von (wenn auch heute seltenen) Netzengpässen auf Mittel- und Niederspannungsebene durch gezielten Einsatz dezentraler Einheiten eine erforderliche Netzverstärkung vermieden oder zeitlich nach hinten verschoben werden. Es ist allerdings davon auszugehen, dass aufgrund des auch bei zunehmend dezentral strukturierter Erzeugung notwendigen überregionalen Energieaustauschs kaum Rückbaumöglichkeiten in Hoch- und Höchstspannungsnetzen bestehen /Kleimeier 2001/. Zur Spannungsstützung hätten dabei Anlagen mit einer Netzanbindung über selbstgeführte Wechselrichter Vorteile, zu beachten ist allerdings, dass Wechselrichter kaum einen Beitrag zu Kurzschlussströmen liefern¹⁰. Sofern die (n-1)-Sicherheit eines Netzes von den dezentralen Einheiten gewährleistet werden kann¹¹, könnten weiterhin bei Netzstationen im Mittel- und Niederspannungsnetz Transformatoren geringerer Bemessungsleistung eingesetzt werden, ggf. sogar einer der heute üblichen zwei Einspeisetransformatoren aus dem vorgelagerten Netz entfallen /Ratering-Schnitzler, Hammerschmidt 2001/, /Diedrichs u. a. 2000/.

Im Hinblick auf die vorgelagerten Netzkosten und die Bereitstellung von Systemdienstleistungen kann bei verstärkter dezentraler Erzeugung von geringeren Energietransporten ausgegangen werden und es können damit verringerte Verluste im eigenen vor allem aber in den vorgelagerten Netzen erwartet werden; prinzipiell wären so bei großflächiger Integration auch geringere Leitungsquerschnitte denkbar /Kleimeier 2001/. Darüber hinaus ist über die Vergleichmäßigung der Last in untergeordneten Netzen eine Absenkung der übergeordneten Netzkosten, die gemäß der Verbändevereinbarung II anhand der bezogenen Spitzenlasten umgelegt werden, denkbar. Dies gilt insbesondere, wenn die dezentral einspeisenden Anlagen über die Vorgabe standardisierter und auf das individuelle Netz abgestimmter Fahrpläne beispielsweise im Haushaltsbereich (vgl. /Audring u. a. 2001/) planbar eingesetzt werden oder eine Poolbildung und zentrale Steuerung einer Vielzahl dezentraler Einheiten im Rahmen eines „virtuellen Kraftwerkes“¹² erfolgt. Neben der Verringerung von Netzlastspitzen und Lastgradienten könnte dies auch zu einer im Vergleich zu Großkraftwerken höheren Versorgungssicherheit und entsprechenden Reduktion von Reservekapazität führen. Gegebenenfalls wäre im Falle einer übergeordneten Netzstörung und ausreichender Gesamterzeugung

⁹ Allerdings ist, insbesondere bei stark stochastischer Einspeisecharakteristik, auch eine Erhöhung der Netzkosten durch verstärkte dezentrale Erzeugung denkbar.

¹⁰ Eine zu geringe Netz-Kurzschlussleistung wirkt sich ungünstig auf die Netzrückwirkungen und damit auf die Anschlussmöglichkeit leistungsstarker Verbraucher (z. B. Anlaufströme von Motoren) aus.

¹¹ Bei Integration dezentraler Erzeugung in die Netzauslegung ist zu berücksichtigen, dass auch die Gasversorgung unterbrochen werden und damit die netzstützende Einspeisung ausfallen könnte.

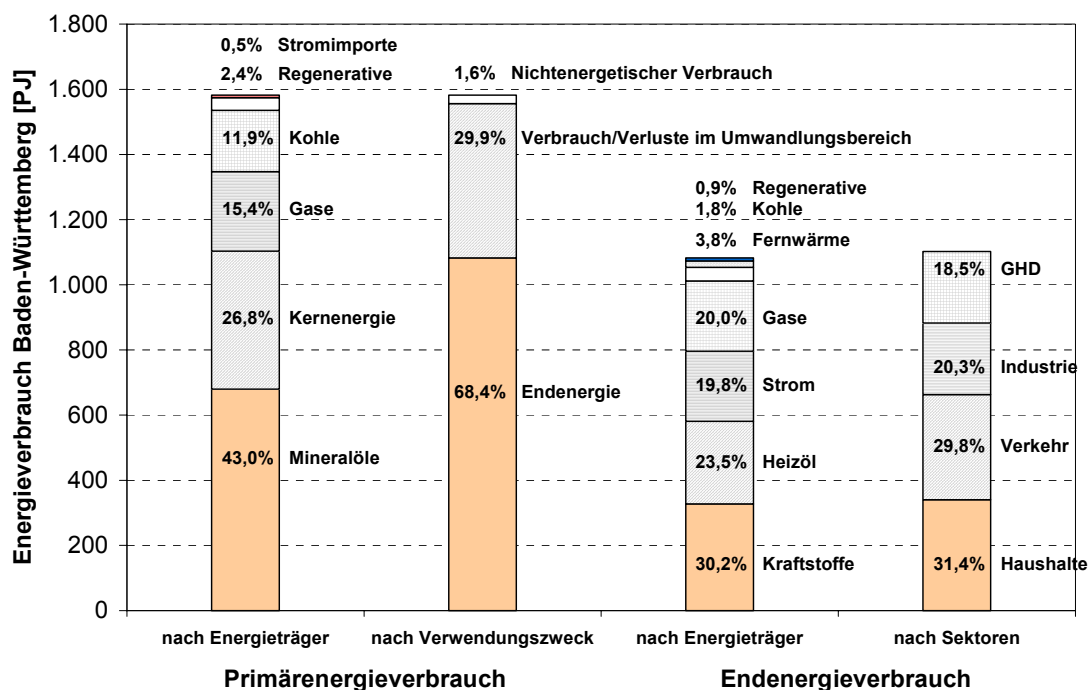
¹² Das Konzept sieht vor, durch ein übergeordnetes Management-System einzelne Erzeugungsanlagen in das Lastmanagement des Netzbetreibers aufzunehmen und durch Analyse der jeweils wärmeseitigen Verbrauchssituation bzw. Speicherkapazität die aktuell zur Verfügung stehende Spitzenlast in die Netzregelung zu integrieren.

kapazität bzw. Regeldynamik der Anlagen auch eine Weiterversorgung der Kunden in Teilnetzen sowie die Bereitstellung von Primär- und Sekundärregelleistung möglich.

Inwieweit diese potenziellen Möglichkeiten der Einbindung stationärer Brennstoffzellen in die bestehende Netzstruktur die Mehraufwendungen beim Netzanschluss kompensieren, kann derzeit allerdings kaum realistisch quantifiziert werden. Auch langfristig werden verzweigte und vermaschte elektrische Netze vor allem hinsichtlich der Lastvergleichmäßigung notwendig sein und Inselnetze nur an abgelegenen Standorten eine wirtschaftliche Lösung darstellen. Dennoch bleibt festzuhalten, dass die Integration dezentraler Einheiten respektive stationärer Brennstoffzellen potenzielle Kostenvorteile umfasst, die im Rahmen einer Szenarioanalyse zumindest qualitativ berücksichtigt werden müssen.

3 Analyse möglicher Anwendungsfälle

Für die Wirtschaftlichkeit dezentraler KWK-Anlagen spielen die Energiekenngößen des jeweiligen Einsatzfalles (Wärme- und Stromnachfrage in Höhe und zeitlichem Verlauf, Temperaturniveau der nachgefragten Wärme und Gleichzeitigkeit des elektrischen und thermischen Bedarfs) eine zentrale Rolle. Vorbedingung für eine realistische Einschätzung der Potenziale und der zu erwartenden Marktentwicklung stationärer Brennstoffzellen, die in Kapitel 4 im Rahmen detaillierter Einsatzanalysen und darauf aufbauend in Kapitel 5 mittel einer systemaren Betrachtung des Energiesystems Baden-Württembergs erfolgt, ist entsprechend eine detaillierte Datenbasis der objektspezifischen Bedarfs- und Laststrukturen, die anhand der Ableitung repräsentativer Einsatzfälle in den verschiedenen Marktsegmenten erarbeitet wird. Ausgangspunkt bildet dabei der in der Energiebilanz Baden-Württembergs ausgewiesene Endenergieverbrauch (vgl. Abb. 3-1) nach Energieträgern und Verbrauchssektoren.



Quelle: /Fahl 2002/

Abb. 3-1: Primär- und Endenergieverbrauch in Baden-Württemberg im Jahr 1997

Für den Bereich privater Haushalte (Kapitel 3.2) liegen bereits umfangreiche Untersuchungen zu den Energiebedarfs- und Laststrukturen (zum Beispiel /Blesl 2002/, /Kolmetz, Rouvel 1995/, /VDEW 1995/, /Berthold u. a. 1999/) sowie umfangreiche statistische Angaben bezüglich der Gebäudestruktur und -belegung in Baden-Württemberg vor. Entsprechend muss der Analyse des industriellen Endenergieverbrauches in Baden-Württemberg sowohl hinsichtlich der Endenergieanwendung als auch der Größenstruktur der industriellen Eigenerzeugung besondere Aufmerksamkeit gewidmet werden (Kapitel 3.1).

3.1 Struktur des industriellen Endenergieverbrauchs in Baden-Württemberg

Prinzipiell sind viele industrielle Anwendungsmöglichkeiten für Brennstoffzellen denkbar. Um jedoch die Einsatzmöglichkeiten und die Wirtschaftlichkeit der Systeme in den verschiedenen Segmenten des Energiesystems beurteilen zu können, sind die Anwendungsfälle nach

- der Höhe und der Struktur des Endenergieverbrauchs,
- dem Temperaturniveau des Wärmebedarfs und
- dem Lastgang und der Gleichzeitigkeit des elektrischen und thermischen Bedarfs

zu differenzieren. Hierzu ist insbesondere der in der Energiebilanz aufgeführte Endenergieverbrauch nach Industriesektoren weiter zu differenzieren, für das in Kapitel 3.1.1 am Beispiel der chemischen Industrie ein methodisches Vorgehen neu erarbeitet wird. Für die Ableitung repräsentativer Einsatzfälle erfolgt hierbei eine Gliederung des produzierenden Gewerbes gemäß der Klassifikation der Wirtschaftszweige /WZ 1993/ nach (Wirtschafts-) Unterabschnitten, Abteilungen und Gruppen (vgl. Tabelle 3-1) sowie nach den in z. B. /Stat. Bundesamt 1996/ definierten Betriebsgrößenklassen der Unternehmen. Auf das Temperaturniveau des Nutzwärmebedarfs wird in Kapitel 3.1.2 eingegangen, während der zeitliche Lastverlauf der Nachfrage und Gleichzeitigkeitsaspekte in Kapitel 3.1.3 diskutiert werden.

Tabelle 3-1: Gliederung des produzierenden Gewerbes

Unterabschnitt		(Wirtschafts-)		Gruppe(n)
		Abteilung		
DA	Ernährungsgewerbe und Tabakverarbeitung	15	Ernährungsgewerbe	15.1 – 15.9
		16	Tabakverarbeitung	16.0
DB	Textil- und Bekleidungsgewerbe	17	Textilgewerbe	17.1 – 17.7
		18	Bekleidungsgewerbe	18.1 – 18.3
DC	Ledergewerbe	19	Ledergewerbe	19.1 – 19.3
DD	Holzgewerbe (ohne Herst. v. Möbeln)	20	Holzgewerbe (ohne Herst. v. Möbeln)	20.1 – 20.5
DE	Papier-, Verlags- und Druckgewerbe	21	Papiergewerbe	21.1 – 21.2
		22	Verlags- und Druckgewerbe, ...	22.1 – 22.3
DF	Kokerei, Mineralölverarbeitung, ...	23	Kokerei, Mineralölverarbeitung, ...	23.1 – 23.3
DG	Chemische Industrie	24	Chemische Industrie	24.1 – 24.7
DH	Herst. v. Gummi- und Kunststoffwaren	25	Herst. v. Gummi- und Kunststoffwaren	25.1 – 25.2
DI	Glasgewerbe, Keramik, ...	26	Glasgewerbe, Keramik, ...	26.1 – 26.8
DJ	Metallerzeugung und –bearbeitung, Herstellung von Metallerzeugnissen	27	Metallerzeugung und –bearbeitung	27.1 – 27.5
		28	Herstellung von Metallerzeugnissen	28.1 – 28.7
DK	Maschinenbau	29	Maschinenbau	29.1 – 29.7
DL	Herstellung von Büromaschinen, Datenverarbeitungsgeräten und –einrichtungen, Elektrotechnik, Feinmechanik und Optik	30	Herst. v. Büromaschinen, ...	30.0
		31	H. v. Geräten d. Elektrizitätserzeug. ...	31.1 – 31.6
		32	Rundfunktechnik, Fernsehtechnik, ...	32.1 – 32.3
		33	Medizintechnik, Messtechnik, ...	33.1 – 33.5
DM	Fahrzeugbau	34	Herst. v. Kraftwagen und -teilen	34.1 – 34.3
		35	Sonstiger Fahrzeugbau	35.1 – 35.5
DN	Herst. v. Möbeln, Schmuck, Musikinstrumenten, Sportgeräten, ...	36	Herst. v. Möbeln, Schmuck, ...	36.1 – 36.6
		37	Recycling	37.1 – 37.2

3.1.1 Größenstrukturelle Analyse des industriellen Endenergieverbrauchs

Die gängige Methodik bei der größenstrukturellen Bedarfsanalyse im industriellen Bereich ist die Differenzierung des in der Energiebilanz aufgeführten Endenergieverbrauchs mit Hilfe der Beschäftigtenzahlen nach Betriebsgrößenklassen und Sektoren. Dies setzt allerdings voraus, dass über alle Betriebsgrößenklassen zum Beispiel in einer Wirtschaftsabteilung hinweg der beschäftigten-spezifische Endenergieverbrauch weitgehend konstant ist.

Tabelle 3-2 führt dazu die bundesdeutsche Energiekostenstruktur der Unternehmen nach Beschäftigtengrößenklassen der chemischen Industrie auf, wie sie regelmäßig vom Statistischen Bundesamt ausgewiesen wird. Bezieht man die Energiekosten auf die Beschäftigtenzahlen, so sind deutliche Unterschiede zwischen den einzelnen Größenklassen festzustellen. Wird weiterhin berücksichtigt, dass mit steigender Bezugsmenge die zu zahlenden Energiepreise im Allgemeinen abnehmen, so wird deutlich, dass die Verwendung der Beschäftigtenzahlen als Verteilungsschlüssel nur unzureichend genaue Ergebnisse liefern kann.

Tabelle 3-2: Größen- und Energiekostenstruktur der chemischen Industrie BRD im Jahr 1995

Bezeichnung nach /WZ 1993/	Größenklasse [Besch.]	Zahl der Unternehmen [Anzahl]	Zahl der Beschäftigten [Anzahl]	Energiekosten	
				absolut [T€]	spezifisch [T€/Besch.]
24 Chemische Industrie	20 - 49	414	13.925	65.510	4,849
	50 - 99	287	20.305	174.953	8,616
	100 - 199	212	30.045	123.299	4,104
	200 - 499	195	59.591	281.547	4,725
	500 - 999	78	56.100	464.146	8,274
	> 1.000	82	369.572	3.060.065	8,280
	insgesamt		1.268	549.538	4.171.521

Quelle: /Stat. Bundesamt 1996/

Im Folgenden wird daher versucht, die Energiekostenstruktur der Unternehmen als Basis für die Aufteilung des Endenergieverbrauchs zu nutzen. Da allerdings für Baden-Württemberg eine entsprechende Datenbasis fehlt, muss die strukturelle Analyse auf Basis bundesweiter Daten erfolgen und anschließend auf Länderebene übertragen werden.

Die Energiekosten eines Unternehmens bzw. die einer Gruppe von Betrieben unterliegen folgenden zwei strukturellen Einflüssen:

- der Höhe des Endenergiebezugs aufgrund der deutlichen Preisunterschiede zwischen den einzelnen Energieträgern sowie
- dem Preis der Energieträger, der wiederum von der Unternehmensgröße abhängt aufgrund z. T. deutlicher Preisunterschiede in Abhängigkeit von den jährlichen Abnahmemengen.

Um ausgehend von der Energiekostenstruktur die Endenergienachfrage für einzelne Wirtschaftsgruppen und/oder Betriebsgrößenklassen bestimmen zu können, ist also eine Bereini-

gung der statistischen Daten um eben diese beiden Einflussgrößen erforderlich. Für die durchzuführende Analyse ergeben sich also vier Bearbeitungsschritte:

- die Bestimmung mengenabhängiger, energieträgerspezifischer Preisfunktionen,
- die Ableitung spezifischer Endenergiepreise in den einzelnen Wirtschaftsgruppen,
- die numerische Bestimmung der Endenergienachfrage als Funktion der einzelnen Betriebsgrößenklassen und Wirtschaftsgruppen, so dass die Energiekosten unter Berücksichtigung der Preisfunktion getroffen werden, sowie
- ggf. die Anpassung des Modells mit Hilfe der in der Energiebilanz ausgewiesenen Endenergienachfrage insgesamt.

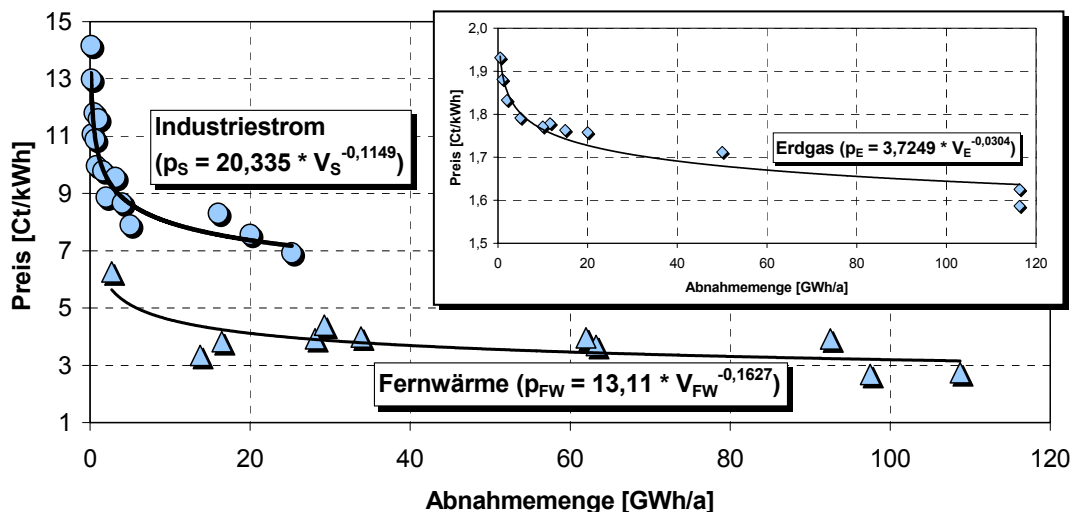
Demnach sind zunächst die mengenabhängigen Energieträgerpreise zu ermitteln, die dann zu einem Endenergie-Mischpreis aggregiert werden können. Dabei muss zwischen leitungsgebundenen und nicht leitungsgebundenen Energieträgern unterschieden werden, da deren Preise insbesondere hinsichtlich der Abhängigkeit von der jeweiligen Abnahmemenge deutliche Unterschiede aufweisen. Die Berechnungen werden für das Jahr 1995 durchgeführt, da dies das letzte Jahr mit einer verfügbaren Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland ist.

Leitungsgebundene Energieträger sind durch eine starke Abhängigkeit von der jährlichen Abnahmemenge charakterisiert. Begründet liegt dies überwiegend in Aufwendungen für die notwendige Infrastruktur, die sich als Fixkosten auf den Gesamtbezug verteilen und sich entsprechend auf die Preisfunktion auswirken (vgl. Abb. 3-2). Die zu beobachtende Preistaffelung lässt sich dabei sehr gut durch eine polynomische Trendfunktion der Form

$$P_{ET} = P_{ET,0} \cdot (V_{ET}^U)^{\lambda_{ET}} \quad (3-1)$$

- mit:
- p_{ET} : Abnahmemengenspezifischer Preis von Energieträger ET
 - $p_{ET,0}$: Basispreis von Energieträger ET
 - V_{ET}^U : Unternehmensspezifische jährliche Abnahmemenge von Energieträger ET
 - λ_{ET} : Degressionsexponent von Energieträger ET

beschreiben.



Quelle: /VEA 1995/, /VIK 1995/, /Schmitz 1996/

Abb. 3-2: Preisabhängigkeit leitungsgebundener Energieträger von der Abnahmemenge (1995)

Im Gegensatz dazu ist bei den nicht leitungsgebundenen Energieträgern zumeist eine relativ geringe Abhängigkeit der Preise von der Abnahmemenge festzustellen, abgesehen von Unterschieden zwischen Haushaltskunden (Kleinstverbrauchern) und industriellen Abnehmern, die aufgrund vorhandener Speicherkapazitäten i. d. R. in Großchargen abnehmen. So variieren beispielsweise die in /Mohr 1998/ für das Jahr 1995 angegebenen Braunkohlepreise nur zwischen 67,5 €/t bei einer Abnahmemenge unter 10.000 t und 64,4 €/t bei Abnahme von mehr als 100.000 t. Da zudem anteilmäßig die leitungsgebundenen Energieträger in praktisch allen Wirtschaftsgruppen dominieren, spielen die relativ geringen Mengenrabatte im Bereich nicht leitungsgebundener Energieträger also kaum eine Rolle bei der Preisbildung. Entsprechend stehen umfangreiche Preisvergleiche in der Literatur auch nicht zur Verfügung, so dass im Folgenden eine mengenabhängige Preisstaffelung bei Heizöl und Kohlen vernachlässigt wird.

Tabelle 3-3 stellt die Parameter der abgeleiteten energieträgerspezifischen Preisfunktionen zusammen. Diese lassen sich nun zu einer spezifischen durchschnittlichen Preisfunktion für den Endenergiebezug in einer Wirtschaftsgruppe zusammenfassen, indem die einzelnen Preiskomponenten gemäß der jeweiligen Energieträgerstruktur gewichtet werden:

$$P_{\text{Misch},WG} = \sum_{ET} \alpha_{ET,WG} \cdot P_{ET} \quad (3-2)$$

$$= \sum_{ET} \alpha_{ET,WG} \cdot P_{ET,0} \cdot (V_{ET,WG}^U)^{\lambda_{ET}} \quad (3-3)$$

$$= \sum_{ET} \alpha_{ET,WG} \cdot P_{ET,0} \cdot (\alpha_{ET,WG} \cdot V_{\text{Ges},WG}^U)^{\lambda_{ET}} \quad (3-4)$$

- mit: $p_{\text{Misch}, \text{Seg}}$: Energiemischpreis von Wirtschaftsgruppe WG
 $\alpha_{ET, \text{Seg}}$: Anteil am Energiemix des Wirtschaftsgruppe WG von Energieträger ET
 p_{ET} : Preis von Energieträger ET
 $p_{ET,0}$: Basispreis von Energieträger ET
 $V_{ET, \text{Seg}}^U$: Unternehmenspez. jährl. Abnahmemenge von Energieträger ET in der Wirtschaftsgruppe WG
 $V_{\text{Ges}, \text{Seg}}^U$: Unternehmenspez. jährl. Gesamtverbrauch in der Wirtschaftsgruppe WG
 λ_{ET} : Degressionsexponent von Energieträger ET

Tabelle 3-3: Parameter der abgeleiteten energieträgerspezifischen Preisfunktionen

Energieträger	Basispreis $p_{ET,0}$ [€/kWh]	Degressionsexponent λ_{ET}	Energieträger	Basispreis $p_{ET,0}$ [€/kWh]	Degressionsexponent λ_{ET}
Strom	0,10735596	-0,0998	Braunkohle und -produkte	0,01431617	0,0000
Erdgas	0,02028090	-0,0663	Heizöl, schwer	0,00869196	0,0000
Steinkohle	0,00460163	0,0000	Heizöl, leicht	0,01380488	0,0000
Steinkohle-Koks	0,00562421	0,0000	Fernwärme	0,06703037	-0,1627

Quelle: /Mohr u. a. 1998/, /BMWi 2000/, /Stuttgarter Zeitung 1995/, /VEA 1995/, /VIK 1995/, /Schmitz 1996/

Zugrunde liegt dabei die Annahme, dass jeder Betrieb einer Wirtschaftsgruppe einen identischen Energieträgermix aufweist. Diese ist in der Realität natürlich nicht exakt gültig, allerdings lassen die vorhandenen, sehr aggregierten Daten nur eine derartige Vereinfachung zu. Abb. 3-3 stellt beispielhaft die abgeleitete Endenergiepreisfunktion für die Grundstoffchemie (Wirtschaftsgruppe 24.1) dar, aufgeschlüsselt nach den in die Preisbildung eingehenden Energieträgern. Es wird hier besonders deutlich, dass für die Mengenabhängigkeit der Endenergiepreise überwiegend die leitungsgebundenen Energieträger eine Rolle spielen.

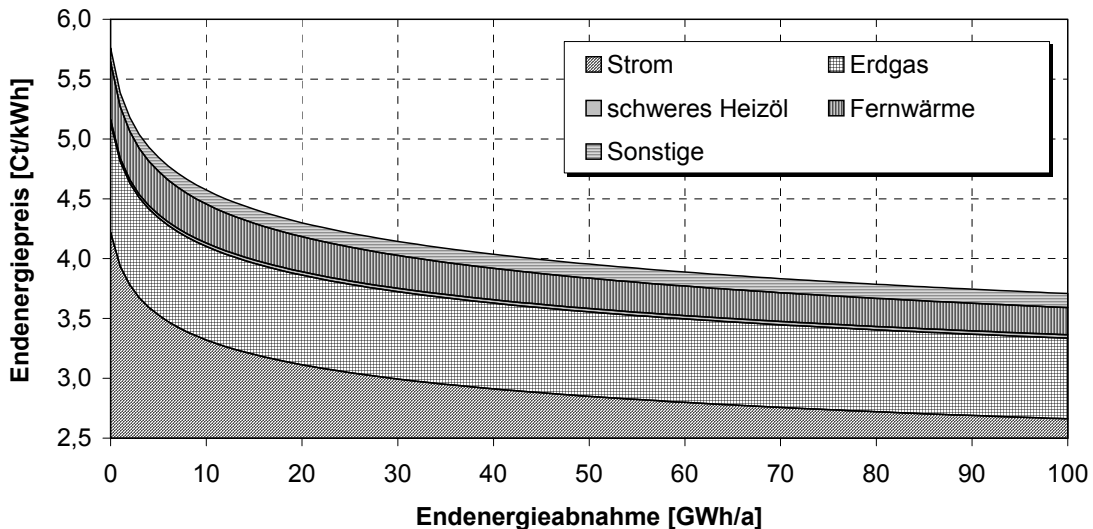


Abb. 3-3: Zusammensetzung der Endenergiepreisfunktion am Beispiel der Grundstoffchemie

Auf Basis der so ermittelten spezifischen Preisfunktionen für den Endenergiebezug in einer Wirtschaftsgruppe ist es nun möglich, aus den statistischen Daten zur Größen- und Energiekostenstruktur den durchschnittlichen Verbrauch pro Unternehmen der einzelnen Betriebsgrößenklassen einer Wirtschaftsgruppe numerisch abzuleiten (vgl. Tabelle 3-4) gemäß

$$V_{Seg,GK}^U \cdot n_{Seg,GK} \cdot p_{Seg,GK}^{Misch} = K_{Seg,GK} \quad [EP^{GK}=f(EV_U^{GK})] \quad (3-5)$$

mit: $V_{Seg,GK}^U$: Unternehmensspezifischer Verbrauch in der Größenklasse GK des Wirtschaftsgruppe WG
 $n_{Seg,GK}$: Anzahl der Unternehmen in der Größenklasse GK des Wirtschaftsgruppe WG
 $p_{Seg,GK}^{Misch}$: Energiemischpreis in der Größenklasse GK des Wirtschaftsgruppe WG
 $K_{Seg,GK}$: Energiegesamtkosten in der Größenklasse GK des Wirtschaftsgruppe WG

Tabelle 3-4: Endenergie-Verbrauchsstruktur der Grundstoffchemie ohne Modellkalibrierung

WG	Größenklasse [Besch.]	Spez. Verbrauch [GWh/Unter.]	Preis Energie [€/kWh]	Kosten			Verbrauch		spez. [TJ/Besch.]
				berechnet [T€]	Soll [T€]	Fehler (quadr.)	absolut [TJ]	[%]	
24.1	20-49	13,455	0,0448	45.269	45.277	0,0000	3.633	0,9	1,463090
	50-99	33,000	0,0412	76.135	76.160	0,0000	6.653	1,6	1,711974
	100-199	44,074	0,0401	56.540	56.554	0,0000	5.077	1,2	1,124295
	200-499	148,615	0,0358	186.051	186.220	0,0000	18.726	4,6	1,741263
	500-999	573,118	0,0315	325.561	326.144	0,0000	37.138	9,1	2,868247

>1.000	3.239,401	0,0269	2.530.182	2.572.690	0,0003	338.193	82,6	1,571166
insgesamt	-	-	-	-	0,0003	409.420	100,0	-
Soll nach Energiebilanz:						402.348	-	-

Es wird deutlich, dass dabei eine vollständige Konsistenz zur Energiebilanz BRD nicht erreicht werden kann. Dies liegt vor allem begründet in verschiedenen strukturellen Fehlerquellen und statistischen Ungenauigkeiten, die wie folgt zusammengefasst werden können:

- Geographische Unterschiede in den Energiepreisfunktionen: Die Energiebezugspreise in der Industrie schwanken zum Teil erheblich zwischen den Versorgungsgebieten. So betragen beispielsweise die geographisch bedingten Preisunterschiede für den Bezug von Erdgas bis zu 100 % /VEA 1995/. Eine geographisch ungleichmäßige Verteilung der Unternehmen z. B. einer Wirtschaftsgruppe (Standortschwerpunkte z. B. in Küstennähe) wirkt sich dadurch auf die Energiepreisfunktion unter Umständen deutlich aus.
- Laststrukturabhängige Preisunterschiede: Auch in Abhängigkeit der Laststruktur eines Unternehmens ergeben sich teilweise deutliche Unterschiede bezüglich der Endenergiebezugspreise. So variiert beispielsweise der durchschnittliche Strompreis in Abhängigkeit von den Jahresvollbenutzungsstunden um 10 % bis 20 % /VEA 1995/. Bestehen dann „branchentypische“ Laststrukturen ist auch hier mit einer Abweichung der tatsächlichen von der verwendeten durchschnittlichen Energiepreisfunktion zu rechnen.
- Bilanzraumbedingte Fehler: Aufgrund der Abgrenzung der Energiebilanz umfasst der darin ausgewiesene Verbrauch an elektrischer Energie auch Strom aus Eigenerzeugung. In der Energiekostenstruktur wird hierfür allerdings der Bezug an Brennstoffen für die Eigenerzeugung ausgewiesen, so dass sich insbesondere in Branchen mit einem hohen Eigenerzeugungsanteil ebenfalls Verschiebungen der Preisfunktion ergeben.

Unter der Voraussetzung, dass beide statistischen Quellen (die Energiebilanz BRD und Kostenstruktur der deutschen Unternehmen) höchstens geringe Fehler aufweisen, ist daher eine segmentspezifische Anpassung der Endenergiemischpreisfunktion erforderlich. Diese muss größenklassenübergreifend durchgeführt werden, da für ein detaillierteres Vorgehen eine statistisch nachvollziehbare Datengrundlage nicht verfügbar ist (vgl. Tabelle 3-5).

Tabelle 3-5: Endenergie-Verbrauchsstruktur der Grundstoffchemie mit Modellkalibrierung

WG	Größen- klasse [Besch.]	Spez. Verbrauch [GWh/Untern.]	Preis Energie [€/kWh]	Kosten			Verbrauch		
				berechnet [T€]	Soll [T€]	Fehler (quadr.)	absolut [TJ]	[%]	Spez. [TJ/Besch.]
24.1	20-49	13,021	0,0464	45.277	45.277	0,0000	3.516	0,9	1,415922
	50-99	31,942	0,0426	76.160	76.160	0,0000	6.439	1,6	1,657090
	100-199	42,658	0,0414	56.554	56.554	0,0000	4.914	1,2	1,088169
	200-499	143,950	0,0370	186.220	186.220	0,0000	18.138	4,5	1,686595
	500-999	555,690	0,0326	326.144	326.144	0,0000	36.009	8,9	2,781027
	>1.000	3.192,838	0,0278	2.572.688	2.572.688	0,0000	333.332	82,8	1,548582
	insgesamt	-	-	-	-	0,0000	402.348	100,0	-
Soll nach Energiebilanz:						402.348	-	-	
Preiskorrektur:		1,0303							

Die Hauptschwierigkeit bei der Übertragung der nun (prinzipiell beliebig detailliert) vorliegenden Endenergie-Verbrauchsstruktur des produzierenden Gewerbes auf die Ebene einzelner Länder besteht in der unterschiedlichen Auflösung der verfügbaren statistischen Daten zur Betriebsgrößenstruktur. So wird beispielsweise für Baden-Württemberg die Größenstruktur nur stark aggregiert auf der Ebene einzelner Wirtschaftsunterabschnitte ausgewiesen, wie dies in Tabelle 3-6 dargestellt ist. Dies hat zur Folge, dass strukturelle Unterschiede innerhalb einzelner Wirtschaftsunterabschnitte zwischen den beiden Betrachtungsräumen nicht direkt berücksichtigt werden können. Es ist vielmehr notwendig, die bundesweit ermittelten Ergebnisse mit Hilfe verfügbarer statistischer Daten auf Baden-Württemberg zu übertragen.

Tabelle 3-6: Betriebsgrößenstruktur der chemischen Industrie Baden-Württembergs im Jahr 1995

Bezeichnung nach /WZ 1993/	Größenklasse [Besch.]	Unternehmen [Anzahl]	Beschäftigten [Anzahl]
DG Chemische Industrie	20-49	94	2.877
	50-99	43	3.002
	100-199	49	6.815
	200-499	50	15.453
	500-999	16	11.433
	> 1.000	11	21.536
	insgesamt	263	61.116

Quelle: /Stat. Landesamt 2001/

Aufgrund der Verfügbarkeit kann hier die Verwendung von Beschäftigtenzahlen als struktureller Indikator nicht vermieden werden. Diese liegen für Baden-Württemberg zumindest auf der Ebene einzelner Wirtschaftsgruppen weitgehend vollständig vor (vgl. Tabelle 3-7). Allerdings müssen bereits auf dieser Detaillierungsebene vereinzelt auftretende datenschutzrechtlich bedingte Lücken aufgefüllt werden (vgl. Tabelle 3-7 – grau hinterlegte Werte).

Tabelle 3-7: Unternehmens- und Beschäftigtenstruktur in der chemischen Industrie in Deutschland und in Baden-Württemberg im Jahr 1995

Bez. nach /WZ 1993/	Baden-Württemberg			BRD		
	Unternehmen [Anzahl]	Beschäftigten [Anzahl]	Beschäftigten [Anteil]	Unternehmen [Anzahl]	Beschäftigten [Anzahl]	Beschäftigten [Anteil]
24	263	60.439	1,0000	1.268	549.538	1,0000
24.1	39	7.475	0,1237	245	249.837	0,4546
24.2	3	615	0,0116	17	4.471	0,0149
24.3	57	8.904	0,1681	268	48.999	0,1635
24.4	60	26.170	0,4941	269	106.537	0,3555
24.5	55	7.189	0,1357	210	64.442	0,2150
24.6	44	7.361	0,1390	226	52.190	0,1741
24.7	5	2.725	0,0514	33	23.062	0,0770

Quelle: /Stat. Landesamt 2001/, /Stat. Bundesamt, 1996/

Hier wiederum ist festzuhalten, dass auf Bundesebene eine entsprechend detaillierte Aufteilung des Endenergieverbrauchs auf Größenklassen und Wirtschaftsgruppen aus Datenschutzgründen ebenfalls nur in Einzelfällen möglich ist. So wird in der chemischen Industrie lediglich für die Grundstoffchemie die Betriebsgrößenstruktur vollständig angegeben, im Bereich der Sonstigen Chemie müssen einzelne Größenklassen zusammengefasst werden. Es ist also ein Kompromiss zu schließen zwischen dem Detaillierungsgrad bezüglich der Beschäftigtengrößenklassen sowie der wirtschaftlichen Struktur, wobei im Rahmen dieser Betrachtungen die möglichst detaillierte Auflösung bezüglich der Größenklassen angestrebt wurde.

Die so ermittelten Daten stimmen nicht exakt mit der Energiebilanz Baden-Württembergs überein. Dies lässt sich vor allem auf die unzureichende strukturelle Auflösung der verfügbaren statistischen Daten zurückführen, sowie auf Unterschiede im Energieträgermix der beiden Bilanzräume (vgl. Tabelle 3-8). Hier wird wiederum eine Anpassung der Verbrauchswerte vorgenommen, so dass die Eckwerte der Energiebilanz eingehalten werden.

Tabelle 3-8: Energieträgeranteile am Endenergieverbrauch der chemischen Industrie in Baden-Württemberg und der BRD

	Grundstoffchemie				Sonstige Chemische Industrie			
	BRD		Baden-Württemb.		BRD		Baden-Württemb.	
	Verbrauch [TJ]	Anteil [%]	Verbrauch [TJ]	Anteil [%]	Verbrauch [TJ]	Anteil [%]	Verbrauch [TJ]	Anteil [%]
Kohle	33.856	8,4	0	0,0	5.938	5,6	1.250	7,7
Koks	1.604	0,4	0	0,0	57	0,1	0	0,0
BK-Kohle	13.156	3,3	0	0,0	1.756	1,7	0	0,0
BK-Briketts	0	0,0	0	0,0	1.372	1,3	0	0,0
and. BK-produkte	5.029	1,2	0	0,0	0	0,0	0	0,0
leichtes Heizöl	2.449	0,6	171	1,6	6.580	6,3	1.197	7,4
schweres Heizöl	12.608	3,1	81	0,8	9.059	8,6	1.095	6,8
Flüssiggas	1.197	0,3	177*	1,7	16.110	15,3	2.378*	14,7
Raffineriegas	3.450	0,9	2.113*	20,1	0	0,0	0*	0,0
and. Mineralölprod.	199	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
Kokereigas	6.877	1,7	0	0,0	32	0,0	0	0,0
Erdgas	166.741	41,4	4.380	41,7	35.354	33,6	6.538	40,3
Strom	138.382	34,4	2.156	20,5	25.816	24,5	3.499	21,6
Fernwärme	16.800	4,2	1.416*	13,5	3.100	2,9	261*	1,6
Summe	402.348	100,0	10.494	100,0	105.174	100,0	16.218	100,0

Quelle: /AG Energiebilanzen 1999/, /Fahl 2002/

* - nicht explizit ausgewiesen, daher zugeordnet entsprechend der Energiebilanz BRD

Damit ergibt sich die industrielle Endenergieverbrauchsstruktur in Baden-Württemberg gemäß Abb. 3-4. Besonders deutlich wird dabei die sehr mittelständisch geprägte Unternehmenslandschaft, die dazu führt, dass über 97 % der Unternehmen mit einem Endenergieverbrauch unter 50 GWh jährlich auskommen. Demgegenüber stehen wenige Großunterneh-

men (rd. 3 % der Betriebe), auf die fast die Hälfte des industriellen Endenergieverbrauchs in Baden-Württemberg entfällt. Die 20 % größten industriellen Verbraucher verursachen 80 % des industriellen Endenergieeinsatzes, auf die 20 % kleinsten hingegen weniger als 1 %.

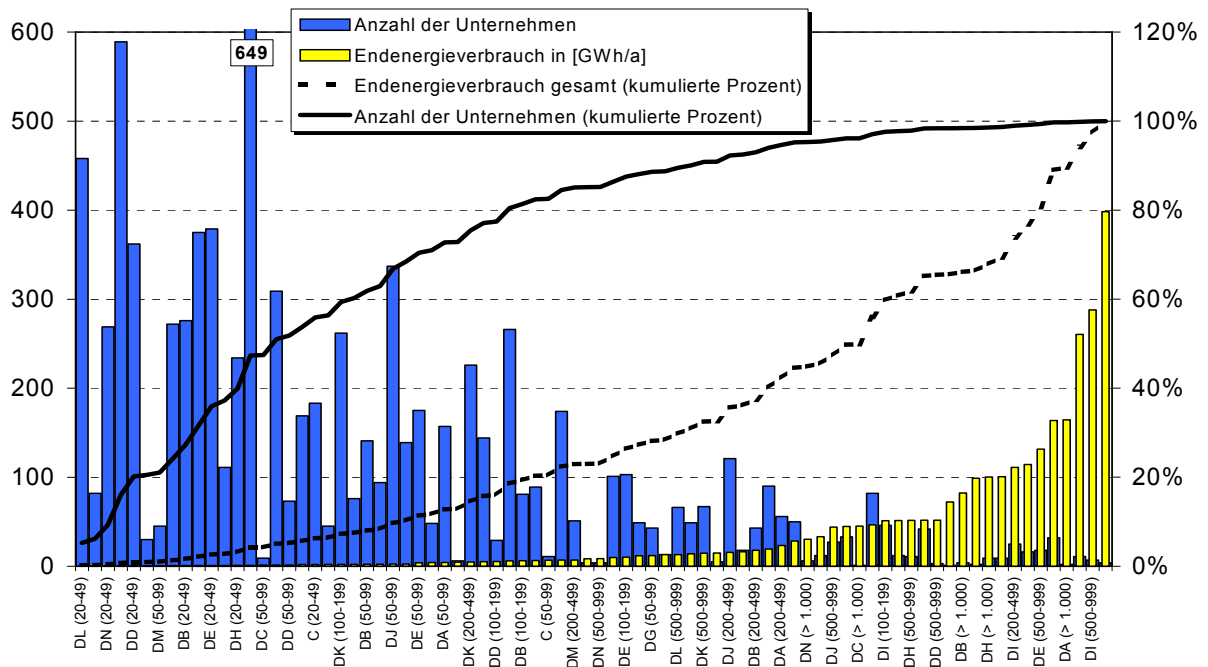


Abb. 3-4: Endenergieverbrauchsmatrix in der Industrie Baden-Württembergs nach Wirtschaftsunterabschnitten und Betriebsgrößenklassen

3.1.2 Analyse der Endenergie-Anwendungsstruktur

Im nächsten Schritt gilt es, den Endenergieverbrauch nach Energieanwendungen zu differenzieren. Dazu weisen verschiedene Studien die anteilmäßige Verteilung des Endenergieverbrauchs im produzierenden Gewerbe aus, in mehr oder weniger detaillierter Weise. Tabelle 3-9 zeigt dazu am Beispiel der chemischen Industrie, dass ein direkter Vergleich aufgrund unterschiedlicher Bilanzgrenzen der verschiedenen Quellen zwar schwierig ist, die Ergebnisse der Studien aber häufig ähnlich sind. Gleichzeitig wird deutlich, dass trotz unterschiedlicher Betrachtungsjahre die Verteilung des Energieverbrauchs ebenfalls weitgehend konstant bleibt und so von einer zeitlichen Konstanz über einen längeren Betrachtungszeitraum ausgegangen werden kann. Für die vorliegende Betrachtung wurde als Referenz /FfE 1989/ gewählt, da diese Studie insgesamt die detaillierteste Aufgliederung aufweist (vgl. Tabelle 3-9). Zudem weist sie für die Anwendungsbereiche sowohl den elektrischen wie auch den Brennstoffbedarf aus, so dass einerseits die Produktionsstruktur aber auch Unterschiede im Energieträgermix der Wirtschaftsunterabschnitte berücksichtigt werden können.

Tabelle 3-9: Quellenvergleich der Endenergie-Anwendungsstruktur in der chemischen Industrie

Branche	Quelle	Kraft ¹ [%]	Licht ¹ [%]	Elektrolyse ¹ [%]	Warmwasser ¹ [%]	Raumwärme ¹ [%]	Prozesswärme davon auf Temperaturniveau [°C] ²							Gesamt ¹ [%]
							< 100 [%]	100-200 [%]	200-300 [%]	300-400 [%]	400-500 [%]	> 500 [%]	nicht zug. [%]	
Chemische Industrie	/Mohr 1998/	18,5	0,9	8,6	-	5,7	20,4		30,9			48,7	-	66,3
Chemie	/Hofer 1994/	k. A.					12,6		36,4			51,0	-	k. A.
Chemie	/FfE 1989/	17,3	0,7	8,2		5,3	5,8		38,8			52,4	3,0	68,7
Chem. Grundstoffe	/FfE 1989/	17,2	0,7	8,1		5,3	5,8		38,8			52,4	3,0	68,7
Erz. f. Landwirtschaft	/FfE 1989/	20,2	0,9	9,5		4,9	5,8		38,5			51,9	3,8	64,6
Pharma	/FfE 1989/	12,8	0,5	5,9		5,9	5,7		39,3			52,9	2,1	74,9
Chemiefasern	/FfE 1989/	19,0	0,8	9,0		5,1	5,8		38,7			52,2	3,4	66,0
Rest/Spaltstoffe	/FfE 1989/	13,0	0,5	6,3		5,7	5,9		39,3			52,8	2,0	74,4
Grundstoffchemie	/FhG-ISI 1999/	k. A.					23,1 ³		28,3 ³			48,6 ³	-	k. A.
sonst. chem. Industrie	/FhG-ISI 1999/	k. A.					21,7 ³		28,8 ³			49,5 ³	-	k. A.

¹ – bezogen auf Endenergieverbrauch insgesamt (Strom und Brennstoffe)

² – bezogen auf Endenergieverbrauch für Prozesswärme (Strom und Brennstoffe)

³ – bezogen auf Gesamtwärmebedarf (ohne Strom)

Im Fall der Chemie weisen alle in /FfE 1989/ ausgewiesenen Segmente fast identische Anwendungsstrukturen auf, so dass hier keine Anpassung notwendig ist. Dies trifft allerdings nur bedingt für andere Bereiche des verarbeitenden Gewerbes zu, so dass zur Berücksichtigung unterschiedlicher struktureller Gegebenheiten u. U. eine Gewichtung der ausgewiesenen Werte entsprechend der Beschäftigtenzahl einzelner Wirtschaftsgruppen erforderlich ist.

Auf dieser Grundlage lässt sich nun der Endenergiebedarf der Unternehmen auf die einzelnen Anwendungen aufteilen, wobei sich der elektrische Endenergieeinsatz aus der Energiebilanz, die Aufteilung des Brennstoffbedarfs aus obigen Überlegungen ergibt.

Tabelle 3-10: Endenergieverbrauch nach Anwendungen und Größenklassen in der chemischen Industrie in Baden-Württemberg

Bez. nach /WZ 1993/	Größenklasse	Unternehmensspezifischer Energieverbrauch							
		Endenergie (gesamt)	Strom	Brennstoffe (gesamt)	Warmwasser	Brennstoffe für Wärmebedarf			Prozesswärme
						Raumwärme	< 100 °C	100 – 500 °C	
[Besch.]	[GWh/U.]	[GWh/U.]	[GWh/U.]	[GWh/U.]	[GWh/U.]	[GWh/U.]	[GWh/U.]	[GWh/U.]	[GWh/U.]
DG Chemische Industrie	20-49	1,752	0,464	1,287	0,006	0,093	0,071	0,471	0,636
	50-99	9,142	2,423	6,718	0,034	0,484	0,369	2,459	3,320
	100-199	9,005	2,387	6,618	0,033	0,476	0,363	2,422	3,270
	200-499	21,571	5,718	15,853	0,079	1,141	0,870	5,802	7,833
	500-999	87,226	23,123	64,103	0,321	4,615	3,519	23,462	31,673
	> 1.000	198,577	52,641	145,936	0,730	10,507	8,012	53,413	72,107

Prinzipiell ist auch die Zuordnung des elektrischen Endenergieeinsatzes auf die verschiedenen Anwendungsbereiche möglich, allerdings ist bei einer Betrachtung im Hinblick auf das Potenzial der Abwärmenutzung von Brennstoffzellen der Stromverbrauch für Wärmeanwendungen auszuklammern. Dies liegt darin begründet, dass elektrische Wärmeanwendungen nur sehr bedingt durch die Nutzung von Abwärme substituiert werden können. Dabei gilt für:

- die Anwendung *Warmwasser*, dass hier von einer dezentralen Warmwasserbereitstellung ausgegangen werden kann, und somit keine zentrale Abwärmenutzung möglich ist;
- die Anwendung *Raumwärme*, dass hier ebenfalls von Sonderanwendungen bzw. dezentralen Strukturen auszugehen ist;
- die Anwendung *Prozesswärme*, dass hier der Einsatz elektrischer Energie zum Teil ebenfalls infrastrukturelle, überwiegend aber auch regelungstechnische Gründe hat.

3.1.3 Ermittlung von Leistungsklassen

Ausgehend von durchschnittlichen Jahresvolllaststunden für einzelne Anwendungen in den verschiedenen Größenklassen kann auf Basis der Energieverbrauchsstruktur auf die benötigte Spitzenleistung in der Industrie rückgeschlossen werden. Tabelle 3-11 zeigt dies wiederum für die chemische Industrie, die zugrundeliegenden Volllaststunden der einzelnen Bereiche werden in den folgenden Abschnitten genauer diskutiert.

Tabelle 3-11: Spitzenlasten nach Anwendung und Größenklassen in Baden-Württemberg (1995)

Bezeichnung nach /WZ1993/	Größen- klasse [Besch.]	Raumwärme / Warmwasser (Brennstoffe) [MW]	Spitzenlast			Strom [MW]	
			Prozesswärme (Brennstoffe)				
			< 100 °C [MW]	100 – 500 °C [MW]	> 500 °C [MW]		
DG	Chemische Industrie	20-49	0,073	0,040	0,267	0,360	0,143
		50-99	0,383	0,139	0,929	1,254	0,519
		100-199	0,376	0,137	0,916	1,237	0,513
		200-499	0,902	0,312	2,078	2,805	1,057
		500-999	3,647	1,064	7,093	9,576	3,496
		> 1.000	8,303	1,951	13,010	17,563	7,188

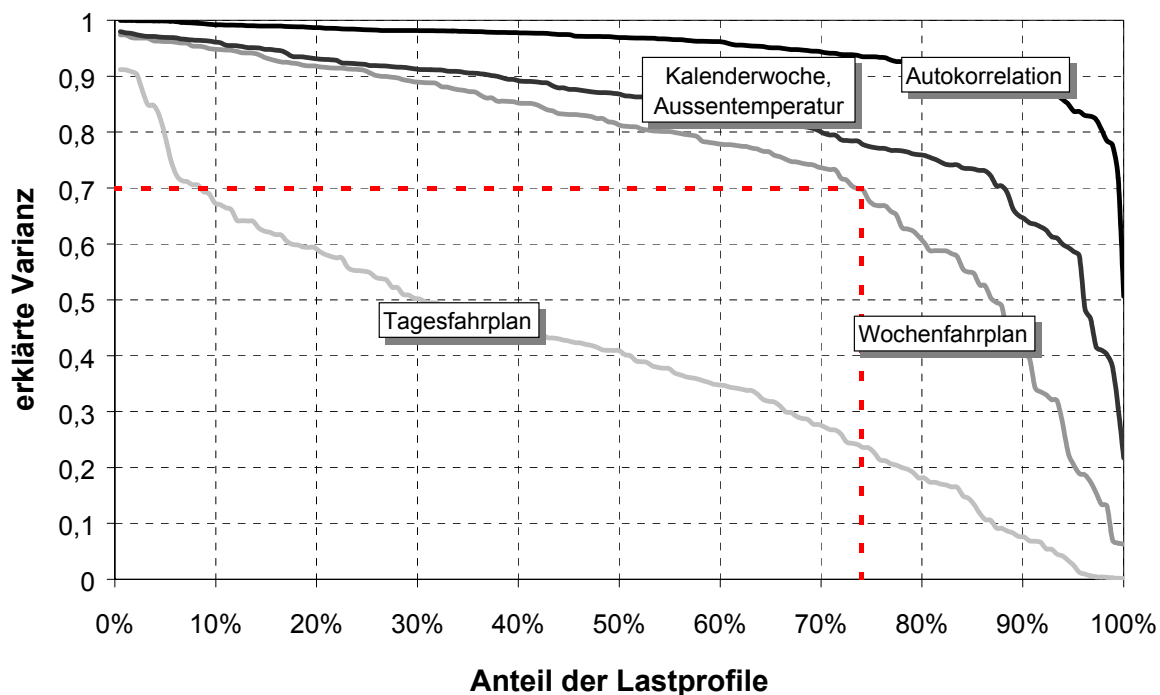
Lastverlauf und Volllaststunden für den elektrischen Energiebedarf

Da nicht für alle Wirtschaftsunterabschnitte gemessene Lastgänge vorliegen, muss eine Zuordnung von Lastverläufen aufgrund bekannter Merkmale erfolgen. Dabei ist wesentlich, dass nach /Weber u. a. 2001/ ein großer Anteil der auftretenden Schwankungen im elektrischen Lastverlauf durch Stunden- und Tageseinflüsse erklärt werden kann. Abb. 3-5 zeigt dazu die Bedeutung verschiedener kausaler Einflussgrößen anhand der geordneten kumulierten Häu-

figkeit für die Varianzerklärung¹³. Ausgehend vom alleinigen Einfluss der Unterscheidung zwischen Stunden am Tag (Tagesfahrplan) sind dabei sukzessive die kumulierten Häufigkeiten aufgetragen, die sich bei schrittweisem Hinzunehmen der weiteren Einflussfaktoren:

- die Unterscheidung zwischen Tagen der Wochen (Wochenfahrplan),
- saisonale Einflüsse (Kalenderwoche und Außentemperatur) sowie
- autokorrelierte Einflüsse

für die erklärten Varianzanteile ergeben. Anders ausgedrückt bedeutet dies, dass von links unten nach rechts oben die Erklärbarkeit der Lastprofile steigt.



Quelle: /Weber u. a. 2001/

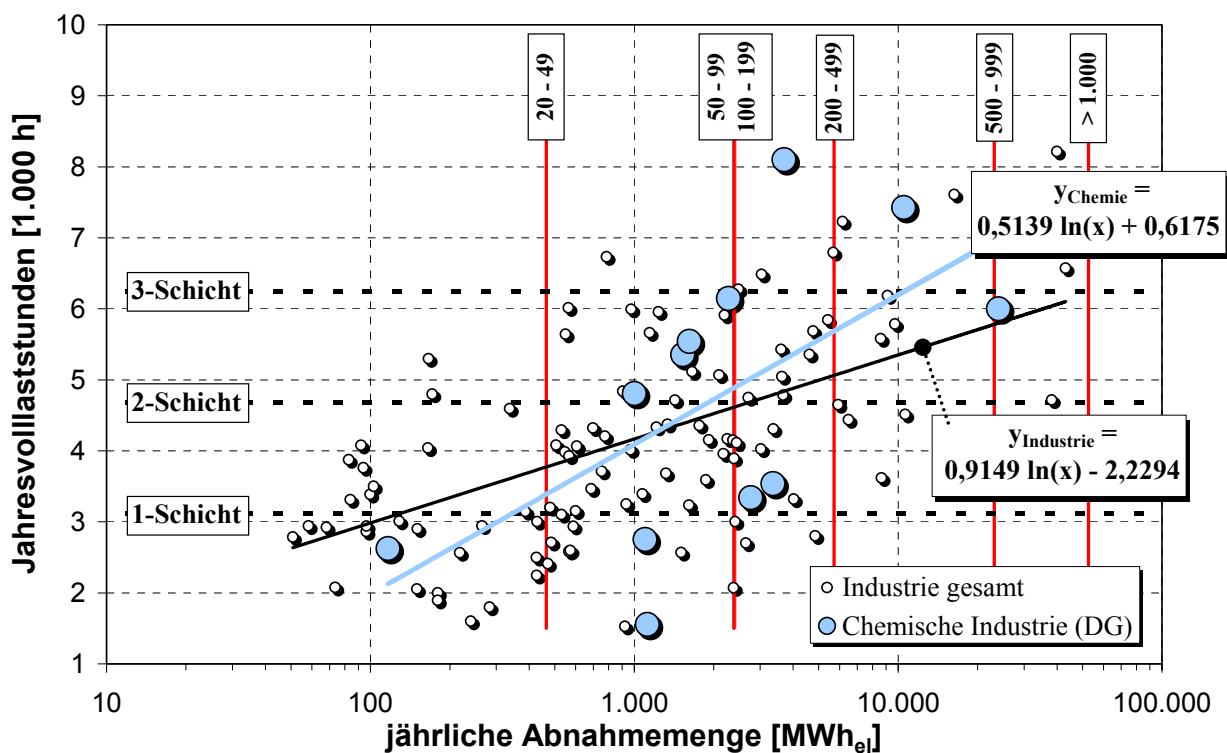
Abb. 3-5: Kausale und statistische Einflüsse auf industrielle Stromlastprofile

Insgesamt zeigt sich also, dass der elektrische Lastverlauf eines Unternehmens zum größten Teil durch kausale und darunter vor allem zeitliche Parameter bestimmt wird, also durch einen Wochenfahrplan gut beschrieben werden kann. Stochastische und nicht erklärbare Anteile hingegen spielen eine geringe Rolle. In Abb. 3-5 ist als Beispiel dargestellt, dass sich rund 70 % der industriellen Lastprofile zu annähernd 70 % allein durch zeitliche Einflüsse im Wochenverlauf erklären lassen. Da entsprechend die Kalenderwoche und die Außentemperatur einen nur geringen Einfluss haben, kann mit einer typischen Woche der größte Teil des elekt-

¹³ Dabei werden ähnlich einer Jahresdauerlinie in der Kraftwerkstechnik die Merkmalsausprägungen der erklärten Gesamtvarianz sortiert nach deren Größe aufgetragen, so dass bei einer vorgegebenen Mindestklärbarkeit eines elektrischen Lastprofils direkt der Anteil der Stromlastprofile (in der untersuchten Stichprobe) abgelesen werden kann, für den diese Erklärbarkeit mindestens erreicht wird.

rischen Bedarfs eines Industrieunternehmens im Zeitverlauf beschrieben werden. Umgekehrt folgt daraus, dass der zeitliche Ablauf des Betriebs, d. h. der Schichtbetrieb, die hauptsächlich erklärende Größe für das elektrische Lastprofil industrieller Objekte darstellt.

Weiterhin weisen die Untersuchungen von /Weber u. a. 2001/ eine Korrelation der elektrischen Jahresvolllaststunden und der mittleren Stromabnahmemenge industrieller Unternehmen aus, so dass mit steigender Bezugsmenge die Jahresvolllaststunden tendenziell ansteigen (vgl. Abb. 3-6). Dieser Trend lässt sich für die im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten aggregierten Betrachtungen mit Hilfe eines logarithmischen Zusammenhangs näherungsweise beschreiben und so branchenspezifisch modellieren (vgl. Abb. 3-6).

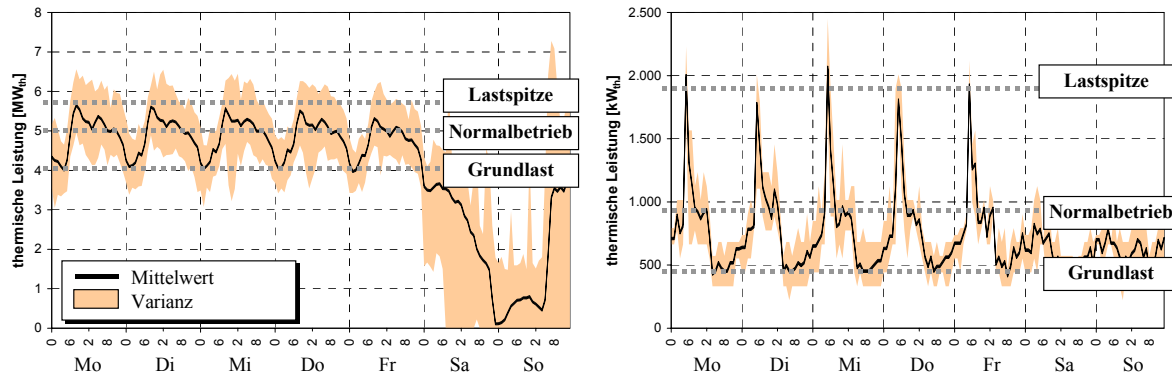


Quelle: /Weber u. a. 2001/

Abb. 3-6: Jahresvolllaststunden für den Bezug elektrischer Energie industrieller Abnehmer in Abhängigkeit der jährlichen Abnahmemenge

Lastverlauf und Volllaststunden für den Prozesswärmebedarf

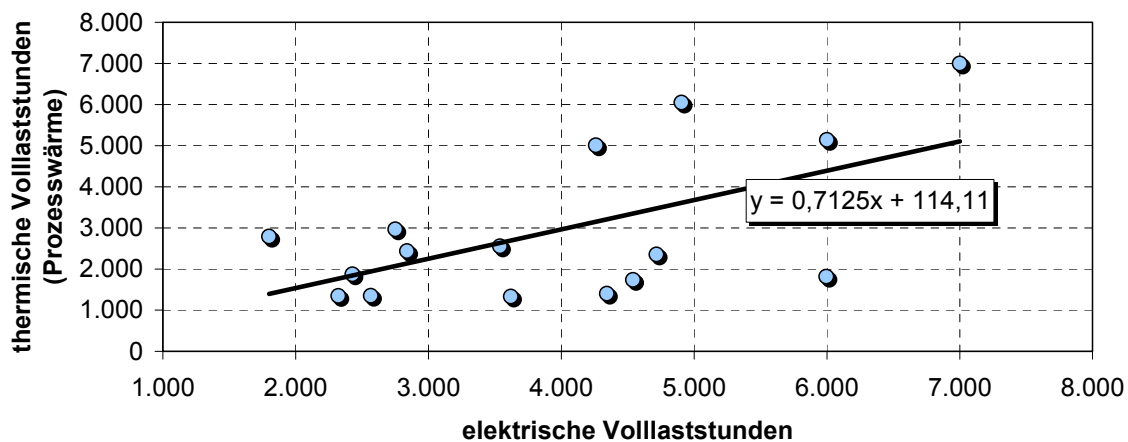
Ähnlich wie das elektrische Lastprofil wird der Prozesswärmebedarf im industriellen Bereich überwiegend durch zeitliche Einflüsse bestimmt, wie die folgenden ausgewählten Beispiele verdeutlichen. Haupteinfluss auf die zeitliche Charakteristik des Prozesswärmebedarfs hat demnach wiederum der Schichtbetrieb, der somit ein verbindendes Element zum elektrischen Lastgang darstellt und zu einer hohen Gleichzeitigkeit von Strom- und Wärmebedarf führt.



Quelle: /IER 2003a/

Abb. 3-7: Beispiele für typische Wochenlastgänge des Prozesswärmebedarfs eines industriellen Versorgungsobjektes und deren Varianz

Allerdings zeigen obige Abbildungen auch, dass im Unterschied zu typischen elektrischen Lastprofilen im Fall des Prozesswärmebedarfs in der Regel eine Lastspitze zu Beginn einer Schicht bzw. eines Arbeitstages auftritt. Dies ist darauf zurückzuführen, dass Arbeitsmittel auf Betriebstemperatur gebracht werden müssen. Beobachten lassen sich dabei Lastspitzen in Höhe von typischerweise rund 30 % bis 100 % des normalen Betriebs an Arbeitstagen (vgl. Abb. 3-7). Entsprechend ist davon auszugehen, dass die Volllaststunden des Prozesswärmebedarfs eines Industrieunternehmens zum Teil deutlich unter den Volllaststunden dessen elektrischen Bedarfs liegen, also nicht perfekt mit diesen korreliert sind. Mit den Angaben aus verschiedenen Quellen zu den jeweiligen elektrischen und thermischen Volllaststunden verschiedener Betriebe zeigt sich somit auch ein unterproportionaler aber näherungsweise linearer Zusammenhang (vgl. Abb. 3-8). Dieser kann genutzt werden, um aus den vorliegenden elektrischen Volllaststunden eines Betriebes auf dessen thermische Volllaststunden zu schließen. Diese wiederum erlauben die Zuordnung von Prozesswärmebedarfsprofilen.



Quelle: /TÜV 2000/, /FfE, ECH 2002/, /Fichtner 1988/, /Meyer, Radgen 2000/,
/Suttor, Jochem 2000/, /ZREU 2000/

Abb. 3-8: Numerische Bestimmung der Korrelation zwischen den Strom- und den Prozesswärmeverbrauchsvolllaststunden in der Industrie

Da nicht ausreichend gemessene Lastprofile für Prozesswärme vorliegen, wird der Bedarfsverlauf in Abhängigkeit von den Volllaststunden und dem Schichtbetrieb wie in Abb. 3-9 angenommen. Entsprechend der beobachteten unterschiedlichen Höhe der Lastspitze ist dabei eine Anpassung der Bedarfsprofile möglich (gestichelte Kurven) entsprechend der berechneten thermischen Volllaststunden. Weiterhin wird außerhalb der Betriebszeiten der Prozesswärmebedarf durchweg zu null gesetzt. Dies ist eine vorsichtige Abschätzung, die dazu führt, dass die möglichen Vollbenutzungsstunden von Brennstoffzellen eher unterschätzt werden.

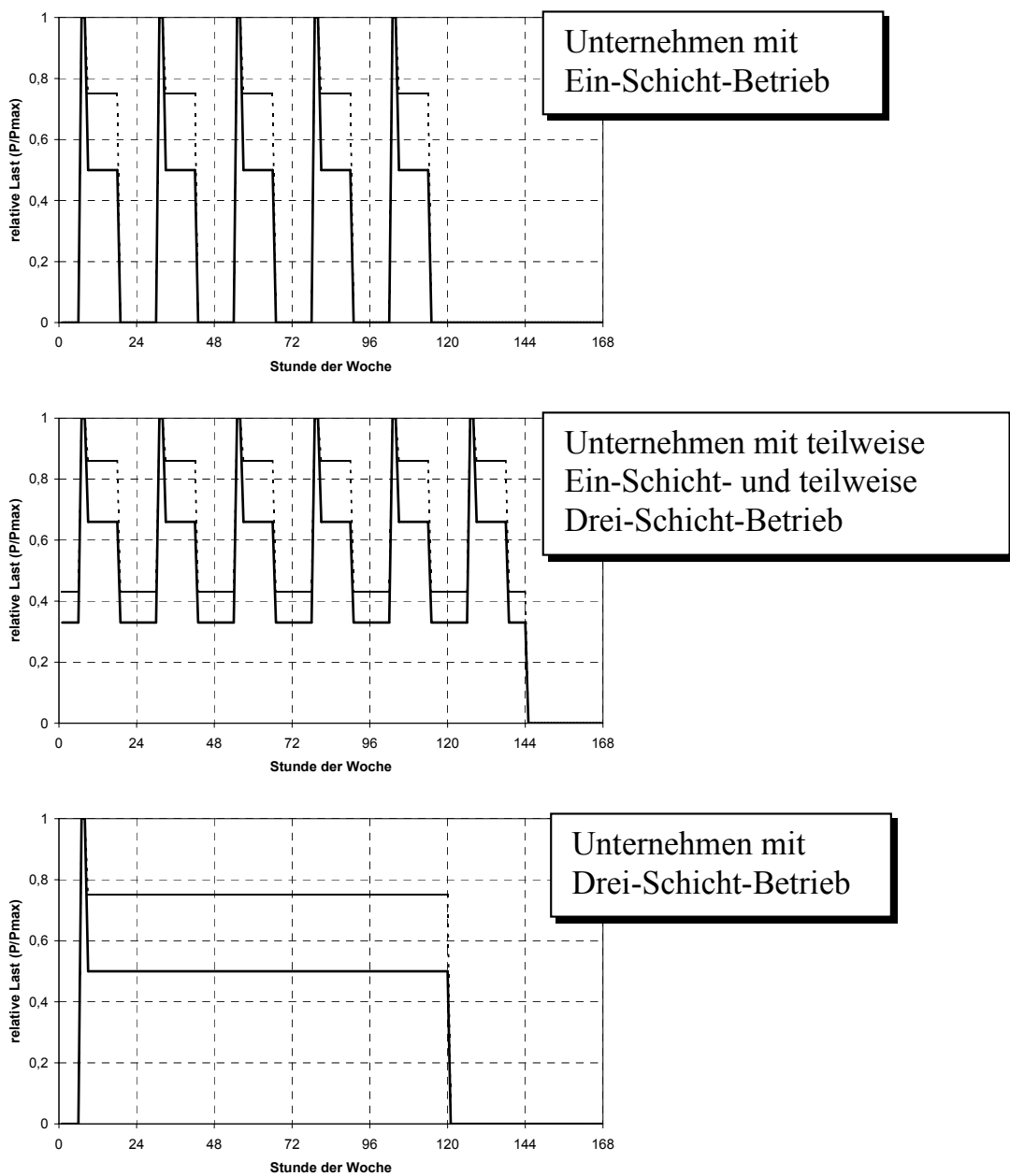


Abb. 3-9: Beispiele synthetisierter Lastverläufe für den Prozesswärmebedarf als Ergänzung gemessener Profile (Ein-Schicht-Betrieb, Drei-Schicht-Betrieb und ein Unternehmen mit teilweise Ein-Schicht-, teilweise Drei-Schicht-Betrieb)

Lastverlauf und Volllaststunden für den Raumwärme- und Warmwasserbedarf

Wie die Anwendungsstruktur zeigt, spielt der Raumwärme- und insbesondere der Warmwasserbedarf in der Industrie eine eher untergeordnete Rolle. Vereinfachend werden diese daher zusammengefasst und anhand der Vollbenutzungsstunden für Raumwärme von Bürogebäuden gemäß /VDI 2067 Blatt 2/ bewertet, die auszugsweise in Tabelle 3-12 dargestellt sind. Durchschnittlich ergibt sich über alle für Baden-Württemberg angegebenen Werte eine durchschnittliche Volllaststundenzahl für diese Anwendung von rd. 1.850 h.

Tabelle 3-12: Beispielhafte Jahres-Vollbenutzungsstunden für den Heizwärmeverbrauch von Bürogebäuden für verschiedene Standorte in Baden-Württemberg

Ort	f_V	b_{VH}	Ort	f_V	b_{VH}
Aulendorf	1,155	1.964	Freudenstadt	1,163	1.977
Baden-Baden	1,047	1.780	Friedrichshafen	1,109	1.885
Badenweiler	1,070	1.819	Gschwend	1,132	1.924
Birkenfeld	1,101	1.872	Heidelberg	1,039	1.766
Buchen	1,132	1.924	Heidenheim	1,155	1.964
Donaueschingen	1,171	1.991	Bad Herrenalb	1,093	1.858
Freiburg	1,054	1.792	Karlsruhe	1,062	1.805

f_V – Umrechnungsfaktor für die Vollbenutzungsstunden anderer Orte als Düsseldorf

b_{VH} – Vollbenutzungsstunden

Quelle: /VDI 2067 Blatt 2/

3.1.4 Diskussion der Ergebnisse

Es stehen nun Durchschnittswerte für die Energiekenngrößen, aufgeschlüsselt nach Anwendungen, zur Verfügung, differenziert nach den Wirtschaftsunterabschnitten sowie den Betriebsgrößenklassen des produzierenden Gewerbes in Baden-Württemberg. Eine derartige Beschreibung spiegelt die tatsächliche Situation natürlich nur eingeschränkt wieder, da auch innerhalb der Betriebsgrößenklassen die Unternehmensgröße und andere Faktoren variieren, was auch eine Variation der einzelnen Verbrauchs- bzw. Spitzenlastdaten zur Folge hat. Um diesen Effekt zu berücksichtigen wird eine lineare Verteilung der Betriebsgrößen innerhalb der vorgegebenen Beschäftigtengrenzen angesetzt (vgl. Abb. 3-10). Die Parameter für die Verteilung werden dabei jeweils aus den segment- und betriebsgrößenklassenspezifischen Angaben zu den Beschäftigtengrenzen und dem Beschäftigtenmittelwert abgeleitet.

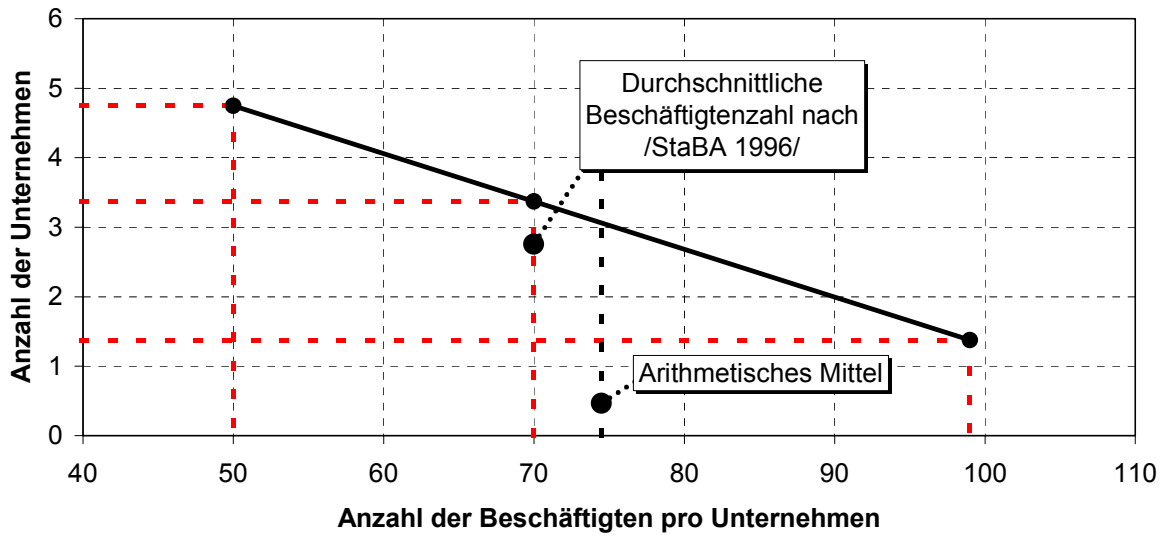


Abb. 3-10: Wahrscheinlichkeitsverteilung der Beschäftigten pro Unternehmen über die Betriebsgrößenklasse „50 bis 99 Beschäftigte“ hinweg

Damit ergibt sich die in Abb. 3-11 dargestellte Struktur des Spitzenlastbedarfs in der Industrie Baden-Württembergs. Der Wärmebedarf wurde dabei entsprechend den für Brennstoffzellenanlagen bzw. anderen KWK-Systemen relevanten Temperaturklassen aggregiert.

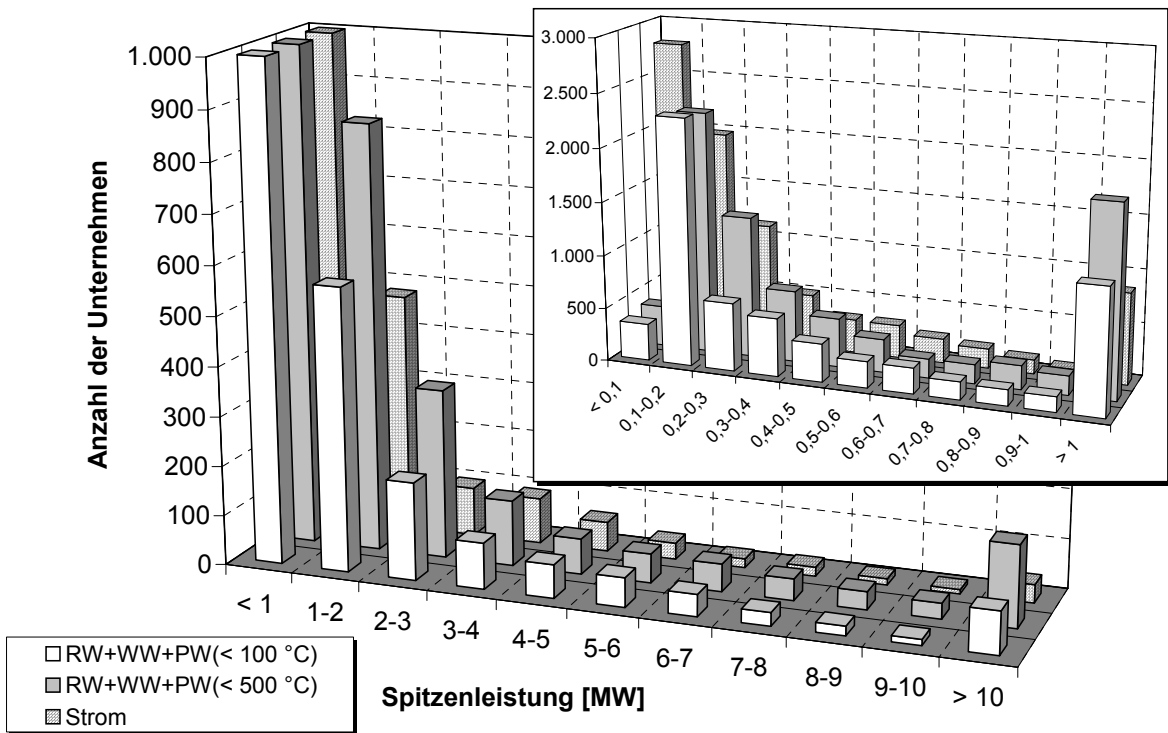


Abb. 3-11: Bedarfsstruktur der Strom- und Wärmenachfrage bis zu einem Temperaturniveau von 500 °C in der Industrie Baden-Württembergs

Bei der Anzahl der möglichen Einsatzfälle für stationäre Brennstoffzellensysteme zeigt sich ein deutlicher Schwerpunkt im Bereich kleiner bis kleinster Spitzenlasten für den elektrischen wie auch den thermischen Endenergiebedarf von unter 1 MW. Dies legt nahe, dass für die angestrebte Erschließung von Massenmärkten für stationäre Brennstoffzellen kurz- bis mittelfristig vor allem kleine Anlagen (deutlich) unter 1 MW_{el} elektrischer Leistung Vorteile bieten. Mit Rückblick auf die abgeleitete Energieverbrauchsstruktur (vgl. Abb. 3-4) wiederum bleibt die Erschließung der relativ geringen Anzahl von Einsatzfällen für Brennstoffzellenanlagen großer Leistung insofern interessant, als diese den größten Teil der Energie- und Emissionsminderungspotenziale in Baden-Württemberg darstellen.

3.2 Energieverbrauchsstruktur der Haushalte in Baden-Württemberg

Werden Prozesswärmeanwendungen in Form von z. B. Kochen mit Erdgas, die nicht durch Abwärmenutzung bedient werden können, vernachlässigt, gliedert sich der Endenergieeinsatz privater Haushalte in die Bereiche Strom, Trinkwassererwärmung und Raumwärme. Für diese werden im Folgenden die verbrauchsbestimmenden Faktoren dargestellt und zu einer Verbrauchsmatrix repräsentativer Versorgungsfälle für Baden-Württemberg aufbereitet. Dazu werden basierend auf /Ebel u. a. 1990/ und /Ebel u. a. 1995/ folgende Gebäudetypen gebildet:

- Ein- bzw. Zweifamilienhaus (12FH),
- Reihenhaus bzw. Doppelhaushälfte (RDH),
- Kleines Mehrfamilienhaus mit bis zu sechs Wohneinheiten (MFH6),
- Großes Mehrfamilienhaus mit sieben bis zwölf Wohneinheiten (MFH12) und
- Hochhaus bzw. Blockbau (HBB),

mit denen die baulich konstruktiven Merkmale des Bestandes an Wohngebäuden repräsentativ dargestellt werden können. Der Gebäudebestand in Baden-Württemberg kann des Weiteren in acht Baualtersklassen eingeteilt werden (vgl. Tabelle 3-13), orientiert an den Verfassungs- und Gebietsänderungen sowie den Zeitpunkten, zu denen für den Wohnungsbau wichtige Rahmenrichtlinien (z. B. die Wärmeschutzverordnung) wirksam wurden /Blesl 2002/.

Tabelle 3-13: Anzahl der Wohngebäude im Bestand Baden-Württembergs differenziert nach Gebäudetypen und Baualtersklassen im Jahr 2002

Baujahr	EFH	RDH	MFH6	MFH12	HBB
bis 1918	86.290	211.050	49.580	12.310	-
1918-48	59.810	142.520	34.460	8.280	-
1949-57	93.150	173.720	56.410	8.920	-
1958-68	70.550	131.570	42.720	6.760	10.000
1969-78	86.900	230.000	46.640	7.360	8.000
1979-83	48.670	107.560	17.980	5.390	-
1984-94	54.430	143.440	27.980	8.050	-
ab 1995	30.950	44.790	12.780	2.740	-

Quelle: Fortschreibung der Ergebnisse aus /Blesl 2002/

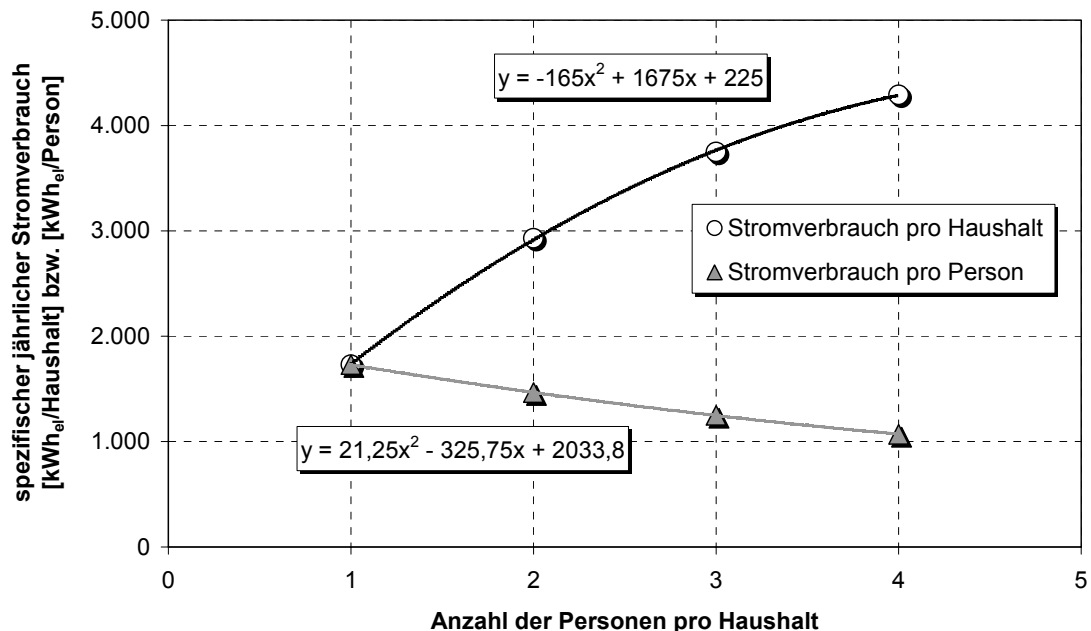
Neben einem Grundbedarf an **elektrischer Energie**, der weitgehend unabhängig von der Personenbelegung eines Haushaltes ist, umfasst der private Stromverbrauch den Bedarf, der sich durch die individuelle Geräteausstattung ergibt. Entsprechend sinkt der personenspezifische Stromverbrauch je Haushalt mit zunehmender Haushaltsgröße ab (vgl. Abb. 3-12).

In Verbindung mit der durchschnittlichen Belegung der Gebäude in Baden-Württemberg (vgl. Tabelle 3-14) ergibt sich daraus die Bedarfsmatrix für Strom.

Tabelle 3-14: Durchschnittliche Anzahl der Personen in den Wohngebäuden Baden-Württembergs differenziert nach Gebäudetypen und Baualtersklassen im Jahr 2002

Baujahr	EFH	RDH	MFH6	MFH12	HBB
bis 1918	4,55	2,31	7,73	12,19	-
1918-48	4,52	2,33	6,08	13,09	-
1949-57	4,61	2,36	6,01	12,03	-
1958-68	4,61	2,36	8,42	14,03	32,08
1969-78	5,18	2,67	9,62	14,64	41,81
1979-83	6,53	2,92	10,71	19,28	-
1984-94	7,79	2,92	11,14	21,42	-
ab 1995	5,91	2,90	9,64	16,05	-

Quelle: eigene Berechnung nach /Blesl 2002 b/, /Stat. Landesamt 2002/



Quelle: /VDEW 1997/

Abb. 3-12: Spezifischer jährlicher Stromverbrauch (ohne Heizung) privater Haushalte in Abhängigkeit von der Haushaltsgröße

Die Bestimmung des **Raumwärmebedarfes** der Typgebäude wurde in /Blesl 2002/ aufbauend auf /Ebel u. a. 1990/, /Ebel u. a. 1995/ u. a. ermittelt. Diese Ergebnisse zum Wärmebedarf in Baden-Württemberg werden im Folgenden durch Fortschreibung und Aktualisierung für die Ableitung repräsentativer Einsatzfälle im Bereich privater Haushalte genutzt.

Die resultierende Wärmebedarfsmatrix zeigt dabei erwartungsgemäß einen deutlichen Verbrauchsschwerpunkt im Bereich bis rd. 30.000 kWh/a. Auf diese Gebäude entfällt in Baden-Württemberg ca. 80 % des Gebäudebestandes (vgl. Abb. 3-13). Bezüglich der Verteilung des Raumwärmebedarfes zeigt sich im Gegensatz zum Endenergieverbrauch der Industrie eine relativ gleichmäßige Verteilung über die verschiedenen Gebäudetypen und –altersklassen hinweg. So entfallen auf die 20 % der Gebäude mit dem niedrigsten gebäudebezogenen Raumwärmeverbrauch immerhin mehr als 10 % des gesamten Raumwärmeverbrauchs. Auf die 20 % raumwärmeintensivsten Gebäude entfallen umgekehrt rd. 35 % des Gesamtbedarfs.

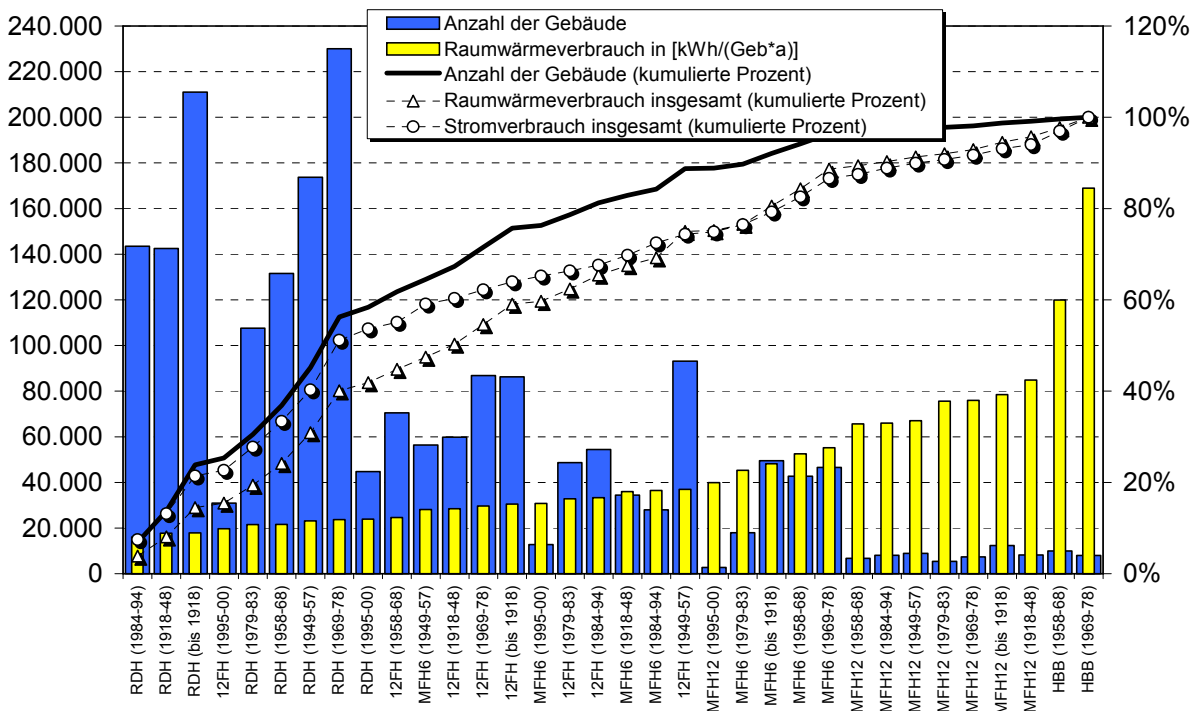
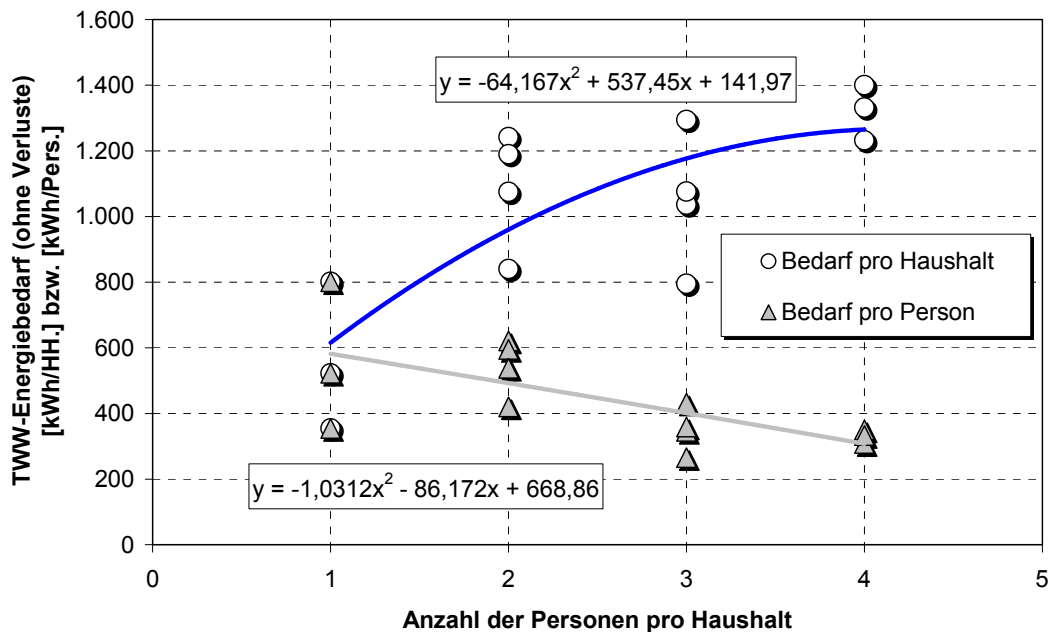


Abb. 3-13: Raumwärme- und Stromverbrauchsmatrix der Haushalte in Baden-Württemberg nach Gebäudetypen und -baualtersklassen

Der Bedarf für **Trinkwassererwärmung** in privaten Haushalten schließlich wird von unterschiedlichen Stellen angegeben, beispielsweise in /VDI 2067 Blatt 2/. In der Regel basieren diese Daten jedoch nicht auf einer detaillierten statistischen Grundlage. Daher wird der Warmwasserbedarf für die folgenden Betrachtungen gemäß /Loose 1991/ modelliert, basierend auf der empirischen Analyse von rund 100 privaten Haushalten.

Ähnlich dem Strombedarf kann dabei auch hier die Personenabhängigkeit mit Hilfe einer Näherungsformel modelliert und über die durchschnittliche Haushaltsgröße und der Gebäudetypenmatrix für Baden-Württemberg hochgerechnet werden. Nicht berücksichtigt sind dabei allerdings auftretende Verteilungsverluste, die vor allem durch das installierte Warmwasserbereitstellungssystem bedingt sind. Die thermischen Verluste können zwischen 15 % und 60 % des eigentlichen Endenergiebedarfs zur Trinkwassererwärmung ausmachen /Loose 1991/ und sind entsprechend in der Modellbildung zu berücksichtigen.



Quelle: /Loose 1991/

Abb. 3-14: Spezifischer jährlicher Endenergiebedarf für die Bereitstellung von Trinkwarmwasser (ohne Verteilungsverluste) in Abhängigkeit von der Haushaltsgröße

4 Mittelfristige Einsatzmöglichkeiten in Baden-Württemberg

Brennstoffzellen in der stationären Energietechnik besetzen im weiteren Sinne keine bislang „unversorgten“ Einsatzfelder, so dass die Bewertung von Einsatzmöglichkeiten immer im Vergleich zu den etablierten konventionellen Wandlungssystemen am Markt durchzuführen ist. Als Einsatzbereich steht hierbei die Anwendung in der dezentraler Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) im Vordergrund, die als Einstiegsmarkt für stationäre Brennstoffzellensysteme zu sehen ist. Grundlage für die folgenden Betrachtungen bildet der ökonomische Vergleich der konkurrierenden Technologien bzw. Versorgungsvarianten auf Basis einer detaillierten Einsatzanalyse über den Zeitraum eines Kalenderjahres hinweg, wobei die verschiedenen energiewirtschaftlichen Segmente (Industrie und Wohngebäude) anhand der in Kapitel 3 abgeleiteten repräsentativen Einsatzfällen einzeln betrachtet werden.

4.1 Methodischer Ansatz

Für die Wirtschaftlichkeit von KWK-Systemen spielt das zeitliche Profil des Energiebedarfs nach Energieträger und gegebenenfalls das Nutzwärme-Temperaturniveau eine besondere Rolle, vor allem wegen der gewünschten hohen Gleichzeitigkeit der Wärme- und Stromnachfrage und der unterschiedlichen Preise für Strombezug und Stromeinspeisung im Zeitverlauf. Entsprechend kommt der Bedarfsdatenaufbereitung im Sinne einer objektspezifischen Lastgangsynthese eine besondere Bedeutung zu ebenso wie der zeitlich hochaufgelösten Bilanzierung der Bedarfsdeckung durch die konkurrierenden Systeme unter Berücksichtigung der spezifischen technischen und dynamischen Charakteristika (vgl. Abb. 4-1).

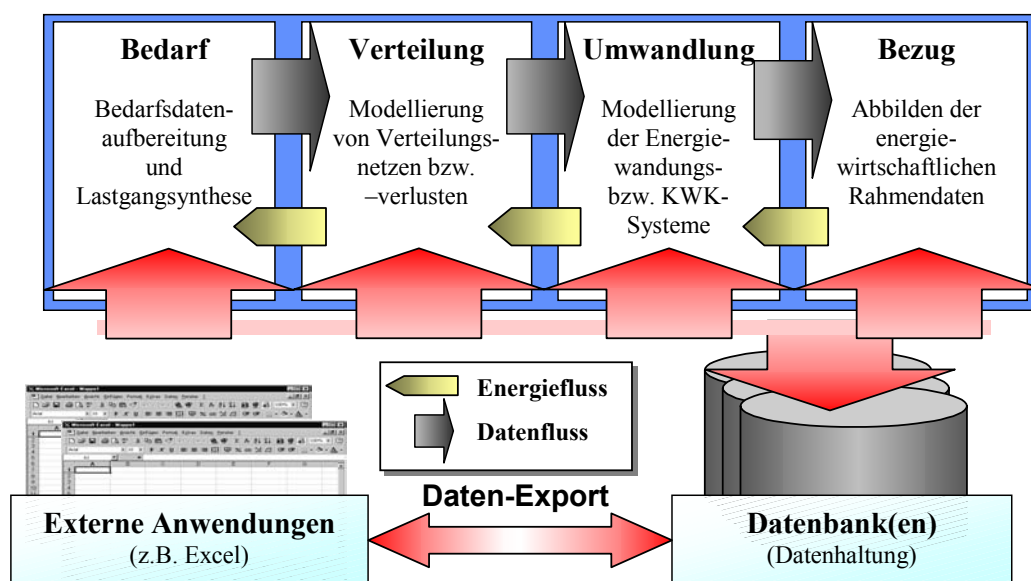


Abb. 4-1: Schematische Darstellung des für die Einsatzanalyse entwickelten Tools

4.1.1 Modellierung der Lastverläufe

Die Synthese der Lastverläufe basierend auf den in Kapitel 3 abgeleiteten Energiekenngrößen repräsentativer Einsatzfälle in Baden-Württemberg hängt primär von der Wahl der zeitlichen Auflösung ab, die als Kompromiss zwischen Modellgenauigkeit und Simulationsgeschwindigkeit zu sehen ist. Der Simulationsfehler ergibt sich dabei aus der Problematik der Mittelwertbildung der Last und der damit verbundenen Ungenauigkeit bei der ökonomischen Bewertung von Strombezug und der Einspeisung elektrischer Energie (vgl. Abb. 4-2).

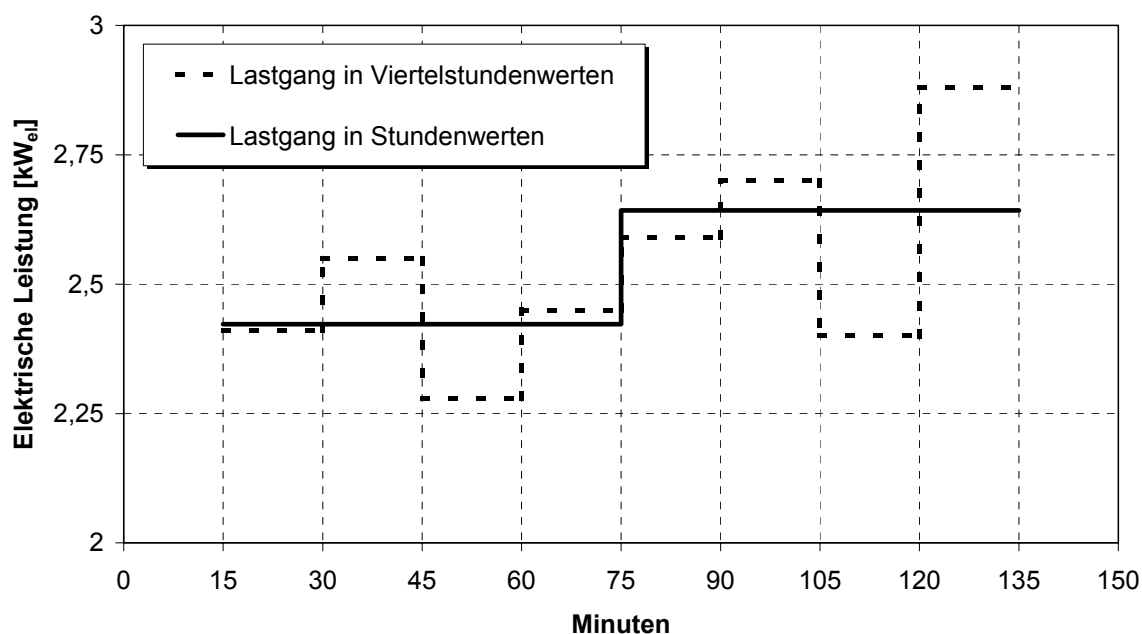


Abb. 4-2: Simulationsfehler bei unterschiedlicher zeitlicher Auflösung eines Lastgangs

Entsprechend der Abrechnungsmethodik der Energieversorgungsunternehmen, die auf Viertelstunden-Intervallen aufbaut, wäre eine zeitliche Auflösung in 15-Minuten-Schritten sinnvoll, was allerdings insbesondere bei der Betrachtung einer Vielzahl von Versorgungsfällen zu einem enormen Rechenaufwand führen würde. Hinsichtlich der Auswirkungen einer größeren zeitlichen Auflösung sind daher weitergehende Überlegungen notwendig.

So zeigen /Berthold u. a. 1999/, dass sich große Simulationsfehler entsprechend obiger Ungenauigkeiten bei der Mittelwertbildung nur für den Fall ergeben, dass sehr zeitvariable Lastgänge vorliegen und gleichzeitig die Nennleistung des Brennstoffzellen-BHKW deutlich größer als die Stromgrundlast ist. Die Simulation mit zeitlich hoch aufgelösten Lastgängen ist demnach hauptsächlich für Betrachtungen der Brennstoffzellendynamik (An- und Abfahren) als Funktion des Komponentenverhaltens (Stack, Reformer, Wechselrichter und Regelung) von Bedeutung. Gleichzeitig gilt, dass in der mittelfristigen Sicht der Markteinführung stationärer Brennstoffzellen deren Dimensionierung zur Realisierung möglichst ho-

her Benutzungsstunden auf den Grundlastbereich der Versorgungsobjekte beschränkt sein wird und im Bereich der Hausenergieversorgung durch Einsatz thermischer Speicher ohnehin eine Glättung der Erzeugungscharakteristik erfolgt. Wird weiterhin berücksichtigt, dass in der Industrie im Regelfall relativ wenig volatile Lastgänge vorzufinden sind, wie dies /Weber u. a. 2001/ anhand der Einsparpotenziale durch Verschieben einzelnen Lastspitzen zeigen, kann für eine übergreifende Bewertung der Einsatzpotenziale stationärer Brennstoffzellen im Rahmen dieser Arbeit der Simulationsfehler einer stündlichen Auflösung vernachlässigt werden.

Bedarfsdatenaufbereitung für den Versorgungsfall Industrie

Wie bereits in Kapitel 3.1.3 aufgezeigt, unterliegt der elektrische Lastverlauf industrieller Unternehmen kausalen Einflussfaktoren, die für die Betriebsgrößenklassen einer Branche den Rückschluss auf einen „typischen Schichtbetrieb“ erlauben. Dies wiederum ermöglicht die Zuordnung realer Lastprofile für den **Strom- und Prozesswärmebedarf** zu den durchschnittlichen Verbrauchskenngrößen als Basis für die Lastprofilsynthese (vgl. Abb. 4-3).

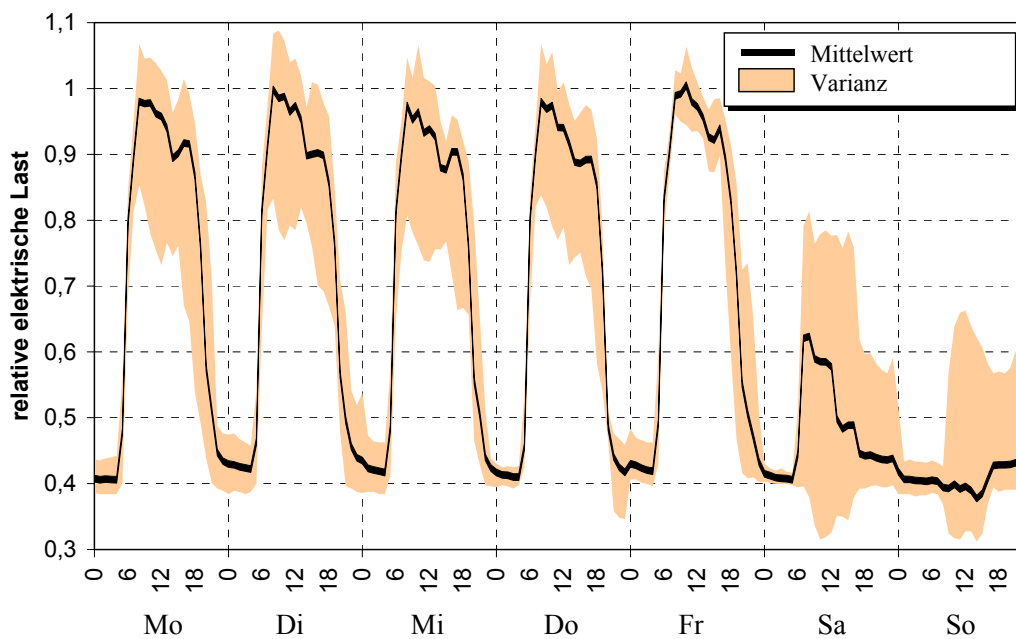
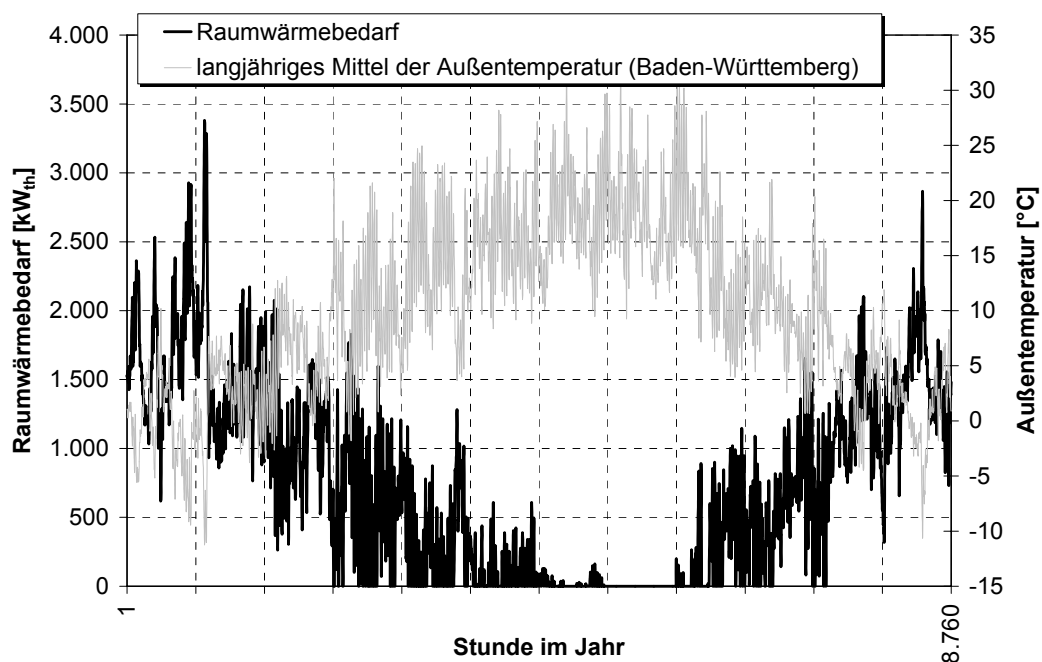


Abb. 4-3: Beispiel eines realen elektrischen Lastprofils (typische Woche und Varianz) eines Unternehmens mit Zwei-Schicht-Betrieb in der chemischen Industrie

Der **Raumwärmebedarf** und die **Trinkwassererwärmung** werden entsprechend Kapitel 3.1.3 gemeinsam modelliert¹⁴. Hier erfolgt die Lastgangsynthese auf Basis des von /Sawillion

¹⁴ Die Wahl der Außentemperatur als vereinfachter Verteilungsschlüssel ist wegen des im industriellen Bereich praktisch vernachlässigbaren Anteils des Warmwasserbedarfs gerechtfertigt.

2002/ vorgeschlagenen Verfahrens mit Hilfe der durchschnittlichen Außentemperaturen in Baden-Württemberg (vgl. Abb. 4-4). Dabei wird der Heizenergiebedarf auf die Monatsstunden verteilt, in denen die Außentemperatur unter der Heizgrenztemperatur (je nach Bauweise und Wärmedämmstandard eines Gebäudes zwischen 11 °C und 15 °C) liegt. Die Aufteilung erfolgt proportional zur Differenz zwischen der für die jeweilige Stunde im langjährigen Mittel erfassten Außentemperatur in Baden-Württemberg und der Heizgrenztemperatur, die im Rahmen dieser Arbeit durchschnittlich mit 15 °C angenommen wird.

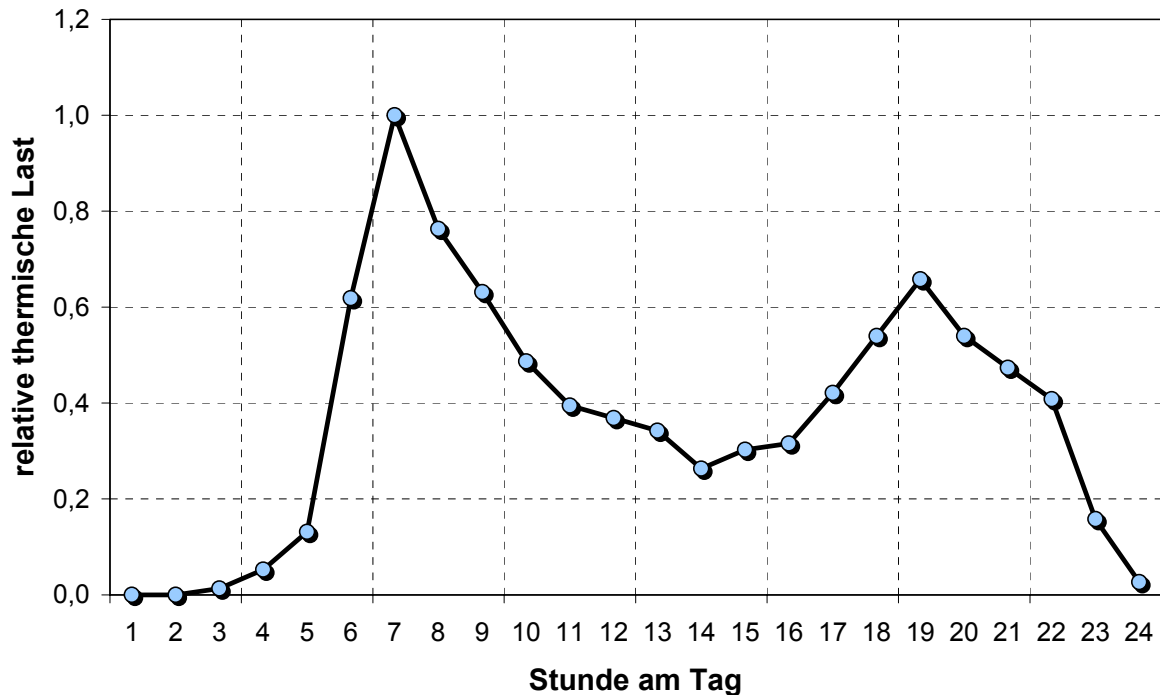


Quellen: /DWD 2002/ und eigene Berechnungen

Abb. 4-4: Langjähriges Mittel der Außentemperatur in Baden-Württemberg und daraus abgeleiteter Raumwärmebedarf in der chemischen Industrie

Bedarfsdatenaufbereitung für den Versorgungsfall Haushalte

Anders als im industriellen Bereich wird der Wärmebedarf privater Haushalte dominiert durch den Raumwärmebedarf und den Bedarf zur Trinkwassererwärmung. Entsprechend ist für diesen Einsatzfall im Gegensatz zur Industrie eine deutlich detailliertere Modellierung dieser beiden Anwendungen erforderlich. Ähnlich wie bei industriellen Lastgängen wird der **Raumwärmebedarf** vor allem durch die klimatischen Rahmenbedingungen bestimmt. Dieser Abhängigkeit überlagert weisen private Haushalte allerdings zusätzlich einen typischen Tagesgang auf, der sich im Allgemeinen gemäß Abb. 4-5 darstellt. Entsprechend sind beide Parameter bei der Lastgangsynthese in der Form zu integrieren, dass der normierte Tagesgang entsprechend der Heizgradtage im langjährigen Mittel Baden-Württembergs skaliert wird.



Quelle: /Berthold u. a. 1999/

Abb. 4-5: Normierter Tagesgang des Raumwärmebedarfs privater Haushalte

Der Bedarfsgang an **Trinkwarmwasser** wiederum unterliegt vornehmlich soziodemographischen Einflüssen (vgl. /Loose 1991/). Auch wenn neben der Haushaltsgröße noch weitere Parameter wie insbesondere die beruflichen Verhältnisse durchaus bedeutsam sind, können diese aufgrund einer unzureichenden statistischen Grundlage nur indirekt berücksichtigt werden. Für die Modellierung werden hierzu die in /Loose 1991/ ausgewiesenen Bedarfsgänge entsprechend der in Kapitel 3.2 abgeleiteten Gebäudestruktur zusammengefasst.

Ebenso wird der **elektrische Lastverlauf** privater Haushalte in aggregierter Form anhand des in /VDEW 1996/ ausgewiesenen Standardlastprofils modelliert. Zwar weisen Haushalte i. d. R. stark unterschiedliche Lastgänge auf, eine realistische Zuordnung zu den abgeleiteten Versorgungsfällen ist allerdings nicht möglich. Darüber hinaus erfolgt durch den Einsatz thermischer Speicher in den anvisierten Hausenergieversorgungssystemen ohnehin eine flexible Anpassung an die individuellen Verhältnisse bis hin zur Vorgabe netzspezifischer Erzeugungsprofile (vgl. Kapitel 2.5.2), die sich ggf. aufgrund der in der Verbändevereinbarung vorgegebenen Abrechnungsmethodik am VDEW-Standardlastprofil orientieren dürften.

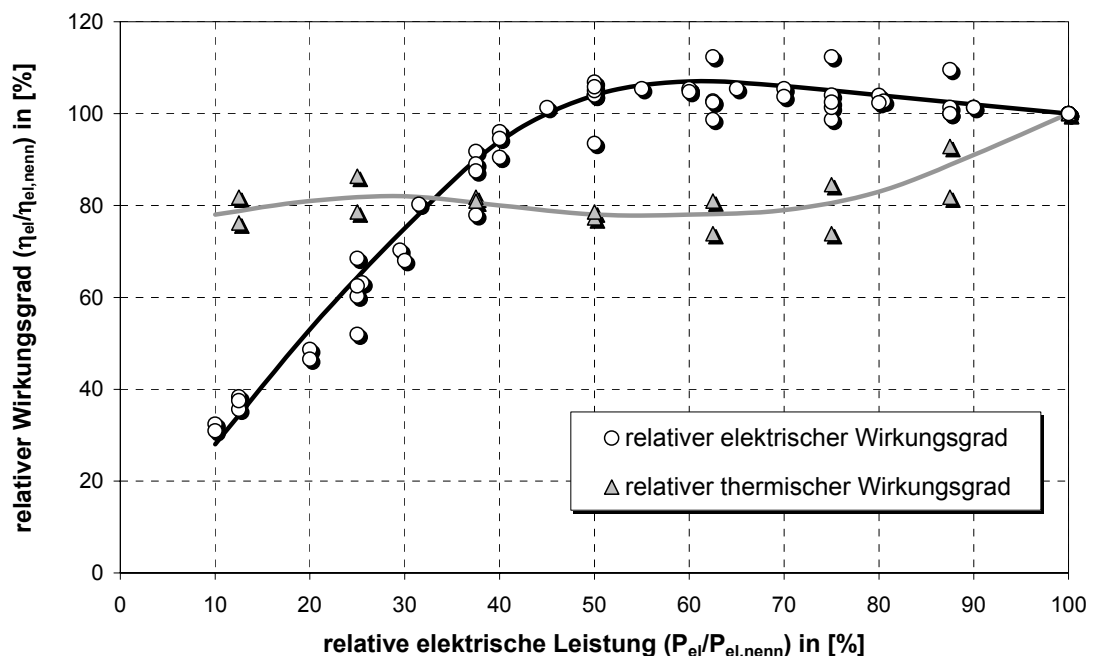
4.1.2 Modellierung der Brennstoffzellensysteme

Entsprechend des Einsatzes und den jeweils ähnlichen technischen Eigenschaften lassen sich die Technologielinien stationärer Brennstoffzellen für die ökonomischen Betrachtungen in

- Hausenergiesysteme (Kleinstsysteme mit 1,5 kW bzw. 4,5 kW elektrischer Leistung entsprechend der anvisierten Markteinführungsprodukte auf Basis der PEFC und SOFC),

- Niedertemperaturbrennstoffzellensysteme (NT-BZ; KWK-Anlagen mit rd. 250 kW elektrischer Leistung entsprechend der anvisierten Markteinführungsprodukte auf Basis der PEFC und PAFC mit einem Abwärmepotentialniveau bis ca. 100 °C),
- Hochtemperaturbrennstoffzellensysteme (HT-BZ; KWK-Anlagen mit rd. 250 kW elektrischer Leistung entsprechend der anvisierten Markteinführungsprodukte auf Basis der MCFC und SOFC mit einem Abwärmepotentialniveau bis ca. 500 °C) und
- Hybridsysteme (SOFC-GT; Anlagen mit rd. 250 bis 300 kW elektrischer Leistung entsprechend der anvisierten Markteinführungsprodukte auf Basis der Kopplung von Hochtemperaturbrennstoffzellen mit Gas- bzw. Dampfturbinen; in diesem kleinen Leistungsbereich stehen allerdings nur Mikrogasturbinen zur Verfügung, die über einen integrierten Rekuperator die Abwärme z. T. intern nutzen und so die Auskopplung von Nutzwärme aus dem Hybridsystem nur auf einem Temperaturniveau bis ca. 100 °C erlauben)

einteilen. Die Modellierung der Brennstoffzellensysteme basiert dabei auf deren in Kapitel 2 bereits dargestellten technischen Eigenschaften, wobei ergänzend das Teillastverhalten der Systeme zu diskutieren ist. Das Teillastverhaltens „einfacher“ Brennstoffzellensysteme kann durch Annäherung veröffentlichter Daten zum Lastverhalten der verschiedenen Technologielinien aus Pilotanlagen und Demonstrationsprojekten erfolgen, wie dies in Abb. 4-6 beispielhaft für PAFC-Systeme bzw. für andere Systeme im Anhang dargestellt ist.



Quelle: /Knappstein 1994/, /Kail 1994/, /EES 1995/, /Gummert 1999b/, /ABB 2000/, /Ansaldo n.d./, /VIK 1999/, /Ahn u. a. 1995/, /Beckervordersandforth 1994/

Abb. 4-6: Elektrisches und thermisches Teillastverhalten von PAFC-Systemen

Das Teillastverhalten von Brennstoffzellen-Hybridsystemen muss allerdings aufgrund noch nicht verfügbarer Primärdaten aus der ersten Pilotanwendung in Nordamerika anhand des

individuellen Lastverhaltens von SOFC-Systemen und von Gasturbinen abgeleitet werden, entsprechend der Gewichtung der einzelnen Komponenten im Gesamtsystem. Dabei spielt aufgrund der starken Wirkungsgradabhängigkeit von der Anlagenleistung der Gasturbine die Systemgröße eine entscheidende Rolle, wie dies in Abb. 4-7 deutlich wird. Dargestellt sind dabei zunächst die relativen Wirkungsgrade der Einzeltechnologien (SOFC und Gasturbine). Darüber hinaus sind die Wirkungsgrade von zwei Hybridsystemen über deren relativen elektrischen Leistung aufgetragen. Ausgegangen wird dabei von einem System auf Basis einer SOFC mit 300 kW elektrischer Leistung, deren Abwärme den Einsatz einer Gasturbine mit rd. 30 kW_{el} erlaubt. Exemplarisch für einen zunehmenden elektrischen Leistungsanteil des nachgeschalteten thermischen Prozesses umfasst das zweite Hybridsysteme eine 1 MW_{el}-SOFC, das eine nachgeschaltete Gasturbine mit rd. 140 kW elektrischer Leistung zulässt.

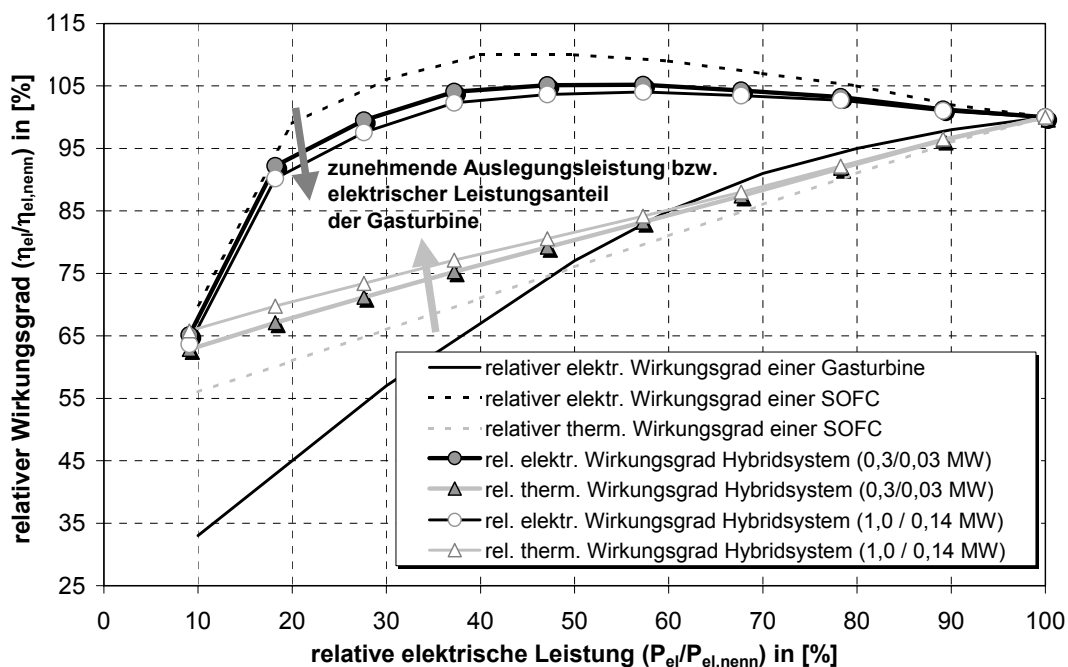


Abb. 4-7: Elektrisches und thermisches Teillastverhalten von Brennstoffzellen-Hybridsystemen

4.1.3 Modellierung der Vergleichssysteme

Gemäß des zunächst dezentralen Einsatzes stationärer Brennstoffzellen auf der Basis von Erdgas sind als Konkurrenzsysteme zum einen die getrennte Erzeugung von Wärme in Heizwerken bzw. zentralen Heizungssystemen kombiniert mit dem externen Bezug elektrischer Energie, zum anderen die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme mit Hilfe von:

- (Mikro-)Gasturbinen-Heizkraftwerken (Gasturbinen-HKW),
- Gasmotor-Blockheizkraftwerken (Gasmotor-BHKW) oder
- GuD-Heizkraftwerken (GuD-HKW)

relevant. Dabei ist letztere Technologie auf Leistungsbereiche oberhalb 20 MW_{th} beschränkt /EWU 2000/ und so mittelfristig nicht als direkte Konkurrenz zu Brennstoffzellen zu sehen.

Auf eine detaillierte technische Beschreibung der einzelnen Technologien wird im Rahmen dieser Arbeit verzichtet und auf entsprechende Veröffentlichungen verwiesen (z. B. /AGFW 2001/, /EWU 2000/, /ASUE 1999/, /Gailfuß 1998/, /ASUE 2001/). Wesentlich an dieser Stelle ist es, die für den Einsatz und die Wirtschaftlichkeit der verschiedenen KWK-Systeme relevanten technischen und ökonomischen Charakteristika und gegebenenfalls deren Abhängigkeit von der Anlagenleistung abzubilden. So weisen üblicherweise die **elektrischen Wirkungsgrade** konventioneller Energiewandlungstechniken einen starken Einbruch im kleinen Leistungsbereich auf, der sich durch eine logarithmische Näherung darstellen lässt (vgl. Anhang C). Gleichzeitig ist der in der Regel deutliche Abfall der Wirkungsgrade im **Teillastbetrieb** zu berücksichtigen, der für die einzelnen Technologien numerisch anhand einzelner Teillastzustände modelliert wird. Demgegenüber lassen sich die aufgrund von Skaleneffekten der Anlagenleistung degressiven **Investitions- und Wartungskosten** von Komplettanlagen aggregiert in Form einer Potenzialfunktion abbilden (vgl. Anhang C). Tabelle 2-2 fasst die im Anhang dargestellten technologischen und ökonomischen Charakteristika in Form der für die Modellierung verwendeten Näherungsformeln zusammen.

Tabelle 4-1: Näherungsformeln für die Modellierung der technischen und ökonomischen Charakteristika konventioneller (Wandlungs-)Technologien

Technologie	Größe	Einheit	Näherungsformel*
Gasturbinen-HKW	Elektr. Wirkungsgrad	[%]	$= 2,919 * \ln(P_{el}) + 2,7839$
	Spez. Investitionskosten	[€/kW _{el}]	$= 2.760,6 * P_{el}^{-0,1332}$
	Spez. Wartungskosten	[Ct/kWh _{el}]	$= 1,5943 * P_{el}^{-0,1173}$
Heizkessel	Therm. Wirkungsgrad	[%]	$= 90 - 95$
	Spez. Investitionskosten	[€/kW _{th}]	$= 1.680,7 * P_{th}[kW_{th}]^{-0,3515}$
	Spez. Wartungskosten	[Ct/kWh _{th}]	$= 1,4478 * P_{th}[kW_{th}]^{-0,39}$
Gasmotor-BHKW	Elektr. Wirkungsgrad	[%]	$= 2,249 * \ln(P_{el}[kW_{el}]) + 22,636$
	Spez. Investitionskosten	[€/kW _{el}]	$= 5.783,5 * P_{el}[kW_{el}]^{-0,3875}$
	Spez. Wartungskosten	[Ct/kWh _{el}]	$= 5,4453 * P_{el}[kW_{el}]^{-0,2613}$
Therm. Speicher	Spez. Investitionskosten	[€/kW _{th}]	$= 92,926 * Kap_{th}[kW_{th}]^{-0,5113}$
	Spez. Verluste	[kW _{th} /kW _{th} *d]	$= 0,2974 * Kap_{th}[kW_{th}]^{-0,5627}$

* P_{el} – elektrische Anlagenleistung in [kW_{el}]

P_{th} – thermische Anlagenleistung in [kW_{th}]

Kap_{th} – Kapazität der thermischen Speichers in [kW_{th}]

4.1.4 Modellierung von Energiebezug und Energieeinspeisung

Ähnlich wie bei der technologischen Modellierung sind auch bei der Abbildung der relevanten ökonomischen Rahmenbedingungen für den Bezug bzw. die Einspeisung von Strom und Erdgas deren fallspezifische Abhängigkeiten zu berücksichtigen (vgl. Anhang D). Diese umfassen für den Energiebezug insbesondere eine mengenabhängige und eine laststrukturab-

hängige Komponente, so dass sich die derzeitige Preisgestaltung im industriellen Bereich basierend auf allgemeinen Energiepreisvergleichen gemäß den folgenden Formeln darstellen lässt:

$$\text{Erdgas: } p_{E,Industrie} = 2,9565 + 385,66 * \frac{1}{b_{VH}} - 3,552 * 10^{-9} * W$$

$$\text{Strom: } p_{S,Industrie} = 3,5125 + 7.972,98 * \frac{1}{b_{VH}} - 4,7963 * 10^{-9} * W$$

Im Bereich privater Haushalte gilt:

$$\text{Erdgas: } p_{E,Haushalte} = 14,3978 + 8.052,43 * \frac{1}{W}$$

$$\text{Strom: } p_{S,Haushalte} = 32,0829 + 778,08 * \frac{1}{W} - 4,8617 * \ln(W) + 0,2059 * [\ln(W)]^2$$

mit: p_E : Erdgaspreis in [Ct/kWh_{Hu}] p_S – Strompreis in [Ct/kWh_{el}]
 b_{VH} : Volllaststunden des Energiebezugs in [h/a] W – bezogene Arbeit in [kWh_{el}] bzw. [kWh_{Hu}]

Für die Abbildung der zukünftige Entwicklungen ist eine Differenzierung der jeweiligen Energiebezugspreise hinsichtlich der Komponenten:

- Netznutzungsentgelte,
- Erzeugungskosten bzw. Grenzüberganspreis,
- Steuern und sonstige Abgaben,
- Vertriebskosten und Gewinnmargen der Energieversorgungsunternehmen sowie
- Vergütung einer Reservevorhaltung

erforderlich. Diese Zerlegung ermöglicht auch die Bestimmung einer angemessenen Vergütung für eingespeisten Strom. Den Analysen liegen dabei die in Anhang D dargestellten Preisanalysen sowie zwei Szenarien zugrunde. Ein **pessimistisches Szenario** weist eine für die Wirtschaftlichkeit von Brennstoffzellen bzw. KWK-Systemen im allgemeinen eher ungünstige Preisentwicklung auf während das **optimistische Szenario** eine für Brennstoffzellen eher günstige Entwicklung widerspiegelt. Auf Basis der jeweils zugrundeliegenden Annahmen, die in Tabelle 4-2 zusammenfassend dargestellt sind, werden in Verbindung mit einer detaillierten Analyse der Energiepreisstrukturen (vgl. Anhang D) Näherungsgleichungen erarbeitet, die für die ökonomische Bewertung von Energiebezug und ggf. –einspeisung verwendet werden (vgl. Tabelle 4-3). Beschrieben wird eine durchschnittliche Preisstruktur über den Betrachtungszeitraum bis 2025 für die beiden Szenarien, entsprechend der Abhängigkeit der Preise von der jährlichen Bezugs- bzw. Einspeisemenge und der Bezugs- bzw. Einspeisecharakteristik (Vollbenutzungsstunden). Die Betrachtungszeit ergibt sich dabei entsprechend der Lebensdauer stationärer Brennstoffzellenanlagen von rd. 20 Jahren.

Tabelle 4-2: Annahmen bezüglich der zukünftigen Entwicklung der ökonomischen Rahmenbedingungen für die Einsatzanalyse

Kosten	Pessimistisches Szenario	Optimistisches Szenario
Erzeugung Strom	konstant auf dem Forward-Preisniveau für 2006	Anstieg gemäß langfristiger Gleichgewichtspreise
Netznutzung Strom	Reduktion um 15 % gegenüber dem Jahr 2001	konstant auf dem Niveau des Jahres 2001
Netznutzung Erdgas	konstant auf heutigem Niveau	Reduktion um 20 % gegenüber dem Jahr 2001
Grenzübergangspreis Erdgas	konstant auf heutigem Niveau	Preisverlauf gemäß der Angaben in /Enquête 2002/
Steuern & Abgaben	4. Stufe Ökosteuerreform	5. Stufe Ökosteuerreform
Vertriebskosten & Gewinne	konstant auf heutigem Niveau	konstant auf heutigem Niveau
Reservekapazität Strom	konstant auf dem Niveau des Jahres 2001	Reduktion um 15 % gegenüber dem Jahr 2001

Tabelle 4-3: Näherungsgleichungen für die ökonomische Bewertung von Energiebezug und der Einspeisung elektrischer Energie ins öffentliche Stromnetz

Preiskomponente		Näherungsgleichung	
Pessimistisches Preisszenario	Strom	Netznutzung auf Mittelspannungsebene	$p_{S,N(Ba-Wü)} = 0,4724 + 5142,64 * \frac{1}{b_{VH}}$
		Netznutzung auf Niederspannungsebene	$p_{S,N(Ba-Wü)} = 1,0476 + 7673,27 * \frac{1}{b_{VH}}$
		Erzeugung (Base)	20,071 €/MWh _{el}
		Erzeugung (Peak)	39,281 €/MWh _{el}
		Steuern und Abgaben	Ökosteuer (4. Stufe): 0,3579 Ct/kWh _{el} KWK/EEG (2001): 0,5011 Ct/kWh _{el}
		Vertriebskosten und Gewinnmargen der EVU	$p_{S,V} = 0,2683 + 870,09 * \frac{1}{b_{VH}} - 3,25 * 10^{-9} * W$
		Preis für Reservekapazität auf MSp.-Ebene	32,61 €/kWa _{el}
		Preis für Reservekapazität auf NSp.-Ebene	61,49 €/kWa _{el}
		Haushalte	$p_S = 14,2497 + 8.052,43 * \frac{1}{W}$
	Erdgas	Industrie	$p_E = 3,1733 + 385,66 * \frac{1}{b_{VH}} - 3,552 * 10^{-9} * W$
Haushalte		$p_E = 32,0829 + 778,08 * \frac{1}{W} - 4,8617 * \ln(W) + 0,2059 * [\ln(W)]^2$	

Tabelle 4-3 (Forts.): Näherungsgleichungen für die ökonomische Bewertung von Energiebezug und der Einspeisung elektrischer Energie ins öffentliche Stromnetz

Preiskomponente		Näherungsgleichung	
Optimistisches Preisszenario	Strom	Netznutzung auf Mittelspannungsebene	$p_{S,N(Ba-Wü)} = 0,5558 + 6050,17 * \frac{1}{b_{VH}}$
		Netznutzung auf Niederspannungsebene	$p_{S,N(Ba-Wü)} = 1,2325 + 9027,38 * \frac{1}{b_{VH}}$
		Erzeugung (Base)	31,531 €/MWh _{el}
		Erzeugung (Peak)	55,323 €/MWh _{el}
		Steuern und Abgaben	Ökosteuer (5. Stufe): 0,4090 Ct/kWh _{el} KWK/EEG (2001): 0,5011 Ct/kWh _{el}
		Vertriebskosten und Gewinnmargen der EVU	$p_{S,V} = 0,2683 + 870,09 * \frac{1}{b_{VH}} - 3,25 * 10^{-9} * W$
		Preis für Reservekapazität auf MSp.-Ebene	27,72 €/kW _{a,el}
		Preis für Reservekapazität auf NSp.-Ebene	52,27 €/kW _{a,el}
		Haushalte	$p_S = 15,9526 + 8.052,43 * \frac{1}{W}$
		Erdgas	Industrie
Haushalte	$p_E = 31,6105 + 778,08 * \frac{1}{W} - 4,8617 * \ln(W) + 0,2059 * [\ln(W)]^2$		

Für ausgewählte Einsatzfälle in der Industrie Baden-Württembergs ergeben sich mit den abgeleiteten Näherungsgleichungen die in Abb. 4-8 dargestellten Strom- und Erdgaspreise. Dabei wurde jeweils eine gleiche jährliche Abnahmemenge zugrunde gelegt, da im industriellen Bereich vornehmlich die Volllaststunden Einfluss auf die Preisgestaltung nehmen.

Im Vergleich zu den Strombezugspreisen des Jahres 2001 weist das pessimistische Szenario ein ähnliches Strompreisniveau auf, wobei in Richtung niedriger elektrischer Volllaststunden ein leichter Anstieg und bei höheren Volllaststunden ein leichter Rückgang der Preise zu verzeichnen ist. Dies ist darauf zurückzuführen, dass mit zunehmendem Rückbau der Überkapazitäten im Strommarkt (zunächst) die Preise in Spitzenlastzeiten ansteigen. Gleichzeitig ist mit zunehmender Liberalisierung ein leichter Rückgang der Preise in Schwachlastzeiten zu erwarten, so dass Unternehmen mit hohen Volllaststunden und entsprechend einer höheren Nachfrage zu Schwachlastzeiten hier im Vergleich zu Betrieben mit geringen Volllaststunden von der zukünftigen Entwicklung profitieren (vgl. Anhang D). Das pessimistische Preisszenario wiederum weist eine ähnliche strukturelle Verschiebung der Strompreise auf, bei einem insgesamt aber um rd. 1 Ct/kWh_{el} höherem Preisniveau.

Die Erdgaspreise weisen aufgrund der vom zeitlichen Nachfrageprofil weitgehend unabhängigen Preisgestaltung eine derartige strukturelle Verschiebung nicht auf. Vielmehr spiegelt bei den zugrundeliegenden Annahmen das pessimistische Szenario die derzeitige

Preisstruktur exakt wieder. Das optimistische Preisszenario weist im Vergleich dazu ein um rd. 0,5 Ct/kWh_{HU} niedrigeres Niveau auf entsprechend den getroffenen Annahmen.

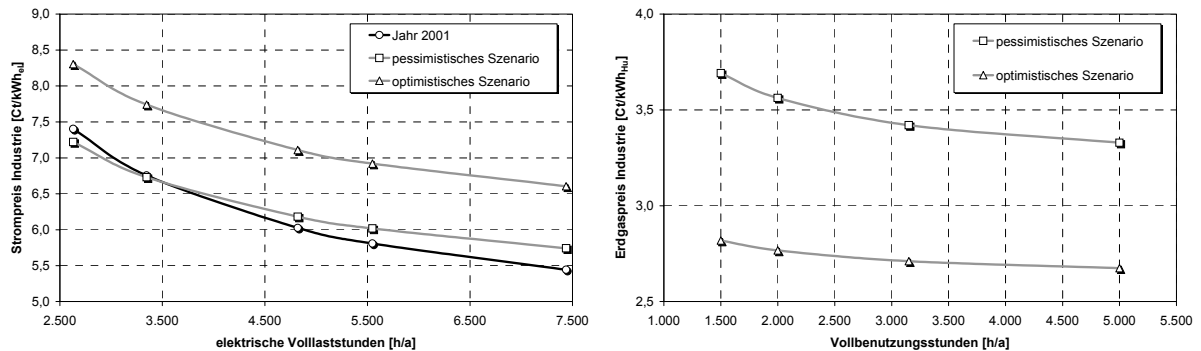


Abb. 4-8: Strom- und Erdgaspreise für ausgewählte Einsatzfälle in der Industrie Baden-Württembergs im Szenarienvergleich

Für ausgewählte Einsatzfälle in den Haushalten Baden-Württembergs ergeben sich die Strom- bzw. Erdgaspreise in den betrachteten Szenarien gemäß Abb. 4-9. Aufgetragen sind hier die jährlichen Gesamtkosten in Abhängigkeit von der jährlichen Abnahmemenge, die hier der Hauptparameter bei der Preisbildung ist. Im Fall der Strompreise weist das pessimistische Szenario ein im Vergleich zum Jahr 2002 kaum verändertes Niveau auf, ähnlich wie in der Industrie. Das optimistische Szenario wiederum führt zu einem steileren Anstieg der jährlichen Stromkosten, entsprechend eines um rd. 1,5 Ct/kWh_{el} höheren Arbeitspreisniveaus.

Bei den Erdgaspreisen spiegelt das pessimistische Szenario wie in der Industrie die heutige Preisstruktur wider, die im Gegensatz zur Strompreisgestaltung eine leichte mengenabhängige Preisreduktion aufweist. Die Annahmen des optimistischen Preisszenarios führen schließlich zu einem leicht geringeren Anstieg der jährlichen Erdgaskosten eines Haushaltskunden entsprechend eines um rd. 0,5 Ct/kWh_{HU} niedrigeren Arbeitspreisniveaus.

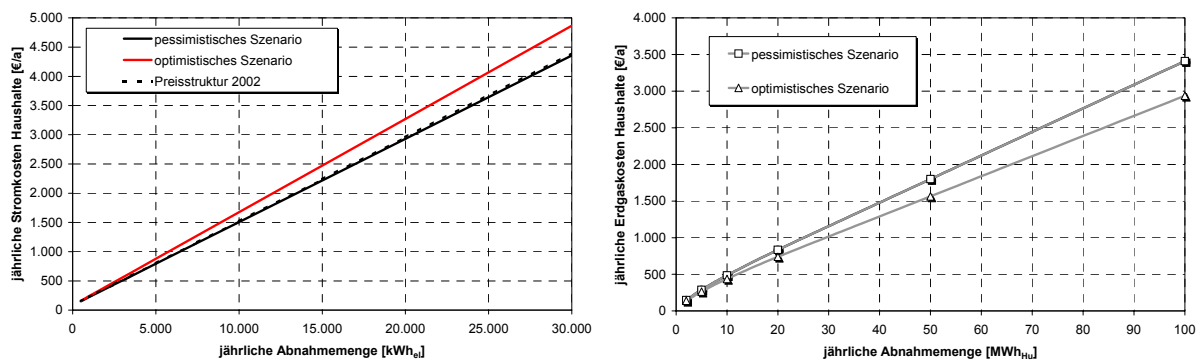


Abb. 4-9: Strom- und Erdgaspreise für ausgewählte Einsatzfälle in den Haushalten Baden-Württembergs im Szenarienvergleich

4.2 Einsatzsimulation für den Bereich Industrie

Im Rahmen der Einsatzsimulation werden nun die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen und die Nachfrageprofile der abgeleiteten repräsentativen Einsatzfälle zusammengeführt. Für jede Stunde eines Jahres wird dabei die Nachfrage mit der Bedarfsdeckung durch die konkurrierenden Versorgungsvarianten bilanziert, so dass jederzeit eine vollständige Versorgung gewährleistet ist. Entsprechend des Anteils der Eigenerzeugung führt dies zu Bilanzierung des gesamten Strom- und Erdgasbezugs eines Einsatzfalles sowie der ggf. vorhandenen Überschussstromeinspeisung, die entsprechend der dargestellten Näherungsgleichungen ökonomisch bewertet wird. Als Indikator für die Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Versorgungsvarianten wird der jeweilige Nettobarwert berechnet, als Summe aller mit der Energieversorgung und Eigenerzeugung verbundenen Kosten und der ggf. vorhandenen Gutschriften.

Praktisch über alle Wirtschaftsunterabschnitte hinweg stellt sich dabei der Strombezug in Verbindung mit der Wärmeversorgung über ein Heizwerk als Benchmark für die Wirtschaftlichkeit stationärer Brennstoffzellen dar. Zwar erreichen konventionelle KWK-Technologien in der Regel knapp die Wirtschaftlichkeit, ein Unterschreiten der durch den Energiebezug vorgegebenen Wirtschaftlichkeitsgrenze erfolgt allerdings nur bei wenigen Großbetrieben zum Beispiel in der chemischen Industrie. Abb. 4-10 zeigt dies beispielhaft für das pessimistische Szenario anhand der über der Leistung der KWK-Eigenerzeugung aufgetragenen Nettobarwerte für Gasmotor-BHKW und Gasturbinen-HKW im Einsatzfall „chemische Industrie mit mehr als 1.000 Beschäftigten“ im Vergleich zum Nettobarwert für den reinen Energiebezug. Hier ist die Wirtschaftlichkeitsgrenze bzw. das Benchmark für Brennstoffzellen ein Gasmotor-BHKW mit einer Leistung von 4.800 kW_{th}.

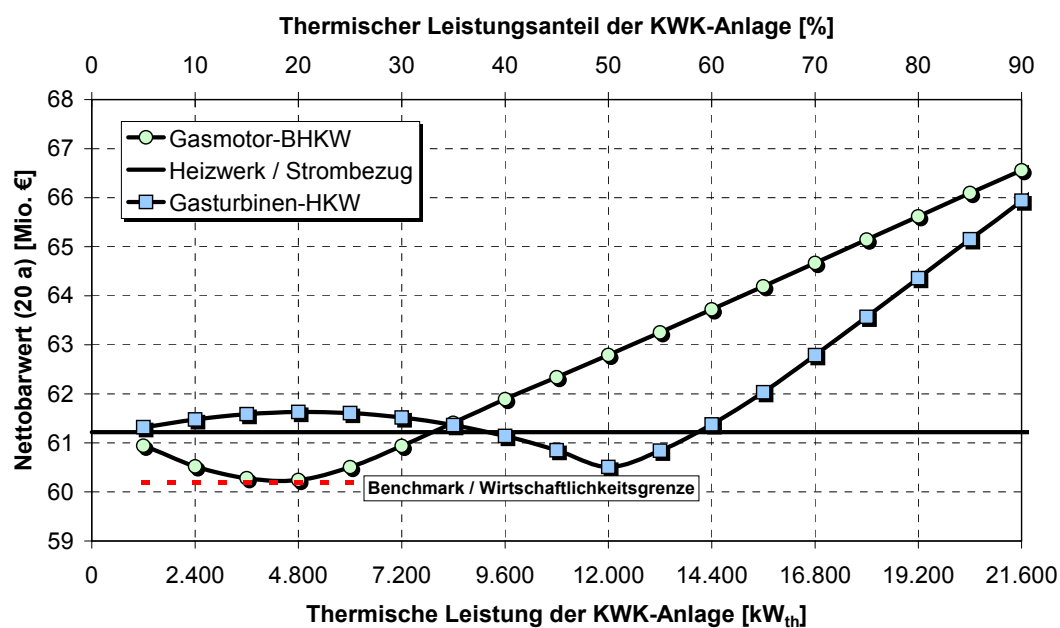


Abb. 4-10: Ermittlung der zu erreichenden Wirtschaftlichkeitsgrenze am Beispiel der Chemischen Industrie (mehr als 1.000 Beschäftigte) im pessimistischen Preisszenario

Ausgehend von der so ermittelten Wirtschaftlichkeitsgrenze können nun die für die Wettbewerbsfähigkeit zu erreichenden Kosten von stationären Brennstoffzellen bei einer Lebensdauer der Anlagen von 20 Jahren iterativ bestimmt werden (Kapitel 4.2.1). Diese „Zielkosten“ bezeichnen dabei die Höhe der spezifischen Anlageninvestitionen, bei denen der Nettobarwert des Einsatzes der Brennstoffzellen bei optimaler Anlagendimensionierung erstmals das vorgegebene Benchmark erreicht bzw. unterschreitet. Anhand der Höhe der jeweiligen Zielkosten in den verschiedenen Wirtschaftsunterabschnitten werden dann in Abhängigkeit der Kostenentwicklung stationärer Brennstoffzellen deren wirtschaftlichen Einsatzpotenziale in der Industrie Baden-Württembergs dargestellt (Kapitel 4.2.2). In Kapitel 4.2.3 wird schließlich der Einfluss wesentlicher Parameter auf die Wirtschaftlichkeit analysiert sowie in Kapitel 4.2.4 die bei Erreichen der Zielkosten vorhandenen CO₂-Minderungspotenziale diskutiert.

4.2.1 Ermittlung der Zielkosten bei optimaler Anlagendimensionierung

Wie bei konventionellen KWK-Anlagen muss die Leistung stationärer Brennstoffzellen auf das elektrische und thermische Bedarfsprofil eines Versorgungsobjektes angepasst werden, um einen ökonomisch optimalen Einsatz zu gewährleisten. Im Rahmen der Einsatzsimulation wird diese Auslegungsoptimierung, die im Folgenden am Beispiel des pessimistischen Preisszenarios dargestellt ist, iterativ durchgeführt. Bei gegebenen Anlageninvestitionen werden zunächst die Nettobarwerte aller möglichen Systemgrößen bestimmt, indem die thermische Brennstoffzellenleistung schrittweise bis zum Spitzenbedarf des Einsatzfalles erhöht wird. Gleichzeitig wird die Leistung des Spitzenlastkessels dem verbleibenden Bedarfsprofil angepasst. Der niedrigste Nettobarwert wiederum bestimmt die optimale Anlagenleistung. Erreicht dieser Nettobarwert bei gegebenen Investitionskosten das vorgegebene Benchmark nicht, werden die Anlagekosten so lange reduziert, bis bei optimaler Auslegung die Wirtschaftlichkeitsgrenze erstmals erreicht wird. Abb. 4-11 verdeutlicht das Vorgehen am Beispiel der „chemischen Industrie mit 50 bis 99 Beschäftigten“, für die die Nettobarwerte des Einsatzes von Hochtemperaturbrennstoffzellen bei schrittweise reduzierten spezifischen Anlageninvestitionen über der thermischen Anlagenleistung des KWK-Systems aufgetragen sind.

Beispielhaft wird an Abb. 4-11 deutlich, dass sich insbesondere in Kleinbetrieben eine relativ geringe optimale Auslegungsleistung der Brennstoffzellensysteme bei Erreichen der Wirtschaftlichkeitsgrenze ergibt. Diese wird zudem häufig durch die einfache Modulleistung der anvisierten Markteinstiegsprodukte „künstlich“ nach unten begrenzt. Für Hochtemperaturbrennstoffzellen ergibt sich beispielsweise diese „kleinste“ Anlagenleistung mit rd. 150 kW_{th} thermischer bzw. 250 kW_{el} elektrischer Leistung. Werden die Zielkosten allerdings weiter unterschritten, verschiebt sich die optimale Anlagenleistung schrittweise in Richtung größerer Einheiten und es ergeben sich Nettobarwertverläufe, die vergleichbar mit denen von Gasturbinen-HKW bzw. Gasmotor-BHKW (vgl. Abb. 4-10) sind.

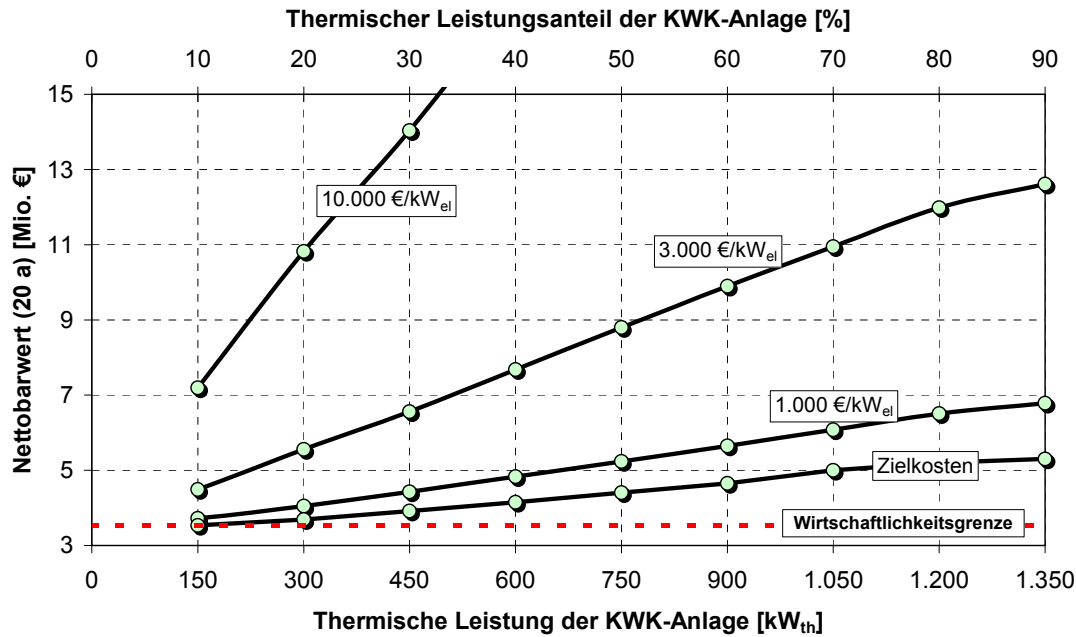


Abb. 4-11: Iterative Zielkostenbestimmung am Beispiel von Hochtemperaturbrennstoffzellen in der chemischen Industrie (50-99 Beschäftigte) im pessimistischen Preisszenario

Die optimale Anlagenleistung unterscheidet sich i. d. R. kaum zwischen Hochtemperatur- und Niedertemperaturbrennstoffzellen, auch wenn die untere „Begrenzung“ eines einmoduligen Einsatzes nicht gegeben ist. Abb. 4-12 zeigt dies anhand der Nettobarwerte von Brennstoffzellen in der Metallindustrie, wenn die Anlageninvestitionen den Zielkosten entsprechen. Nur Hybridsysteme weisen bzgl. der optimalen Leistung etwas geringere Werte auf, begründet in der deutlich höheren Stromkennzahl im Vergleich zu den Niedertemperatursystemen.

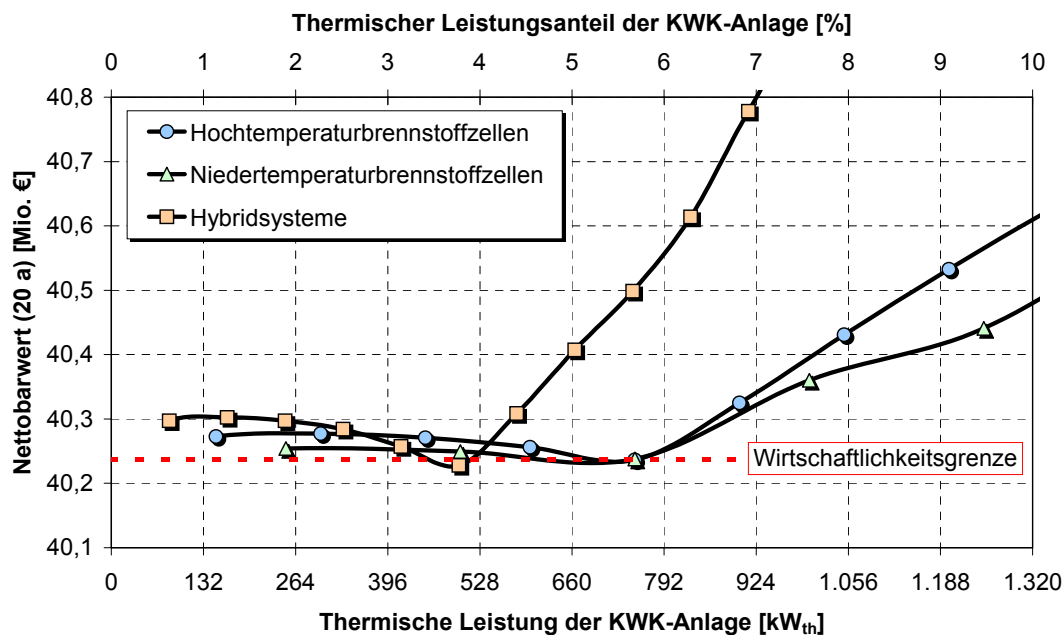


Abb. 4-12: Nettobarwerte des Brennstoffzelleneinsatzes in Abhängigkeit von der Anlagenleistung am Bspl. der Metallindustrie (> 1.000 Besch.) im pessimistischen Preisszenario

Typischerweise bildet sich ein Verlauf heraus mit zunächst der Ausbildung eines Minimums und anschließendem starken Anstieg der Kurven (vgl. Abb. 4-12). Der starke Anstieg des Nettobarwerts nach Erreichen der optimalen Anlagendimensionierung ist in der Regel dann zu beobachten, wenn der Eigenbedarf an elektrischer Energie weitgehend gedeckt wird und es zunehmend zur Rückspeisung ins öffentliche Stromnetz kommt. Mit steigender Unternehmensgröße bildet sich allerdings zum Teil bei den Hochtemperaturbrennstoffzellen und Hybridsystemen ein zweites Kostenminimum aus (vgl. Abb. 4-13 - oben). Hier stellt sich der Einsatz von Brennstoffzellen auch bei Überschussstromerzeugung und -einspeisung als wirtschaftlich heraus. Dies ist darauf zurückzuführen, dass gemäß der Verbändevereinbarung über den Stromnetzzugang (VV2plus) die Höhe der Einspeisevergütung stark von der jeweiligen Einspeisedauer abhängt. Großbetriebe mit tendenziell höheren Volllaststunden des thermischen Bedarfs und damit auch längeren Betriebszeiten der Brennstoffzellenanlagen im Vergleich zu kleinen Unternehmen erreichen entsprechend leichter attraktive Vergütungssätze.

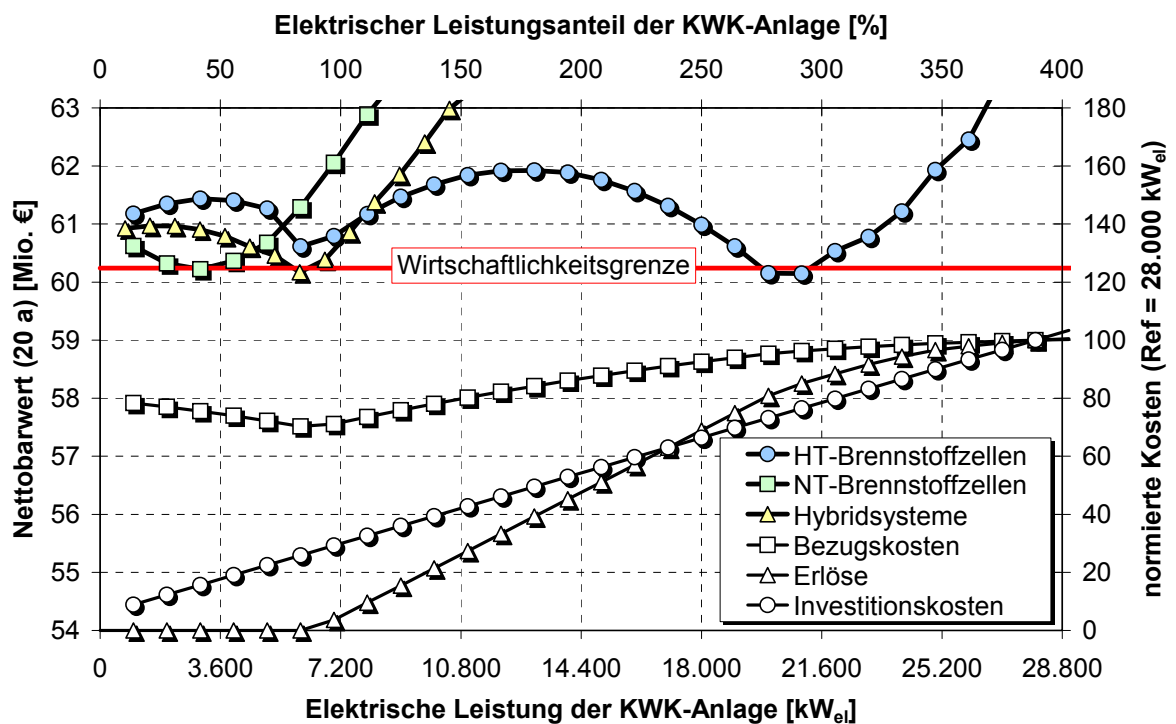


Abb. 4-13: Stromüberschusspotenziale und Einflüsse auf die Ausbildung eines zweiten Auslegungsoptimums in ausgewählten Branchen am Beispiel der chemischen Industrie (> 1.000 Beschäftigte) im pessimistischen Preisszenario

In Abb. 4-13 sind dazu die für die Wirtschaftlichkeit (von Hochtemperaturbrennstoffzellen) relevanten Größen dargestellt, normiert auf die Werte, die sich bei einer Anlagenleistung von 28.000 kW_e ergeben. Hierbei zeigt sich, dass es zunächst durch sinkende Bezugsgesamtkos-

ten (Strom- und Erdgasbezug) zur Ausbildung des ersten Auslegungsoptimums kommt. Die ansteigenden Bezugskosten können zunächst nicht durch zusätzliche Stromeinspeiseerlöse ausgeglichen werden, der überproportionale Anstieg der Einspeiseerlöse aufgrund der mit zunehmenden Benutzungsstunden der eingespeisten Energie steigenden Vergütung führt allerdings dann zur Ausbildung des angesprochenen zweiten Wirtschaftlichkeitsoptimums.

In einigen Industriesektoren besteht demnach ein zum Teil deutliches Überschussstromerzeugungspotenzial über die Eigenversorgung hinaus (vgl. Tabelle 4-4). Dies könnte für die Strombeschaffung von Energieversorgungsunternehmen oder den Markteintritt neuer unabhängiger Kraftwerksbetreiber interessante Möglichkeiten eröffnen.

Tabelle 4-4: Segmentspezifische Überschusspotenziale bei Erreichen der Zielkosten

Wirtschaftsunterabschnitt nach /WZ 1993/	Überschusspotenzial*			
	Hochtemperaturbrennstoffzellen Elektr. Leistung	Elektr. Erzeugung	Hybridsysteme Elektr. Leistung	Elektr. Erzeugung
DA – Ernährung	300	360	150	300
DE – Papier	170	190	190	160
DG – Chemie	290	280	Kein Überschusspotenzial vorh.	Kein Überschusspotenzial vorhanden

* - Verhältnis von Brennstoffzellengröße zu entsprechender Bedarfsgröße in [%] (Leistung bzw. Erzeugung)

4.2.2 Kumulierte Einsatzpotenziale in der Industrie Baden-Württembergs

Über die verschiedenen Versorgungsaufgaben hinweg ergeben sich die in Abb. 4-14 dargestellten ökonomischen Anforderungen an stationäre Brennstoffzellen in der Industrie Baden-Württembergs. Dabei wird als Indikator für die Größe eines Versorgungsobjektes dessen jährlicher Endenergiebedarf als Summe der elektrischen und der Brennstoffenergie gewählt.

Drei Bereiche lassen sich grob abgrenzen. In Richtung kleinerer Versorgungsaufgaben ist ein deutlicher Abfall der Wirtschaftlichkeitsgrenzkosten zu beobachten. Dies ist zurückzuführen auf die zunehmende Überdimensionierung auch einmoduliger Brennstoffzellenanlagen aufgrund der durch die Markteinführungssysteme festgelegten minimalen Ausleistungsleistungen von rd. 250 kW_{el}. Hinzu kommt, dass vor dem Hintergrund der Korrelation der Volllaststunden des Energiebezugs mit der Unternehmensgröße (vgl. Kapitel 3.1.3) in kleineren Betrieben in der Regel ungünstigere Bedarfsprofile für den Einsatz von KWK-Anlagen vorliegen. Insbesondere Niedertemperatursysteme sind hiervon betroffen, da die (wärmeseitige) Überdimensionierung aufgrund der geringeren Stromkennzahl der Systeme und der auf den Niedertemperaturbereich beschränkten Wärmenutzung in diesem Bereich bereits deutlich früher eintritt. In wieweit hier eine Anpassung der Anlagengrößen für die

Wettbewerbsfähigkeit stationärer Brennstoffzellen von Vorteil sein könnte, wird in Kapitel 4.2.3 diskutiert.

Oberhalb einer Objektgröße mit einem jährlichen Endenergiebedarf von rd. 5 GWh/a für Hochtemperaturbrennstoffzellen bzw. von rd. 10 GWh/a bei Niedertemperaturbrennstoffzellen bleiben die zu erreichenden Zielkosten stationärer Brennstoffzellen bis zu Einsatzfällen mit einem Bedarf von rd. 80 GWh/a im jeweiligen Preisszenario weitgehend konstant. Der Einfluss des Temperaturniveaus der nachgefragten Nutzwärme auf den Einsatz der verschiedenen Systeme wird hier wie auch im Bereich großer Versorgungsfälle anhand einzelner Einsatzfälle mit sehr niedrigen zu erreichenden Zielkosten deutlich. Diese ergeben sich für Branchen, die eine nur geringe bzw. keine Prozesswärmenachfrage im niedrigen Temperaturbereich aufweisen, wie insbesondere die Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren.

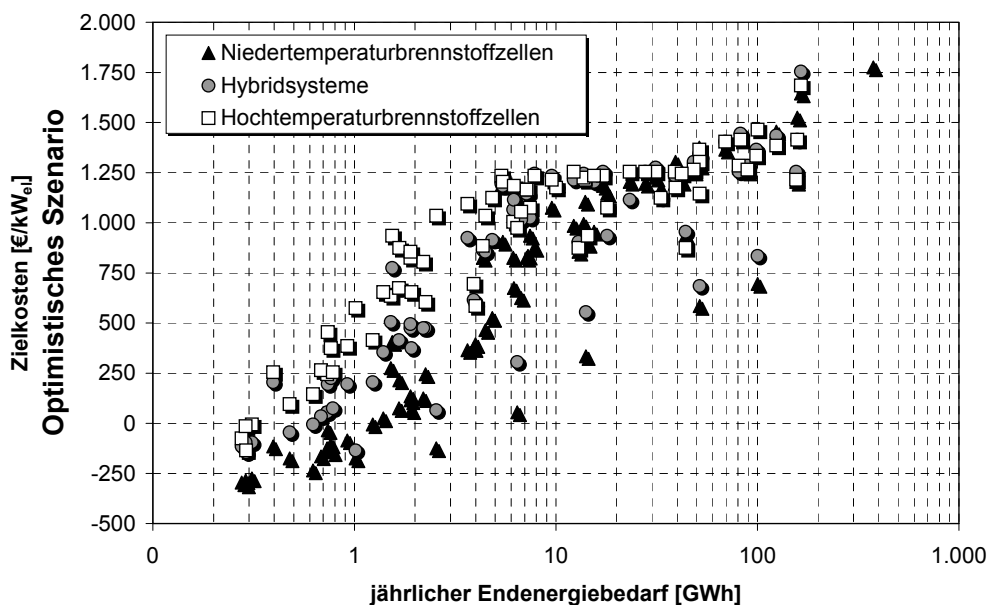
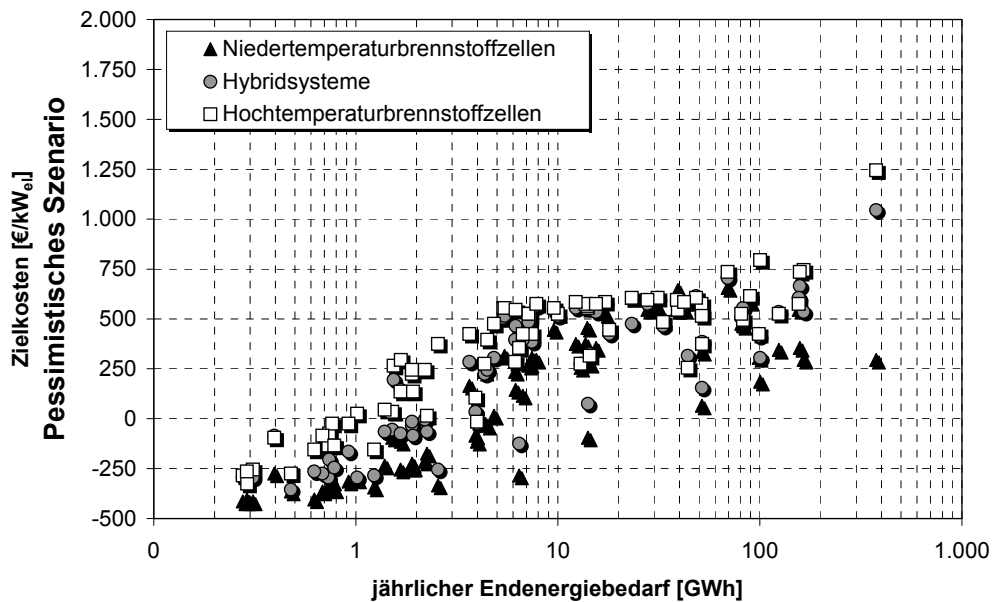


Abb. 4-14: Zu erreichende Zielkosten stationärer Brennstoffzellen im industriellen Sektor

Im Bereich größter Versorgungsaufgaben mit einem Endenergiebedarf von rd. 80 GWh/a schließlich treten in beiden Preisszenarien Einzelfälle mit deutlich höheren Zielkosten auf. Der Einsatz stationärer Brennstoffzellen profitiert hier von den vorliegenden Bedarfsprofilen, die tendenziell höhere Benutzungsstunden der KWK-Anlagen erlauben, und von den zum Teil vorliegenden Stromüberschusspotenzialen in einzelnen Anwendungsfällen.

Aufbauend auf den Einzelfallbetrachtungen lässt sich nun auch das wirtschaftlich erschließbare Einsatzpotenzial von stationären Brennstoffzellen in der Industrie Baden-Württembergs abhängig von deren Kostenentwicklung darstellen (vgl. Abb. 4-15). Dabei ist zu berücksichtigen, dass bei Anlagekosten oberhalb der in Abb. 4-14 dargestellten Zielkosten die Brennstoffzellen im betreffenden Segment nicht zum Einsatz kommen. Bei Kosten unterhalb der zu erreichenden Zielkosten vergrößern sich aber ggf. die Potenziale dadurch, dass die jeweils optimale Anlagenleistung schrittweise ansteigt. Zu unterscheiden ist weiterhin zwischen den Potenzialen bei ökonomisch optimaler Auslegung der Systeme sowie den Potenzialen, die aus betriebswirtschaftlicher Sicht ohne Mehrkosten im Vergleich zu konventionellen Systemen realisiert werden können. In Abb. 4-15 bilden die erstgenannten Potenziale die Potenzialuntergrenze für jedes System, die Potenziale ohne Mehrkosten die Obergrenze.

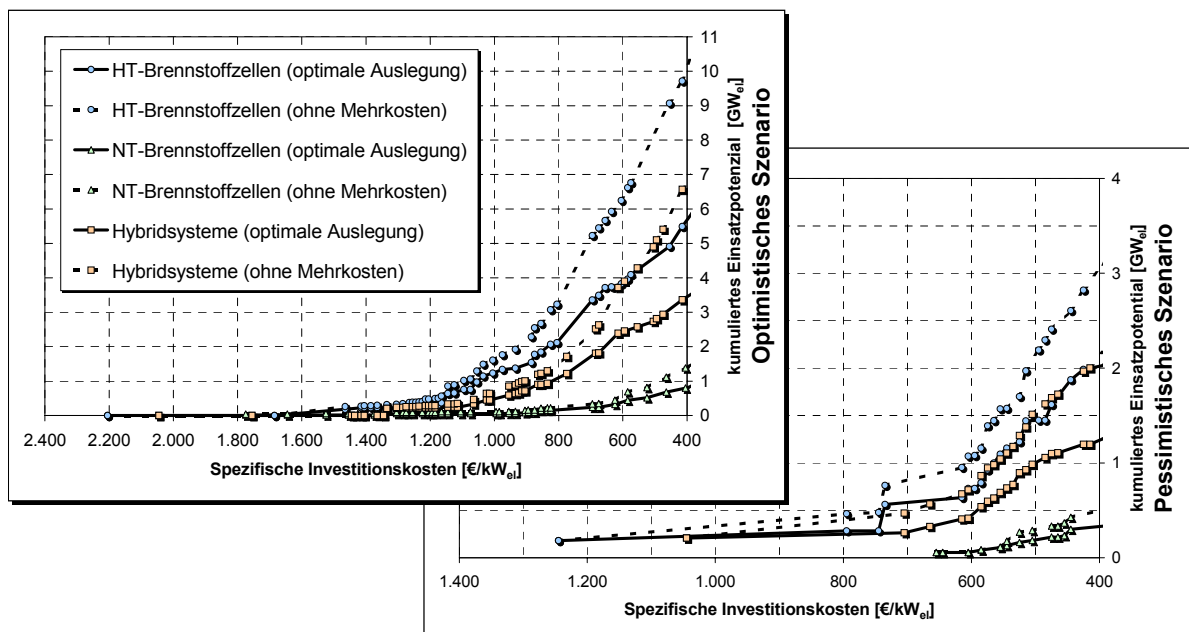


Abb. 4-15: Wirtschaftlich erschließbares Potenzial stationärer Brennstoffzellen in der Industrie Baden-Württembergs in Abhängigkeit von den spez. Investitionskosten der Systeme

Weitgehend unabhängig von der Kostenentwicklung weisen bei jeweils gleichen Investitionskosten Hochtemperatursysteme in der industriellen Anwendung die größten Einsatzmöglichkeiten stationärer Brennstoffzellen auf. Hintergrund ist hier vornehmlich die aufgrund der

geringeren Abwärmtemperatur eingeschränkte Wärmenutzung bei Hybridsystemen und Niedertemperaturbrennstoffzellen aufgrund der teilweise internen Wärmenutzung einerseits und den niedrigen Betriebstemperaturen der PEFC- bzw. PAFC-Technologie andererseits. Bezüglich des Stromerzeugungspotenzials profitieren Hybridsysteme zwar aufgrund der deutlich höheren Stromkennzahl, erreichen aber nicht die mit der höheren Abwärmtemperatur erschließbaren industriellen Einsatzmöglichkeiten von Hochtemperaturbrennstoffzellen.

Insgesamt weisen stationäre Brennstoffzellen mit fortschreitender Kostenreduktion bis ca. 1.000 €/kW_{el} relativ kleine wirtschaftliche Einsatzpotenziale auf. Werden beispielsweise die Kostenziele der verschiedenen Hersteller für die Markteinführung von rd. 1.250 €/kW_{el} erreicht, umfassen die ökonomisch attraktiven Einsatzfälle in Baden-Württemberg ein Gesamtpotenzial von rd. 0,2 GW_{el} im pessimistischen bzw. rd. 0,5 GW_{el} im optimistischen Preisszenario, was einem Anteil an der Brutto-Engpassleistung der im Jahr 2000 installierten Kraftwerke in Baden-Württemberg von rd. 1 – 3 % entspricht. Zum Erreichen der so gestellten Kostenziele der Hersteller sind allerdings entsprechend dem in Kapitel 2.4.2 diskutierten Konzept der Erfahrungskurve bereits z. T. deutliche Produktionsmengen erforderlich. Abb. 4-15 zeigt hierzu, dass die dafür notwendigen Marktsegmente in der allgemeinen industriellen Anwendung nur bei günstiger Entwicklung der Energiebezugpreise zur Verfügung stehen.

Eine weitreichende Marktdurchdringung, die ein Potenzial von 10 % der derzeitigen Stromerzeugungskapazität übersteigt, hängt ebenfalls stark ab von der zukünftigen Kostenentwicklung stationärer Brennstoffzellen. Wohingegen die Einsatzanalyse bei günstiger Preisentwicklung ein Kostenniveau von rd. 1.000 €/kW_{el} für ein entsprechendes wirtschaftlichen Potenzial ausweist, wäre bei ungünstiger Preisentwicklung ein Investitionskostenniveau von rd. 550 €/kW_{el} notwendig, das zumindest mittelfristig kaum erreichbar erscheint. Wird allerdings als langfristige Untergrenze für die Kostenentwicklung ein Niveau von 600 €/kW_{el} angenommen, das sich an den derzeitigen Anlagenkosten von Gasmotor-BHKW orientiert, weisen zumindest Hochtemperaturbrennstoffzellen wirtschaftliche Potenziale in der Industrie Baden-Württembergs zwischen 1 GW_{el} und 6 GW_{el} auf und könnten so bei günstiger Energiepreisentwicklung bis zu 40 % der derzeitigen Kraftwerksleistung bereitstellen.

4.2.3 Einfluss wesentlicher Parameter am Beispiel des pessimistischen Preisszenarios

Wie bereits angedeutet, wird in der Mehrzahl der Einsatzfälle die Wirtschaftlichkeitsgrenze mit einer einmoduligen Auslegung der Brennstoffzellensysteme erreicht. Aufgrund der durch die anvisierten Markteinstiegsprodukte nach unten hin begrenzte Auslegungsleistung kommt es dadurch vor allem im Bereich kleiner Unternehmen zu Potenzialeinbussen bzw. im Umkehrschluss könnte mit kleineren Modulgrößen früher ein wirtschaftlicher Einsatz erreicht werden. Abb. 4-16 verdeutlicht dies am Beispiel kleiner Unternehmen der Metallindustrie,

wenn die Investitionskosten der Anlagen den jeweiligen Zielkosten bei einer Leistung von $250 \text{ kW}_{\text{el}}$ entsprechen und die Modulgröße auf eine Leistung von $25 \text{ kW}_{\text{el}}$ herabgesetzt wird.

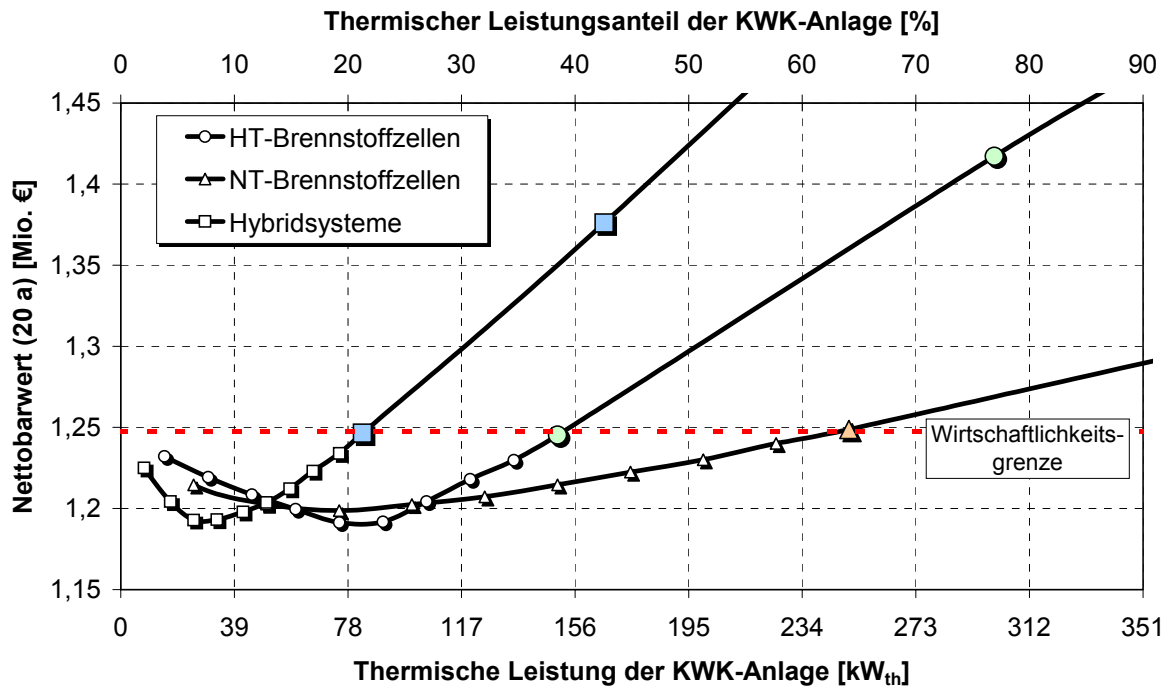


Abb. 4-16: Optimale Anlagenleistung bei verringerter Modulgröße am Beispiel der Metallindustrie (50 – 99 Beschäftigte) im pessimistischen Preisszenario

Dies bedeutet, dass die Zielkosten in all den Fällen deutlich steigen, wo das System bislang überdimensioniert war. Bei kleinen Abnehmern wirken sich hier die relativ höheren Strompreise positiv auf die Wirtschaftlichkeit aus. In Einzelfällen ergibt sich ein Zielkostenniveau sogar über den bei größeren Objekten zu erreichenden Zielkosten. Insbesondere Niedertemperatursysteme könnten von einer derartigen Reduktion der Modulgrößen profitieren, da steigende Strompreise dazu führen, dass es erst bei deutlich kleineren Einsatzfällen zu einer Überdimensionierung kommt (vgl. Abb. 4-17). Hinzu kommt, dass die zunächst benachteiligten Branchen geringer Niedertemperaturprozesswärmenachfrage insofern profitieren, als sich mit kleineren Modulen auch hier wirtschaftliche Benutzungsstunden ergeben.

Allerdings müssen bei der Interpretation der Ergebnisse für kleine Modulgrößen die in Kapitel 2.4.1 diskutierten Skaleneffekte der Anlagenleistungsgröße auf die Investitionskosten berücksichtigt werden. Zwar sind alternative Modulgrößen erst mit fortschreitender Marktdurchdringung zu erwarten, so dass im Rahmen der Einsatzsimulation ein entsprechender Kosteneffekt nicht betrachtet wurde. Mit Hilfe des in Kapitel 2.4.1 vorgestellten Degressionsansatzes lassen sich allerdings Investitionskosten von Kleinsystemen mit einer Leistung von $25 \text{ kW}_{\text{el}}$ darstellen, die die Kosten von $250 \text{ kW}_{\text{el}}$ -Modulen um rd. einen Faktor 2 übersteigen. Die dargestellte Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit stationärer Brennstoffzellen durch Anpassung der Systemgrößen ist insofern eher kritisch zu bewerten.

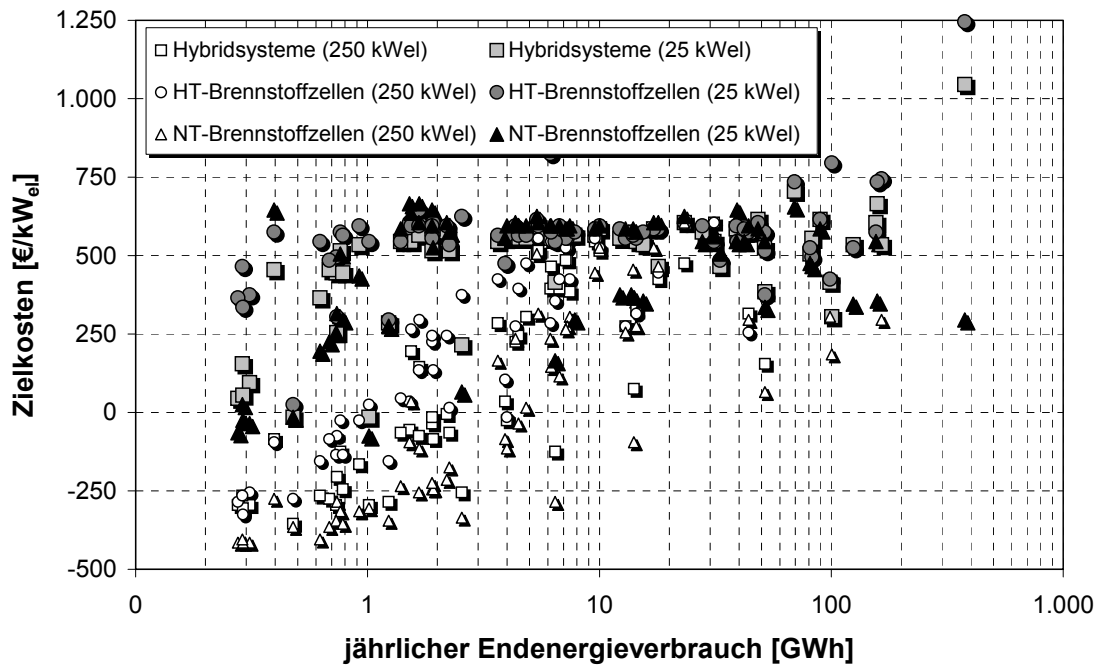


Abb. 4-17: Auswirkung einer angepassten Anlagenleistung in der Industrie am Beispiel einer Modulgröße von 25 kW_{el} im pessimistischen Preisszenario

Die Reduzierung der variablen Betriebskosten stationärer Brennstoffzellenanlagen, beispielsweise durch eine Verdopplung der Lebensdauer der Zellstacks, wirken sich vor allem bei Industrieunternehmen mit einem Endenergieverbrauch von 5 GWh/a und mehr positiv auf die Wettbewerbsfähigkeit der Brennstoffzellensysteme aus (vgl. Abb. 4-18).

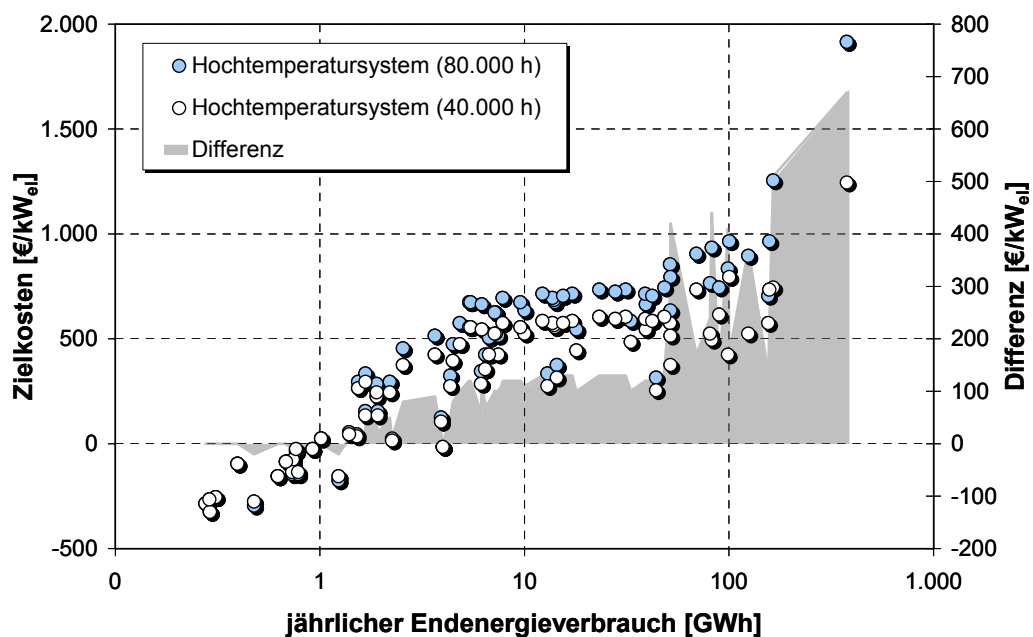


Abb. 4-18: Auswirkungen verringerter variabler Betriebskosten im industriellen Einsatz am Beispiel einer verdoppelten Stacklebensdauer im pessimistischen Preisszenario

Bei kleineren Anwendungsfällen profitieren die überdimensionierten Anlagen kaum von einer derartigen Reduktion der variablen Betriebskosten. Beim Einsatz in Großbetrieben sind hingegen für Hybridsysteme und Hochtemperatursysteme bis zu 50 % höhere Zielkosten möglich, Niedertemperaturbrennstoffzellen weisen hier mit 75 %, in Einzelfällen mit bis über 200 % höheren Zielkosten eine sehr deutliche Verbesserung ihrer Wettbewerbsfähigkeit auf.

Besonders deutlich wirkt sich eine Förderung stationärer Brennstoffzellen in Form erhöhter Einspeisevergütungen auf deren Wettbewerbsfähigkeit aus. Beispielhaft anhand des pessimistischen Preisszenarios zeigt Abb. 4-19 dazu über alle industriellen Versorgungsaufgaben hinweg, wie sich die im KWK-Ausbaugesetz vom 25. Januar 2002 /KWKG 2002/ vorgesehene 10-jährige Förderung in Höhe von 5,11 Ct/kWh_{el} für eingespeisten Strom auf die zu erreichenden Zielkosten auswirkt. Die verbesserte Wettbewerbsfähigkeit betrifft dabei alle Einsatzfälle annähernd gleich und hebt das Zielkostenniveau zum Teil sehr deutlich an.

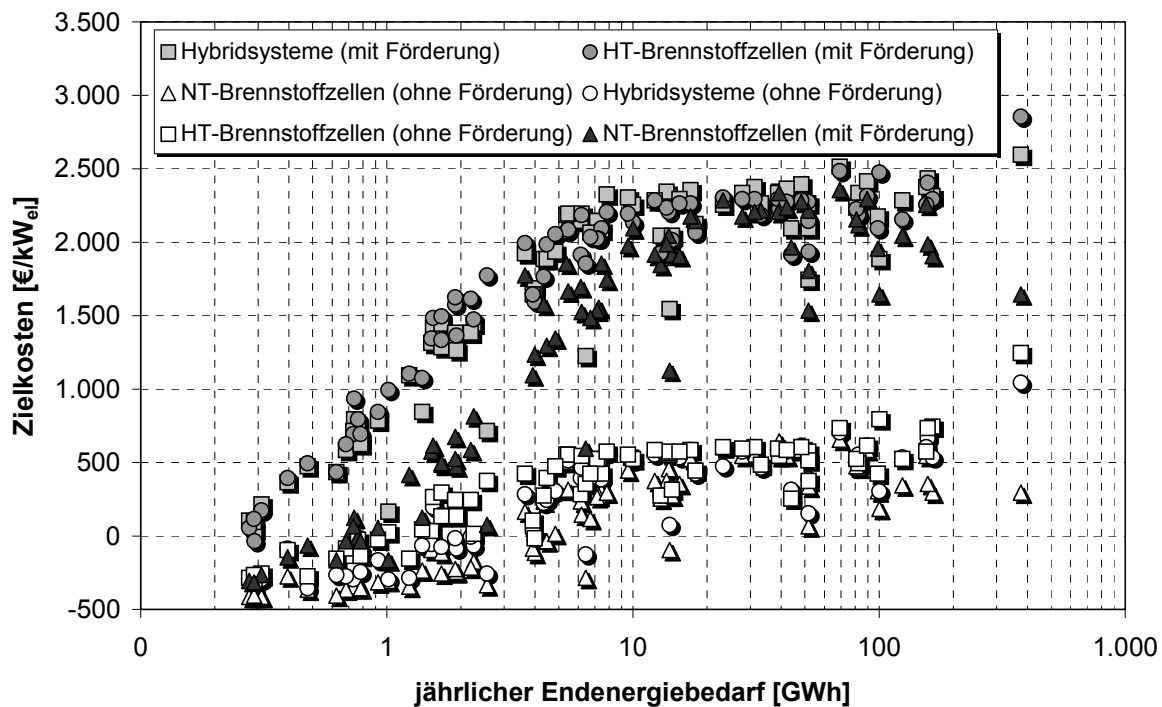


Abb. 4-19: Einfluss einer erzeugungsspezifischen Förderung der Systeme gemäß KWK-Gesetz im pessimistischen Preisszenario

4.2.4 CO₂-Minderungspotenziale

Die gesamten, dem Einsatz stationärer Brennstoffzellensysteme zuzuordnenden Kohlendioxid-Emissionen umfassen die direkten CO₂-Emissionen aus dem Betrieb der Anlagen sowie die Emissionen, die im Zusammenhang mit der Bereitstellung der Brennstoffe stehen oder dem Lebenszyklus der Anlagen zuzuordnen sind. Wie verschiedene Studien (unter anderem /Pehnt 2002/, /Pock 2001/) zeigen, weisen die indirekten CO₂-Emissionen aus Herstellung

und Rückbau der Anlagen allerdings sehr geringe Anteile an den Gesamtemissionen auf, die zudem in einer ähnlichen Größenordnung wie die anderer fossiler Energiewandlungssysteme liegen (vgl. beispielsweise /Marheineke 2002/, /Leven u. a. 2001/). Daher ergibt sich die CO₂-Emissionsminderung in guter Näherung direkt aus dem Vergleich der Einsatzvarianten stationärer Brennstoffzellensysteme mit den Treibhausgas(THG-)Emissionen der jeweiligen Versorgungsobjekte bei Heizwerkbereitstellung und Strombezug aus dem öffentlichen Netz.

Als konservative Abschätzung wird dabei für die Ermittlung der Vergleichsemissionen von einer vollständigen Deckung des industriellen Brennstoffbedarfs mit Erdgas ausgegangen, um eine Verfälschung der Ergebnisse durch brennstoffspezifische Emissionsminderungspotenziale zu vermeiden. Für die Emissionsberechnung selbst werden die Emissionsfaktoren für die Treibhausgasemissionen, insbesondere CO₂, CH₄ und N₂O, zu jeweils einem Faktor als CO₂-Äquivalent zusammengefasst, wobei auf die Daten von /Blesl 2003/ zurückgegriffen wird (vgl. Tabelle 4-5). Dabei wird deutlich, dass die Höhe der CO₂-Minderungseffekte in hohem Maße von der Bewertung des Strombezugs aus dem öffentlichen Netz und damit dem durch den Einsatz stationärer Brennstoffzellensysteme substituierten Strom abhängen dürfte. Vor dem Hintergrund, dass physisch eine genaue Zuordnung des durch Brennstoffzellen-KWK-Anlagen verdrängten Stroms der öffentlichen Erzeugung nicht möglich ist, wird für die Emissionsbestimmung der derzeitige bundesweite Strommix zugrunde gelegt. Die Auswirkungen veränderter CO₂-Emissionsfaktoren für Strom auf die Emissionsminderungspotenziale werden am Ende des Abschnitts dargestellt.

Tabelle 4-5: Bewertungsfaktoren für die Emission von Klimagasen (CO₂-Äquivalentemissionen)

	Einheit	CO ₂ -Äquivalentemissionen [kg/kWh _{el}]
Erdgas (bezogen auf Input)	kg/kWh _{Hu}	0,1980
Strommix Baden-Württemberg (2002)	kg/kWh _{el}	0,3110
Strommix Deutschland (2002)	kg/kWh _{el}	0,5913
100 % Wasserkraft	kg/kWh _{el}	0,0130
100 % Kernenergie	kg/kWh _{el}	0,0230
100 % Erdgas-GuD	kg/kWh _{el}	0,3506
100 % Steinkohle	kg/kWh _{el}	0,7360
100 % Braunkohle	kg/kWh _{el}	0,9082

Quelle: /Blesl 2003/

Am Beispiel des Einsatzfalles „chemische Industrie mit 500 – 999 Beschäftigten“ zeigt Abb. 4-20 die CO₂-Minderungspotenziale der verschiedenen stationären Brennstoffzellensysteme sowie von Gasturbinen-HKW und Gasmotor-BHKW gegenüber der Objektversorgung über den reinen Strombezug und der Wärmebereitstellung in einem Heizwerk auf. In Abhängig-

keit der Leistung der KWK-Anlage werden hierbei vor allem die Auswirkungen der zum Teil deutlich höheren Stromkennzahl von Brennstoffzellen im Vergleich zu Gasturbinen- und Gasmotor-KWK-Anlagen deutlich. Insbesondere Hochtemperaturbrennstoffzellen und Hybridsysteme weisen deutlich größere Potenziale auf, die in diesem Fall die Potenziale der betrachteten Wärmekraftanlagen um den Faktor 2,5 bis 7 übersteigen. Im Fall der in Abb. 4-20 dargestellten großen Unternehmen der chemischen Industrie führen die vorhandenen Stromüberschusspotenziale von Hochtemperaturbrennstoffzellen sogar zu einer rechnerisch negativen CO₂-Emissionsminderung aufgrund der Netto-Stromeinspeisung ins öffentliche Netz.

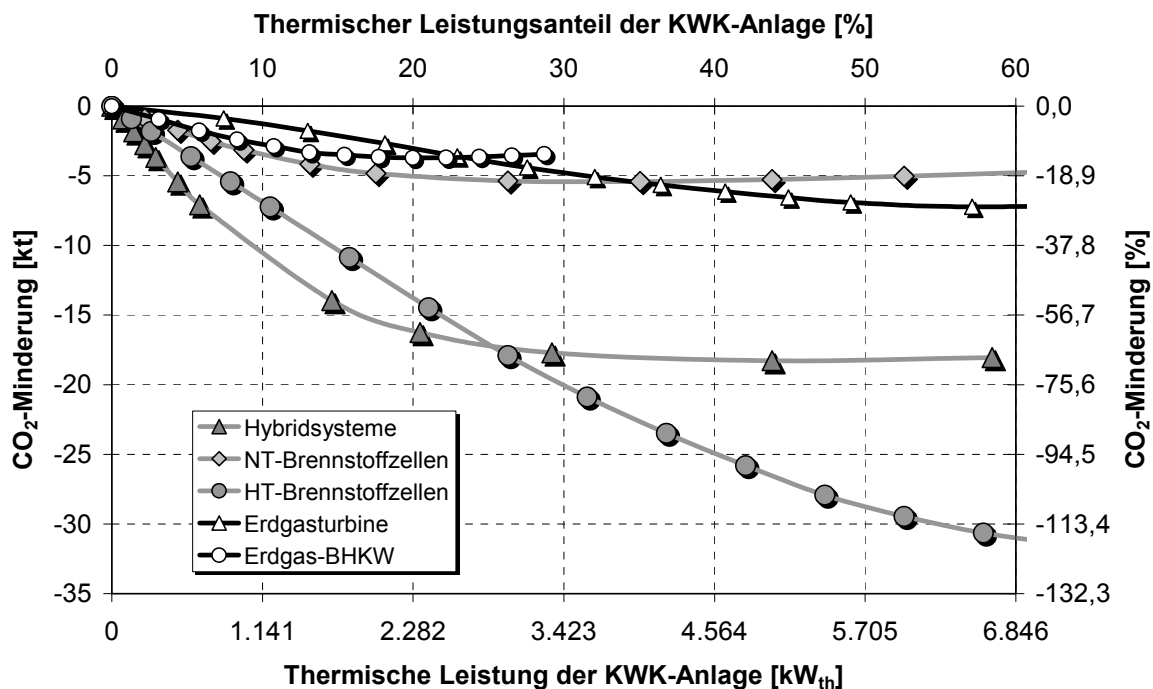


Abb. 4-20: Fallspezifische CO₂-Minderung in Abhängigkeit der Systemauslegung am Beispiel der chemischen Industrie (500 – 999 Beschäftigte)

Großen Einfluss auf die CO₂-Emissionsminderungspotenziale haben die Energiekenngrößen des jeweiligen Einsatzfalles. Insbesondere das Verhältnis des Bedarfs an elektrischer und thermischer Energie hat wegen der unterschiedlichen Stromkennzahl der konkurrierenden Wandlungstechnologien deutliche Auswirkungen auf die erzielbare Emissionsminderung. Daneben spielt vor allem das Temperaturniveau der nachgefragten Wärme eine Rolle. Abb. 4-21 zeigt dies am Beispiel großer Unternehmen in der Holzverarbeitenden Industrie, die im Vergleich zu chemischen Betrieben zwar ähnliche Stromkennzahlen, allerdings eine deutlich höhere thermische Nachfrage auf niedrigem Temperaturniveau aufweisen. Diese führt dazu, dass hier der (wärmeseitige) Einsatz von KWK-Systemen mit Niedertemperaturabwärme im Vergleich zu Hochtemperaturbrennstoffzellen und Gasturbinen-HKW deutlich weniger stark eingeschränkt ist. Hybridsysteme, deren Abwärmtemperatur aufgrund der teilweise internen

Wärmenutzung ebenfalls auf unter 100 °C beschränkt ist, weisen so auch bei zunehmender Leistung der KWK-Anlage CO₂-Minderungspotenziale auf, die die Emissionsminderungsmöglichkeiten von Hochtemperaturbrennstoffzellen übersteigen.

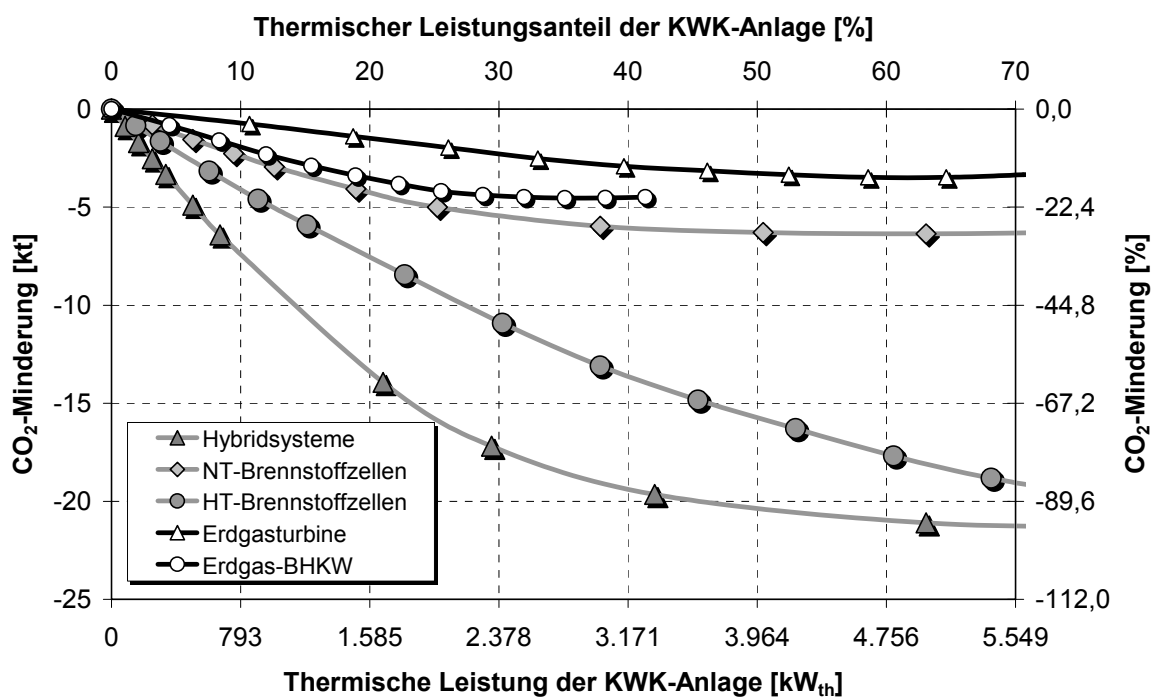


Abb. 4-21: Fallspezifische CO₂-Minderung in Abhängigkeit der Systemauslegung am Beispiel der holzverarbeitenden Industrie (500 – 999 Beschäftigte)

Werden die objektspezifischen Möglichkeiten zur Reduktion von Treibhausgasemissionen für alle betrachteten industriellen Versorgungsaufgaben zusammengefasst, ergibt sich abhängig von den Investitionskosten stationärer Brennstoffzellen deren wirtschaftlich erschließbares CO₂-Minderungspotenzial in der Industrie Baden-Württembergs gemäß Abb. 4-22. Auch hier sind wieder zwei Entwicklungen aufgezeigt, einerseits das Minderungspotenzial bei wirtschaftlich optimaler Auslegung der Einzelsysteme, andererseits die mögliche Reduktion der Treibhausgasemissionen, die gerade noch wirtschaftlich erreicht werden könnte.

Aufgrund der bereits diskutierten größeren Einsatzmöglichkeiten von Hochtemperaturbrennstoffzellen in der Industrie weisen diese auch bezüglich der CO₂-Minderung die höchsten Potenziale im Vergleich mit Niedertemperaturbrennstoffzellen und Hybridsystemen auf. Entsprechend der wirtschaftlich erschließbaren Einsatzpotenziale stationärer Brennstoffzellen ergeben sich dabei deutliche CO₂-Minderungspotenziale auch erst mit fortschreitender Kostenreduktion. So betragen die wirtschaftlich realisierbaren Minderemissionen bei Erreichen der Kostenziele von Seiten der Hersteller (1.250 €/kW_{el}) weitgehend unabhängig von der Preisentwicklung rd. 0,3 – 0,5 Mio. t_{CO2} (entsprechend rd. 0,4 - 0,7 % der CO₂-Emissionen in Baden-Württemberg des Jahres 2000). Die weitere Entwicklung ist wiederum

sehr stark von der zukünftigen Entwicklung der Energiepreise abhängig, so dass davon ausgehend die THG-Minderungspotenziale bei spezifischen Investitionskosten der Anlagen von 1.000 €/kW_{el} nur im Rahmen des optimistischen Szenarios auf bis zu 3 Mio. t_{CO2} (entsprechend rd. 4 % der derzeitigen Treibhausgasemission) steigen. Wird schließlich als langfristige Untergrenze eine Kostensenkung auf rd. 600 €/kW_{el} angenommen, beträgt die durch den Einsatz stationärer Brennstoffzellen wirtschaftlich realisierbare CO₂-Minderung im ungünstigen Fall bis zu rd. 2 Mio. t_{CO2} (rd. 2,7 % der derzeitigen Emissionen) und im günstigen Preisszenario bis zu rd. 11 Mio. t_{CO2} (rd. 14,6 % der derzeitigen Emissionen).

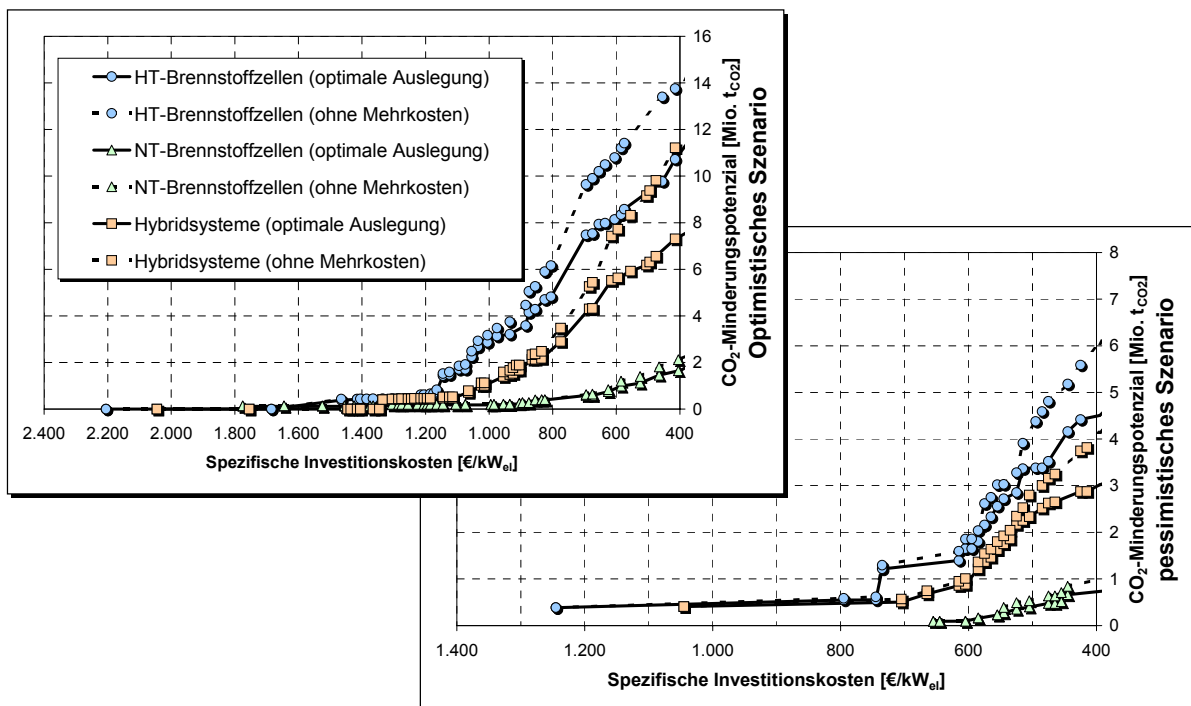


Abb. 4-22: Wirtschaftlich erschließbare CO₂-Minderungspotenziale in der Industrie Baden-Württembergs in Abhängigkeit von den spezifischen Investitionskosten der Systeme

Wie zuvor erwähnt ist insgesamt zu beachten, dass die aufgezeigten Minderungspotenziale stark von den für die öffentlichen Stromnetze zugrundegelegten CO₂-Äquivalentemissionen abhängen. Abb. 4-23 verdeutlicht die Auswirkungen veränderter CO₂-Emissionsfaktoren für die Bewertung der elektrischen Energie, indem die Gesamtminderungspotenziale stationärer Brennstoffzellen im optimistischen Preisszenario bei der angenommenen Untergrenze für die langfristige Kostenentwicklung von 600 €/kW_{el} über der Bandbreite der für Strom ansetzbaren CO₂-Äquivalentemissionen angegeben sind.

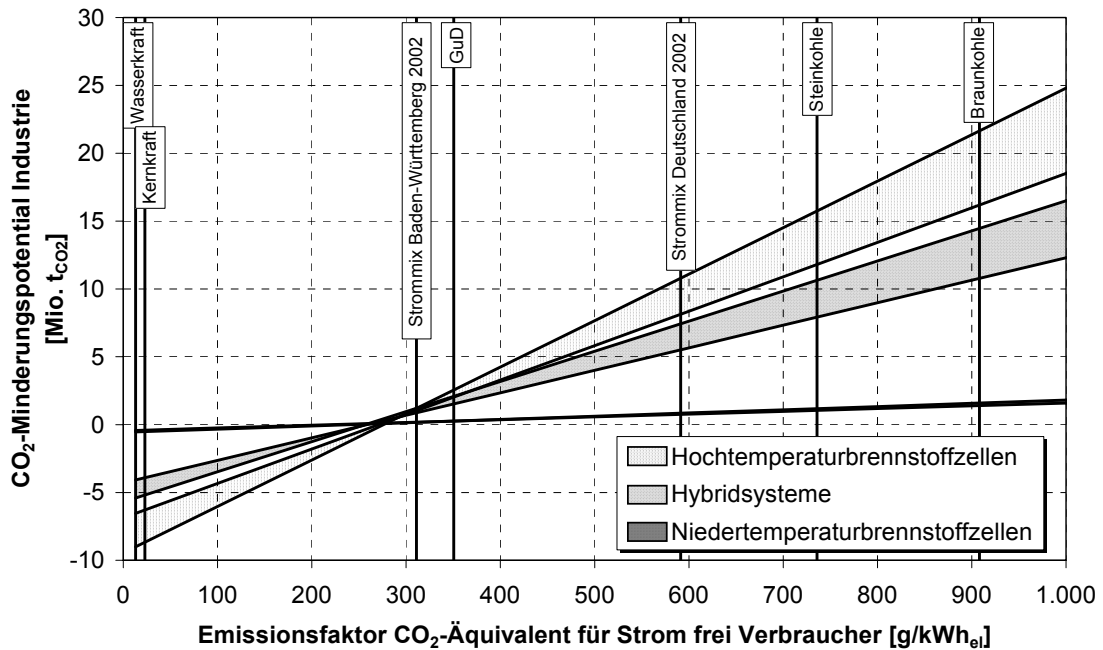


Abb. 4-23: CO₂-Minderung industrieller Brennstoffzellen in Baden-Württemberg bei spezifischen Investitionskosten von 600 €/kW_{el} und einer günstigen Energiepreisentwicklung in Abhängigkeit von der Emissionsbewertung für Strom

Der lineare Zusammenhang des Minderungspotenzials von Brennstoffzellen in der Industrie und des Emissionsfaktors als CO₂-Äquivalent für Strom führt dazu, dass der Einsatz der Technologie hinsichtlich einer Treibhausgasminderung bei Werten von unter rd. 270 g/kWh_{el} unattraktiv wird. Das heißt, dass bei einer entsprechenden Stromerzeugungsstruktur mit z. B. einem hohen Anteil an Wasserkraft und Kernenergie, eine Objektversorgung mittels Brennstoffzellen-KWK-Anlagen gegenüber der dem Strombezug in Kombination mit einem erdgasbefeuerten Heizwerk rechnerisch zu einer Mehremission klimarelevanter Gase führt.

Gegenüber der derzeitigen Erzeugungsstruktur in Baden-Württemberg weisen Brennstoffzellen in der Industrie ein vergleichsweise geringes CO₂-Minderungspotenzial auf. Auch bei Zugrundelegen einer vollständig erdgasbasierten Versorgung, die sich anhand der Stromerzeugung mittels moderner GuD-Kraftwerke darstellt, eröffnet die Technologie nur geringe CO₂-Minderungspotenziale. Erst mit zunehmendem Anteil kohlenbasierter Stromerzeugungsanlagen werden nennenswerte Potenziale erreicht, wobei die dargestellte Bandbreite bezüglich deren Höhe aus der einerseits ökonomisch optimalen Auslegung der Anlagen (untere Grenzkurve) und der ohne Mehrkosten maximal möglichen Anlagenleistung der Brennstoffzellenanlagen (obere Begrenzung) in den einzelnen Versorgungsaufgaben resultiert.

Vor dem Hintergrund der derzeit eingeschlagenen deutschen Kernenergiepolitik, die entsprechend der Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen bis zum 2025 zur Außerbetriebnahme der deutschen Kernkraftwerke führen soll, ist weiterhin das im Vergleich zur bundesdeutschen Erzeugungsstruktur deutlich höhere

Emissionsminderungspotenzial bei einer unterstellten rein kohlenbasierten Stromerzeugung interessant. Für den Ersatz der wegfallenden Kernenergie stehen derzeit vornehmlich Steinkohlekraftwerke in der Diskussion, so dass sich anhand Abb. 4-23 die mögliche Rolle der Brennstoffzellentechnologie hinsichtlich zukünftiger Klimaschutzziele andeuten lässt.

4.3 Einsatzsimulation für den Bereich privater Haushalte

Im Gegensatz zum industriellen Einsatz von Brennstoffzellen, der wegen der vergleichsweise geringen Strompreise durch einen wärmegeführten Anlagenbetrieb charakterisiert sein dürfte, stellen Haushalte ein Hochpreissegment für den dezentral erzeugten Strom dar. Entsprechend weisen auch alle für dieses Segment durchgeführten Studien (z. B. /König 2001/, /Berthold u. a. 1999/, /Hutter u. a. 2000/) die stromgeführten Betriebsweise als ökonomisch sinnvollste Variante aus, so dass sich die folgenden Betrachtungen auf diese Fahrweise beschränken.

Gemäß Kapitel 4.1.4 lassen sich die auf Basis von Standardlastprofilen ermittelten Strompreise und Netznutzungsentgelte privater Kunden sehr genau darstellen. Eine detaillierte Aufschlüsselung von Vertriebskosten und anderen Preiskomponenten ist allerdings auf Basis veröffentlichter Daten nicht möglich. Inwieweit der Anschluss dezentraler Stromerzeugungsanlagen bei Haushalten, der zu einer vom VDEW-Standardlastprofil abweichenden Bezugscharakteristik führt, zu einer veränderten Preisgestaltung führen würde, lässt sich auf der Basis von derzeitigen Marktpreisen auch nicht ermitteln. Insbesondere die intransparente Einrechnung der verschiedenen fixen Kostenanteile für Abrechnung, Netzanschluss und anderes in die Jahres- und Arbeitspreise der Versorger machen dies praktisch unmöglich.

Für die Einsatzanalyse wird daher die zu erwartende Behandlung dezentraler Kleinerzeugungsanlagen anhand von Überlegungen zur Kostenstruktur eingegrenzt. Zunächst wird davon ausgegangen, dass die Netznutzungsentgelte aufgrund der auch bei Eigenerzeugung notwendigen anschlussseitigen Aufwendungen als Fixkosten für die einzelnen Einsatzfälle mehr oder weniger bestehen bleiben, eine Bewertung des Stroms also durch die Stromarbeitspreise abzüglich der Netznutzungsentgelte erfolgt. Für die Jahreskosten eines Haushaltes in Abhängigkeit von der Abnahmemenge ergibt dies eine Kurve verringerter Steigung, die bei der jährlichen Abnahmemenge ohne Eigenerzeugung die Vollkostenkurve schneidet. Dies ist in Abb. 4-24 für das optimistische und pessimistische Preisszenario am Beispiel großer Mehrfamilienhäuser dargestellt. Alternativ erfolgt eine Bewertung der erzeugten elektrischen Energie allein anhand der dadurch vermiedenen Stromerzeugungskosten, die sich direkt aus den Spotmarktpreisen für Haushaltsstrom ableiten lassen. Dies führt zu einer noch flacheren Steigung der jährlichen Stromkosten in den betrachteten Einsatzfällen (vgl. Abb. 4-24). Die so ermittelten Kostenfunktionen ermöglichen es nun, im Rahmen der Einsatzanalyse den über die Stromeigenerzeugung hinausgehenden Restbezug an elektrischer Energie zur Spitzenlastabdeckung eines Versorgungsobjektes ökonomisch zu bewerten.

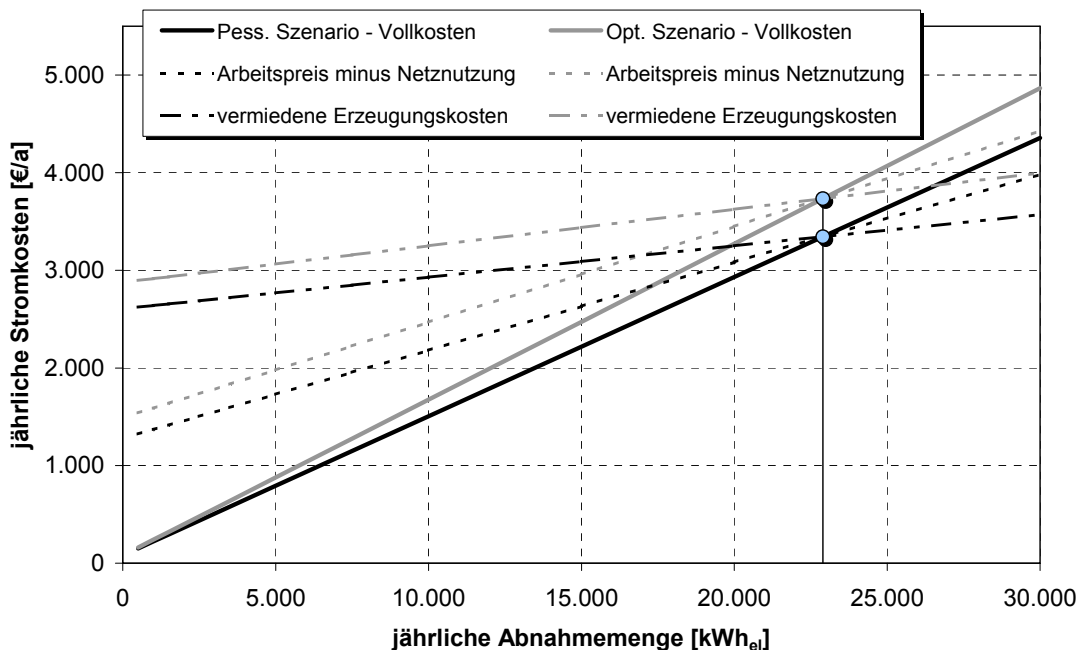


Abb. 4-24: Preismodellierung für den Bezug elektrischer Energie privater Haushalte am Beispiel großer Mehrfamilienhäuser (6-12 Wohneinheiten), Baustandard 1983-2000

4.3.1 Ermittlung der Zielkosten bei optimaler Anlagendimensionierung

Wie die Zielkostenbestimmung bei optimaler Anlagendimensionierung im industriellen Einsatz wird auch bei der Betrachtung repräsentativer Versorgungsaufgaben in der Gebäudestruktur Baden-Württembergs die Anlagendimensionierung und die Berechnung der für einen wirtschaftlichen Einsatz maximal möglichen Investitionen iterativ durchgeführt. Die auf Basis der ökonomischen Rahmendaten durchgeführte Auslegung der Brennstoffzellenanlagen für die abgeleiteten Versorgungsfälle beschränkt sich dabei zunächst auf die Dimensionierung des darin integrierten Wärmespeichers. Die elektrische Leistung der Brennstoffzellen selbst wird auf 1,5 kW_{el} bzw. 4,5 kW_{el} beschränkt¹⁵, da eine mehrmodulige Auslegung der Anlagen, wie dies in der Industrie vorgesehen wurde, hier aufgrund der bei kleinen Leistungen sehr deutlichen Skaleneffekte (vgl. Kap. 2.4.1) zumindest mittelfristig nicht relevant sein dürfte.

Abb. 4-25 zeigt am Beispiel kleiner Mehrfamilienhäuser die Abhängigkeit der Wirtschaftlichkeit der Brennstoffzellenanlagen von deren spezifischen Investitionskosten und der Speicherauslegung anhand der dargestellten Differenz des Nettobarwerts von der zu erreichenden Wirtschaftlichkeitsgrenze. Deutlich wird, dass zwar die investiven Aufwendungen als Haupt-Einflussgröße bestehen bleiben. Die Speicherauslegung hat jedoch einen signifi-

¹⁵ Zwar sind z. B. auch 3-kW_{el}-Systeme in der Entwicklung (vgl. Anhang A), deren ökonomische Konkurrenzsituation lässt sich aber anhand der für die beiden „Extremgrößen“ ermittelten Zielkosten relativ genau abschätzen.

kanten Einfluss, auch wenn die optimale Speichergöße nur sehr kleine Kapazitäten aufweist und so vornehmlich als Tagesspeicher für den Warmwasserbedarf zu sehen ist. Auch wenn dabei die Höhe des angesetzten Preises für den erzeugten Strom einen deutlichen Einfluss auf die Speicherdimensionierung aufweist, ist generell der Einsatz von Saisonal- oder gar Jahres speichern ökonomisch kaum interessant. Im betrachteten Fall ergeben sich so für die optimale Speicherauslegung (ca. 150 kWh_{th}) die zu erreichenden Zielkosten mit 440 €/kW_{el}.

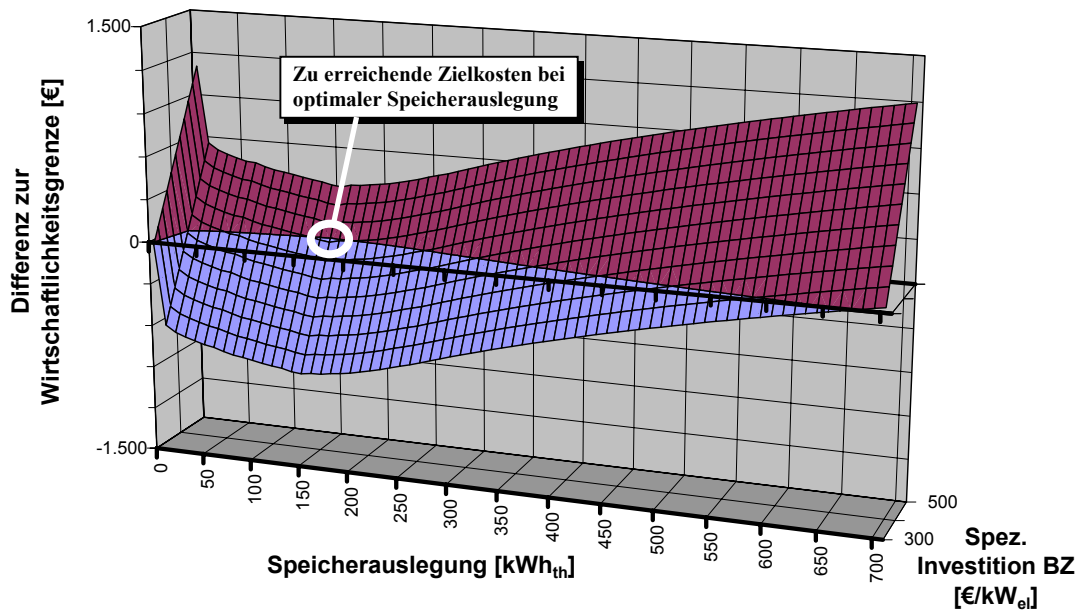


Abb. 4-25: Auslegungsoptimierung des Wärmespeichers ($P_{BZ} = 1,5 \text{ kW}_{el}$) am Beispiel kleiner Mehrfamilienhäuser (3-6 WE), Baustandard 1978-83 im pessimistischen Szenario

4.3.2 Kumulierte Einsatzpotenziale in Haushalten Baden-Württembergs

Über alle Gebäudetypen hinweg ergibt sich für die beiden betrachteten Anlagengrößen stationärer Brennstoffzellen die in Abb. 4-26 dargestellte Situation, wiederum aufgetragen über dem jährlichen Endenergieverbrauch der Einsatzfälle als Summe des Strom- und Brennstoffbedarfs. Ähnlich wie beim industriellen Einsatz zeigt sich hier, dass die anvisierten Leistungen bei Gebäudeobjekten mit einem Endenergiebedarf unter 50.000 kWh/a zu groß gewählt sind. Entsprechend sinken auch hier die zu erreichenden Zielkosten für einen wirtschaftlichen Einsatz von Brennstoffzellen in Richtung kleiner Versorgungsaufgaben deutlich ab.

Zudem hängen die zu erreichenden Zielkosten sehr stark von der Bewertung des erzeugten Stroms ab. Wohingegen die Variante konstanter Netznutzungsentgelte einen wirtschaftlichen Einsatz bereits bei Anlagenkosten erlaubt, die deutlich über den Zielkosten im industriellen Sektor liegen, erlaubt die Bewertung gemäß der vermiedenen Erzeugungskosten, das heißt der Vergleich zu den Stromgestehungskosten des bestehenden Kraftwerks-parks, in keinem Fall einen wirtschaftlichen Betrieb. Entsprechend ist die Marktentwicklung

von Brennstoffzellen für die Versorgung einzelner Gebäude angewiesen auf ökonomische Vorteile im Sinne quantifizierbarer finanzieller Vorteile auf Seiten des Netzbetriebs.

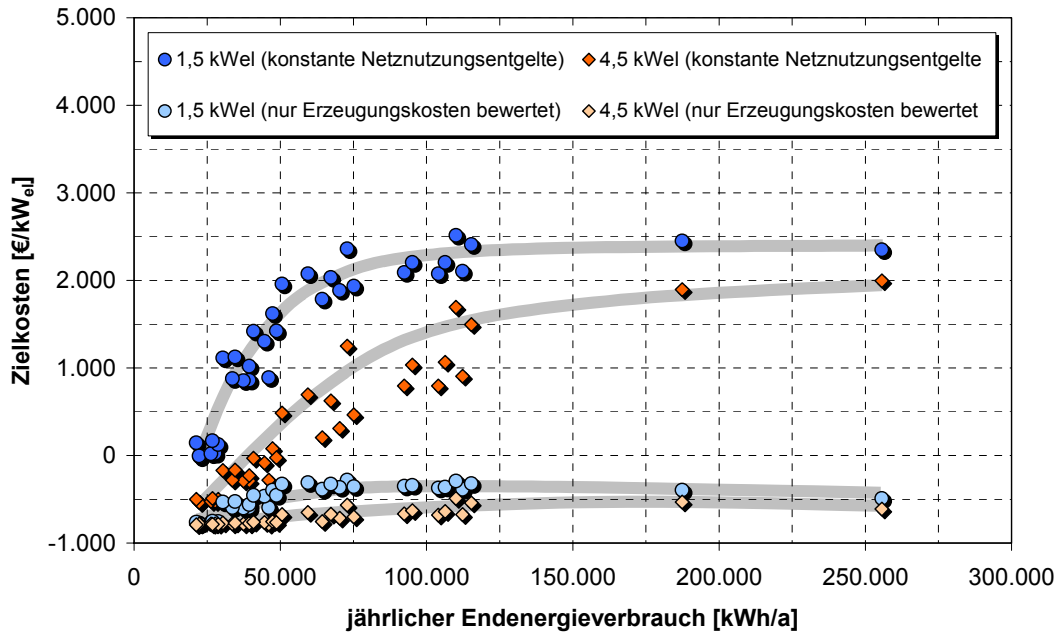


Abb. 4-26: Zielkosten stationärer Brennstoffzellensysteme für den Einsatzfall Haushalte im pessimistischen Preisszenario

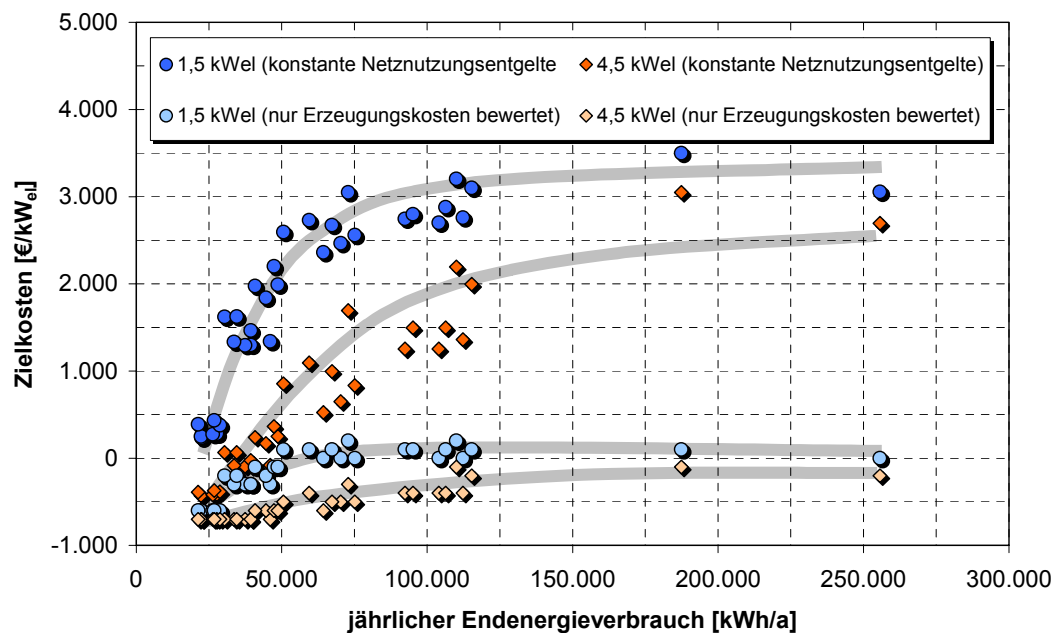


Abb. 4-27: Zielkosten stationärer Brennstoffzellensysteme für den Einsatzfall Haushalte im optimistischen Preisszenario

Um dennoch die wirtschaftlichen Einsatzpotenziale stationärer Brennstoffzellen im Gebäudereich näher eingrenzen zu können, wird hier der Darstellung veränderter energiewirtschaftlicher Rahmenbedingungen vorgegriffen und die gemäß /KWKG 2002/ vorgesehene 10-jährige Förderung von Brennstoffzellen in Höhe von 5,11 Ct/kWh_{el} eingespeister elektri-

scher Energie in die Betrachtung mit einbezogen. Zwar stellt sich eine Einspeisevergütung bei stromgeführtem Betrieb der Systeme und damit (idealerweise) vollständigen Eigennutzung des erzeugten Stroms als praktisch irrelevant dar. In Verbindung mit der ökonomischen Bewertung der Stromerzeugung anhand der vermiedenen Erzeugungskosten (wie in der Verbändevereinbarung (VV2plus) für die Einspeisevergütung dezentral erzeugten Stroms vorgesehen) ermöglicht diese Bewertungsvariante allerdings die nähere Eingrenzung der wirtschaftlich erschließbaren Potenziale von Brennstoffzellen in diesem Einsatzgebiet (vgl. Abb. 4-28).

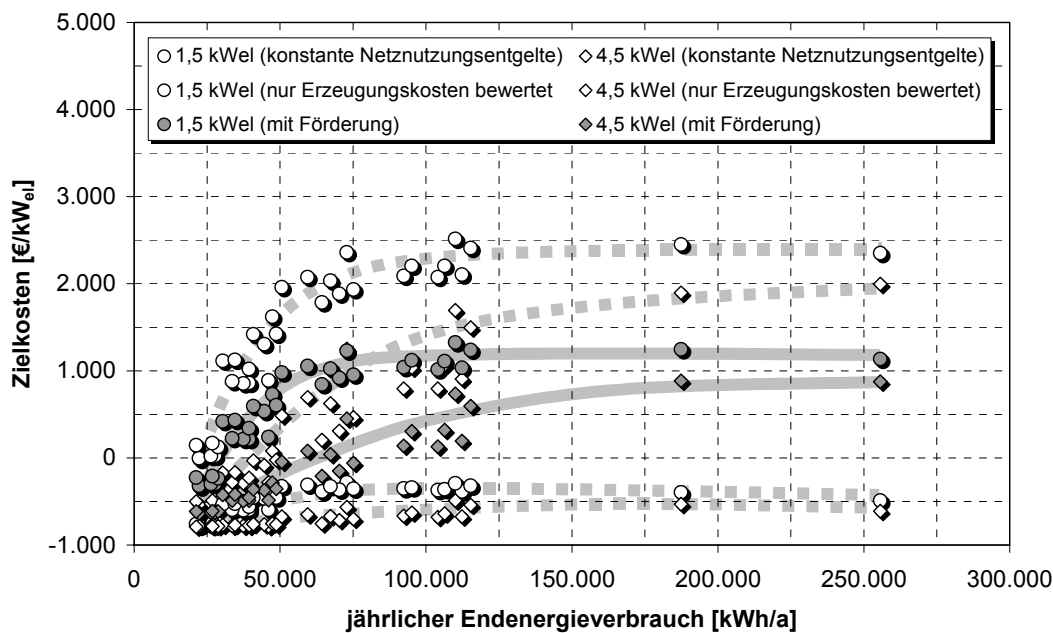


Abb. 4-28: Einfluss einer erzeugungsorientierten Förderung gemäß KWKG auf die Wirtschaftlichkeit von Brennstoffzellen in der Gebäudeversorgung im pessimistischen Szenario

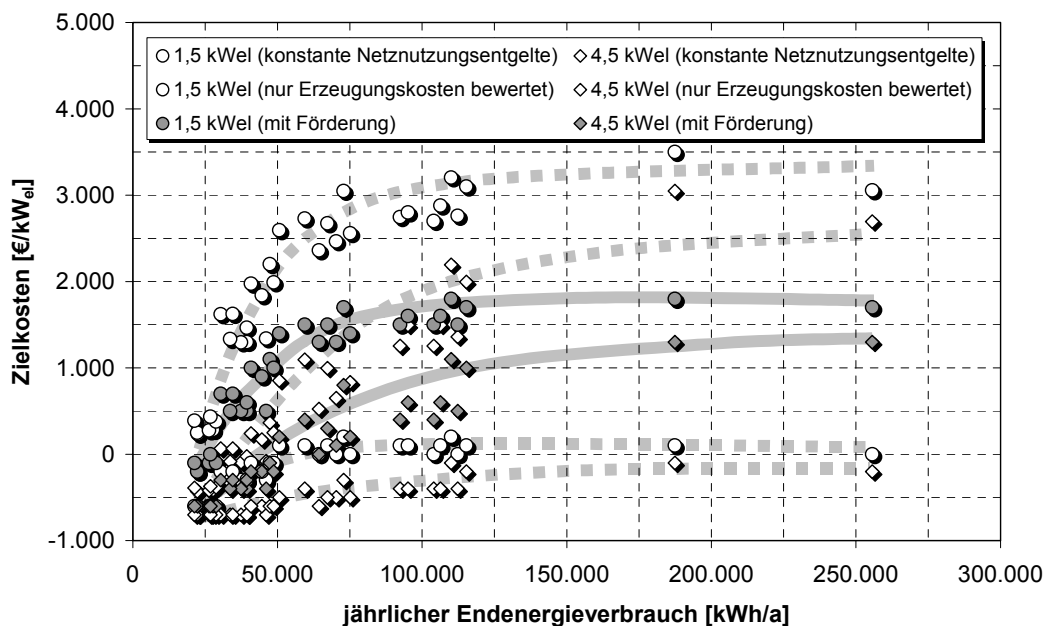


Abb. 4-29: Einfluss einer erzeugungsorientierten Förderung gemäß KWKG auf die Wirtschaftlichkeit von Brennstoffzellen in der Gebäudeversorgung im optimistischen Szenario

Anhand dieser Bewertungsvarianten stellt sich das Gesamtpotenzial der Versorgung privater Haushalte mit Brennstoffzellen-KWK-Systemen gemäß Abb. 4-30 dar. Im Vergleich zu den industriellen Anwendungsbereichen wird deutlich, dass die wirtschaftlich zu installierende Brennstoffzellenleistung für Gebäudeanwendungen insgesamt deutlich geringer ausfällt, als das entsprechende Potenzial in der Industrie. Hingegen ist das Marktpotenzial bezogen auf die wirtschaftlich zu installierende Anlagenzahl hier deutlich größer. Bei 1,5 kW_{el}-Systemen liegt es mit rd. 2 Mio. Stück um einen Faktor 4 höher als beispielsweise die Zahl wirtschaftlich zu installierender Hochtemperatursysteme in der industriellen Anwendung.

Gleichzeitig ergeben sich bereits bei deutlich höheren spezifischen Investitionskosten der Brennstoffzellensysteme erste interessante Anwendungsfälle, insbesondere bei einer günstigen Entwicklung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen (optimistisches Szenario). Vor dem Hintergrund der zuvor diskutierten Erfahrungskurven könnten diese Einsatznischen für die Kostenentwicklung stationärer Brennstoffzellen in der Gebäudeanwendung durchaus von Bedeutung sein, abhängig natürlich davon, wie stark die sehr deutlichen Skaleneffekte der Anlagenleistungsgröße einer möglichen Kostenreduktion gegenüber stehen.

Werden die Kostenziele der Hersteller von 1.250 €/kW_{el} allerdings erreicht, ergeben sich Einsatzpotenziale zwischen 0,7 GW_{el} im pessimistischen und 1,5 GW_{el} im optimistischen Preisszenario. Interessant ist dabei, dass mit Erreichen eines wirtschaftlichen Potenzials von rd. 1,5 GW_{el}, das bei ungünstigen Energiepreisen Investitionskosten von rd. 800 €/kW_{el} voraussetzt, eine weitere Reduktion der Anlagekosten keine nennenswerte Verbesserung der Einsatzpotenziale von stationären Brennstoffzellen im Gebäudebereich mehr mit sich bringt.

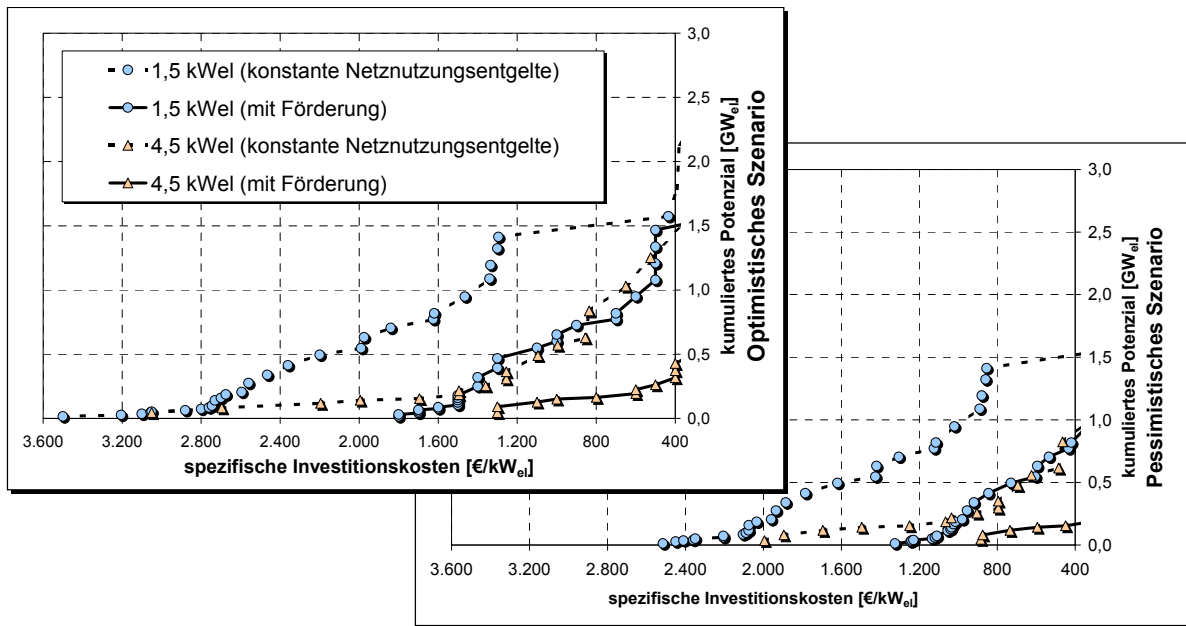


Abb. 4-30: Wirtschaftlich erschließbares Potenzial stationärer Brennstoffzellen in Gebäuden Baden-Württembergs in Abhängigkeit von den spez. Investitionskosten der Systeme

4.3.3 Einfluss wesentlicher Parameter am Beispiel des pessimistischen Preisszenarios

Analog zum industriellen Einsatz besteht auch bei den Haushalten die Möglichkeit, die ökonomische Wettbewerbssituation stationärer Brennstoffzellen durch gezielte Anpassung der Systeme an die Versorgungsaufgaben deutlich zu verbessern. Eine über die Speicherauslegung hinausgehende Anlagendimensionierung zeigt, dass die optimale Auslegung der Hausenergiesysteme in der Regel bei rund 10 % der elektrischen Spitzenlast bei weiterhin sehr kleiner Dimensionierung des Wärmespeichers (Tagesspeicher) liegt. Abb. 4-31 zeigt dies am Beispiel von Brennstoffzellen in kleinen Mehrfamilienhäuser anhand der Differenz der Netobarwerte zu der gegebenen Wirtschaftlichkeitsgrenze, aufgetragen über der Kapazität des thermischen Speichers sowie der Anlagenleistung der Brennstoffzelle. Die Anlagenkosten entsprechen dabei den hier berechneten zu erreichenden Zielkosten.

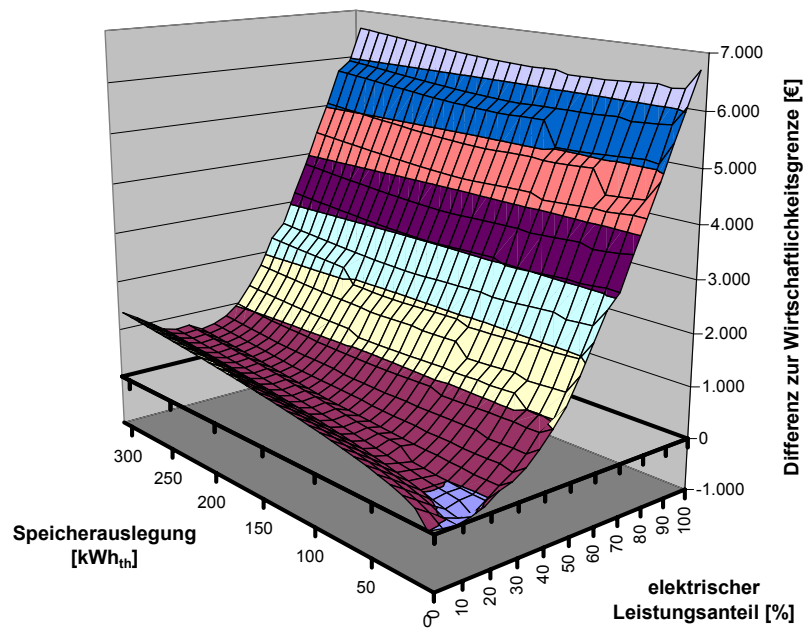


Abb. 4-31: Optimale Systemauslegung im Bereich privater Haushalte am Beispiel kleiner Mehrfamilienhäuser (3-6 Wohneinheiten), Baustandard 1968-78

Die so ermittelte sehr kleine optimale Anlagenleistung deckt sich mit den Ergebnissen vorangegangener Studien (z. B. /Berthold u. a. 1999/). Vergleichbar mit dem industriellen Einsatz steigen so die zu erreichenden Zielinvestitionen bei kleinen Versorgungsaufgaben mit einem jährlichen Endenergieverbrauch von unter 50.000 kWh/a auf das Zielkostenniveau an, das sich für Brennstoffzellenanlagen in größeren Anwendungsfällen ergibt. Dieser Verbesserung der Wettbewerbssituation von Brennstoffzellen im Gebäudebereich stehen allerdings wieder die sehr deutlichen Skaleneffekte bei kleinen Anlagenleistungen gegenüber.

Im Gebäudeeinsatz stationärer Brennstoffzellen ist weiterhin zu berücksichtigen, dass vor allem im Bestand eine Abwärmenutzung zu Heizzwecken teilweise nicht gegeben ist. Insbesondere Systeme auf Basis der PEFC erreichen die für eine Raumwärmebereitstellung über alte Heizungssysteme im Altbau benötigten Vorlauftemperaturen von 80-90 °C nicht, so dass sich hier der Einsatz auf die Warmwasserbereitstellung beschränkt. Besonders betroffen von einem so eingeschränkten Anwendungsbereich wären insbesondere die für größere Objekte konzipierten 4,5 kW_{el}-Systeme, deren ökonomisch sinnvoller Einsatz sich auf nur wenige sehr große Anwendungsfälle beschränken und dort zu einem Zielkostenniveau von unter 1.000 €/kW_{el} führen würde. Nur Kleinsysteme von 1,5 kW elektrischer Leistung könnten durch entsprechende Anpassung der Wärmespeicherkapazitäten weiterhin relativ hohe Zielkosten erreichen. Das Zielkostenniveau einer uneingeschränkten Wärmenutzung wird allerdings nicht mehr erreicht, aufgrund einer häufigeren Überdimensionierung der Systeme.

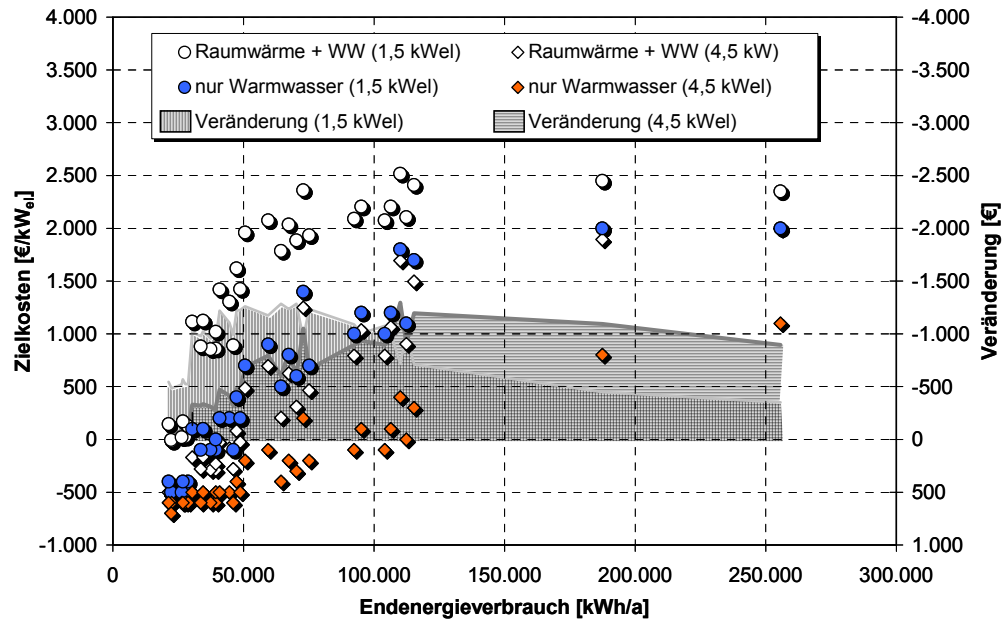


Abb. 4-32: Auswirkungen einer auf die Warmwasserbereitstellung beschränkten Abwärmenutzung (Gebäudebestand) im pessimistischen Preisszenario

4.3.4 CO₂-Minderungspotenziale

Analog zur Berechnung im industriellen Sektor (vgl. Kapitel 4.2.4) wird das Treibhausgas-minderungspotenzial von Brennstoffzellen in der Gebäudeversorgung anhand des derzeitigen bundesweiten Stromerzeugung ermittelt. Entsprechend der Einsatzpotenziale weisen hier stationäre Brennstoffzellensysteme bereits bei deutlich höheren spezifischen Investitionen erste Minderungseffekte auf (vgl. Abb. 4-33). Dies führt dazu, dass bei Erreichen der Kostenziele der Hersteller in Höhe von 1.250 €/kW_{el} im Gebäudeeinsatz wirtschaftlich erschließbare CO₂-Minderungspotenziale erreicht werden, die mit bis zu 3 Mio. t_{CO2} im optimistischen Preisszenario bzw. mit bis zu rd. 1,8 Mio. t_{CO2} bei ungünstiger Energiepreisentwicklung die industriellen Potenziale bei gleichen Anlagekosten deutlich übersteigen. Da allerdings bei fortschreitender Kostenreduktion über dieses Niveau hinaus Brennstoffzellen in den Haushalten Baden-Württembergs keine zusätzlichen Ausbaupotenziale aufweisen, können auch die CO₂-Minderungspotenziale bei weitem nicht auf eine mit der Industrie vergleichbaren Größenordnungen ausgebaut werden. Mit zunehmend geringeren Anlagekosten nimmt lediglich die Abhängigkeit der wirtschaftlich erschließbaren Minderungspotenziale von der ökonomischen Bewertung sowie der Entwicklung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen ab, so dass sich die Potenzialkurven für die unterschiedliche Strombewertung einander annähern.

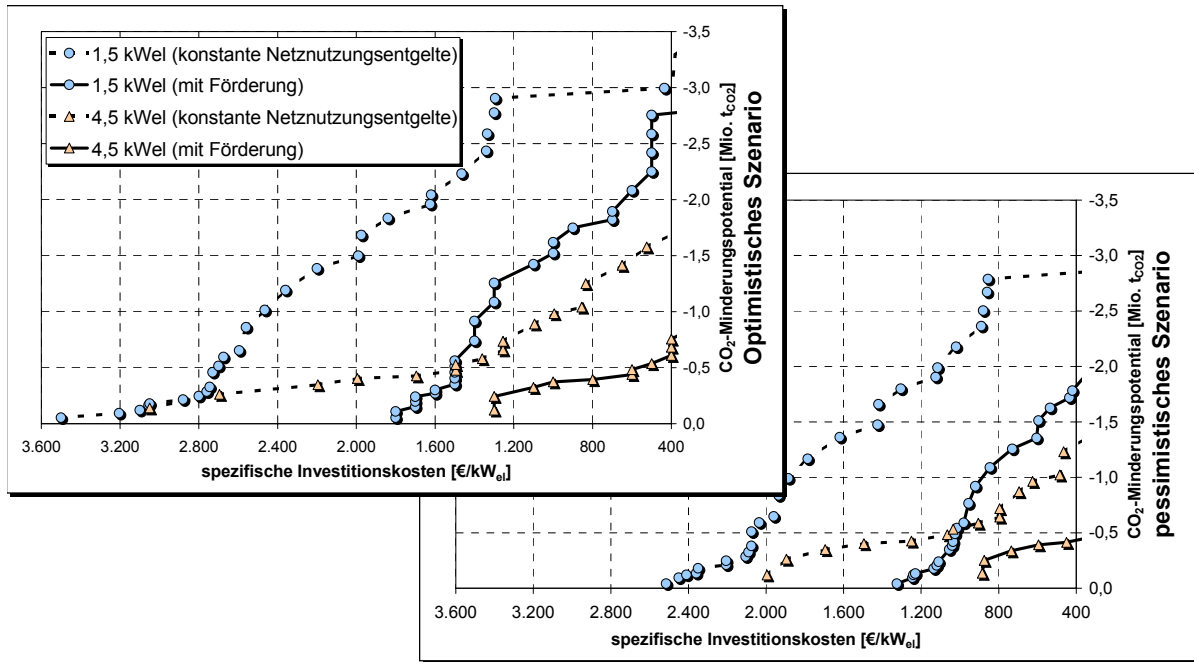


Abb. 4-33: CO₂-Minderungspotenziale in den Haushalten Baden-Württembergs in Abhängigkeit von den spezifischen Investitionskosten der Systeme

5 Systemanalyse

Die bis zu diesem Punkt erarbeiteten technischen und wirtschaftlichen Potenziale stellen, auch wenn Szenarien zur Entwicklung insbesondere der Energiepreise hinterlegt sind, Momentaufnahmen aus heutiger Sicht dar und berücksichtigen nicht die gesamte Entwicklung des Energiesystems. Um die Potenziale für die Brennstoffzellentechnologie auch in der zeitlichen Perspektive zu ermitteln sowie die Wechselwirkungen zwischen stationären Brennstoffzellen und dem Energiesystem insgesamt zu bewerten, ist über die Einzelfallbetrachtung hinaus ein systemarerer Ansatz notwendig (Kapitel 5.1). Eine entsprechende Szenarioanalyse der Integration von Brennstoffzellen (Kapitel 5.2) gibt dann Hinweise auf die ökonomischen, ökologischen und technischen Auswirkungen eines zukünftigen Einsatzes auf die Versorgungsstruktur, auf vorhandene besonders interessante Anwendungsbereiche sowie auf Hemmnisse und Fördermöglichkeiten einer positiven Marktentwicklung.

5.1 Methodischer Ansatz

Für die Szenarienrechnungen wird das Energiesystem Baden-Württembergs mit Hilfe des optimierenden prozessanalytischen E³Net-Modellschemas technologisch detailliert in Form eines Netzwerkes von Prozessen (z. B. Kraftwerken) und Gütern (Energieträgern, -formen, Material) abgebildet. Es wird dabei durch ein generisches lineares Gleichungssystem mathematisch beschrieben und hinsichtlich einer Zielfunktion (z. B. minimierte Gesamtkosten im betrachteten Zeitraum) optimiert /Kühner, Rüffler 1993/, /Rüffler 2001/, /Blesl 2002b/. Ergebnis der Optimierung ist die Ausgestaltung des Technologiebestands nach Art und Umfang der eingesetzten Technologien, der benötigte Energieeinsatz nach Energieträgern, sowie die Bilanz direkter Treibhausgas- (CO₂, CH₄, N₂O) und weiterer Schadstoffemissionen (SO₂, NO_x, NMKW, CO, Staub) bei vorzugebenden energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen.

5.1.1 Modellbeschreibung

Für die Betrachtungen wird das gesamte Energiesystem Baden-Württembergs in Abhängigkeit der vorzugebenden Nachfrage nach Nutzenergie bzw. Energiedienstleistungen bis zur Primärenergie abgebildet (Förderung, Aufbereitung, Umwandlung, Transport, Verteilung und Endverbrauch aller nutzbaren Energieträger sowie alle wesentlichen derzeit genutzten Wandlungs- und Nutzungstechniken – vgl. Abb. 5-1). Ebenso werden Optionen zur Verbesserung dieser Techniken modelliert, einschließlich der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme, Energieeinsparungsmöglichkeiten beim Endverbrauch (dargestellt als Einspartechnologie) und über die Energiewandlung in stationären Brennstoffzellen hinaus eine Vielzahl zukünftiger Optionen zur Energiebereitstellung, -nutzung und -einsparung /Blesl 2002b/.

Nachfrage	Umwandlung
Haushalte	Öffentliche Stromversorgung
<i>1-/2-Familienhäuser (3 Altersklassen)</i>	Öffentliche Heizwerke
<i>Mehrfamilienhäuser (3 Altersklassen)</i>	Öffentliche Heizkraftwerke
Gewerbe, Handel	Industrielle Dampferzeugung
<i>Raumwärmeintensive Sektoren</i>	Industrielle Stromerzeugung
<i>Prozesswärmeintensive Sektoren</i>	Import und Transport von Raffinerieprodukten
Verkehr	Gasversorgung
<i>Personenverkehr (Nah- und Fernverkehr)</i>	Erneuerbare Energiequellen
<i>Güterverkehr (Nah- und Fernverkehr)</i>	Wasserstoff
Industrie	Nichtenergetischer Verbrauch
<i>Chemische Industrie (CHEMICAL)</i>	
<i>Zellstoff, Papier (PULP_PAP)</i>	
<i>Steine & Erden (CEMENT)</i>	
<i>Restliche Grundstoffe (MEDE_IND)</i>	
<i>Elektrotechnik (ELEC_ENG)</i>	
<i>Maschinenbau (MECH_ENG)</i>	
<i>Straßenfahrzeuge (CON_VEH)</i>	
<i>Textilindustrie (TEXT_IND)</i>	
<i>Restliche Wirtschaftszweige (MISC_IND)</i>	

Abb. 5-1: Aufschlüsselung der Nachfrage sowie der Umwandlungssektoren im Modell

Die strukturellen Informationen, die die qualitativen Zusammenhänge und die räumliche Topologie aller Prozesse und Güter bzw. Energieträger in Form eines Referenzenergiesystems (RES) darstellen, werden ergänzt durch die quantitativen Informationen über das Energiesystem Baden-Württembergs in Form von Zeitreihen der charakterisierenden Attribute der einzelnen Aktivitäten bzw. Technologien, wie beispielsweise die Entwicklung des Wirkungsgrades der verschiedenen Kraftwerkstypen. Darüber hinaus werden der Optimierung der Anlagenbestand zum Ausgangszeitpunkt sowie die zukünftige Entwicklung der Einstandspreise, der energie- und umweltpolitischen Rahmenbedingungen und der Energienachfrage vorgegeben. Im Rahmen dieser Studie wird dabei zu einem Großteil auf die Daten der IKARUS-Technologie-Datenbank sowie deren fortlaufende Aktualisierung zurückgegriffen, ergänzt mit Informationen aus anderen Untersuchungen, wie zum Beispiel /AGFW 2001, Krüger 2002/ und die Ergebnisse der Technik- und Einsatzanalyse dieser Arbeit. Die zusätzlich benötigten Informationen zur Entwicklung der jeweiligen Nachfragegrößen, zu den energiepolitischen Rahmenbedingungen und zur Entwicklung der Preise für die Eingangsgüter (in der Regel Grenzübergangswerte) sind ebenfalls für die Szenariorechnungen vorzugeben.

Als Basisjahr für die vorliegenden Betrachtungen wird das Jahr 1990 verwendet. Das erste Modelljahr (1995) wird zusammen mit Informationen für das Jahr 2000 als Grundlage für die Kalibrierung des Modells verwendet, d. h. dass für die berechneten Jahre 1995 und 2000 die Ergebnisse des Modells nahezu exakt die Energiebilanz Baden-Württembergs ausweisen. Weitere Betrachtungsjahre sind für die vorliegende Anwendung die Jahre 2005 bis 2030. Als Abschreibungszeitraum wurde die jeweilige technische Nutzungsdauer verwendet (gesamtwirtschaftliche Betrachtung) bei einem vorgegebenen realen Diskontsatz von 3,5 %. Steuern werden im Modell bei der gesamtwirtschaftlichen Orientierung nicht erfasst.

5.1.2 Modellierung der Brennstoffzellensysteme

Die Modellierung stationärer Brennstoffzellen im Rahmen der Systemanalyse umfasst zunächst die Definition der technischen und ökonomischen Charakteristika der verschiedenen Systemkonzepte in ihrer zeitlichen Entwicklung bis 2030. Gleichzeitig ist aufgrund der in Kapitel 3 und 4 diskutierten segmentspezifischen Rahmenbedingungen für deren Betrieb eine zur Einsatzanalyse konsistente sektorale Gliederung erforderlich, die eine Bewertung der gefundenen segmentspezifischen Anforderungen an den Brennstoffzelleneinsatz im gesamtsystemaren Zusammenhang der mittel- bis längerfristigen Perspektive ermöglicht.

Technische und ökonomische Entwicklung

In Konsistenz zur Einsatzanalyse werden auch im Rahmen dieser Modellbildung Brennstoffzellen in Hausenergiesysteme, Niedertemperatur- und Hochtemperaturbrennstoffzellensysteme sowie Hybridsysteme unterteilt (vgl. Kapitel 4.1.2). Als Energieträger für die Brennstoffzellen wird bis zum Jahr 2030 von Erdgas ausgegangen. Die zeitliche Entwicklung bezüglich der relevanten technischen und ökonomischen Charakteristika der Systeme wird im folgenden näher diskutiert und ist in Anhang E tabellarisch zusammengefasst.

Elektrischer Wirkungsgrad

Für **Hausenergiesysteme** liegen die demonstrierten elektrischen Wirkungsgrade bei 30-35 %. Bis zum Jahr 2020 erscheinen insbesondere durch Fortschritte bei der Reformierung Wirkungsgrade bis 40 % als Obergrenze in diesem kleinen Leistungsbereich realisierbar.

Für **Niedertemperatursysteme** erscheinen ausgehend von den demonstrierten 35 % (PEFC) bis 40 % (PAFC) bis 2020 elektrische Wirkungsgrade von bis zu 45 % realisierbar, insbesondere bei Fortschritten hinsichtlich der v. a. bei der PAFC noch deutlichen Zelldegradation über der Lebensdauer. Eine weitere Erhöhung über 45 % hinaus scheint nicht möglich.

Die demonstrierten Wirkungsgrade von **Hochtemperatursystemen** liegen zwischen 43-45 % (MCFC) und 46-47 % (SOFC). Bis 2010 erscheinen mit zunehmender Betriebserfahrung und Systemoptimierung bei allen Technologielinien 50 % erreichbar, die bis 2030 vor allem bei Aufskalierung der Systeme auf bis zu 55 % ausgebaut werden können.

Für **Hybridsysteme** schließlich scheint bis zum Jahr 2030 ausgehend von den demonstrierten elektrischen Wirkungsgraden von 53-57 % eine Steigerung auf 67 % möglich, aufgrund der deutlichen Effizienzsteigerung großer Gasturbinen bei größeren Leistungen.

Gesamtwirkungsgrad

Die demonstrierten Gesamtwirkungsgrade von **Hausenergiesystemen** liegen bei rd. 80 %. Im dezentralen Bereich sind zunächst geringere Werte zu erwarten, da hier von höheren Temperaturanforderungen (Vorlauftemperaturen der Wärmenetze) und entsprechend geringerer Effizienz der Wärmeauskopplung auszugehen ist. Im Zielmarkt der **dezentralen Kraft-**

Wärme-Kopplung allgemein kann aufgrund der in dieser Anwendung sinnvollen wärmeseitigen Optimierung der Systeme mit zunehmender Betriebserfahrung von einer schrittweise Steigerung auf Gesamtwirkungsgrade bis 90 % ausgegangen werden. Bei **Hybridsystemen** wiederum liegt der Schwerpunkt auf der stromseitigen Optimierung, so dass hier von einer geringeren Steigerung der Gesamtwirkungsgrade auf 85 % ausgegangen wird.

Spezifische Investitionskosten

Wie in Kap. 2.4.2 dargestellt, unterscheiden sich derzeit die Kosten der Systeme zum Teil noch deutlich. In der **Hausenergieversorgung** werden derzeit rd. 50.000 €/kW_{el} angegeben, im Bereich der **Hochtemperatursysteme** werden bereits 10.000 €/kW_{el} erreicht. Als Benchmark für **Niedertemperatursysteme** wiederum können die spezifischen Kosten der bereits kommerziell verfügbaren PAFC-Systeme von rd. 3.500 €/kW_{el} angesetzt werden.

Die mittelfristigen Kostenziele der verschiedenen Hersteller gleichen sich dahingegen weitgehend mit Angaben von rd. 1.250 €/kW_{el}. Allerdings ist eine genaue Vorhersage der tatsächlichen jeweiligen Kostenentwicklung der einzelnen Systeme kaum möglich (vgl. Kapitel 2.4.2). Da zudem bei der Systemanalyse nicht die vergleichende Bewertung der Einzeltechnologien untereinander sondern vielmehr die Analyse der Einsatzmöglichkeiten im Vordergrund steht, wird ausgehend von den derzeitigen Kosten für alle Systeme eine gleiche Entwicklung angesetzt, so dass bis 2030 ein Kostenniveau von 900 €/kW_{el} erreicht wird.

Skaleneffekte der Anlagenleistungsgröße schließlich werden in den Szenarienrechnung nicht berücksichtigt, da auch hier nicht auf Primärdaten zurückgegriffen werden kann.

Betriebs- und Wartungskosten

Entsprechend wird auch bezüglich der zukünftigen Wartungs- und Instandhaltungskosten eine vergleichbare Entwicklung für alle Systeme angenommen. Wie in Kapitel 4.1.2 dargestellt, werden die Wartungskosten durch den Ersatz der Brennstoffzellenstacks dominiert. Insofern ist hier entsprechend der Kostenentwicklung der Systeme eine deutliche Reduktion zu erwarten, die anhand eines Kostenanteils der Stackes an den Gesamtkosten von 30 % abgeschätzt werden kann. Hinzu kommen jährliche Aufwendungen für die peripheren Komponenten (70 % Kostenanteil an den Investitionskosten) in Höhe von 1 % der investiven Aufwendungen zzgl. 1 % der Gesamtinvestitionen für Verwaltung und Versicherung. Ausnahme bilden lediglich Hybridsysteme, da hier aufgrund der zusätzlichen Gasturbinenkomponente von einem größeren Kostenanteil der Peripherie von 75 % der Systemkosten ausgegangen wird.

Emissionen

Hier ist zu unterscheiden zwischen klimarelevanten Emissionen, die sich direkt aus dem Erdgaseinsatz ergeben, sowie den lokal wirksamen Schadstoffemissionen, die anhand veröffentlichter Messdaten der ersten Systemdemonstrationen abgeschätzt werden.

Für **Niedertemperatursysteme** liegen Erfahrungswerte über die Schadstoffemission vor allem bezüglich der PAFC-Systeme vor. Hauptemissionsquelle stellt dabei die extern befeuerte Reformierung dar, so dass auch für PEFC-Systeme ähnliche Emissionen angesetzt werden können. Ausgehend von diesen Werten wird mit zunehmender Betriebserfahrung eine schrittweise Halbierung der spezifischen Emissionen antizipiert, auch wenn mittelfristig aufgrund des ohnehin sehr niedrigen Niveaus kein akuter Optimierungsbedarf besteht.

Veröffentlichte Messdaten der **Hochtemperatursysteme** weisen im Vergleich zu Niedertemperatursystemen aufgrund der internen Reformierung auf niedrigere Emissionen hin, insbesondere bezüglich der thermisch bedingten NO_x und CO-Emissionen. Hinsichtlich der **Hausenergiesysteme** liegen nur vereinzelt Messdaten vor, die vor dem Hintergrund der kleinskaligen Reformierung auf erhöhte Werte gegenüber dezentralen Systemen hinweisen. Angesetzt werden entsprechend 50 % höherer Werte bei vergleichbarer Entwicklung. Für **Hybridsysteme** wiederum werden aufgrund bislang fehlender Messdaten die Emissionswerte von Niedertemperatursystemen angesetzt, da zur Prozessoptimierung bei einigen Konzepten eine direkte Erdgasverbrennung vor den nachgeschalteten thermischen Prozessen vorgesehen ist, vergleichbar der direkten Beheizung bei externer Reformierung.

Sektorale Zuordnung der Brennstoffzellensysteme

Wie die Einsatzanalyse zeigt, ist zumindest mittelfristig nicht davon auszugehen, dass einzelne Verbraucher vollständig mit Hilfe von Brennstoffzellen-KWK-Systemen versorgt werden. Entsprechend muss das Einsatzpotenzial der Anlagen hinsichtlich der thermischen Energiebedarfsdeckung in den einzelnen Marktsegmenten des Systemmodells eingeschränkt werden, unter Berücksichtigung der zu erwartenden thermischen Auslegungsleistung der Anlagen.

Basis für diese Einschränkung bilden die Ergebnisse der Einsatzanalyse stationärer Brennstoffzellen, anhand derer auf die ökonomisch optimale Systemauslegung in den verschiedenen Marktsegmenten und damit auf das thermische Einsatzpotenzial rückgeschlossen werden kann. Konkret ergeben sich aus der Ermittlung der zu erreichenden Zielinvestitionen segmentspezifisch die Vollbenutzungsstunden der Systeme, die sich bei einem wirtschaftlichen Einsatz in der jeweiligen Anwendung ergeben. Daraus wiederum lassen sich die thermischen Erzeugungspotenziale in den verschiedenen Einsatzfällen ableiten, die in Verbindung mit der jeweiligen Segmentgröße bzw. der Anzahl der jeweils vorhandenen Einsatzfälle segmentspezifisch die Größe des maximalen thermischen Substitutionspotenzials ergeben.

Die sektorale Gliederung des Systemmodells erfolgt schließlich durch die Definition von Subsystemen zu der oben dargelegten technisch orientierten Einteilung stationärer Brennstoffzellen entsprechend der sich ergebenden Volllaststundenmatrix, denen jeweils das maximale Substitutionspotenzial bezüglich der thermischen Erzeugung als Obergrenze für den Einsatz zugewiesen wird (vgl. Anhang E). Abb. 5-2 zeigt dies am Beispiel der chemischen Industrie. Ausgehend von der Endenergieverbrauchsstruktur, wie sie die größtenstruk-

turelle Analyse des industriellen Endenergiebedarfs ergibt, lassen sich zunächst die technischen Potenziale für den Einsatz der verschiedenen Brennstoffzellensysteme bestimmen. Diese ergeben sich aus den jeweils von den Systemen bereitgestellten Abwärmemeterniveaus und umfassen rd. 2.902 GWh_{th} für Hochtemperaturbrennstoffzellen respektive 769 GWh_{th} für Hybridsysteme bzw. Niedertemperaturbrennstoffzellen. Für letzterer lassen sich die Ergebnisse zur wirtschaftlich optimalen Auslegung zusammenfassen in vier Volllaststundeklassen. Zunächst wird demnach eine Wirtschaftlichkeit von Systemen im Einsatz mit rd. 8.200 h/a Volllaststunden erreicht, gefolgt vom Einsatz in Objekten, die einen Betrieb mit rd. 7.100 h/a erlauben etc. Als nicht erschließbar bei unterstellten positiven Investitionskosten der Systeme bleiben rd. 28,7 % des Wärmebedarfs der chemischen Industrie unter 100 °C bestehen.

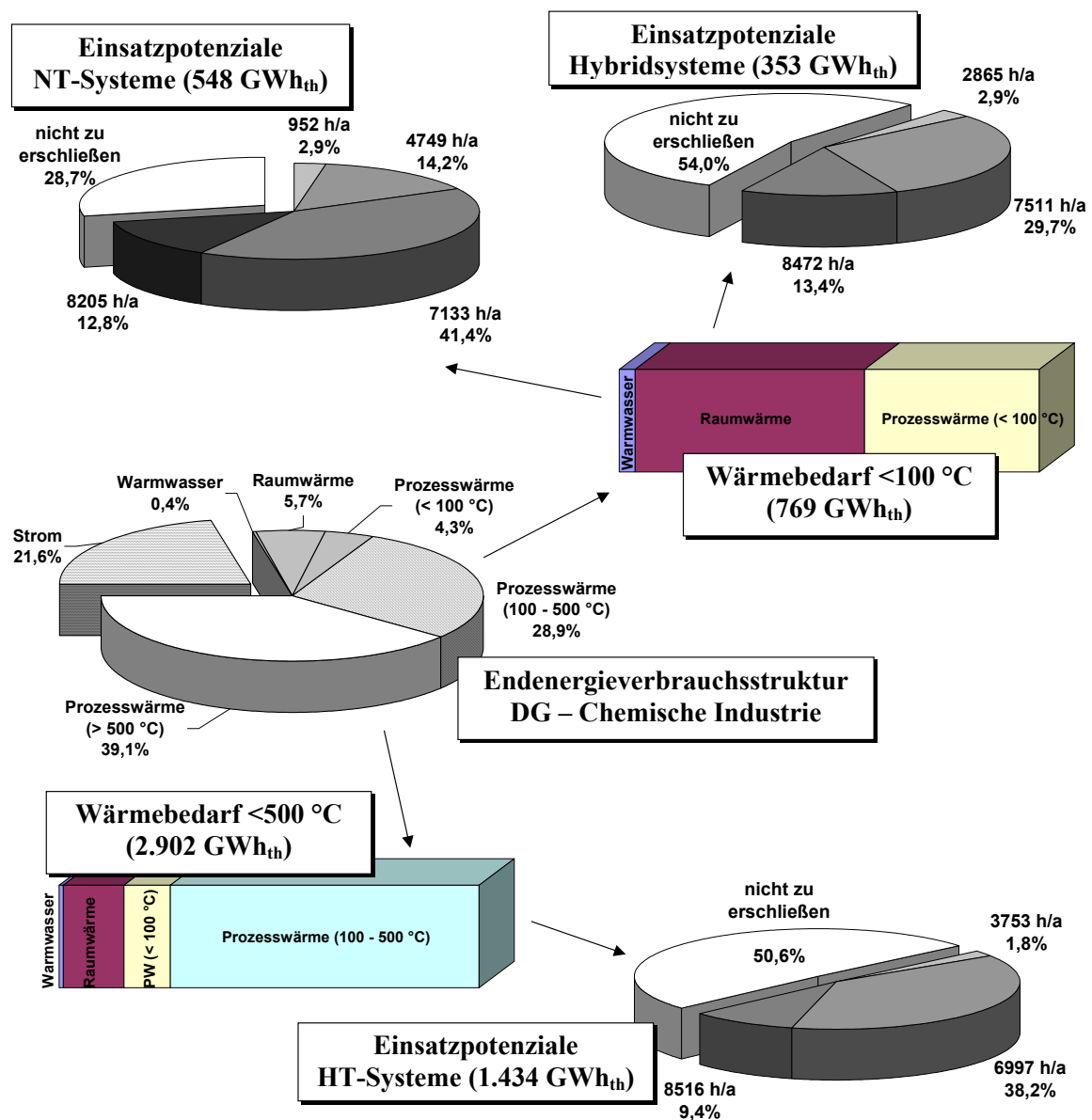


Abb. 5-2: Sektorale Zuordnung des Einsatzes stationärer Brennstoffzellen in Abhängigkeit der maximalen thermischen Erzeugungspotenziale am Beispiel der chemischen Industrie

5.1.3 Definition von Szenarien

Wie bereits angedeutet, werden für die Systemmodellrechnungen die strukturellen Informationen über das Energiesystem Baden-Württembergs um die qualitativen Zusammenhänge ergänzt. Dazu werden im Folgenden relevante Szenarien entwickelt, ausgehend von einem Trendszenario als Vergleichsbasis für die anschließende Analyse. Diese Szenarien umfassen einerseits einen erzwungenen verstärkten Zubau stationärer Brennstoffzellensysteme sowie Treibhausgas-Minderungsszenarien für den Betrachtungsraum Baden-Württemberg.

Allgemeine Rahmenbedingungen und Trendszenario

Die allgemeinen Rahmenbedingungen umfassen insbesondere die zeitliche Entwicklung der zugrundeliegenden Weltmarktpreise für die Primärenergieträger, die Annahmen bezüglich der zukünftigen Verbrauchsentwicklung sowie energiepolitische und weitere Rahmendaten.

Weltmarktpreise für Rohöl, Erdgas und Steinkohle

Der Stand der Diskussion hinsichtlich der zukünftigen Preisentwicklung fossiler Energieträger in Deutschland respektive Baden-Württemberg umfasst verschiedene moderate oder hohe Preisvarianten /Förster 2002/. Dazwischen liegende Abschätzungen würden sich zwar anbieten, sind aber durch keine der aktuellen Quellen belegt.

In Konsistenz mit der in Kapitel 4 durchgeführten Einsatzanalyse wird den hier durchgeführten Modellrechnungen die eher moderate Preisentwicklung gemäß /Enquête 2002/ zugrunde gelegt. Dabei ist mit enthalten, dass weiterhin eine Kopplung der Bezugspreise von Erdgas an die Preisentwicklung von Mineralöl erfolgt (vgl. Tabelle 5-1).

Tabelle 5-1: Preisentwicklung fossiler Energieträger in €/GJ gemäß der Szenarien der Enquête-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“ des Dt. Bundestages

Energieträger	2000	2005	2010	2020	2030
Erdöl	2,81	3,18	3,56	4,31	5,06
Erdgas	2,15	2,5	2,84	3,52	4,20
Steinkohle	1,36	1,4	1,43	1,59	1,76

Quelle: /Enquête 2002/

Stromverbrauchsentwicklung

Mit einem nennenswerten Zuwachs des Stromverbrauchs in Baden-Württemberg ist bis zum Jahr 2030 nicht zu rechnen /Förster 2002/. Die zukünftige Entwicklung wird in /Fahl u. a. 2001/ mit einem durchschnittlichen jährlichen Wachstum von 0,59 %/a beschrieben und zunächst so den Szenarien unterlegt. Sie ist jedoch entsprechend den hinterlegten möglichen

staatlichen, unternehmerischen und verbraucherseitigen Einflussnahmen variabel, so dass sich im Trendszenario die in Tabelle 5-2 dargestellte Entwicklung ergibt.

Tabelle 5-2: Endenergieverbrauch Strom nach Sektoren im Trendszenario

	Einh.	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Industrie	TWh	22,7	25,7	25,3	25,7	26,2	26,7	27,1	27,2
Kleinverbraucher	TWh	18,0	18,4	20,3	21,2	22,2	23,3	23,8	24,4
Haushalte	TWh	17,3	17,8	17,6	16,9	16,4	15,7	15,3	15,7
Verkehr	TWh	1,8	1,7	2,2	2,4	2,6	2,8	2,9	3,0
Summe	TWh	59,9	63,5	65,5	66,2	67,4	68,5	69,1	70,3

Der Endenergieverbrauch in Baden-Württemberg insgesamt stellt sich für das Trendszenario gemäß Tabelle 5-3 dar. Der Verbrauchszuwachs bei elektrischer Energie geht dabei zwar einher mit einem Mehrverbrauch an Fern- und Nahwärme, durch den zum Teil deutlichen Rückgang des Einsatzes von Mineralölen, Gasen und Kohlen ist insgesamt allerdings eine deutlicher Verbrauchsrückgang auf rd. 973,4 PJ bis zum Jahr 2030 zu verzeichnen.

Tabelle 5-3: Endenergieverbrauch nach Energieträgern im Trendszenario

	Einh.	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Kohlen	PJ	24,9	24,0	20,1	14,0	11,9	9,3	8,1	7,1
Erneuerbare	PJ	7,6	8,0	7,3	7,0	8,3	8,4	10,3	11,3
Mineralöle	PJ	588,5	541,0	523,4	495,7	477,8	465,5	456,9	446,0
Gase	PJ	192,6	195,3	199,9	205,7	210,7	213,3	210,6	204,3
Strom	PJ	208,7	225,6	235,7	238,2	242,8	246,6	248,6	253,0
Fern-/Nahwärme	PJ	30,6	36,8	40,9	44,6	47,1	49,9	49,5	50,6
BZ-Wärme	PJ	0,0	0,0	0,0	0,1	0,4	0,7	1,2	1,0
Summe	PJ	1.052,9	1.030,7	1.027,2	1.005,3	999,0	993,7	985,1	973,4

Steinkohle und Kernenergiepolitik

Bei der Festlegung der modellierten Rahmendaten wird eine Fortführung der derzeit eingeschlagenen deutschen Braun- und Steinkohle- bzw. Kernenergiepolitik unterstellt. Für Baden-Württemberg bedeutet dies, dass bis zum Jahr 2025 entsprechend der Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen vom 11. Juni unter Berücksichtigung der Sondervereinbarung zur Übertragung von Restlaufzeiten die Kernkraftwerke vollständig außer Betrieb gehen (vgl. Tabelle 5-4). Die Steinkohlepolitik wiederum ist bei der Modellierung nicht weiter relevant, da es sich lediglich um eine ökonomische Angleichung der Abnahmebedingungen zwischen heimischer und importierter Steinkohle handelt.

Tabelle 5-4: Strombereitstellung nach Energieträgern im Trendszenario

	Einh.	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Heizöl	TWh	1,92	1,08	1,08	0,81	0,70	0,36	0,34	0,30
Kernenergie	TWh	35,22	36,87	33,89	27,71	20,89	10,42	0,00	0,00
Steinkohle	TWh	17,08	15,27	19,76	26,40	33,88	41,81	48,29	53,22
Wind	TWh	0,00	0,03	0,13	0,23	0,28	0,30	0,32	0,32
Biomasse	TWh	1,01	1,28	1,46	1,69	1,88	1,47	1,65	1,60
Sonne	TWh	0,01	0,01	0,08	0,16	0,24	0,32	0,39	0,47
Naturgas	TWh	4,32	5,08	6,28	6,31	6,61	10,57	14,87	11,18
Wasserkraft	TWh	4,25	4,04	4,04	4,11	4,17	4,23	4,32	4,41
Importsaldo	TWh	1,72	4,83	5,05	5,05	5,05	5,05	5,05	5,05
Summe	TWh	65,54	68,49	71,78	72,46	73,69	74,53	75,24	76,56
<i>davon KWK-Strom</i>	<i>TWh</i>	<i>3,6</i>	<i>3,8</i>	<i>4,6</i>	<i>5,0</i>	<i>5,4</i>	<i>5,8</i>	<i>5,9</i>	<i>5,8</i>

Entsprechend dieser Annahmen ergibt sich für den zukünftigen Primärenergieverbrauch in Baden-Württemberg die in Tabelle 5-5 dargestellte Entwicklung. Der Wegfall der Kernenergie wird dabei vornehmlich durch den Einsatz von Steinkohle und Erdgas in der Stromerzeugung übernommen. Gleichzeitig kommt es zu einem verstärkten Stromimport und den Ausbau erneuerbarer Energien. Mineralöle weisen hingegen entsprechend deren Rückgang beim Endenergieeinsatz eine deutliche Verbrauchsminderung auf.

Tabelle 5-5: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern im Trendszenario

	Einh.	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Kohlen	PJ	195,2	172,8	203,5	255,8	314,3	361,0	409,8	443,9
Erneuerbare	PJ	36,0	38,5	40,4	44,2	50,7	55,6	61,1	65,6
Mineralöle	PJ	679,9	624,1	610,7	576,3	553,0	526,5	516,9	502,7
Gase	PJ	228,0	250,3	264,5	273,6	283,2	332,0	354,3	323,7
Strom Saldo	PJ	6,2	17,4	18,2	18,2	18,2	18,2	18,2	18,2
Kernenergie	PJ	410,6	425,6	391,2	319,8	241,2	120,2	0,0	0,0
Summe	PJ	1.556,0	1.528,7	1.528,4	1.488,0	1.460,5	1.413,5	1.360,3	1.354,0

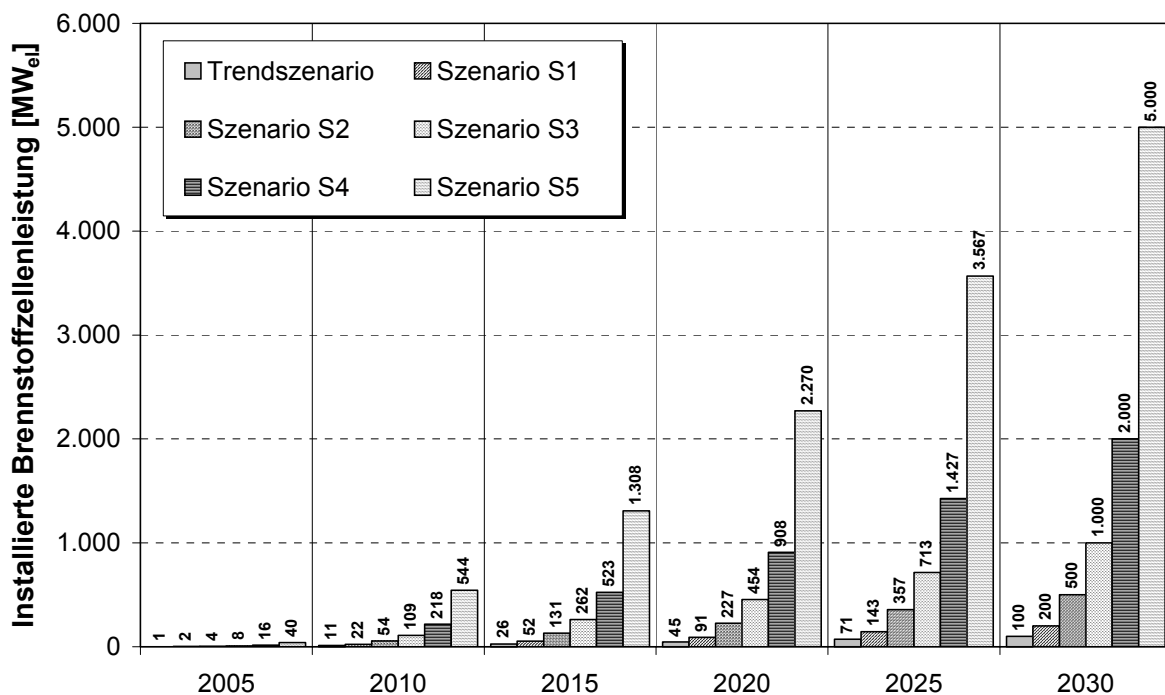
Weitere Rahmengrößen

Die oben dargestellten Entwicklungen im Bereich des Primär- und Endenergieeinsatzes in Baden-Württemberg, die sich unter Berücksichtigung folgender weiterer Rahmengrößen

- einer Bevölkerungszahl in Baden-Württemberg von 10,52 Mio. Einwohner im Jahr 2000, die schrittweise auf 10,85 Mio. Einwohner bis zum Jahr 2030 steigt und
 - einem prognostizierten Wirtschaftswachstum von durchschnittlich 2 %/a
- ergeben, führen bei der Trendentwicklung zu einem deutlichen Anstieg der Treibhausgasemissionen von rd. 75,4 Mio. t im Jahre 2000 auf rd. 95,4 Mio. t bis 2030. Dieser Anstieg ist dabei vor allem auf den verstärkten Steinkohleeinsatz in der Stromerzeugung zurückzuführen, da mit Ausnahme des Verkehrssektors ansonsten deutlich sinkende Werte antizipiert werden.

Szenarien zum forcierten Zubau stationärer Brennstoffzellen

Im Rahmen des Trendszenarios findet ein über die exogene Vorgabe hinausgehender Zubau von Brennstoffzellensystemen im Modell nicht statt. Dies ist vornehmlich auf die zumindest kurzfristig noch deutlich zu hohen Investitionskosten der Systeme zurückzuführen, so dass zur Analyse der Auswirkungen eines verstärkten Einsatzes stationärer Brennstoffzellen ein weiterer Zubau der Anlagen durch exogene Vorgabe bestimmter Mindestkapazitäten erzwungen werden muss. Der Zubaupfad wird dabei in Anlehnung an das generelle KWK-Wachstum der Vergangenheit aufgebaut, wie er zum Beispiel von /Pehnt, Nitsch 2000/ dargestellt wird. Entsprechend der gewählten Ausbauziele bis zum Jahr 2030 ergeben sich damit die in Abb. 5-3 dargestellten fünf Szenarien zum forcierten Zubau stationärer Brennstoffzellen (Szenarien S1 bis S5). Über diese Vorgabe zur installierten Mindestleistung von Brennstoffzellen in den Modelljahren hinaus bleiben alle weiteren Rahmendaten des Trendszenarios bestehen.



Quelle: eigene Berechnung in Anlehnung an /Pehnt, Nitsch 2000/

Abb. 5-3: Szenarien zum forcierten Zubau stationärer Brennstoffzellen in Anlehnung an das generelle KWK-Wachstum der Vergangenheit

CO₂-Minderungsszenarien

Um schließlich den möglichen Beitrag stationärer Brennstoffzellensysteme zum Erreichen klimapolitischer Ziele zu bewerten, werden die Zubausszenarien um zwei CO₂-

Minderungsszenarien (Szenarien MA und MS) ergänzt. Basis dieser Szenarien bilden die Ergebnisse der Szenarien zur zukünftigen energiewirtschaftlichen Entwicklung in Deutschland /Enquête 2002/, die das Ziel vorgeben, die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 um 80 % gegenüber 1990 zu senken. Hierbei werden dem Modell im Rahmen dieser Szenarien die CO₂-Zertifikatspreise verwendet, die sich als Ergebnis des Szenarios „REG/REN-Offensive“ dieser Studie ergeben (vgl. Tabelle 5-9). Um weiterhin separat die Auswirkungen der Brennstoffzellen zu betrachten, ohne eventuell verstärkten Einsatz rationeller Energienutzungstechnologien, werden im Szenario MA keine zusätzlichen Energieeffizienzpotenziale zugelassen. Im Szenario MS ist hingegen die Ausschöpfung dieser Potenziale möglich.

Tabelle 5-9: CO₂-Zertifikatspreise der Szenarien MA und MS

2010	2015	2020	2025	2030
0,000 €/t _{CO2}	0,000 €/t _{CO2}	17,097 €/t _{CO2}	52,455 €/t _{CO2}	120,159 €/t _{CO2}

Quelle: Alternativer Datensatz zum Szenario „Reg-Ren-Offensive“ /Enquête 2002/

5.2 Vergleich der Szenarien

Ausgehend von der statistisch erfassten energiewirtschaftlichen Ausgangslage in Baden-Württemberg der Jahre 1995 und 2000 werden im folgenden die Ergebnisse der Modellrechnungen anhand der Jahre 2015 und 2030 diskutiert. Die Betrachtung dieser Jahre erscheint zweckmäßig, da im Zeitraum bis 2015 aufgrund der relativ geringen zugebauten Brennstoffzellenkapazität praktisch keine Auswirkungen auf das Energiesystem zu beobachten sind.

Ziel der folgenden Betrachtungen ist es, anhand der Zubausszenarien S1 bis S5 die rein technologisch bedingten Auswirkungen der Systeme zu erfassen, sowie anhand der CO₂-Minderungsszenarien MA und MS deren Bedeutung für das Erreichen klimapolitischer Ziele zu bewerten. Dazu werden ausgehend von vom Endenergieverbrauch (Kapitel 5.2.1) sowie dem Primärenergieeinsatz und der Treibhausgasemissionen (Kapitel 5.2.2) die Struktur der Stromerzeugung in Baden-Württemberg analysiert (Kapitel 5.2.3). In Kapitel 5.2.4 wird schließlich die zunehmende Markterschließung stationärer Brennstoffzellen sektoral differenziert dargestellt, hinsichtlich auch langfristig attraktiver Einsatzmöglichkeiten der Systeme.

5.2.1 Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Baden-Württemberg

Auf den Endenergieverbrauch in Baden-Württemberg insgesamt zeigt eine forcierte Einführung von Brennstoffzellen (Szenarien S1 bis S5) bis 2015 zunächst kaum Auswirkungen im Vergleich zum Trendszenario, abgesehen von einer leichten Substitution von Heizöl und Gasen durch Brennstoffzellenwärme (vgl. Abb. 5-4). Dies beruht darauf, dass die Einführung

einer neuen Wandlungstechnologie keine direkten Auswirkungen auf den Energieverbrauch nimmt. Der bis 2015 rückläufige Endenergieverbrauch bei Einführung von CO₂-Zertifikaten (Szenarien MA und MS) zeigt vielmehr, dass Veränderungen im Nutzerverhalten bzw. der Einsatz effizienter Nutzungstechnologien primär von veränderten ökonomischen Rahmenbedingungen abhängen, was in diesem Fall zu einem Rückgang des Mineralöleinsatzes führt. Kleinanzersetzte Brennstoffzellenleistung von rd. 2 GW_{el}, die in den Szenarien S4 und S5 bis zum Jahr 2030 erreicht wird, ist eine im Vergleich zu den Treibhausgas-Minderungsszenarien zwar moderate aber doch deutliche Verbrauchsminderung gegenüber dem Trendszenario zu beobachten (Rückgang von 0,9 bis 3,3 % im Vergleich zu 4,9 bis 9,2 %). Dies lässt den Schluss zu, dass mit einer Vielzahl von Brennstoffzellen Veränderungen in den Preisstrukturen zu erwarten sind. Der Verbrauchsrückgang ist dabei vor allem auf einen verminderten Mineralöleinsatz und zum Teil auf einen Rückgang im Erdgasverbrauch zurückzuführen, der mit einem Strommehrverbrauch im Vergleich zur Trendentwicklung verbunden ist. Die Szenarien MA und MS weisen demgegenüber einen Rückgang bei allen Endenergieträgern (mit Ausnahme Erneuerbare) auf, zurückzuführen auf den mit Einführung der CO₂-Zertifikate initiierten sehr hohen Druck auf das gesamte Energieverbrauchsniveau.

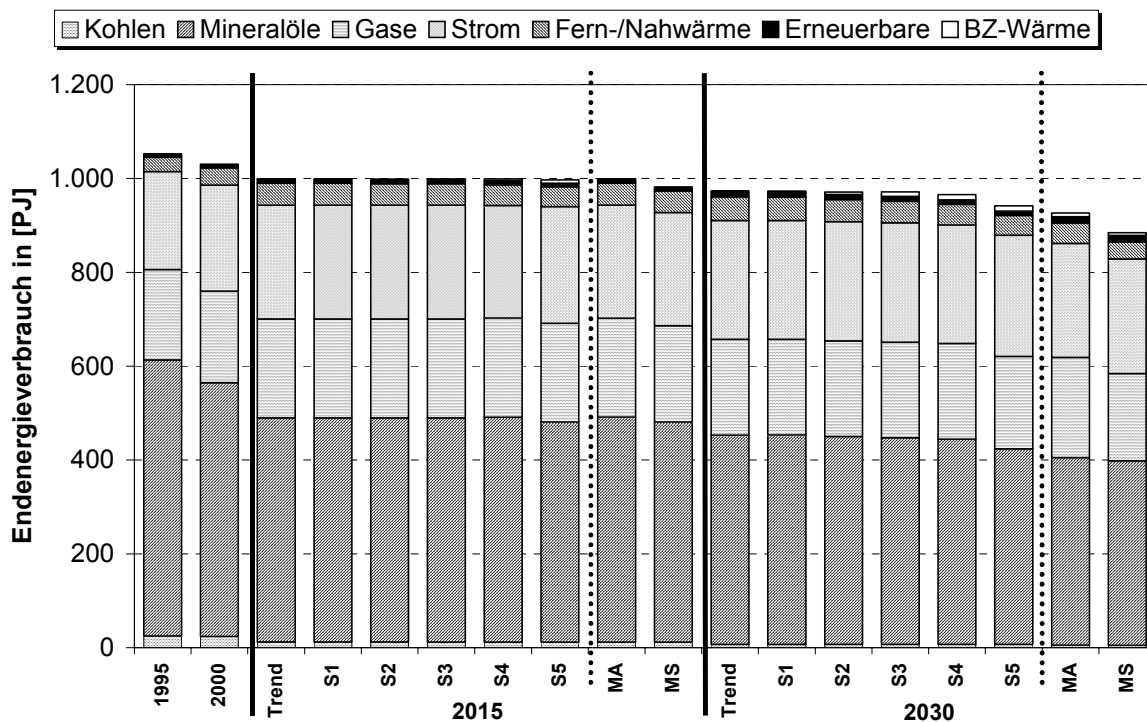


Abb. 5-4: Endenergieverbrauch nach Energieträgern im Szenarienvergleich

Die sektorale Aufschlüsselung des Endenergieverbrauch an elektrischer Energie zeigt, dass der oben diskutierte Mehrverbrauch in den Zubauszenarien vornehmlich in einem verstärkten Stromeinsatz bei den Haushalten und im Kleinverbrauch begründet liegt (vgl. Abb. 5-5). In

Verbindung mit dem Rückgang an Mineralölen und Gasen lässt dies den Schluss zu, dass die forcierte Einführung stationärer Brennstoffzellen mit einer veränderten Rolle der Elektrizität im Wärmemarkt verbunden ist. Gegenüber Gas- und Ölzentralheizungen verbessern sich demnach die Einsatzmöglichkeiten von elektrischen Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen, was auf günstigere Stromtarife zurückgeführt werden muss.

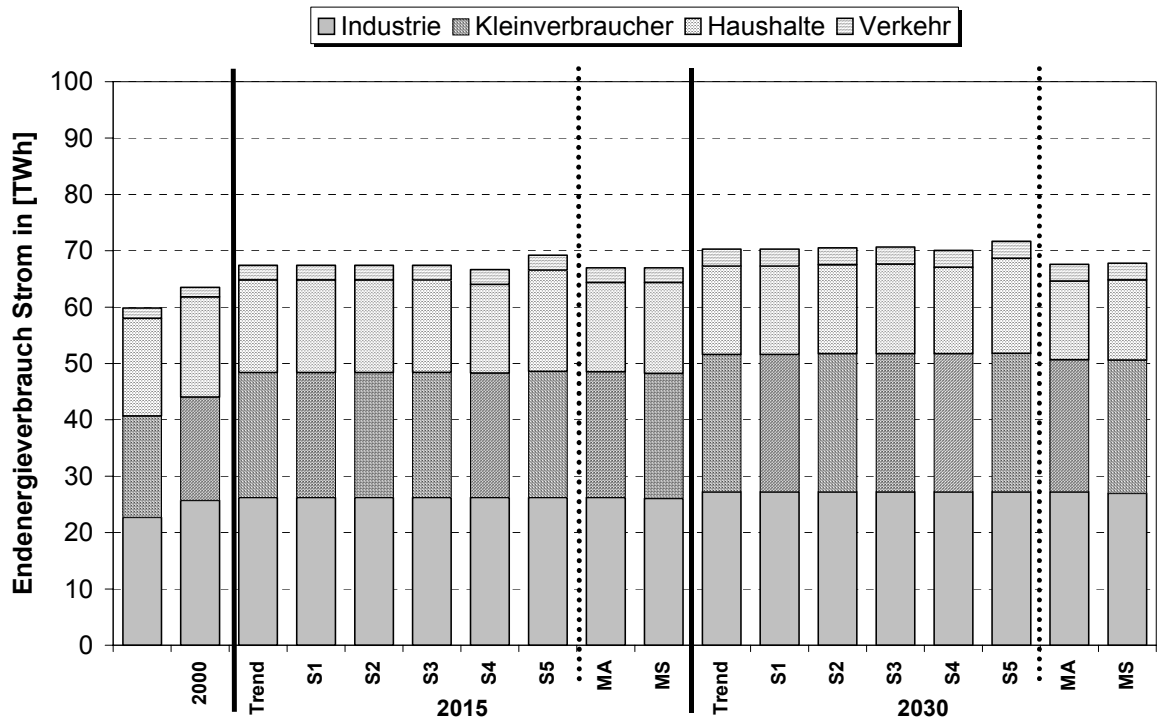


Abb. 5-5: Endenergieverbrauch an Strom nach Sektoren im Szenarienvergleich

5.2.2 Primärenergieeinsatz und Treibhausgasemissionen

Entsprechend der sehr geringen Veränderungen beim Endenergieverbrauch in den Szenarien S1 bis S5 äußert sich die forcierte Einführung stationärer Brennstoffzellensysteme erst ab verfügbaren elektrischen Leistungen von rund 2 GW_{el} in bemerkbaren Auswirkungen auf den Primärenergieverbrauch in Baden-Württemberg (vgl. Abb. 5-6). Der in Szenario S5 bis 2030 deutliche Rückgang des Mineralölverbrauchs wird hierbei zum Teil durch einen verstärkten Einsatz von Steinkohle in der Stromerzeugung sowie einen Mehrverbrauch an Erdgas aufgrund dessen Einsatzes in den zugebauten Brennstoffzellensystemen relativiert.

Die Einführung des CO_2 -Zertifikatehandels in den Szenarien MS und MA wiederum äußert sich bis 2030 sowohl hinsichtlich eines deutlich verringerten Primärenergieeinsatzes als auch hinsichtlich dessen Energieträgerstruktur. Ausgehend von einem sehr moderaten Einfluss der bis 2015 noch nicht bepreisten CO_2 -Zertifikate, der sich nur im Szenario MS durch einen leicht verstärkten Einsatz effizienter Energienutzungstechnologien äußert, findet

durch den sehr hohen Druck auf das gesamte Energieverbrauchsniveau bis 2030 durch CO₂-Preise von bis zu 120 €/t eine praktisch vollständige Substitution der Steinkohle v. a. in der Stromerzeugung durch Erdgas und erneuerbare Energieträger statt. Hinzu kommt ein Rückgang des Mineralöleinsatzes in einer vergleichbaren Größenordnung wie im Szenario S5.

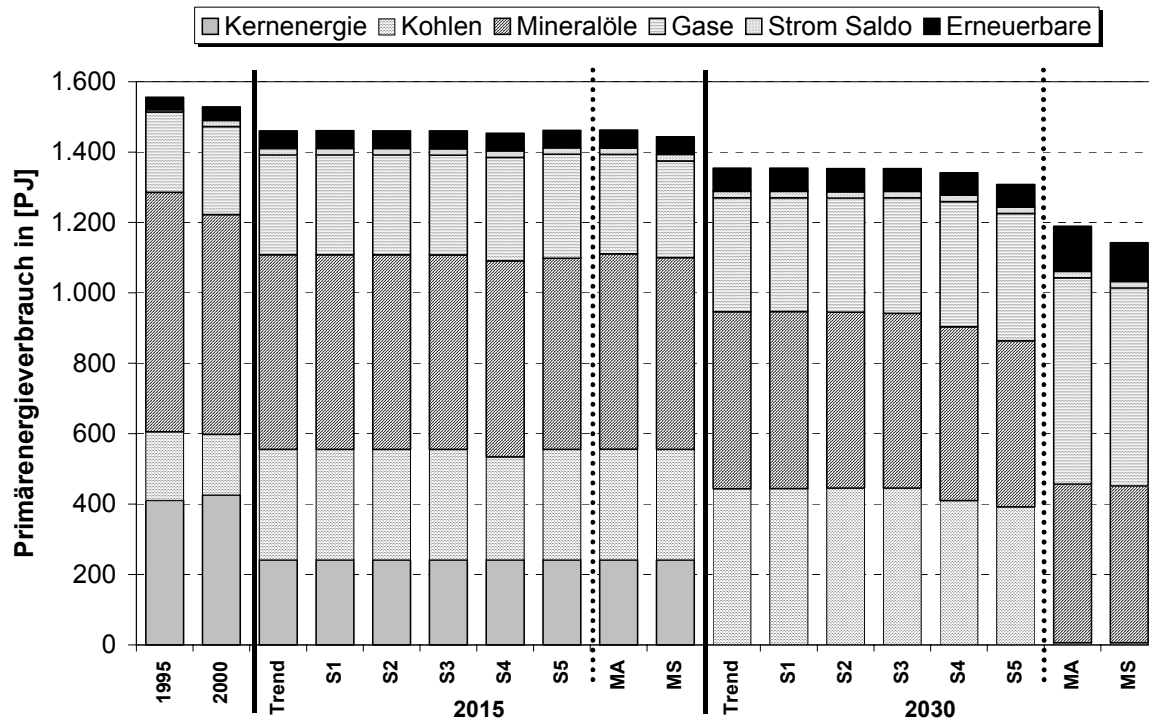


Abb. 5-6: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern im Szenarienvergleich

Insgesamt äußert sich diese Entwicklung beim Szenario MS in Treibhausgasemissionen, die mit rd. 58,8 Mio. tCO₂ im Jahr 2030 gegenüber dem heutigen Emissionsniveau um rd. 22 % niedriger liegen (vgl. Abb. 5-7). Gegenüber dem Trendszenario im Jahr 2030 entspricht dies wiederum einer Reduktion der Treibhausgasemissionen um rd. 38 %. Ausschlaggebend sind hierbei vornehmlich die geringeren Emissionen in der Stromerzeugung Baden-Württembergs aufgrund einer fast vollständigen Substitution von Steinkohle (vgl. Kapitel 5.2.3).

Der Szenarienvergleich bezüglich der Treibhausgasemissionen macht zudem deutlich, dass die Einführung stationärer Brennstoffzellen in Baden-Württemberg einen Emissionsrückgang zur Folge hat, der ungefähr proportional zur installierten Brennstoffzellenleistung ist (vgl. Abb. 5-7). Rückläufig sind hier vor allem die Treibhausgasemissionen in den Haushalten und in der Stromerzeugung aufgrund der bereits diskutierten Veränderungen im Wärmemarkt sowie dem verstärkten Anteil des in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugten Stroms.

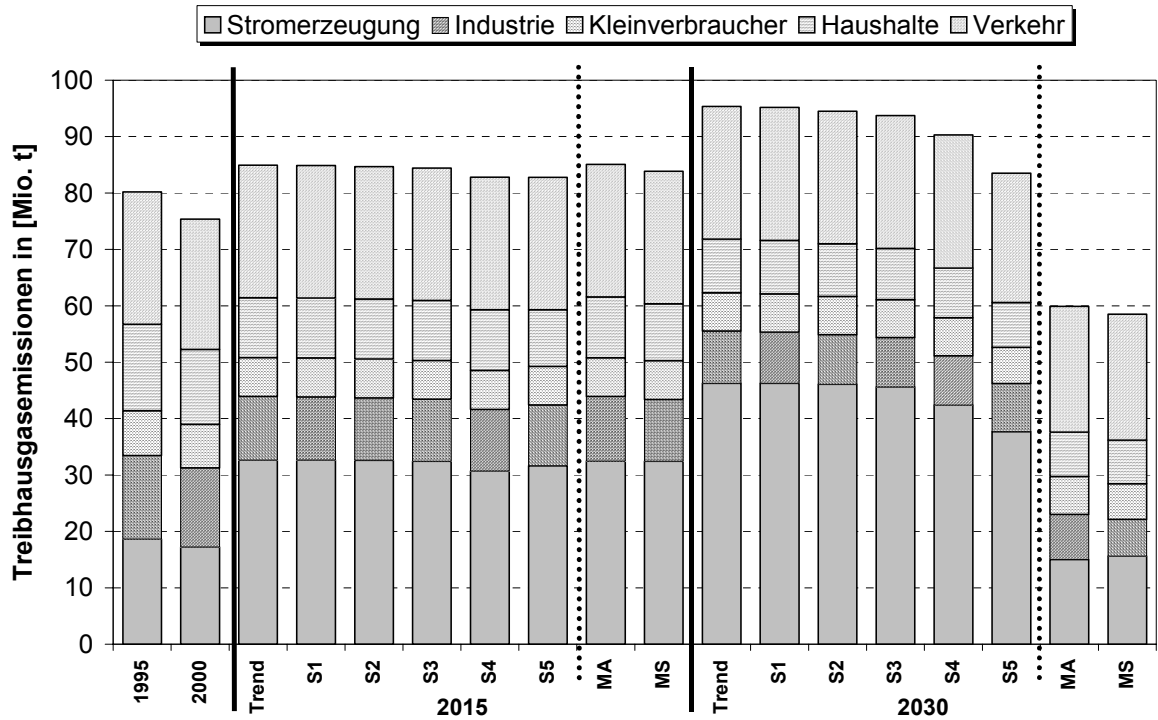


Abb. 5-7: Treibhausgasemissionen nach Sektoren im Szenarienvergleich

Die CO₂-Minderung durch stationäre Brennstoffzellen lässt sich anhand der direkten Gegenüberstellung der mit den Brennstoffzellensystemen erzeugten elektrischen Energie mit den erreichten CO₂-Minderungen in den Zubauszenarien quantifizieren (vgl. Abb. 5-8).

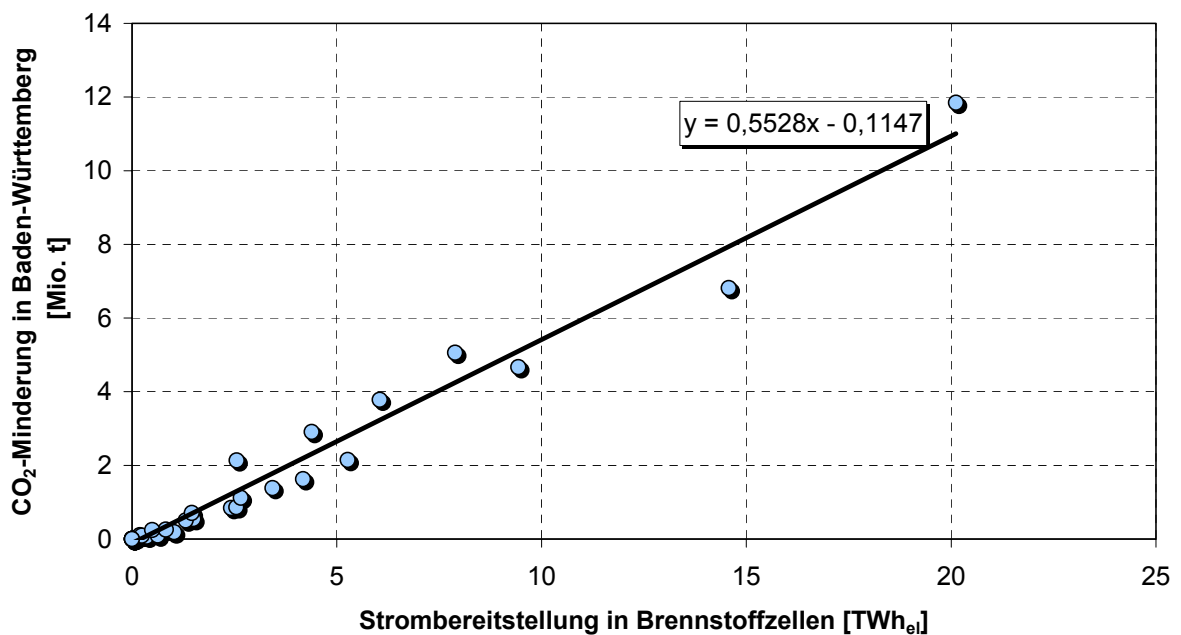


Abb. 5-8: CO₂-Minderung in Baden-Württemberg in Abhängigkeit der Strombereitstellung durch stationäre Brennstoffzellen in den Zubauszenarien

Die Betrachtung aller verfügbaren Datenpunkte aus den Modellrechnungen der Szenarien S1 bis S5 zeigt dabei einen weitgehend linearen Zusammenhang der beiden Größen. Insgesamt ergibt sich eine erzeugungsspezifische Treibhausgasminderung in Höhe von rd. 553 gCO₂ pro erzeugter Kilowattstunde Strom aus stationären Brennstoffzellenanlagen.

5.2.3 Zukünftige Struktur der Stromerzeugung

Als Ersatz für den Wegfall der Kernenergie ist bis zum Jahr 2015 bei allen Szenarien der Zubau von Steinkohle in der Stromerzeugung zu verzeichnen (vgl. Abb. 5-9). Dieser Trend wird in den Zubauszenarien S1 bis S5 fortgesetzt, so dass hier ab 2025 die Steinkohle vollständig die Grundlastversorgung an elektrischer Energie übernimmt. Einher geht dies mit einem verstärkten Erdgaseinsatz in der Stromerzeugung, der zunehmend für die Strombereitstellung im Mittellastbereich an Bedeutung gewinnt. Die Szenarien MA und MS hingegen führen bis 2030 zur praktisch vollständigen Substitution der auf Steinkohle basierenden Erzeugung durch den Einsatz von Erdgas und einer zunehmenden Biomasseverstromung.

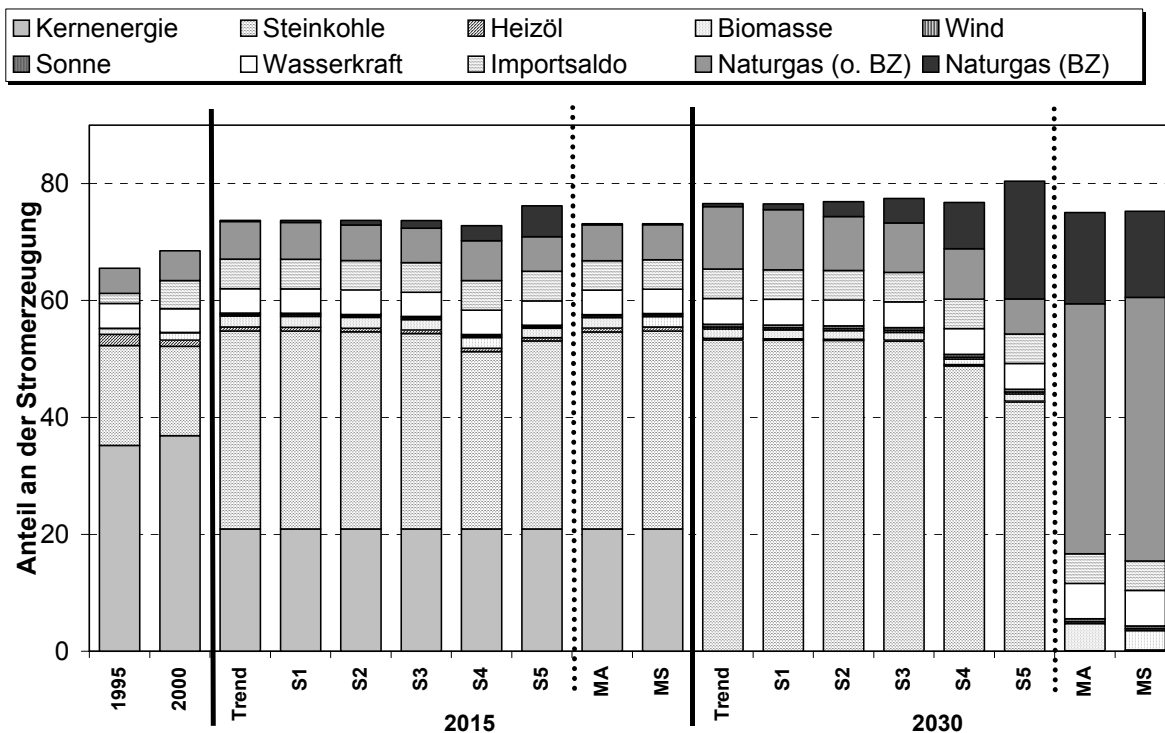


Abb. 5-9: Stromerzeugung nach Energieträgern in Baden-Württemberg im Szenarienvergleich

Gleichzeitig wird in Abb. 5-9 die Rolle der verstärkten Stromerzeugung in stationären Brennstoffzellen deutlich, indem der Erdgaseinsatz in Brennstoffzellen von sonstigen Naturgasverbrauch getrennt dargestellt wird (oberste Datenpunkte). Der forcierte Zubau der Systeme im Rahmen der Szenarien S1 bis S5 führt zunächst zur Substitution anderer Erdgastechnologien bis hin zum praktisch vollständigen Einsatz von Erdgas in Brennstoffzellen im Jahr

2030 (Szenario S5). Hintergrund dafür bildet die vornehmlich als Mittellasterzeugung zu charakterisierende Strombereitstellung bei der Kraft-Wärme-Kopplung und damit auch in Brennstoffzellenanlagen, die sich ökonomisch auch langfristig für die Grundlastversorgung als weniger interessant darstellen. Entsprechend erfolgt der Einsatz von Brennstoffzellen auch vornehmlich in Konkurrenz zu alternativen (Erdgas-)Mittellastkraftwerken.

Die Bedeutung der Brennstoffzelle im Rahmen von CO₂-Minderungsstrategien wird hier erstmals anhand der langfristigen Erzeugungsstruktur in den Szenarien MA und MS deutlich. Trotz „freier“ Konkurrenz der Brennstoffzellensysteme gegenüber anderen Erzeugungsmöglichkeiten und den Einsatz effizienter Nutzungs- bzw. Stromeinspartetechnologien erfolgt hier bis 2030 ein ähnlich starker Zubau stationärer Brennstoffzellen wie im Szenario S5. In Verbindung mit einer verstärkten Biomassenutzung und einem weiteren Ausbau der Wasserkraft führt dies zum zunehmenden Einsatz der Technologie auch in den Grundlastbereich hinein, so dass in Verbindung mit anderen Erdgastechnologien die vollständige Steinkohlesubstitution erreicht wird. Dies wiederum bedeutet, dass die Markteinführung für stationäre Brennstoffzellen durch die Einführung von CO₂-Zertifikaten unter Umständen stark unterstützt wird. Aus gesamtwirtschaftlicher Sicht werden Brennstoffzellen bei einem Investitionskostenniveau von rd. 850 €/kW_{el} und einem CO₂-Zertifikatspreis von rd. 120 €/t_{CO2} wettbewerbsfähig, so dass bis 2030 wirtschaftliche Ausbaupotenziale in Baden-Württemberg von rd. 2,7 GW_{el} erschlossen werden können. Die damit erreichbare technologisch bedingte THG-Minderung in Höhe von 8,1 Mio. t_{CO2} führt in Verbindung mit anderen Minderungseffekten zu einer durch CO₂-Bepreisung erreichbaren Treibhausgasminderung in Baden-Württemberg von 75,1 Mio. t im Jahr 2000 auf rd. 58,5 Mio. t bis 2030.

5.2.4 Sektorale Verteilung und langfristig interessante Anwendungsfelder

Differenziert nach den im Modell abgebildeten Brennstoffzellensystemen stellt sich die sektorale Verteilung der installierten Brennstoffzellenleistung in Abhängigkeit des Zubaus der Systeme gemäß Abb. 5-10 dar. Je höher die vorgegebene Zubauleistung, umso mehr gewinnt neben der industriellen Anwendung, in der vornehmlich Hochtemperatursysteme eine Rolle spielen, die Anwendung in der öffentlichen Kraft-Wärme-Kopplung an Bedeutung.

Attraktiv werden hier zunächst Niedertemperaturbrennstoffzellen, die mittelfristig allerdings verstärkt durch den Einsatz von Hybridsystemen ergänzt bzw. zum Teil verdrängt werden. Der Einsatz individueller Brennstoffzellensysteme für einzelne Gebäude erfolgt schließlich bei sehr hohem Zubau an Brennstoffzellenleistungen v. a. im Rahmen des S5-Szenarios, der Einsatz in Einfamilienhäusern findet in den betrachteten Szenarien nicht statt.

Danach lässt sich schlussfolgern, dass Brennstoffzellensysteme zur Hausenergieversorgung besser in der öffentlichen Kraft-Wärme-Kopplung eingesetzt werden als in kleinen individuellen Einheiten. Dies ist auf Vergleichmäßigungseffekte und die damit verbundenen Vorteile hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit stationärer Brennstoffzellensysteme zurückzuführen.

ren. Im Umkehrschluss folgt daraus, dass Kleinanlagen für die individuelle Versorgung einzelner Gebäude deutlich niedrigere Kosten aufweisen müssen, um im Vergleich zum Einsatz größerer dezentraler Anlagen attraktiv zu werden. Dies gilt auch unter Berücksichtigung höherer Investitionen in (Wärme-)Leistungsnetze, die im Modell mit abgebildet sind.

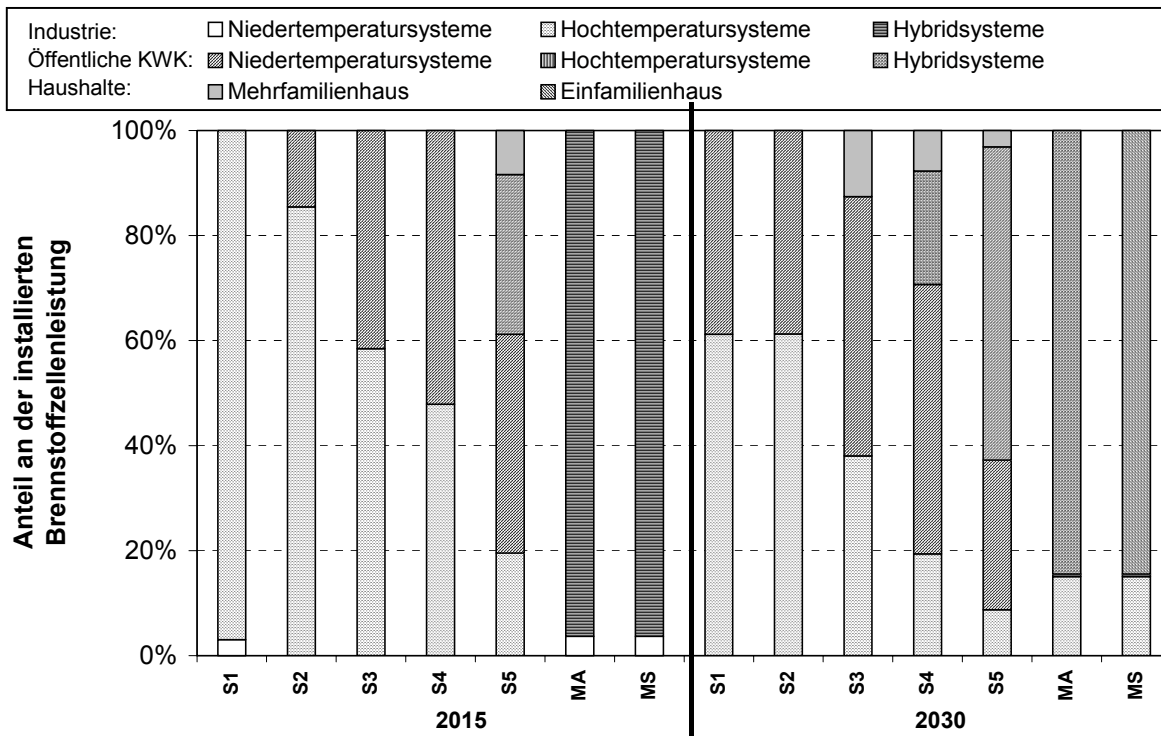
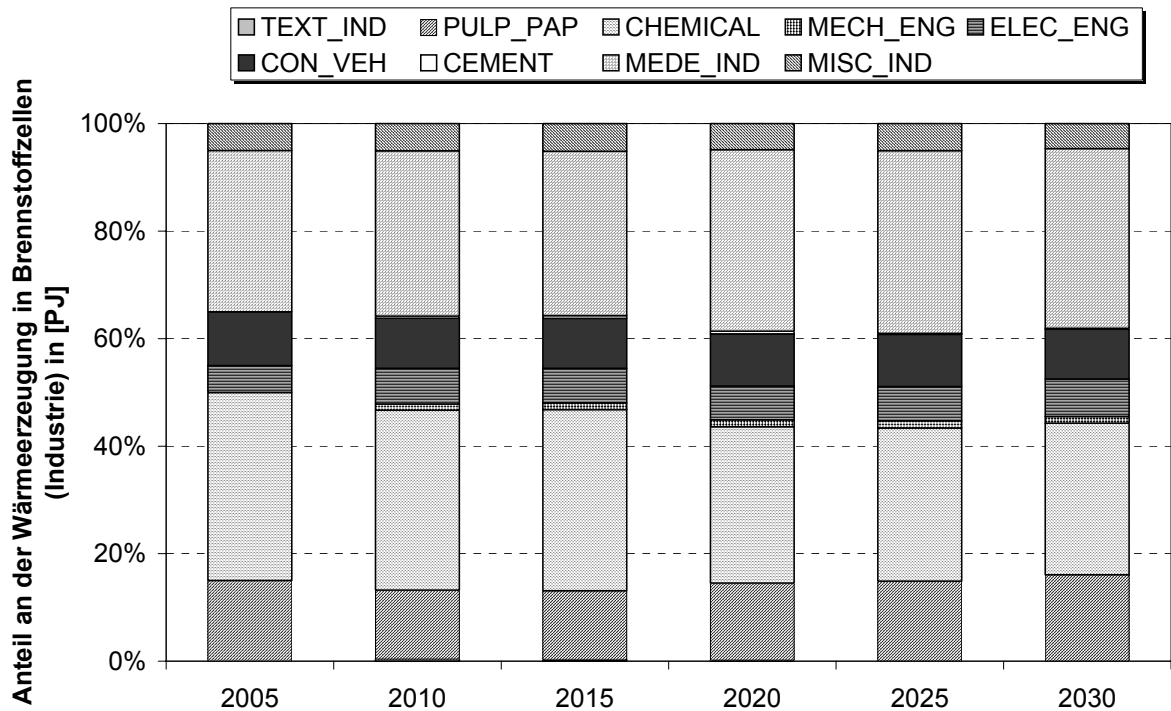


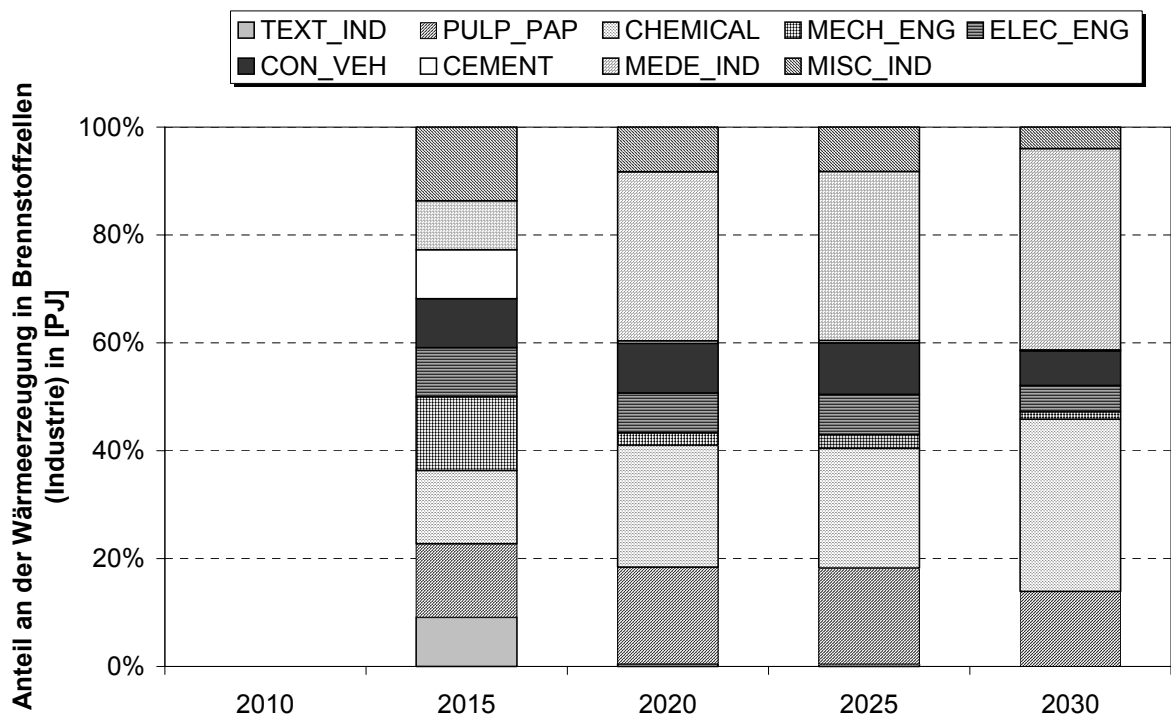
Abb. 5-10: Anteile der Systeme an der Brennstoffzellenleistung im Szenarienvergleich

In der industriellen Anwendung schließlich sind die Papierindustrie (PULP_PAP), die chemische Industrie (CHEMICAL) sowie die Herstellung von Metallerzeugnissen, Gummi- und Kunststoffwaren (MEDE_IND) die bedeutendsten Einsatzfälle (vgl. Abb. 5-11). In den Zubauszenarien bildet sich diese sektorale Verteilung bereits bei kleinen Zubauleistungen heraus und bleibt mit zunehmender Durchdringung der Technologie weitgehend konstant. Im Rahmen der CO₂-Minderungsszenarien, in denen ein Zubau von Brennstoffzellen in „freier“ Konkurrenz mit anderen Techniken erfolgt, ergibt sich bis zum Jahr 2030 eine vergleichbare sektorale Verteilung des Brennstoffzelleneinsatzes (vgl. Abb. 5-12). Hierbei kristallisieren sich, ausgehend von einer relativ gleichmäßigen Verteilung zu Beginn der Entwicklung, die oben genannten Einsatzfelder (Papier, Chemie und sonstige Grundstoffe) allerdings erst schrittweise heraus. Neben diesen drei interessantesten Segmenten sind auch etwas eingeschränktere Potenziale in der elektrotechnischen Industrie (ELEC_ENG), dem Fahrzeugbau (CON_VEH) sowie dem Ernährungsgewerbe (MISC_IND) zu finden.



* Zuordnung der Sektoren zur /WZ 1993/ gemäß Anhang E

Abb. 5-11: Anteil der Wirtschaftszweige an der gesamten industriellen Wärmeerzeugung in Brennstoffzellen am Beispiel des S5-Szenarios



* Zuordnung der Sektoren zur /WZ 1993/ gemäß Anhang E

Abb. 5-12: Anteil der Wirtschaftszweige an der gesamten industriellen Wärmeerzeugung in Brennstoffzellen am Beispiel des MS-Szenarios

5.2.5 Gesamtkosten des Energiesystems

Für einen Vergleich der Szenarien sind schließlich die mit den unterschiedlichen Strukturen der Deckung des Energiedienstleistungsbedarfs in Baden-Württemberg einhergehenden Gesamtkosten von Interesse. Für die Trendentwicklung ergibt sich dabei eine Vergleichsbasis für die gesamten auf das Jahr 2002 diskontierten Kosten des Energiesystems bis 2030 in Höhe von rd. 977,814 Mrd. €₀₂. Die mit den verschiedenen Zubauszenarien S1 bis S5 verbundenen diskontierten Mehrkosten gegenüber dem Trendszenario sind in Abb. 5-13 zusammengefasst. Hierbei ergeben sich als maximale Mehrkosten rd. 2,39 Mrd. €₀₂ im Szenario S5.

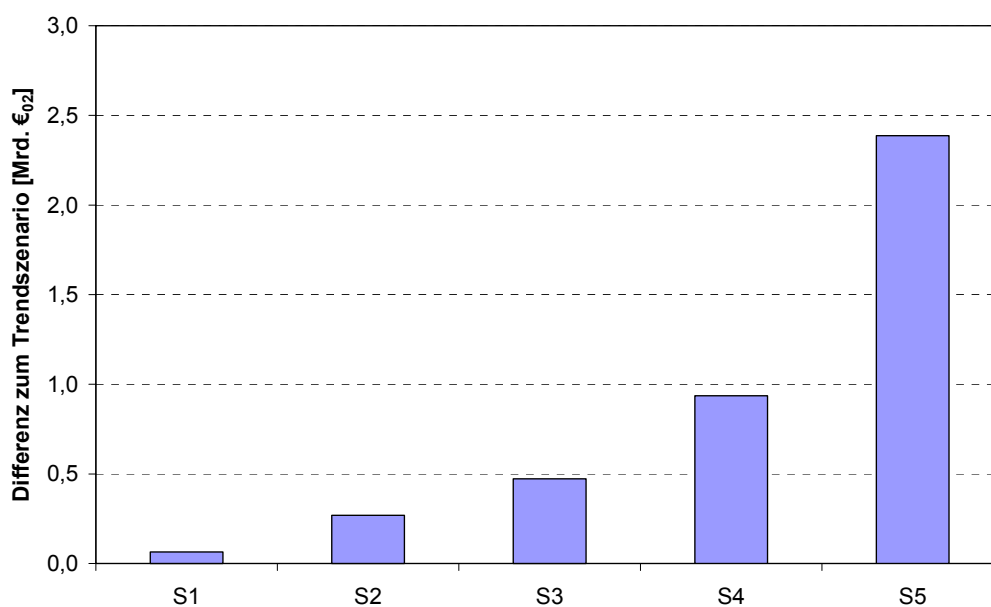


Abb. 5-13: Diskontierte Mehrkosten der Zubau- und Treibhausgasminderungsszenarien im Vergleich zum Trendszenario

Der weitgehend proportionale Anstieg der diskontierten Mehrkosten wird in der direkten Gegenüberstellung der Datenpunkte aus den Zubauszenarien S1 bis S5 gemäß Abb. 5-14 deutlich. Daraus ergeben sich abdiskontiert auf das Jahr 2002 rd. 478 Mio. €₀₂ Mehrkosten pro GW_{el} zugebauter Brennstoffzellenleistung bei der vorgegebenen Entwicklung der Anlagekosten und den zugrundegelegten Zubaupfaden von Brennstoffzellen.

Für die Treibhausgasminderungsszenarien MA und MS ergeben sich die in Abb. 5-15 dargestellten diskontierten Mehr- bzw. Minderkosten im Vergleich zum Trendszenario. Lässt man den Wert der vermiedenen CO₂-Emissionen außer Betracht, so ergeben sich Mehrkosten von rd. 10,99 Mrd. €₀₂ im Szenario MA bzw. von rd. 9,81 Mrd. €₀₂ im Szenario MS für den durch die CO₂-Zertifikatspreise induzierten Umbau des Energiesystems einschließlich Zubau von Brennstoffzellen. Berücksichtigt man den Wert der mit dem Umbau vermiedenen CO₂-Emissionen, so ergeben sich Minderkosten von rd. 14,34 Mrd. €₀₂ im Szenario MA bzw. von

rd. 14,91 Mrd. €₀₂ im Szenario MS. Dass bei dieser Betrachtungsweise niedrigere Kosten entstehen drückt aus, dass das umgestaltete Energiesystem unter den vorgegebenen Rahmenbedingungen günstiger ist als das im Trendszenario enthaltene. Wäre dies nicht der Fall, wäre es auch im CO₂-Minderungsfall günstiger, das Energiesystem unverändert beizubehalten.

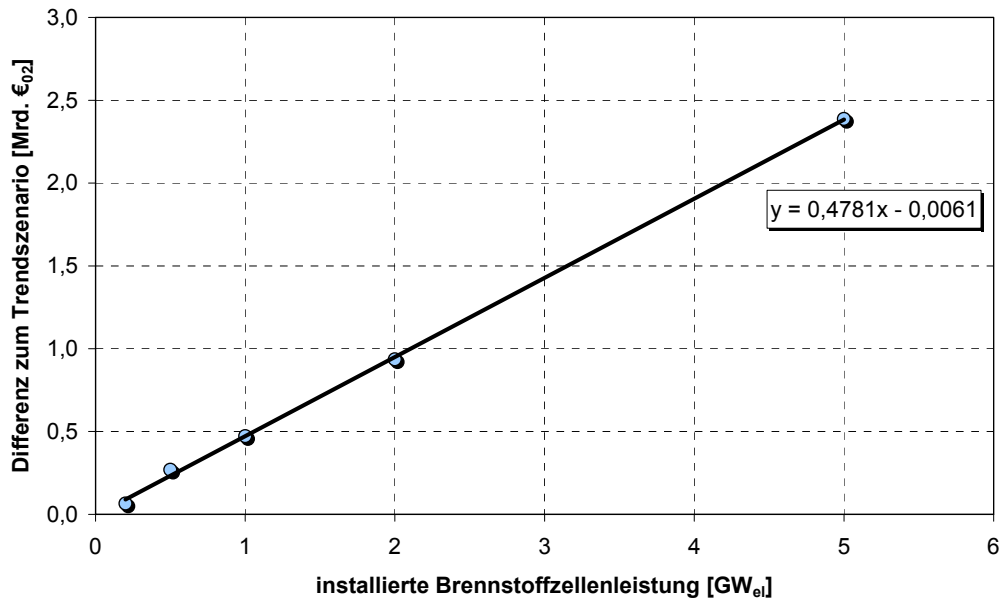


Abb. 5-14: Diskontierte Mehrkosten des Energiesystems Baden-Württemberg in Abhängigkeit von dem vorgegebenen Zubau an Brennstoffzellenleistung

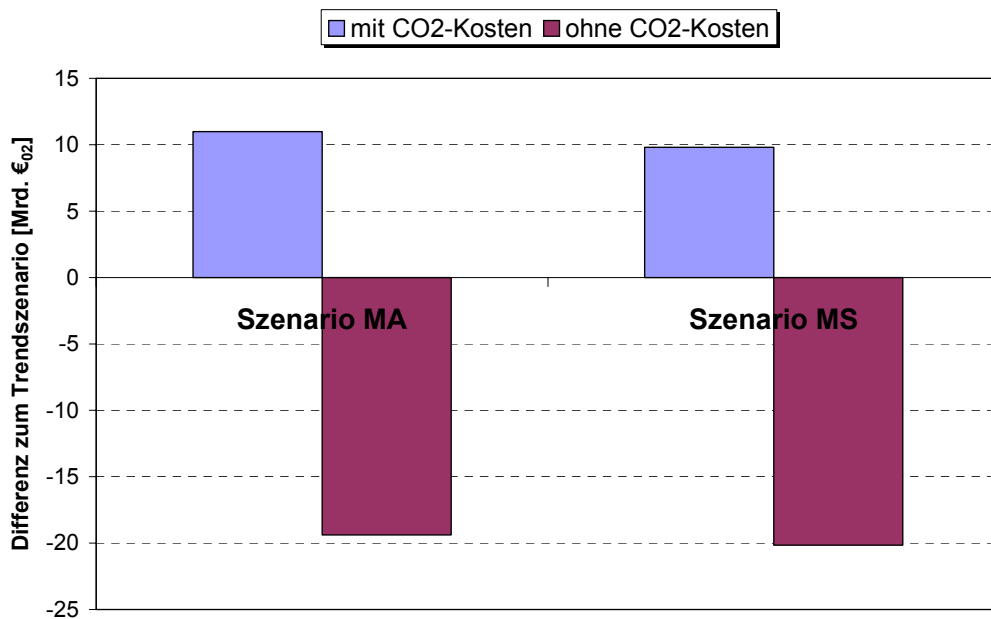


Abb. 5-15: Diskontierte Mehrkosten des Energiesystems Baden-Württemberg in Abhängigkeit von dem vorgegebenen Zubau an Brennstoffzellenleistung

6 Schlussbetrachtung

Ziel dieser Arbeit ist es, einen Beitrag zur realistischen Einschätzung der kurz- und mittelfristigen Möglichkeiten und Grenzen der Brennstoffzellentechnik in der stationären Anwendung zu leisten sowie Ansatzpunkte für interessante Anwendungsbereiche auch hinsichtlich einer ggf. gewünschten forcierten Markteinführung dieser neuen Technologie zu identifizieren. Dazu ist es erforderlich, detaillierte, betriebswirtschaftlich orientierte Einsatzanalysen repräsentativer Versorgungsaufgaben konsistent mit einer volkswirtschaftlich orientierten systemaren Gesamtoptimierung des Energiesystems Baden-Württembergs zu verknüpfen.

Grundlage dafür bilden die technischen und ökonomischen Entwicklungstrends stationärer Brennstoffzellen, die sich aus den aktuellen Demonstrations- und Pilotanlagen ableiten. Hierbei zeigt sich, dass auch wenn inzwischen alle Technologielinien in ersten produktorientierten Anlagen integriert wurden, hinsichtlich der ökonomischen Situation auch weiterhin deutliche Verbesserungen notwendig sind. Über die Kostenreduktionspotenziale, die noch in der Produktentwicklung erschlossen werden können, hinaus, gilt es dazu insbesondere, Lern- und Skaleneffekte einer zunehmenden Serienproduktion der Systeme auszunutzen.

Vornehmlicher Markt für die Initiierung einer Massenproduktion ist die dezentrale Kraft-Wärme-Kopplung in der industriellen Anwendung und im Einsatz zur Gebäudeversorgung. Wohingegen eine Charakterisierung der Haushalte in Baden-Württemberg zum Teil auf umfangreiche Untersuchungen zu den Energiebedarfs- und Laststrukturen sowie auf statistische Datenerhebungen aufbauen kann, kann für die Darstellung des industriellen Endenergieverbrauchs in ausreichender struktureller und zeitlicher Auflösung bislang kaum auf fundierte Analysen zurückgegriffen werden. Hier ist vielmehr eine Verknüpfung der Energiebilanz mit den Daten zur Kostenstruktur der Unternehmen methodisch neu zu erarbeiten.

Insgesamt zeigt sich dabei zahlenmäßig ein Schwerpunkt potenzieller Einsatzmöglichkeiten jeweils im Bereich kleiner Anwendungsfälle, so dass in beiden Marktsegmenten vornehmlich Kleinsysteme hinsichtlich einer angestrebten Erschließung von Massenmärkten kurz- bis mittelfristig Vorteile bieten. Hinsichtlich der Erschließung großer Energieeinspar- und Emissionsminderungspotenziale kommt dahingegen vor allem im industriellen Bereich auch der Erschließung größerer Versorgungsaufgaben eine signifikante Bedeutung zu.

Gesichtspunkte zur konkreten Auslegung stationärer Brennstoffzellen ergeben sich aus der detaillierten Einsatzanalyse der abgeleiteten repräsentativen Einsatzfälle in den energiewirtschaftlichen Teilsegmenten. Aufgrund der zunehmenden Liberalisierung der Energiemärkte erfordert dabei der ökonomische Vergleich der Versorgungsalternativen neben der Analyse des zeitlichen Profils der abgeleiteten Energiekenngrößen eine detaillierte Preisanalyse des Energiebezugs industrieller und privater Endkunden. Hintergrund dafür ist einerseits die starke zeitliche Abhängigkeit der Stromerzeugungskosten und damit lastprofilabhängige Preisgestaltung von Seiten der Energieversorger, die vorwiegend hinsichtlich einer veränder-

ten Strombezugscharakteristik teilweise eigenversorgter Objekte deutliche Auswirkungen auf die ökonomische Bewertung des Einsatzes stationärer Brennstoffzellensystem nimmt. Andererseits sind für die Antizipation der zukünftigen Entwicklung die verschiedenen Preiskomponenten unterschiedlich zu behandeln. So ist zu erwarten, dass mit zunehmendem Abbau von Überkapazitäten die Stromerzeugungskosten eine eher steigende Tendenz aufweisen, dahingegen die mit dem Unbundling separat ausgewiesenen Aufwendungen für die Netznutzung durch verstärktes Benchmarking der Netzbetreiber wenn dann eher sinken.

Wohingegen eine Differenzierung der einzelnen Preiskomponenten als Basis für die Abbildung der zukünftigen Preisentwicklungen und für die Bestimmung einer angemessenen Vergütung des ggf. eingespeisten Stroms im industriellen Bereich durchaus möglich ist, gestaltet sich dies für den Bereich privater Kunden problematischer. Schwierigkeiten bereitet zunächst die intransparente Einrechnung der verschiedenen fixen Kostenanteile für Abrechnung, Netzanschluss u. a. in die Jahres- und Arbeitspreise der Energieversorger. Darüber hinaus sind die Auswirkungen des Anschlusses dezentraler Stromerzeugungsanlagen bei Haushalten, der zu einer vom VDEW-Standardlastprofil als Basis der derzeitigen Kostenberechnung abweichenden Bezugscharakteristik führt, noch weitgehend unbestimmt.

Unabhängig davon stellt sich bei der objektspezifischen Einsatzsimulation von Brennstoffzellen heraus, dass die Systeme bei ökonomisch optimaler Auslegung im Vergleich zu konventionellen KWK-Technologien i. d. R. sehr klein dimensioniert sind und entsprechend die Objekteigenversorgung im Vordergrund steht. Nur im Ernährungsgewerbe, der Papier- sowie der chemischen Industrie ergeben sich höhere optimale Auslegungsleistungen der Systeme, die zu teilweise deutlichen Stromüberschusspotenzialen über die Eigenversorgung hinaus führen und so für die Strombeschaffung von Energieversorgungsunternehmen oder den Markteintritt neuer unabhängiger Stromerzeuger interessante Möglichkeiten eröffnen könnten. Insofern zeigt sich über alle möglichen Versorgungsaufgaben hinweg, dass die derzeit diskutierten Systemgrößen für die Markteinstiegsprodukte vor allem für kleinere Verbraucher häufig überdimensioniert sind und es so zu zum Teil deutlichen Potenzialeinbußen kommt.

In den Fällen, in denen es nicht zum überdimensionierten Einsatz der Brennstoffzellensysteme kommt (industrielle Verbraucher mit einem jährlichen Endenergiebedarf über 5-6 GWh/a bzw. Gebäude mit einem jährlichen Endenergiebedarf über rd. 50.000 GWh/a), zeigt sich für die für einen wirtschaftlichen Einsatz zu erreichenden Zielkosten eine sehr deutliche Abhängigkeit von der zukünftigen Entwicklung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen (vgl. Tabelle 6-1). Bei einer unterstellten für KWK-Systeme günstigen Preisentwicklung (höhere Strompreise bei gleichzeitig moderater Erdgaspreisentwicklung) liegen die für die Wettbewerbsfähigkeit zu erreichenden Zielkosten für die spezifischen Investitionen von Brennstoffzellen mit 1.250-1.750 €/kW_{el} in der industriellen Anwendung und bis zu 2.500-3.000 €/kW_{el} im Gebäudeeinsatz relativ hoch. Bei einer ungünstigen Energie-

preisentwicklung sinken diese allerdings auf Werte von 500-600 €/kW_{el} im industriellen Einsatz. Brennstoffzellen für die Gebäudeversorgung wären in diesem Fall mit Zielkosten zwischen 1.500 und 2.000 €/kW_{el} besser gestellt. Hierbei ist allerdings die sehr starke Abhängigkeit des wirtschaftlichen Einsatzes von Brennstoffzellen im Gebäudebereich von der Strombewertung zu berücksichtigen. So lässt eine Bewertung gemäß der vermiedenen Erzeugungskosten, dass heißt der direkte Vergleich zu den Stromgestehungskosten des bestehenden Kraftwerksparks, in praktisch keinem Fall einen wirtschaftlichen Betrieb im Wohngebäudebereich Baden-Württembergs zu. Entsprechend ist die Marktentwicklung dieser Systeme angewiesen auf ökonomische Vorteile im Sinne vermiedener Vertriebskosten bzw. ökonomisch quantifizierbarer Vorteilen auf Seiten des Netzbetriebs.

Tabelle 6-1: Für die Wettbewerbsfähigkeit stationärer Brennstoffzellen zu erreichende Zielkosten

	Ungünstige Energiepreisentwicklung		Günstige Energiepreisentwicklung	
	Erste Anwendungsfälle	Weiterreichende Marktdurchdringung	Erste Anwendungsfälle	Weiterreichende Marktdurchdringung
Industrie	1.250 €/kW _{el}	500-600 €/kW _{el}	1.750 €/kW _{el}	1.100-1.300 €/kW _{el}
	Hohe Strombewertung	Niedrige Strombewertung	Hohe Strombewertung	Niedrige Strombewertung
Haushalte (1,5 kW _{el})	2.500 €/kW _{el}	1.200 €/kW _{el}	3.500 €/kW _{el}	1.800 €/kW _{el}
Haushalte (4,5 kW _{el})	2.000 €/kW _{el}	900 €/kW _{el}	2.500 €/kW _{el}	1.400 €/kW _{el}

Vor dem Hintergrund der mittelfristigen Kostenziele von Seiten der Hersteller stationärer Brennstoffzellen zeigt sich, dass in der industriellen Anwendung nur bei günstiger Energiepreisentwicklung diese Kostenziele von rd. 1.250 €/kW_{el} ausreichen, um weite Teile des Marktes zu erschließen. Bei ungünstiger Preisentwicklung müssen die Ziele vielmehr deutlich unterschritten werden, um eine weitreichende Wettbewerbsfähigkeit von Brennstoffzellen im Markt zu erreichen. Darüber hinaus zeigt sich, dass zum Erreichen der erforderlichen Kostenreduktion allein durch Ausnützen der Skaleneffekte der Produktion (Erfahrungskurve) nur sehr wenige industrielle Marktnischen mit deutlich höheren Zielkosten zur Verfügung stehen. Im Gebäudebereich wiederum scheinen zumindest bei einer hohen ökonomischen Bewertung elektrischer Energie derartige Marktnischen zur Verfügung zu stehen. Ein Erreichen der Kostenziele von Seiten der Hersteller dürfte hier allerdings durch die im kleinen Leistungsbereich sehr deutlichen Skaleneffekte der Anlagenleistungsgröße stark erschwert werden.

Wird eine positive Marktentwicklung und entsprechend kontinuierlich sinkende Systemkosten unterstellt, lassen die wirtschaftlichen Einsatzpotenziale die durchaus signifikanten Potenziale stationärer Brennstoffzellen hinsichtlich zu erreichender energiepolitischer Ziele erkennen. So weist bei einer unterstellten Untergrenze für die langfristige Kostenentwicklung der Systeme von rd. 600 €/kW_{el} die industrielle Anwendung kumulierte wirtschaftliche Einsatzmöglichkeiten von bis zu 0,5 GW_{el} für Niedertemperaturbrennstoffzellen, 4

GW_{el} für Hybridsysteme und 6 GW_{el} für Hochtemperaturbrennstoffzellen auf. Diese wiederum führen hier zu kumulierten CO_2 -Minderungspotenzialen, die bei unterstellter Vollversorgung des industriellen Brennstoffbedarfs mit Erdgas, also brennstoffunabhängig, und Bewertung des erzeugten Stroms anhand des derzeitigen bundesdeutschen Erzeugungsmixes Emissionsminderungen von bis zu 11 Mio. t_{CO_2} durch Hochtemperaturbrennstoffzellen erreichen. Die Potenziale von Niedertemperatur- und Hybridsystemen werden dabei begrenzt durch die eingeschränkte Abwärmenutzung auf niedrigem Temperaturniveau im Vergleich zum dominierenden industriellen Prozesswärmebedarf bei Temperaturen bis rd. $500 \text{ }^\circ\text{C}$.

Im Vergleich dazu weisen stationäre Brennstoffzellen im Wohngebäudebereich bei Anlagekosten von $600 \text{ €/kW}_{\text{el}}$ deutlich geringere wirtschaftliche Potenziale auf von bis zu $1,5 \text{ GW}_{\text{el}}$ für Kleinstsysteme mit $1,5 \text{ kW}$ elektrischer Leistung bzw. in Höhe von bis zu $0,9 \text{ GW}_{\text{el}}$ für $4,5 \text{ kW}_{\text{el}}$ -Systeme. Entsprechend liegen auch die CO_2 -Minderungspotenziale mit bis zu 3 Mio. t_{CO_2} durch Kleinstsysteme weit unter denen in der Industrie. Gleichzeitig aber übersteigt hier das Marktpotenzial bezogen auf die wirtschaftlich zu installierende Gesamtzahl der Anlagen die industrielle Anwendung um das bis zu vierfache und erste Anwendungen werden bereits bei höheren Investitionskosten attraktiv.

Dem Einsatz stationärer Brennstoffzellen zur individuellen Versorgung von Wohngebäuden steht allerdings auch die Raumwärmebereitstellung über Nah- und Fernwärmesysteme gegenüber. Dies wird besonders deutlich, wenn die Ergebnisse des objektbezogenen Systemvergleichs in den gesamtenergiewirtschaftlichen Kontext gestellt werden, das heißt in die technologischen und topologischen Strukturen der bestehenden Energieversorgung Baden-Württembergs eingebettet werden. So ist bei einer unterstellten systemspezifisch gleichen Kostenentwicklung der verschiedenen Brennstoffzellentechnologien die Einbindung größerer Systeme in bestehende Nah- und Fernwärmenetze dem Einsatz individueller Kleinsysteme vorzuziehen. Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass hinsichtlich der Kostenentwicklung deutlich höhere Anforderungen an Hausenergieversorgungssysteme gestellt werden, um gesamtwirtschaftlich trotz geringerer infrastruktureller Aufwendungen für Wärmenetze gegenüber einem durch Verbrauchspoolung vergleichmäßigten Einsatz attraktiv zu werden.

Hintergrund dazu sind die für die öffentliche Kraft-Wärme-Kopplung sehr interessanten Hybridsysteme, die zum Teil sogar gegenüber dem industriellen Einsatz stationärer Hochtemperatur- und Niedertemperaturbrennstoffzellen gesamtwirtschaftliche Vorteile bieten können. Insgesamt bleibt allerdings die industrielle Energieversorgung ein sinnvoller Ausgangspunkt für die Markterschließung der Brennstoffzellentechnologie auch im systemaren Kontext. Aufgrund der teilweise vorhandenen Stromüberschusspotenziale stellen sich dabei vor allem die Papier- und chemische Industrie sowie die grundstoffschaffende Industrie in Baden-Württemberg (Gummi- und Kunststoffwaren sowie Metallerzeugnisse) als auch langfristig interessante und stabile Marktsegmente dar. Begrenzte Einsatzmöglichkeiten bestehen darüber hinaus im Maschinenbau, in der Elektrotechnik und im Ernährungsgewerbe, so

dass sich in der zeitlichen Perspektive ein forcierter Ausbau stationärer Brennstoffzellen ausgehend vom industriellen Einsatz in diesen Sektoren schrittweise über die öffentlichen Kraft-Wärme-Kopplung hin zur individuellen Hausenergieversorgung vollzieht.

Die Struktur des Energieträgereinsatzes in der Stromerzeugung Baden-Württembergs wiederum bleibt auch bei verstärktem Brennstoffzelleneinsatz weitgehend unverändert. Aufgrund der vornehmlich durch Mittellasterzeugung charakterisierten Strombereitstellung in KWK-Systemen erfolgt hier mit zunehmender Präsenz der Brennstoffzellentechnologie praktisch ausschließlich die Substitution anderer (Mittellast-)Erdgastechnologien, da die Systeme auch langfristig für die Grundlastversorgung und damit die Steinkohlesubstitution bzw. den Ersatz der wegfallenden Kernenergie ökonomisch uninteressant sind.

Dennoch sind die gesamtwirtschaftlichen Mehraufwendungen bei forciertem Brennstoffzelleneinsatz mit deutlichen Treibhausgasemissionsminderungen verbunden. Diese sind aufgrund der vorliegenden Substitutionseffekte auf die technologischen Eigenschaften der Systeme zurückzuführen und äußern sich in Minderemissionen in Baden-Württemberg von rd. 553 g_{CO2} pro Kilowattstunde in Brennstoffzellen erzeugter elektrischer Energie. Dies wiederum führt dazu, dass eine aktive Klimaschutzpolitik weitere Anreize für die Einführung stationäre Brennstoffzellen schaffen kann. Aus gesamtwirtschaftlicher Sicht erreicht so die Brennstoffzellentechnologie bei einem Investitionskostenniveau von rd. 850 €/kW_{el} und einem CO₂-Zertifikatspreis von rd. 120 €/t_{CO2} die Wettbewerbsfähigkeit gegenüber den alternativen Energiewandlungs- bzw. -nutzungstechnologien und weist bis 2030 wirtschaftliche Ausbaupotenziale in Baden-Württemberg in Höhe von rd. 2,7 GW_{el} auf. Die damit erreichbare technologisch bedingte Treibhausgasminderung in Höhe von 8,1 Mio. t_{CO2} stellt gleichzeitig mit den größten Teil an der durch CO₂-Bepreisung erreichbaren Treibhausgasminderung in Baden-Württemberg von 75,1 Mio. t im Jahr 2000 auf rd. 58,5 Mio. t bis 2030 dar.

6.1 Handlungsempfehlungen

Vor diesem Hintergrund stellt die Brennstoffzellentechnologie bereits aus Sicht ihrer stationären Anwendung eine sehr interessante Option hinsichtlich des Klimaschutzes dar. Allerdings besteht im Fall stationärer Brennstoffzellen die Situation, dass die am Markt etablierten Techniken ökonomische und technische „Barrieren“ darstellen, die von der neuen Technologie zu überwinden sind, bevor eine Marktakzeptanz erfolgen kann. Es gilt also, das sogenannte „first user“-Problem zu überwinden, das sich aus der oben dargestellten Konkurrenzsituation ergibt. Die neue Technologie muss, um für den Anwender interessant zu sein, in zumindest einer Eigenschaft deutliche Vorteile gegenüber den etablierten Techniken versprechen, insbesondere dann, wenn sie in anderen (z. B. ökonomischen) Eigenschaften aufgrund ihres geringen Entwicklungsstandes noch unterlegen ist. Es kann sonst dazu kommen, dass zwar jeder potentielle Anwender Vorteile davon hätte, wenn alle die neue Technologie einsetzen würden, jedoch ist keiner bereit, den ersten Schritt bzw. den Aufwand und die Unsi-

cherheit bei diesem ersten Schritt zu übernehmen. Gleichzeitig zeigt das Phänomen der Lern- bzw. Erfahrungskurven, dass vor allem zum Erreichen der gestellten ökonomischen Anforderungen ein gewisses Marktvolumen für stationäre Brennstoffzellen zwingend notwendig ist.

Erfahrungsgemäß birgt die Massenproduktion eines der größten Senkungspotentiale für die Kosten eines Produktes. Dazu sind allerdings Nischenmärkte erforderlich, in denen (noch) ökonomische Nachteile durch andere finanzielle oder technische Vorteile kompensiert werden können, so dass erste Schritte in Richtung einer günstigen Serienfertigung möglich werden. Um weiterhin die Technologie möglichst schnell auf der Erfahrungskurve voranzubringen, ist es dabei wichtig, dass diese Anwendungsnischen nicht nur dazu dienen dürfen, erste Anlagen lediglich zu demonstrieren. Sie müssen vielmehr durch aktives Feedback die Weiterentwicklung der Systeme forcieren und durch einen möglichst praxisnahen Charakter den Nutzen der neuen Technik auch für andere Anwenderkreise aufzeigen.

Schließlich gilt es, alle möglichen Lern- und Kostenreduktionspotenziale zu erschließen. Dies betrifft vor allem Potenziale, die nicht direkt im Produkt selbst zu finden sind, da hier in der Regel bereits vor Markteinstieg alle konstruktiven Möglichkeiten ausgeschöpft werden. Vielmehr müssen vorgelagerte Kostensenkungspotenziale erschlossen werden, die im Fall der Brennstoffzelle einerseits im Materialpfad, andererseits aber auch im Bereich peripherer Komponenten bestehen. So verfügt die Brennstoffzellentechnologie anders als eine bereits etablierte Technik noch über keine wettbewerblichen Zuliefer- und Partnerstrukturen, die infolge des Konkurrenzdrucks substantiell zu einer Kostenreduktion beitragen. Vielmehr stützen sich erste Systeme auf quasi-monopolistische Strukturen, die durch zunehmende Attraktivität des neu entstehenden Marktsegmentes und damit durch Eintritt neuer Marktteilnehmer aufgebrochen werden müssen. Es gilt also, den notwendigen Lernprozess am Produkt zu initiieren, Anwendungsnischen zu finden und gegebenenfalls eine Marktentwicklung zu beschleunigen. Ansatzpunkte hierfür werden im Folgenden näher diskutiert.

6.1.1 Exemplarischer Einsatz stationärer Brennstoffzellen

Im Rahmen der derzeit stattfindenden marktvorbereitenden Entwicklung kommt dem exemplarischen Einsatz stationärer Brennstoffzellensysteme in interessanten Anwendungsnischen eine besondere Bedeutung zu. Über die reine Funktionsdemonstration der Anlagen hinaus gilt es damit erste wenn auch begrenzte Teilmärkte im Energiesystem zu erschließen, um so erste Schritte in Richtung einer Serienproduktion der Anlagen zu ermöglichen.

Ansatzpunkte für derartige Nischenanwendungen mit ökonomischem Mehrwert für die Systeme lassen sich direkt aus den technischen Charakteristika stationärer Brennstoffzellen ableiten und wie folgt charakterisieren:

1. **Die Erschließung zusätzlicher „Einnahmequellen“ durch Nutzung entstehender Nebenprodukte.** Im Fall mit Erdgas betriebener Brennstoffzellen betrifft dies die stoffliche Nutzung des praktisch schadstofffreien CO₂-Abluftstroms aufgrund des „kalten“

Verbrennungscharakters der Energieumwandlung. Einsatzmöglichkeiten ergeben sich hier beispielsweise in der Getränkeindustrie oder für die CO₂-Düngung in Gewächshäusern.

2. **Die Verringerung von Investitionen und Steigerung des Umwandlungswirkungsgrades durch Vermeiden peripherer Komponenten.** Dies umfasst den direkten Einsatz des in Brennstoffzellen erzeugten Gleichstroms zum Beispiel in galvanischen Produktionsprozessen, in der Aluminiumelektrolyse oder für EDV-Anwendungen bzw. Rechenzentren. Der mögliche Verzicht auf eine Wechselrichterkomponente auf Seiten des Brennstoffzellensystems sowie die Gutschrift einer entfallenden Gleichrichtung öffentlich bezogenen Stroms ermöglicht hier geringere Investitionsanforderungen an die Systeme bei gleichzeitig geringeren Verlusten bzw. höheren Wandlungswirkungsgraden.
3. **Die Nutzung möglichst preisgünstiger Brennstoffe.** Zu nennen sind hier vor allem der Einsatz von „Abfall-Wasserstoff“ als idealer Brennstoff für Brennstoffzellen aus der industriellen Produktion vornehmlich der chemischen Industrie und die Nutzung reformierten Biogases beispielsweise in Kläranlagen.

Der Demonstration dieser begrenzten Einsatzfelder bzw. Märkte wären hinsichtlich der Erschließung zukünftiger Massenmärkte zweckmäßigerweise exemplarische Anwendungen in interessanten Einsatzfeldern des „allgemeinen“ Marktes zur Seite zu stellen. Der in Rahmen dieser Arbeit durchgeführte ökonomische Vergleich zeigt dabei besondere Potenziale in

- der Papierindustrie und
- der chemischen Industrie

auf. Diese lassen auch über die Objekteigenversorgung hinaus zum Teil deutliche Überschussstrompotenziale und damit CO₂-Minderungspotenziale erwarten.

6.1.2 Weitergehende Markterschließung

Die erste Demonstration interessanter Anwendungsfelder und ggf. deren schrittweise Erschließung wird allerdings nicht genügen, um für stationäre Brennstoffzellen solche Kostendegressionen zu erzielen, die bereits kurzfristig eine allgemeine Marktdurchdringung ermöglichen. Ähnlich wie für die Entwicklung der Windenergie wird daher auch für die Einführung von Brennstoffzellen eine zusätzliche Förderung notwendig sein, die über eine allgemeine Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung hinaus gehen muss.

Die Entwicklung im Bereich der Windenergienutzung zeigt, dass die Längerfristigkeit der Förderung und die Reduktion der finanziellen Risiken wichtige Gesichtspunkte für eine erfolversprechende Förderung darstellen. Als eher problematisch zu sehen ist eine ggf. hohe, aber nur kurzfristig angelegte Unterstützung, wie dies beispielsweise im Rahmen des Zukunftsinvestitionsprogramms der Bundesregierung für die Brennstoffzellenentwicklung erfolgt ist. Zwar können so kurzfristig essentielle und umfangreiche Forschungs- und Entwicklungsaufgaben initiiert werden, der baldige Wegfall der Unterstützung führt durch resultie-

rende finanzielle Schwierigkeiten der Fördernehmer dann allerdings häufig zum Verlust vieler Ergebnisse. Eine langfristig angelegte, ggf. auch weniger stark dotierte Förderung ermöglicht hingegen eine längerfristige Risikominimierung beim Einsatz stationärer Brennstoffzellen und damit eine kontinuierliche Marktentwicklung und technische Verbesserung.

Wesentlich ist auch, dass von politischer Seite verlässliche Rahmenbedingungen eine klare Einschätzung des Wertes vermiedener Treibhausgasemissionen ermöglichen. Dies kann, wie die Szenarienrechnungen im Rahmen dieser Arbeit gezeigt haben, auch einen wesentlichen Beitrag zur erfolgreichen Markteinführung der Brennstoffzelle leisten.

Einen weiteren Aspekt zur Förderung stationärer Brennstoffzellen stellt die Entwicklung und Applikation standardisierter Genehmigungsverfahren dar. Wie die bisherigen Erfahrungen im Rahmen der Demonstrationsprojekte zeigen, sind die Betreiber hier mit regional sehr unterschiedlichen Vorgehensweisen konfrontiert, zurückzuführen auf z. T. noch nicht ausreichende technische Erfahrungen der entsprechenden Behörden. Eine Standardisierung und ggf. technologiespezifische Vereinfachung der erforderlichen Genehmigungen stellt somit eine kostengünstige Möglichkeit der Förderung von Brennstoffzellen dar, da sich ein hoher Aufwand bei Planung und Genehmigung auch in den Projektkosten widerspiegelt.

6.1.3 Stimulanz der Ausbildung von Zulieferstrukturen

Bereits vor Erschließung von Massenmärkten und der damit entstehenden Massenproduktion stationärer Brennstoffzellen kommt dem Aufbau geeigneter Zulieferstrukturen für die Herstellung der Systeme eine besondere Bedeutung zur Erzielung substanzieller Kostenreduktionen zu. Zwar ermöglicht es eine zunehmende Präsenz der neuen Technik aufgrund der technologiespezifischen Förderung und exemplarischen Anwendung in einzelnen Teilmärkten den tatsächlichen Wert der Technologie und das potentielle Marktvolumen immer besser abzuschätzen. Allerdings stellt diese Vorgehensweise einen eher langwierigen Prozess dar.

Hauptschwierigkeit dabei ist, dass aufgrund der zunächst sehr kleinen Stückzahlen Investitionen in Produktionsanlagen nur sehr zögerlich erfolgen, da das Investitionsrisiko derzeit in der Regel (noch) als zu hoch angesehen wird. Ansatzpunkt für die aktive Unterstützung der Ausbildung neuer Zulieferstrukturen, die sich substanziell an der Produktentwicklung und Kostenreduktion beteiligen, bildet somit zum Beispiel die teilweise Übernahme ökonomischer Risiken in Verbindung mit der Investition in die Produktion von beispielsweise peripheren Systemkomponenten für stationäre Brennstoffzellen. Dies könnte in eine allgemeine Mittelstandsinitiative eingebettet erfolgen, da gerade aufgrund der relativ geringen Stückzahlen der Mittelstand hier eine besondere Rolle spielen wird.

6.1.4 Weitere Gesichtspunkte

Hinsichtlich aller möglichen Förderungen und unterstützenden Maßnahmen ist schließlich festzuhalten, dass eine eindeutige Festlegung auf eine bestimmte Anwendung für Brennstoff-

zellen bzw. auf eine bestimmte Brennstoffzellentechnologie nicht nur nicht möglich, sondern auch nicht zweckmäßig ist. Vielmehr profitiert die Brennstoffzellentechnologie von ihrer Diversität, die ihren Einsatz in praktisch allen energiewirtschaftlich relevanten Bereichen interessant erscheinen lässt mit jeweils anwendungsspezifischen Vor- und Nachteilen. Hinzu kommt, dass durch diese Diversität Synergieeffekte zwischen einzelnen Teilmärkten des Energiesystems möglich werden, die mittel- bis langfristig mit ökonomischen Vorteilen und weiteren Kostenreduktionspotenzialen verbunden sein können. Eine Vorfestlegung ist daher möglichst zu vermeiden. Letztendlich muss der Markt und damit die Anwendung selbst entscheiden, welche der Systeme sich in welchen Bereichen des Energiesystems durchsetzen.

6.2 Empfehlungen für weitergehende Untersuchungen

Wie die vorliegende Studie zeigt, kommt der ökonomischen Bewertung des in stationären Brennstoffzellenanlagen erzeugten Stroms eine besondere Bedeutung zu. Eine abschließende Beurteilung der durch eine verstärkte dezentrale Einspeisung elektrischer Energie vermiedenen Kosten bzw. eventuell auch erforderlichen Mehraufwendungen für den Netzbetrieb ist allerdings bislang noch nicht erfolgt und war im Rahmen der hier durchgeführten Betrachtungen auch nicht möglich. Die in der derzeitigen Fassung der Verbändevereinbarung getroffenen Regeln für die Vergütung dezentral eingespeisten Stroms spiegeln entsprechend nur bedingt dessen tatsächliche Auswirkungen wider. Neben Effekten auf die Netzlast insgesamt und damit die erforderlichen Netzdienstleistungen durch eine Vielzahl dezentraler Einheiten sind hier vor allem netztechnische Fragestellungen zu analysieren hinsichtlich dem Netzanchluss dezentraler Anlagen sowie der Netzauslegung und –sicherheit.

In diesem Zusammenhang ist auch die mögliche Vernetzung dezentraler Erzeugungseinheiten zu „verteilten Systemen“ bzw. „virtuellen Kraftwerken“ eine näher zu untersuchende Option. Vor allem hinsichtlich der aktiven Beteiligung dezentraler Einheiten an Netzdienstleistungen (Primär- und Sekundärregelung, Lastvergleichmäßigung) kann eine derartige Poolbildung dezentraler Anlagen deutliche ökonomische Auswirkungen zeigen. Hierzu erforderlich wäre eine weitere Verfeinerung der in dieser Arbeit durchgeführten differenzierten Bedarfsanalyse. So wäre für die Industrie eine räumliche Differenzierung der Wärmebedarfsstrukturen zu erarbeiten als Basis detaillierter Lastflussrechnungen hinsichtlich netztechnischer Fragen. Im Gebäudebereich wiederum wäre eine aktualisierte Datenbasis bezüglich der vorliegenden individuellen Lastprofile wünschenswert, da diese bei unterstellter weiter Verbreitung von Kleinstsystemen für die Kraft-Wärme-Kopplung ebenfalls signifikanten Einfluss auf den Netzbetrieb nehmen. Auf einer solchen Basis wäre für den Gebäudebereich auch eine weiterreichendere Einschätzung der zweckmäßigen Gestaltung der Strompreise und Vergütungssätze für eingespeiste elektrische Energie von Seiten der Versorger möglich.

Aus energiewirtschaftlicher Sicht ergeben sich schließlich noch offene Fragen hinsichtlich der in Baden-Württemberg vorhandenen Potenziale alternativer Brennstoffe für sta-

tionäre Brennstoffzellen, insbesondere bezüglich der Nutzung regenerativer Energieträger vor allem in Form von Biomasse und Biogas aber auch der Wasserstofferzeugung aus nicht fossilen Energien. Darüber hinaus wäre eine detaillierte Abschätzung der bestehenden Einsatzpotenziale stationärer Brennstoffzellen in den angesprochenen spezifischen Anwendungsnischen wünschenswert, um deren möglichen Einfluss auf die Markteinführung und zukünftige Entwicklung dieser Technologie besser einschätzen zu können.

Quellenverzeichnis

- /ABB 2000/** Brennstoffzellen-KWK-Modul ONSI PC25C – allgemeine Informationen. ABB Energiesysteme GmbH. Essen, 2000
- /ABB 2001/** T100 microturbine CHP technical description. Turbec AG. Malmö, 2001
- /Abens u. a. 2000/** Abens, S.; Ghezal-Ayagh, H.; Steinfeld, G.; Sanderson, R.: Development of a Ship Service Fuel Cell. FuelCell Energy Inc. Danbury, 2000
- /AG Energiebilanzen 1999/** AG Energiebilanzen e.V. (Hrsg.): Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 1995. Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke mbH (VWEW). Frankfurt, 1999
- /AGFW 2000/** AGFW (Hrsg.): Wärme-Technik 2000. Arbeitsgemeinschaft Fernwärme (AGFW) e. V. Frankfurt, 2000
- /AGFW 2001/** AGFW (Hrsg.): Pluralistische Wärmeversorgung – Strategien und Technologien einer pluralistischen Fern- und Nahwärmeversorgung in einem liberalisierten Energiemarkt unter besonderer Berücksichtigung der Kraft-Wärme-Kopplung. Arbeitsgemeinschaft Fernwärme (AGFW) e. V. Frankfurt, 2001
- /Ahn u. a. 1995/** Ahn, J.; Brammer, F.; Wendt, H.: Energieversorgung mit Brennstoffzellen-Heizkraftwerk. In: Elektrizitätswirtschaft Jg. 94 (1995) Heft 25, S. 1.748 – 1.753
- /Ahn u. a. 1996/** Ahn, J.; Brammer, F.; Wendt, H.: Projekt „Hessische Brennstoffzelle“. In: BWK Bd. 48 (1996) Heft 3, S. 13 – 17
- /Altner u. a. 1995/** Altner, G. u. a.: „Zukünftige Energiepolitik“. Untersuchung im Auftrag der Niedersächsischen Energieagentur. Economica-Verlag. Bonn, 1995
- /AnalyticPower 1999/** Internetpräsenz Analytic Power (www.analyticpower.com), 1999
- /Ansaldo n.d./** Ansaldo: PC25C. 200 kW Fuel Cell cogeneration Power Plant. CLC-Ansaldo. Genova, n.d.
- /Argote, Epple 1990/** Argote, L.; Epple, D.: Learning curves in manufacturing. In: Science 247, Feb. 23, 1990, S. 920 – 924
- /Arthur Little 2000/** Arthur D. Little (Hrsg.): Opportunities for Micropower and Fuel Cell/ Gas Turbine Hybrid Systems in Industrial Applications. Final Report to Lockheed M. Energy Research Corp. and DOE Office of Industrial Technologies. Cambridge, Massachusetts, 2000
- /ASUE 1999/** ASUE (Hrsg.): Turbo-KWK '93 – Kraft-Wärme-Kopplung mit Gasturbinen. Internationale ASUE-Fachtagung. Vulkan-Verlag. Essen, 24./25.3.1999
- /ASUE 2001/** ASUE (Hrsg.): BHKW-Kenndaten 2001. Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch (ASUE) e. V. Kaiserslautern, 2001

- /Audring u. a. 2001/** Audring, D.; Balzer, G.; Schmitt, O.; Wildenhain, A.: Impact on power system by fuel cells supplying residential buildings. Beitrag zur IEEE Porto Power Tech Conference. Porto (Portugal), 10-13.9.2001
- /Bardewyck 2002/** Kostenanteile der einzelnen Gewerke für ein Hot Module bzw. HM-300 System. Persönliche Mitteilung Hr. Bardewyck. MTU Friedrichshafen. München, 2002
- /Barlow 1999/** Barlow, R.: Residential Fuel Cells: Hope or Hype ? In: Home Power Magazine Jg. 1999 Heft 72, S. 20 – 29
- /Barth 2002/** Barth, R.: Einsatz von Ethanol in Schmelzkarbonatbrennstoffzellen. Studienarbeit Band 375. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Universität Stuttgart, 2002
- /Bayerngas 2002/** Mikrogasturbine – Entwicklungsstand, Vorteile und Markteinführung (www.bayerngas.de/erdgas/inhalt/nachrichten/Dielmann/Dielmann.htm). Information der Bayerngas GmbH. München, 2000
- /Beckervordersandforth 1994/** Beckervordersandforth, Ch. P.: Stand der Technik und Entwicklungsperspektiven in der Kraft-Wärme-Kopplung – Brennstoffzellen. In: „Kraft-Wärme-Kopplung – Energie sparen, Umwelt schonen“. ASUE-Schriftenreihe Band 16, S. 88-105. Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch (ASUE) e. V. Vulkan-Verlag, Essen, 1994
- /Berg 1999/** Berg, N.: BGS-Anlage 250 kW. In: Ergebnisprotokoll über die 34. Sitzung des Forschungsbeirates. Arbeitsgemeinschaft Fernwärme e.V. (AGFW). Offenbach, 14.4.1999
- /Berger 1999/** Berger, P.: Direkt-Brennstoff-Zelle auf der Basis der MCFC-Technologie. In: VIK (Hrsg.): Brennstoffzellen. VIK-Berichte Nr. 214. Verband der industriellen Kraft- und Energiewirtschaft (VIK) e. V. Essen, 1999
- /Berger 1999a/** Berger, P.: Perspektiven der Karbonatschmelzen-Brennstoffzelle. Vortragsunterlagen. MTU Friedrichshafen. München, 1999
- /Berger 2000a/** Berger, P.: MTU DirektBrennstoffZelle (DBZ) auf Basis der MCFC Technologie. Beitrag zum IER-Kolloquium „Stand der Brennstoffzellentechnologie“. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Universität Stuttgart, 21.3.2000
- /Berger 2000b/** Berger, P.: MTU DirektBrennstoffZelle (DBZ) auf Basis der MCFC Technologie. Beitrag zur Tagung des Wirtschaftsministeriums Baden-Württemberg „Brennstoffzellen... effiziente Energietechnik der Zukunft“. Friedrichshafen, 20./21.7.2000
- /Berger 2003/** Berger, P.: Dezentrale Kraft-Wärme-Kopplung. Das mtu-Brennstoffzellen-Hot Module. In: Stationäre Brennstoffzellen – Technologien, Partnerschaften, Chancen. VDI-Berichte 1752. VDI-Verlag GmbH. Düsseldorf, 2003
- /Berthold u. a. 1999/** Berthold, O. u. a: Analyse von Einsatzmöglichkeiten und Rahmenbedingungen von Brennstoffzellensystemen in Haushalten und im Kleinverbrauch in Deutsch-

land und Berlin. Gutachten im Auftrag des Büros für Technikfolgenabschätzung (TAB). Ludwig-Bölkow-Systemtechnik (LBST) GmbH. Ottobrunn, 1999

/Bewag 2000/ Internetpräsenz des BEWAG Innovationsparks Brennstoffzelle (www.innovation-brennstoffzelle.de). Berlin, 2000

/BGW 1997a/ BGW (Hrsg.): Vollkostenvergleich Heizung und Warmwasserbereitstellung für Neubauten. BGW-Schriftenreihe Nr. 29. Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft (BGW) e. V. Bonn, 1997

/BGW 1997b/ BGW (Hrsg.): Vollkostenvergleich Heizung und Warmwasserbereitstellung für die Altbausanierung. BGW-Schriftenreihe Nr. 44. Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft (BGW) e. V. Bonn, 1997

/BGW 2002/ BGW (Hrsg.): Marktdaten. Information des Bundesverbands der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft e. V. (www.bundesverband-gas-und-wasser.de). Berlin, 2002

/Blesl 2002/ Blesl, M.: Räumlich hoch aufgelöste Modellierung leitungsgebundener Energieversorgungssysteme zur Deckung des Niedertemperaturwärmebedarfs. Dissertation. IER-Forschungsbericht Band 92. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Universität Stuttgart, 2002

/Blesl, Fahl 2002/ Blesl, M.; Fahl, U.: Szenarien einer liberalisierten Stromversorgung im Jahr 2010 in Baden-Württemberg. Endbericht. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Universität Stuttgart, 2002

/Blesl 2003/ Neuberechnung der direkten CO₂-Äquivalentemissionen. Persönliche Mitteilung von Herrn Dr. M. Blesl. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Universität Stuttgart, 2003

/Bloos 1996/ Bloos, L.: Brennstoffzellen-Kraftwerke bald marktreif. In: Wärmetechnik Jg. 1996 Heft 10, S. 540 – 542

/Blum 1999/ Blum, L.: SOFC-Anlage nach Siemens/Westinghouse-Röhren-Konzept in Duiven (NL). In: Ergebnisprotokoll über die 34. Sitzung des Forschungsbeirates. Arbeitsgemeinschaft Fernwärme (AGFW) e.V. Offenbach, 14.4.1999

/Blum, Sukkel 1999/ Blum, L.; Sukkel, J.: Die Hochtemperatur Brennstoffzelle SOFC in der dezentralen Energieversorgung - Technischer Stand und erste Betriebserfahrungen. Beitrag zur VDE-ETG Tagung vom 12./13.10.1999. Offenbach, 1999

/Blume, Schmitz 2002/ Blume, R.; Schmitz, U.: Brennstoffzellen – Hintergrundwissen zu einer modernen Technologie. Bildungsserver für Chemie (dc2.uni-bielefeld.de/dc2/fc/fohlen/brz_25.htm). Fakultät für Chemie. Universität Bielefeld, 2002

/BMWi 2000/ BMWi (Hrsg.): Energiedaten 2000 – Nationale und Internationale Entwicklung. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi). Bonn, 2000

- /Bohn u. a. 1999/** Bohn, D.; Leepers, J.; Sürken, N.; Krüger, U.: Kopplung von Mikrogasturbinen mit Brennstoffzellen. In: BWK Bd 52 (2000) Heft 5, S. 48 – 51
- /Bokämper 2001/** Bokämper, S.; Erdmann, G.: Wirtschaftlichkeit von Brennstoffzellen-Heizgeräten unter den Rahmenbedingungen eines liberalisierten Elektrizitäts- und Erdgasmarktes. Technische Universität Berlin. Berlin, 2001
- /Boston Consulting Group 1972/** BCG (Hrsg.): Perspectives on Experience. Boston Consulting Group (BCG). Boston, 1972
- /BP 1998/** BP (Hrsg.): BP Statistical Review of World Energy. BP p.I.C., Juni 1998
- /Chen u. a. 1997/** Chen, T. P.; Wright, J. D.; Krist, K.: SOFC System Analysis. In: Proceedings of the Fuel Cells '97 Review Meeting (www.fetc.doe.gov). 1997
- /Claussen u. a. 1998/** Claussen, R.; Serfass, J.; Mauro, R.; Miller, K.; Cole, B.: The Fuel Cell Commercialization Group Responding to Emerging Customer Needs. In: Fuel Cells – Clean Energy for Today's World. Proceedings of the 1998 Fuel Cell Seminar, S. 395 – 398. Palm Springs, 16. – 19. November
- /Colombo u. a. 1998/** Colombo, M.; Vigano, A.; Sparacino, M.; Agostino, I.: Field Operation Experience of the 1,3 MW PAFC Plant in Milan. In: Fuel Cells – Clean Energy for Today's World. Proceedings of the 1998 Fuel Cell Seminar, S. 306 – 309. Palm Springs, 16. – 19. November 1998
- /Corbeau 2000/** Corbeau, A.-S.: Technische und ökonomische Betrachtung stationärer Brennstoffzellensysteme. Studienarbeit Band 343. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Universität Stuttgart, 2000
- /DaisAnalytic 2000/** Internetpräsenz der DaisAnalytic Corp. (www.daisanalytic.com), 2000
- /Dehli 1998/** Dehli, M.: Energieeinsparung in Industrie und Gewerbe. Praktische Möglichkeiten des rationellen Energieeinsatzes in Betrieben. Expert-Verlag. Renningen, 1998
- /DWD 2002/** Deutscher Wetterdienst (Hrsg.): Langjähriges Mittel der Außentemperaturen in Baden-Württemberg. 2002
- /Dienhart u. a. 1999/** Dienhart, H.; Pehnt, M.; Nitsch, J.: Analyse von Einsatzmöglichkeiten und Rahmenbedingungen von Brennstoffzellen in industrieller KWK und zentraler Stromversorgung. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) e. V. Stuttgart, 1999
- /Diethelm, Honegger 1997/** Diethelm, R.; Honegger, K.: Eine kleine Erfolgsgeschichte. In: ENET-NEWS Jg. 1997 Heft 34, S. 8 – 9
- /Diedrichs u. a. 2000/** Diedrichs, V. u. a.: Energieversorgung mit dezentralen Kleinkraftwerken. In: BWK Bd. 52 (2000) Nr. 7/8, S. 34 – 40

- /Drenckhahn u. a. 1994/** Drenckhahn, W.; Hassmann, K.; Lezuo, A.: Brennstoffzellen – eine attraktive Option für Anwendungen in der Industrie ? In: BWK Bd. 46 (1994) Nr. 9, S. 386 – 389
- /Dutton, Thomas 1984/** Dutton, J. M.; Thomas, A.: Treating Progress Functions as a managerial Opportunity. In: Academy of Management Review Jg. 1984 Heft 9, S. 235 – 247
- /Ebel u. a. 1990/** Ebel, W.; Eike, W.; Feist, W.: Energieeinsparpotenziale im Gebäudebestand. Institut Wohnen und Umwelt. Darmstadt, 1990
- /Ebel u. a. 1995/** Ebel, W.; Eike-Henning, W.; Feist, W.: Einsparungen bei Heizwärmebedarf – ein Schlüssel zum Klimaproblem. Institut Wohnen und Umwelt. Darmstadt, 1995
- /Eckerle u. a. 1993/** Eckerle, K. u. a.: Technisch-wirtschaftliche Analysen der Potenziale zur Verminderung des Energieverbrauchs, der Nutzung fossiler Energieträger und der Emission energiebedingter klimarelevanter Spurengase für die neuen Bundesländer. Studie im Auftrag der Enquête-Kommission „Schutz der Erdatmosphäre“. Basel, 1993
- /EES 1995/** EES (Hrsg.): Energieversorgung mit Vernunft. Brennstoffzelle Onsi PC25C. Technische Beschreibung. Erdgas Energie Systeme GmbH. Essen, 1995
- /Enquête 2002/** Enquête-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ des 14. Deutschen Bundestages bzw. Modellexperiment (MEX) III des Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland. Endbericht zur Szenarienerstellung. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Universität Stuttgart, 2002
- /ERC 1999/** Internetpräsenz der Energy Research Corporation (www.erc.com), 1999
- /Esso 2001/** Esso (Hrsg.): Energieprognose 2001. ExxonMobil Central Europe Holding GmbH. Prüß & Gelling. Hamburg, 2001
- /ESU 1996/** Frischknecht, R. u. a.: Ökoinventare von Energiesystemen. Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz. Gruppe Energie-Stoffe-Umwelt (ESU). ETH Zürich, 1996
- /EWU 2000/** EWU (Hrsg.): Kennziffernkatalog 1999 – Investitionsvorbereitung in der Energiewirtschaft. EWU Engineering GmbH. Berlin, 2000
- /Fahl u. a. 2001/** Fahl, U.; Blesl, M.; Rath-Nagel, S.; Voß, A.: Maßnahmen für den Ersatz der wegfallenden Kernenergie in Baden-Württemberg. Gutachten im Auftrag des Wirtschaftsministeriums Baden-Württemberg. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Universität Stuttgart, 2001
- /Fahl u. a. 2002/** Fahl, U. u. a.: Bedeutung der Kernenergie für die Energiewirtschaft in Baden-Württemberg. Auswirkungen eines Kernenergieausstiegs. IER-Forschungsbericht Bd. 62. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Universität Stuttgart, 2002

- /FCE 2000/** Internetpräsenz der FuelCellEnergy Corp. (www.fuelcellenergy.com), 2000
- /FCIS 2000/** Stationary Fuel Cell Demonstration Projects in and outside of Germany. Fuel Cell Information System (<http://www.eco.be/iceu/fc/fuelcell/html/types.html>), 2000
- /FETC 1997/** Proceedings of the Fuel Cells '97 Review Meeting. FETC publications (www.fetc.doe.gov), 1997
- /FfE u. a. 1989/** FfE, FhG-ISI, Fichtner Beratende Ingenieure (Hrsg.): Veränderungen der Struktur des Energieeinsatzes in Industrieanlagen und deren Auswirkungen auf rationelle Energieverwendung / Umweltentlastung. Studie im Auftrag des Bundesministers für Wirtschaft. Stuttgart, Oktober 1989
- /FfE, ECN 2002/** Bayer. Landesamt für Umweltschutz (Hrsg.): CO₂-Minderung durch rationelle Energienutzung in der kunststoffverarbeitenden Industrie. Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), Energieconsulting Heidelberg (ECH) GmbH. München, 2002
- /FhG-ISI 1999/** Verteilung des Wärmebedarfs nach Temperaturniveaus für unterschiedliche Branchen im Jahr 2005. Sonderauswertung für die AGFW-Studie „Pluralistische Wärmeversorgung“. Fraunhofer Institut Systemtechnik und Innovationsforschung (ISI). Karlsruhe, 1999
- /Fichtner 1988/** Fichtner Beratende Ingenieure (Hrsg.): Energieeinsparung und Umweltentlastung bei der Wärmeversorgung von Industrie und Gewerbe. Studie i. A. des Bundesministers für Arbeit. Verlag TÜV Rheinland GmbH. Köln, 1988
- /Finkenwirth 1999/** Finkenwirth, O.: Ganzheitliche Bilanzierung innovativer Verfahren der Wasserstoffherstellung. Studienarbeit Band 328. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Universität Stuttgart, 1999
- /Fischer 1989/** Fischer, M.: Wasserstoff-Technik. In: Chemie Ingenieur Technik Jg. 1989 Heft 61, S. 124 – 135
- /Fischer u. a. 1997/** Fischer, M.; Nitsch, J.; Schnurrnberger, W.: Technischer Stand und wirtschaftliches Potenzial der Brennstoffzellen-Technologie im internationalen Vergleich. Gutachten für das Monitoring „Brennstoffzellen-Technologie“ des Büros für Technikfolgen-Abschätzung (TAB). Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) e. V. Stuttgart, 1997
- /Förster 2002/** Förster, G.: Szenarien einer liberalisierten Stromversorgung. Studie im Auftrag der Akademie für Technikfolgenabschätzung in Baden-Württemberg. Stuttgart, 2002
- /Foger 2000/** Foger, K.; Godfrey, B.: System Demonstration Program at Ceramic Fuel Cells Ltd in Australia. In: Proceedings - Fuel Cell 2000. Luzern, 10.-14. Juli 2000. S. 185 – 192
- /FVV 1998/** FVV (Hrsg.): Brennstoffzellenstudie – Ganzheitliche Systemuntersuchung zur Energiewandlung durch Brennstoffzellen. Heft 657. Forschungsvereinigung Verbrennungskraftmaschinen (FVV) e. V. Frankfurt, 1998

- /Gailfuß 1997/** Gailfuß, M.: BHKW-Zukunft - Studie: Potenzialabschätzung für den BHKW-Einsatz. In: KWK-Spektrum (Beilage zu Energie Spektrum) (1997) 2 (April)
- /Gailfuss 1998/** Gailfuss, M.: CO₂-Minderungspotenziale durch Ausbau der Blockheizkraftwerke in Deutschland. Lang-Verlag. Frankfurt, 1998
- /Garche 2000/** Garche, J.: Überblick zum Stand der Technik der Brennstoffzellentechnologie. Beitrag zum IER-Kolloquium „Stand der Brennstoffzellentechnologie“. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Universität Stuttgart, 21.3.2000
- /Gemis 2002/** Öko-Institut; Gesamthochschule Kassel: Gesamt-Emissions-Modell integrierter Systeme v4.13. Erstellt i. A. des Hessischen Ministeriums für Umwelt, Energie, Jugend, Familie und Gesundheit. Institut für angewandte Ökologie e. V. Freiburg, 2002
- /Ghemawat 1985/** Ghemawat, P.: Building strategy on the experience curve. In: Harvard Business Review, März 1985, S. 143 – 149
- /Glenn, Serfass 1994/** Glenn, D. R.; Serfass, J. A.: The Collaboration Continues: Commercialization of the Direct Fuel Cell. Beitrag zum Fuel Cell Seminar 1994. Palm Springs, 1994
- /Glenn, Serfass 1996/** Glenn, D.; Serfass, J.: Commercialization of the 2,8-MW Direct Fuel Cell Plant: This is it ! Beitrag zum Fuel Cell Seminar 1996. Palm Springs, 1996
- /Grohmann 1999/** Grohmann, J.: Kraft-Wärme-Kopplung mit Brennstoffzellen - Darstellung eines realisierten Projektes. Beitrag zur Fachtagung "Energiewirtschaft nach 2000". Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE). München, 1999
- /Gummert 1998/** Gummert, G.: Brennstoffzellen - BHKW-Planung, Aufstellung und Betrieb. In: EUROHEAT & POWER-Fernwärme international Jg. 1998 Heft 3, S. 36 – 43
- /Gummert 1999a/** Gummert, G.: Die PEFC in der Hausenergieversorgung. In: Euroheat & Power Fernwärme international Jg. 28 (1999) Heft 1/2, S. 18 – 24
- /Gummert 1999b/** Gummert, G.: Planung, Aufstellung und Betrieb von BZ-Heizkraftwerken. HGC Hamburg Gas Consult GmbH. Hamburg, 1999
- /Hanazawa u. a. 1998/** Hanazawa, M.; Seya, A.; Sugiyama, T.; Yamamoto, O.: Development of Advanced PAFC Stack for 1st Commercial-Type 100 kW Plant. In: Fuel Cells – Clean Energy for Today's World. Proceedings of the 1998 Fuel Cell Seminar, S. 318 – 321. Palm Springs, 16. – 19. November 1998
- /Harashima, Kamoshita 1998/** Harashima, K.; Kamoshita, T.: Development and Business Promoting of On-site PAFC Power Plant at Fuji Electric. In: Fuel Cells – Clean Energy for Today's World. Proceedings of the 1998 Fuel Cell Seminar, S. 446 – 449. Palm Springs, 16. – 19. November 1998

- /Hassmann 2000a/** Hassmann, K.: Stand der SOFC-Technologie. Beitrag zum IER-Kolloquium „Stand der Brennstoffzellentechnologie“. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Universität Stuttgart, 21.3.2000
- /Hassmann 2000b/** Hassmann, K.: Entwicklungsstand und Potenziale der SOFC (Röhrentechnik) im KWK-Markt. Beitrag zu Tagung des Wirtschaftsministeriums Baden-Württemberg „Brennstoffzellen... effiziente Energietechnik der Zukunft“. Friedrichshafen, 20./21.7.2000
- /HEAG 1994/** HEAG (Hrsg.): Energieversorgung mit einem Brennstoffzellen-Heizkraftwerk mit 200 kW elektrischer Leistung. Schlussbericht. Hessische Elektrizitäts-AG, 1994
- /Heidleck, Laue 1999/** Heidleck, R.; Laue, H. J.: Untersuchung von Praxisdaten zum Primärenergiebedarf und den Treibhausgasemissionen von modernen Wärmepumpen. Informationszentrum Wärmepumpen und Kältetechnik (IZW) e. V. Hannover/Karlsruhe, April 1999
- /Heinrich 1999/** Heinrich, F.: ONSI PC 25 C. In: Ergebnisprotokoll über die 34. Sitzung des Forschungsbeirates. Arbeitsgemeinschaft Fernwärme e.V. (AGFW). Offenbach, 14.4.1999
- /Helfrich, Schubert 1973/** Helfrich, F.; Schubert, W.: Ermittlung von Investitionskosten, Einfluss auf die Wirtschaftlichkeitsrechnung. In: Chemie-Ingenieur Technik Jg. 45 (1973) Heft 13, S. 891 – 897
- /Hess. Ministerium 1995/** Hessisches Ministerium für Umwelt, Energie, Jugend, Familie und Gesundheit (Hrsg.): Ökologische und ökonomische Wirkung des Zubaus von KWK-Anlagen. Studie i. A. des Hessischen Ministeriums für Umwelt, Energie und Bundesangelegenheiten, des Schleswig-Holsteinischen Ministeriums für Finanzen und Energie und des Brandenburgischen Ministeriums für Umwelt, Naturschutz und Raumordnung. Bremen, 1995
- /Hirschenhofer u. a. 1998/** Hirschenhofer, J. H.; Stauffer, D. B.; Engleman, R. R.; Klett, M. G.: Fuel Cell Handbook. Fourth Edition. Parsons Corp. Reading, Pennsylvania, 1998
- /Hocker 2000/** Hocker, T.: Stand der Technik bei der Hausenergieversorgung. Beitrag zum IER-Kolloquium „Stand der Brennstoffzellen-Entwicklung“. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Universität Stuttgart, 21.3.2000
- /Hoelzner u. a. 1994/** Hoelzner, K.; Schimpf, G.; Szyszka, A.: Phosphorsaure Brennstoffzellenanlage in Betrieb. Solar-Wasserstoff-Bayern GmbH. München, 1994
- /Hofer 1994/** Hofer, R.: Technologiegestützte Analyse der Potenziale industrieller Kraft-Wärme-Kopplung. Dissertation. Technische Universität München, 1994
- /Horton 1978/** Horton, R. L.: The general linear model: data analysis in the social and behavioral sciences. New York, 1978

- /Hopfer 1999/** Hopfer, M.: PAFC zur Versorgung des Schwimmbades Bergen-Enkheim – Erfahrungen bei Auslegung, Planung, Genehmigung und Betrieb. In: Brennstoffzellen – eine Option für EVU ? Materialien zum VDEW-Infotag. Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) e. V. Darmstadt, 28. Oktober 1999
- /Hsu u. a. 1998/** Hsu, M.; Nathanson, D.; Ray, A.; Galbreath, T.; Cowart, J.: ZTek Advanced Planar Solid Oxid Fuel Cell for Distributed Generation. In: Fuel Cells – Clean Energy for Today's World. Proceedings of the 1998 Fuel Cell Seminar, S. 17 - 20. Palm Springs, 16. – 19. November 1998
- /Hutter u. a. 2000/** Hutter, C.; Krammer, Th.; Wagner, U.: Perspektiven einer Wasserstoff-Energiewirtschaft. Teil 2: Stationäre Anwendung von Brennstoffzellen in der Kraft-Wärme-Kopplung. Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE). München, 2000
- /i12 2002/** Strompreisvergleichsrechner privater Abnehmer (www.strom-magazin.de). i12 AG. Wetzlar, 2002
- /IEA 2000/** IEA (Hrsg.): Experience Curves for Energy Technology Policy. International Energy Agency. Paris, 2000
- /IER 2003a/** Interne Datensammlung „Thermische Lastprofile in der Industrie“. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Universität Stuttgart, 2003
- /IER 2003b/** Interne Datensammlung „Spot- und Forwardpreisdaten LPX“. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Universität Stuttgart, 2003
- /Ihle, Korf 2002/** Ihle, R.; Korf, M.: Mikrogasturbinen für den kleinen Leistungsbereich. BWK Bd. 53 (2001) Heft 6, S. 11
- /IWR 2002/** Strompreisvergleichsrechner privater Abnehmer (www.stromtarife.de). Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energie (IWR). Münster, 2002
- /Jablonski 1999/** Jablonski, R.: Wirtschaftlichkeit. In: Brennstoffzellen. VIK-Berichte Nr. 214, S. 83 – 86. Verband der industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V. Essen, 1999
- /Kail 1994/** Kail, H.-J.: Einsatz eines Brennstoffzellenmoduls zur Strom- und Heizwärmeerzeugung. Zusammenfassung des Vortrages beim Forschungsbeirat der AGFW. Arbeitsgemeinschaft Fernwärme (AGFW) e. V. Saarbrücken, 21.4.1994
- /Kaltschmitt, Hartmann 2001/** Kaltschmitt, M.; Hartmann, H.: Energie aus Biomasse: Grundlagen, Techniken und Verfahren. Springer-Verlag. Berlin, 2001
- /Kaltschmitt u. a. 2002/** Kaltschmitt, M.; Merten, D.; Falkenberg, D.: Regenerative Energien. In: BWK Bd. 54 (2002) Nr. 4, S. 66 – 74

- /Keitel 2000/** Keitel, R.: Applications with PEM Fuel Cells for a Deregulated Market Place. Beitrag zur Tagung des Wirtschaftsministeriums Baden-Württemberg: „Brennstoffzellen... effiziente Energietechnik der Zukunft“. Friedrichshafen, 20./21.7.2000
- /Ketterer 1994/** Ketterer, H.: Brennstoffzellen - eine Option für dezentrale Energieversorgung? In: Elektrizitätswirtschaft Jg. 1994 (95) Heft 13, S. 790 – 791
- /Kleimeier 2001/** Kleimeier, M.: Brennstoffzellen in der dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung – Chancen und Risiken aus der Sicht eines Netzbetreibers. Beitrag zum Internationalen ETG-Kongress. Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik e. V. Nürnberg, 23./24. Oktober 2001
- /Klinder 2000/** Klinder, K.: Das Vaillant Brennstoffzellen-Heizgerät – Strom und Wärme aus der Heizung. Beitrag zur Tagung des Wirtschaftsministeriums Baden-Württemberg: „Brennstoffzellen... effiziente Energietechnik der Zukunft“. Friedrichshafen, 20./21.7.2000
- /Knappstein 1994/** Knappstein, H.: Blockheizkraftwerk mit Brennstoffzellen. In: GASWÄRME International 43 (1994) Heft 4, S. 139 – 145
- /Knappstein 1996/** Knappstein, H.: Einsatz eines BHKW mit Phosphorsäure-Brennstoffzellen zur Energieversorgung eines Hallenbades. In: Euroheat & Power – Fernwärme international Jg. 1996 Heft 1/2, S. 58 – 63
- /König 2001/** König, S.: Technische Auslegungskriterien und Kostendeterminanten von SOFC- und PEMFC-Systemen in ausgewählten Wohn- und Hotelobjekten. Schriften des Forschungszentrums Jülich GmbH. Reihe Energietechnik Band 16. Jülich, 2001
- /Kolmetz, Ronvel 1995/** Kolmetz, S.; Ronvel, L.: Energieverbrauchsstrukturen im Sektor Haushalte. IKARUS- Bericht Teilprojekt 5. Forschungszentrum Jülich GmbH. Jülich, 1995
- /Kraus u. a. 1998/** Kraus, P.; Huppmann, G.; Heirning, A.; Aasberg-Petersen, K.: The Hot Module Compact Carbonate Fuel Cell CoGeneration Plant Operational Experience. In: Fuel Cells – Clean Energy for Today’s World. Proceedings of the 1998 Fuel Cell Seminar, S. 9 – 12. Palm Springs, 16. – 19. November 1998
- /Krist u. a. 1998/** Krist, K.; Gleason, K. J.; Wright, J. D.: The effect of SOFC Stack Heat Rejection on Electrical Generation Costs. In: Fuel Cells – Clean Energy for Today’s World. Proceedings of the 1998 Fuel Cell Seminar, S. 519 – 522. Palm Springs, 16. – 19.11.1998
- /Krüger 2002/** Krüger, R.: Systemanalytischer Vergleich alternativer Kraftstoff- und Antriebskonzepte in der Bundesrepublik Deutschland. Dissertation. Fortschritt-Berichte VDI Bd. 499. Reihe 12 (Verkehrstechnik, Fahrzeugtechnik). VDI-Verlag GmbH. Düsseldorf, 2001
- /Kühner, Ruffler 1993/** Kühner, R.; Ruffler, W.: Konzept für die Umsetzung des Modellschemas EFOM 12 C in GAMS. Unveröffentlichtes Arbeitspapier. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Universität Stuttgart, 1993

- /Kuipers 1998/** Kuipers, J. A.: 100 Kwe SOFC System – Experiences from a user point of view. In: Fuel Cells – Clean Energy for Today's World. Proceedings of the 1998 Fuel Cell Seminar, S. 450 – 453. Palm Springs, 16. – 19. November 1998
- /KWKG 2002/** Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung. Bundesgesetzblatt Jg. 2002 Teil I Nr. 19. Bonn, 2002
- /KWKSpektrum 1996/** Praxistest – Wärmeversorgung mit neuester Technologie. In: KWK Spektrum Jg. 1996 Heft 3, S. 14
- /Langnickel 1999/** Langnickel, U.: Einsatz einer Brennstoffzellenanlage im Klärwerk Köln-Rodenkirchen. In: Brennstoffzellen – eine Option für EVU ? Materialien zum VDEW-Infotag. Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) e. V. Darmstadt, 28. Oktober 1999
- /Ledjeff-Hey u. a. 1998/** Ledjeff-Hey, K.; Mahlendorf, F.; Roes, J.: Stand der PEM-Brennstoffzellenentwicklung. In: Energieversorgung mit Brennstoffzellenanlagen '98. VDI-Berichte 1383, S. 21 - 38. VDI-Verlag GmbH. Düsseldorf, 1998
- /Lehmann 1995/** Lehmann, W.: Brennstoffzellen-Pilot-BHKW in Hamburg. In: Elektrizitätswirtschaft Jg. 94 (1995) Heft 25, S. 1.748 – 1.753
- /Leo u. a. 1998/** Leo, A.; Kush, A.; Farooque, M.; Skok, A.; Maru, H.: Direct Fuel Cell Development and Demonstration Activities at Energy Research Corporation. In: Fuel Cells – Clean Energy for Today's World. Proceedings of the 1998 Fuel Cell Seminar, S. 13 - 16. Palm Springs, 16. – 19. November 1998
- /Leven u. a. 2001/** Leven, B.; Neubarth, J.; Weber, C.: Ökonomische und ökologische Bewertung der elektrischen Wärmepumpe im Vergleich zu anderen Heizungssystemen. IER-Forschungsbericht Band 80. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Universität Stuttgart, 2001
- /Loose 1991/** Loose, P.: Der Tagesgang des Trinkwarmwasserbedarfes. In: HLH Bd. 42 (1991) Heft 2, S. 108 – 119
- /LPX 2002/** Spotmarktpreise des Jahres 2001. (www.lpx.de). European Energy Exchange (EEX). Frankfurt, 2002
- /Lutz 1996/** Lutz, A.: Energiekonzepte für Neubaugebiete. Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg (KEA). Staatsanzeiger für Baden-Württemberg. Stuttgart, 1996
- /Lux, Thöne 1995/** Lux, R.; Thöne, E.: Potenziale der KWK – ein Vergleich aktueller Potenzialstudien. In: Euroheat & Power (1996) Heft 7-8, S. 437 - 445
- /MAN 2001/** Informationsbroschüre Industrieturbinen. MAN Turbomaschinen AG GGH Borsig. Oberhausen, 2001

- /Marheineke 2002/** Marheineke, T.: Lebenszyklusanalyse fossiler, nuklearer und regenerativer Stromerzeugungstechniken. Dissertation. IER-Forschungsbericht Band 87. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Universität Stuttgart, 2002
- /MCPower 2000/** Internetpräsenz von M-C Power Corporation (www.mcpower.com), 1999
- /Meller, Böhmer 2001/** Meller, E.; Böhmer, T.: Selbstregulierung als Motor der Liberalisierung – Stand und Ausblick zur Wettbewerbsentwicklung auf dem Strommarkt Deutschlands. In: Netzzugang und Netznutzung im liberalisierten Umfeld. ETG Fachbericht Nr. 84. Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG). VDE-Verlag. Berlin/Offenbach, 2001
- /Meyer, Radgen 2000/** Meyer, H. F.; Radgen, P.: Rationelle Stromnutzung in der Papierindustrie. Fraunhofer Institut Systemtechnik und Innovationsforschung (ISI). Karlsruhe, 2000
- /Mohr u. a. 1998/** Mohr, M. u. a.: Zukunftsfähige Energietechnologien für die Industrie. Technische Grundlagen, Ökonomie, Perspektiven. Springer-Verlag. Berlin/Heidelberg, 1998
- /Moll u. a. 1995/** Moll, W. u. a.: Kraftwerksstudie auf Basis der Schmelzcarbonat-Brennstoffzellen-Technologie. In: VGB Kraftwerkstechnik 75 (1995) Heft 1, S. 26 – 31
- /MTU 2001/** Informationsbroschüren Gasturbinen. MTU Motoren- und Turbinen-Union Friedrichshafen GmbH. Friedrichshafen, 2001
- /Müller 2002/** Müller, R.: Kosten- und energetische Analyse stationärer Brennstoffzellen. Studienarbeit Band 373. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Universität Stuttgart, 2002
- /Nakicenovic 1997/** Nakicenovic, N.: Technological change and learning. In: Perspectives in Energy Jg. 1997 Heft 4, S. 173 – 189
- /Neij 1999/** Neij, L.: Cost dynamics of wind power. In: Energy. Vol. 24, S. 375ff
- /Neubauer 2001/** Neubauer, R.: Technische Betrachtung stationärer Brennstoffzellen-Hybridsysteme. Studienarbeit Band 361. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Universität Stuttgart, 2001
- /netzquadrat 2002/** Strompreisvergleichsrechner privater Abnehmer. [netzquadrat] GmbH (www01.stromseite.de). Düsseldorf, 2002
- /Nitsch u. a. 1994/** Nitsch, J. u. a.: Wirtschaftliches und ausschöpfbares Potenzial der Kraft-Wärme-Kopplung in Baden-Württemberg - Untersuchung im Auftrag des Wirtschaftsministeriums Baden-Württemberg. DLR, ZSW. Stuttgart, 1994
- /Nietsch, Clark 1999/** Nietsch, T.; Clark, J.: Market Orientated Design Studies for SOFC-based Systems. Contractor: Rolls-Royce Advanced Engineering Centre. 1999
- /Ohl 2002/** Ohl, M.: Technische und ökonomische Analyse von Schmelzcarbonatbrennstoffzellen. Diplomarbeit Band 370. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Universität Stuttgart, 2002

- /Ohtani, Murahashi 1998/** Ohtani, T.; Murahashi, T.: Development of Phosphoric Acid Fuel Cell Power Plant in Mitsubishi Electric Corp. In: Fuel Cells – Clean Energy for Today’s World. Proceedings of the 1998 Fuel Cell Seminar, S. 461-464. Palm Springs, 16.-19.11.1998
- /Pehnt, Nitsch 2000/** Pehnt, M.; Nitsch, J.: Einsatzfelder und Marktchancen von Brennstoffzellen in der industriellen und öffentlichen Kraft-Wärme-Kopplung. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) e. V. Stuttgart, 2000
- /Pehnt 2002/** Pehnt, M.: Ganzheitliche Bilanzierung von Brennstoffzellen in der Energie- und Verkehrstechnik. Dissertation. Fortschritt-Berichte VDI Band 476. Reihe 6 (Energieerzeugung). VDI-Verlag GmbH. Düsseldorf, 2002
- /Pestel 1994/** Vergleich der Strom- und Heizenergieerzeugung in gekoppelten und ungekoppelten Anlagen von dem Hintergrund der Einsparmöglichkeiten durch Wärmedämmung. Studie des Eduard-Pestel-Institutes im Auftrag der Preussen-Elektra AG. Hannover, 1994
- /Petkus 1998/** Petkus, R.: M-C Power’s MCFC Generator Verification Test Program. In: Fuel Cells – Clean Energy for Today’s World. Proceedings of the 1998 Fuel Cell Seminar, S. 21 – 23. Palm Springs, 16. – 19. November 1998
- /PlugPower 2000a/** The Plug Power Game Plan. In: Proceedings of the Joint Fuel Cell Technology Review Conference (NETL), 1999 (www.fetc.doe.gov/publications/proceedings/99/99fuelcell/99fc.html)
- /PlugPower 2000b/** Internetpräsenz der Plug Power Corp. (www.plugpower.com), 2000
- /Pock 2001/** Pock, D.: Lebenszyklusanalyse einer MCFC. Diplomarbeit Band 357. Insitut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Universität Stuttgart, 2001
- /Pokojski 1999/** Pokojski, M.: 250 kW PEM Brennstoffzellenprojekt Berlin. In: Brennstoffzellen – eine Option für EVU ? Materialien zum VDEW-Infotag. Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) e. V. Darmstadt, 28. Oktober 1999
- /Prognos 1992/** Eckerle, K.; Hofer, P.; Masuhr, K.: Energiereport 2010 – Die energiewirtschaftliche Entwicklung in Deutschland. Prognos AG. Schäffer-Poeschel. Stuttgart, 1992
- /Pruschek u. a. 1994/** Pruschek, R. u. a.: Ermittlung und Verifizierung der Potenziale und Kosten der Treibhausgasminderung durch Kraft-Wärme-Kopplung in der Industrie. Teilbericht zur Teilstudie B2 (Studienkomplex B) i. A. der Enquête-Kommission. Essen, 1994
- /Ratering-Schnitzler, Hammerschmidt 2001/** Ratering-Schnitzler, B.; Hammerschmidt, T.: Versorgungsqualität aus der Sicht eines Energieversorgers. In: Tagungsband der Internationalen ETG-Kongresses. VDE – Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik e. V. Nürnberg, 23./24. Oktober 2001.

- /Riensch 1996/** Riensch, E.: Optimization Study on a 350 MW-SOFC-Power Plant based on Brown Coal-Derived fuel gas. IEA-SOFC-BOP workshop. SOFC Cost Optimisation for Base Load Operation. Paris, 19-20. Sept. 1996
- /Rößner 1999/** Rößner, I.: Die Brennstoffzellen-Energieanlage (RPG) für das Erdgas Haus Machern der Verbundnetz Gas AG. In: Ergebnisprotokoll über die 34. Sitzung des Forschungsbeirates. Arbeitsgemeinschaft Fernwärme e.V. (AGFW). Offenbach, 14.4.1999
- /Rüffler 2001/** Rüffler, W.: Integrierte Ressourcenplanung für Baden-Württemberg. Dissertation. IER-Forschungsbericht Band 77. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Universität Stuttgart, 2001
- /Sawillion 2002/** Sawillion, M.: Aufbereitung der Energiebedarfsdaten und Einsatzanalyse zur Auslegung von Blockheizkraftwerken. Dissertation. IER-Forschungsbericht Band 88. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Universität Stuttgart, 2002
- /Scheffler u. a. 1998/** Scheffler, G.; Hall, E.; Stein, D.: Eighty Months of Commercial Experience with the PC25™ Fuel Cell Power Plant. In: Fuel Cells – Clean Energy for Today's World. Proceedings of the 1998 Fuel Cell Seminar, S. 24-27. Palm Springs, 16.-19.11.1998
- /Schmidt 1998/** Schmidt, M.; Diethelm, R.; Honegger, K.: Dezentral Strom erzeugen. Sonderdruck aus: Sulzer Technical Review Jg. 1998 Heft 2, S. 24 – 27
- /Schmidt 2000/** Schmidt, M.: Heizgerät mit Hochtemperatur-Brennstoffzellen für den Haushalt. Beitrag zu Tagung des Wirtschaftsministeriums Baden-Württemberg „Brennstoffzellen... effiziente Energietechnik der Zukunft“. Friedrichshafen, 20./21.7.2000
- /Schmidtchen, Behrend 1997/** Schmidtchen, U.; Behrend, E.: Auf dem Weg zur Wasserstoffenergie – Wie kommen wir weiter ? Beiträge zur Veranstaltung in der Bundesanstalt für Materialforschung und –prüfung. Deutscher Wasserstoffverband. Berlin, 12./13.12.1995
- /Schmitz 1996/** Schmitz, K.: Fernwärme-Preisvergleich 1995. In: Euroheat & Power – Fernwärme International 11/96, S. 659 – 684
- /Schmitz 1997/** Schmitz, C.: Hausenergieversorgung mit Brennstoffzellen (www.iset.uni-kassel.de/public/kss97/15.html). Institut für Solare Energieversorgungstechnik. Kassel, 1997
- /Schmitz 2002/** Schmitz, G.: Erdgas. In: BWK Bd. 54 (2002) Nr. 4, S. 56 – 64
- /Schulz u. a. 1994/** Schulz, W. u. a.: Ermittlung und Verifizierung der Potenziale und Kosten der Treibhausgasminderung durch Kraft-Wärme-Kopplung zur Fern- und Nahwärmeversorgung im Bereich Siedlungs-KWK. Bremer Energie-Institut. Bremen, 1994
- /Scropo, Laurens 1997/** Scropo, J. A.; Laurens, R. M.: NAS Miramar Molten Carbonate Fuel Cell Demonstration Status. In: Proceedings of the Joint Fuel Cell Technology Review Conference (www.Fetc.doe.gov/publications/proceedings/99/99fuelcell/99fc.html), 1997

- /Siemens 2000/** Präsentationsstand von Siemens/Westinghouse bei der Tagung des Wirtschaftsministeriums Baden-Württemberg „Brennstoffzellen... effiziente Energietechnik der Zukunft“. Friedrichshafen, 20./21.7.2000
- /Simader, Heisenberger 1999/** Simader, R.; Heisenberger, T.: Brennstoffzellen-Systeme – Energietechnik der Zukunft ? Informationsbroschüre im Rahmen des Projektes „Brennstoffzellen-Informations-Initiative“. Wien, 1999
- /Solid 2002/** Marktübersicht Solarspeicher (www.solid.de). Solarenergie Informations- und Demonstrationszentrum (SOLID). Fürth, 2002
- /Stat. Bundesamt 1996/** Statistisches Bundesamt (Hrsg.): Kostenstruktur der Unternehmen im Verarbeitenden Gewerbe sowie im Bergbau und der Gewinnung von Steinen und Erden 1995. Fachserie 4 – Produzierendes Gewerbe. Reihe 4.3. Metzler-Poeschel. Wiesbaden, 1996
- /Stat. Landesamt 2001/** Beschäftigten- und Unternehmenszahlen nach Betriebsgrößenklassen und Wirtschaftsgruppen im Jahr 1995. Sonderauswertung des Statistischen Landesamtes Baden-Württemberg. Stuttgart, 2001
- /Stat. Landesamt 2002/** Statistische Daten zu Energie, Industrie, Bau (www.statistik.baden-wuerttemberg.de). Statistisches Landesamt Baden-Württemberg. Stuttgart, 2002
- /Stuttgarter Zeitung 1995/** Marktpreisübersichten Heizöl in der Mittwochs Ausgabe der Stuttgarter Zeitung. Stuttgart, 1995
- /Sulzer-HEXIS 2000/** Internetpräsenz der Sulzer-HEXIS GmbH (www.hexis.ch), 2000
- /Suttor, Jochem 2000/** Suttor, W.; Jochem, E.: Blockheizkraftwerke (BHKW) – Eine Möglichkeit zur Minderung von Energiekosten. Fraunhofer Institut Systemtechnik und Innovationsforschung (ISI). Karlsruhe, 2000
- /Szyszka u. a. 1991/** Szyszka, A.; Schimpf, G.; Tachtler, J.: Bisherige Erfahrungen mit einer 6,5 kW_{el} alkalischen und einer 80 kW_{el} phosphorsauren Brennstoffzellenanlage im SWB-Projekt Neunburg v. Wald. Solar-Wasserstoff-Informationszentrum. Neunburg v. Wald, 1991
- /TAB 2000/** Oertel, O.; Fleischer, T.: Brennstoffzellen-Technologie. TAB-Arbeitsberichte Nr. 67. Büro für Technikfolgenabschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB). Berlin, 2000
- /Traube, Schulz 1994/** Traube, K.; Schulz, W.: Ökologische und ökonomische Wirkungen des Zubaus von KWK-Anlagen insbesondere von BHKW in Deutschland. Studie des Bremer Energie-Instituts. Bremen, 1994
- /Tsuchiya 2000/** Tsuchiya, H.: Learning Curve Cost Analysis for Model Building of Renewable Energy in Japan. In: Wene C. O. u. a. (Hrsg.): Experience Curves for Policy Making – The Case of Energy Technologies. IER-Forschungsberichte Band 67. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Universität Stuttgart, 2000
- /TTCorp 2000/** Internetpräsenz der Technology Transition Corp. (www.ttcorp.com), 2000

- /TÜV 2000/** Bayer. Landesamt für Umweltschutz (Hrsg.): Minderung öko- und klimaschädigender Abgase aus industriellen Anlagen durch rationelle Energienutzung – milchverarbeitender Betrieb. TÜV Süddeutschland Bau & Betrieb GmbH. München, 2000
- /Unverzagt 1995/** Unverzagt, G.: Energetische und wirtschaftliche Optimierung von Festoxid-Brennstoffzellen-Kraftwerken. Berichte des Forschungszentrums Jülich Band 3159. Institut für Energieverfahrenstechnik. Jülich, 1995
- /Vaillant 2000/** Internetpräsenz der Joh. Vaillant GmbH (www.vaillant.de), 2000
- /VDEW 1995/** VDEW (Hrsg.): Ermittlung der Lastganglinien bei der Benutzung elektrischer Energie durch die bundesdeutschen Haushalte während eines Jahres. VDEW-Publikationen. Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) e. V. Frankfurt, 1995
- /VDEW 1997/** VDEW (Hrsg.): Datenkatalog zum Haushaltsstromverbrauch 1997. VDEW-Materialien, Arbeitsausschuss „Marktforschung“. Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) e. V. Frankfurt, 1997
- /VDI 2067 Blatt 2/** VDI-Richtlinie 2067 – Blatt 2. Verein deutscher Ingenieure – Gesellschaft Technische Gebäudeausrüstung. Düsseldorf, 1982
- /VEA 1995/** VEA (Hrsg.): Strom- und Erdgaspreisvergleiche I/1995 und II/1995. Bundesverband der Energie-Abnehmer (VEA) e. V. Hannover, 1995
- /VEA 2001a/** VEA (Hrsg.): Netznutzungsentgeltvergleich – Strom (www.vea.de). Bundesverband der Energie-Abnehmer (VEA) e.V. Hannover, 2001
- /VEA 2001 b/** VEA (Hrsg.): Bundesstrompreisvergleiche 2001 und Bundeserdgaspreisvergleiche 2001. Bundesverband der Energie-Abnehmer (VEA) e.V. Hannover, 2001
- /Veyo 1998/** Veyo, S.: Tubular SOFC Power System Operational Experience. In: Fuel Cells – Clean Energy for Today’s World. Proceedings of the 1998 Fuel Cell Seminar, S. 457 – 460. Palm Springs, 16. – 19. November 1998
- /VIK 1995/** EU-Industriestrom- und Erdgaspreisvergleiche I/1995 und II/1995. In: VIK-Mitteilungen 2/1995, S. 44 – 48 und 5/1995, S. 113 – 116. Verband der industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (VIK) e. V. Essen, 1995
- /VIK 1999/** VIK (Hrsg.): Brennstoffzellen. VIK-Berichte Nr. 214. Verband der industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (VIK) e. V. Essen, 1999
- /VIK 2001/** VIK-Industrie-Strompreisvergleiche 2001, EU-Industrie-Erdgaspreisvergleiche 2001. Verband der industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (VIK) e. V. Essen, 2001
- /VIK 2002/** VIK (Hrsg.): Energiepreise und –notierungen (www.vik-online.de). Verband der industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (VIK) e. V. Essen, 2002

- /Wagner, Kubessa 1999/** Wagner, U.; Kubessa, M.: Statement zum Vortrag "Anwendungsperspektiven für stationäre Brennstoffzellen" bei der Terratec, Leipzig am 4.3.1999. Technische Universität München/HTWK Leipzig, 1999
- /Weber 2003/** Weber, C.: Zukünftige Preis- und Kapazitätsentwicklung am dt. Strommarkt – eine gleichgewichtsorientierte Betrachtung. Noch unveröffentlichtes Arbeitspapier. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Universität Stuttgart, 2003
- /Weber u. a. 2001/** Weber, C.; Sander, K.; Neises, C.: Nutzung von Lastprofilen für die Marktsegmentierung. In: ZfE – Zeitschrift für Energiewirtschaft 25 (2001) Heft 2, S. 89 – 106
- /Wendt 1995/** Wendt, H.: Brennstoffzellenheizkraftwerke. In: Blockheizkraftwerke '95. VDI-Berichte 1195, S. 69 – 74. VDI-Verlag GmbH. Düsseldorf, 1995
- /Wendt 1998/** Wendt, H.: Stand der PAFC-Technik. In: Energieversorgung mit Brennstoffzellenanlagen '98. VDI-Berichte 1383, S. 39 – 49. VDI-Verlag GmbH. Düsseldorf, 1998
- /Wene 2000/** Wene, C. O.: Experience Curves: Measuring the Performance of the Black Box. In: Wene, C. O. u. a. (Hrsg.): Experience Curves for Policy Making – The Case of Energy Technologies. IER-Forschungsbericht Band 67. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Universität Stuttgart, 2000
- /Whitaker 1998/** Whitaker, R.: Investment in volume building: the ‚virtuous cycle‘ in PAFC. In: Journal of Power Sources 71 (1998), S. 71 – 74
- /Wiese, Leithoff 1996/** Wiese, A.; Leithoff, K.: Kraft-Wärme-Kopplung: Vergleich technischer, ökologischer und ökonomischer Kennzahlen innovativer Turbinen und Motoren. In: BWK Bd. 48 (1996) Heft 6, S. 51 – 58
- /Wurster 1999/** Wurster, R.: PEM Fuel Cells in Stationary and Mobile Applications – Pathways to Commercialization. Vortrag beim Sixth International Technical Congress (BIEL'99) am 13.-19. Sept. 1999. Ludwig-Bölkow-Systemtechnik (LBST), Ottobrunn
- /WZ 1993/** Stat. Bundesamt (Hrsg.): Klassifikation der Wirtschaftszweige mit Erläuterungen. Ausgabe 1993. Metzler-Poeschel. Stuttgart, 1993
- /Yelle 1983/** Yelle, L. E.: Adding Life Cycles to Learning Curves. In: Long Range Planning 16 (1983), S. 82 – 87
- /ZREU 2000/** Bayer. Landesamt für Umweltschutz (Hrsg.): Minderung öko- und klimaschädigender Abgase aus industriellen Anlagen durch rationelle Energienutzung – Großbäckerei. Zentrum für rationelle Energieanwendung und Umwelt GmbH. München, 2000

Anhang A Stand der Technik stationärer Brennstoffzellensysteme

A.1 Polymermembran-Brennstoffzelle (PEFC)

Ballard Power Systems Inc. / Ballard Generation Systems

Ballard Power Systems Inc., gegründet 1979, nahm 1983 die Entwicklung von PEFC-Systemen auf. Erste Demonstrationen führten 1992-1994 zu verschiedenen sub- und full-scale Prototypen. Die erste Demonstration des anvisierten 250 kW_{el}-Systems erfolgte 1997 bei BC Hydro in Vancouver, Kanada, mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 33 % bei erreichten ca. 210 kW_{el}. Darauf aufbauend wurde die zweite Anlagengeneration vom Typ P2B-PEM-FC entwickelt, für vier Feldversuche im Zeitraum 1999-2002. Eine erste Anlage wurde Juni 2000 bei der BEWAG (Berlin Treptow) mit den Partner EdF, HEW, PreussenElektra und Veag installiert (vgl. Tabelle A-1), die zweite wurde September 2000 an Elektra Birseck (EBM) in Münchenstein, Schweiz ausgeliefert. Die Feldtestserie wurde mit Anlagen bei der Societe Cooperative Legeois d'Electricite (Lüttich, Belgien) und Energy Noord West N.V (Amsterdam, Niederlande) abgeschlossen. Mit dem Markteinstieg wird 2004 gerechnet, Zielwerte des druckaufgeladenen 250 kW_{el}-Systems sind elektrische Wirkungsgrade von ca. 40 %.

Tabelle A-1: Anlagenparameter der 250 kW_{el}-Anlage in Berlin Treptow

Inbetriebnahme	Juni 2000	Projektkosten gesamt:	3,7 Mio. €
Brennstoff	Erdgas	Brennstoffzelle:	ca. 30,0 %
Nennleistungen	250 kW _{el} (erreicht: 212 kW _{el}) ca. 237 kW _{th}	BoP:	ca. 54,2 %
Wirkungsgrade bei Nennlast	elektrisch: 35,2 % thermisch: ca. 40 %	Elektrolyse:	3,6 %
Betriebstemperatur	90 °C	Erdgasversorgung:	0,8 %
Betriebsdruck	4 bar	Betriebsgasversorgung:	0,8 %
Nutzwärmtemperatur	74 °C	Deionatversorgung:	0,8 %
Cold Start-Up	< 2 h	Heizanschluss:	0,2 %
Abmessungen System	2,4 x 2,7 x 7,4 m	Stromanschluss:	1,1 %
Gewicht System	22,5 t	Messtechnik:	0,3 %
Anzahl Zellen	ca. 700	Kommunikationstechnik:	1,0 %
		Tiefbau:	0,3 %
		Planungskosten:	4,2 %
		Genehmigungsverfahren:	2,7 %
		Spez. Kosten – System:	ca. 12.500 €/kW _{el}
		Spez. Kosten – Projekt:	ca. 15.000 €/kW _{el}

Quellen: /Keitel 2000/, /Wurster 1999/, /FETC 1997/, /Corbeau 2000/, /Hirschenhofer u. a. 1998/
/Bewag 2000/, /FCIS 2000/, /Pokojski 1999/, /Berg 1999/

Plug Power / Vaillant GmbH

Plug Power wurde 1997 als Joint Venture zwischen DTE Energy und Mechanical Technology Inc. gegründet, mit dem Ziel, PEFC-Systeme für die Gebäudeenergieversorgung zu entwi-

ckeln und zu kommerzialisieren. Der erste wasserstoffbetriebene Prototyp wurde im Juni 1998 in der Nähe von Albany, New York, installiert, im August 1998 auf Erdgas umgestellt und seither betrieben. Zielwerte für den elektrischen Wirkungsgrad liegen bei 40 %, die Auskopplung von Raumwärme ist nicht a priori vorgesehen. Die weitere Planung zielt auf größere Anlagenleistungen bis 35 kW_{el} bei Einsatz unterschiedlicher Brennstoffe.

In Zusammenarbeit mit Plug Power entwickelt die **Vaillant GmbH** in Remscheid ein Brennstoffzellen-Heizgerät für den europäischen Markt, wobei hier die Wärmeseite von vornherein integriert ist. Die Zellen selbst stammen von GE Fuel Cell Systems, die Gasaufbereitungskomponenten von Plug Power. Zielmarkt ist mit einer elektrischen Leistung von ca. 4,5 kW_{el} der Bereich Mehrfamilienhäuser, als Vertriebsweg wird exklusiv das Contracting über Energieversorgungsunternehmen anvisiert. Spätere Anlagen im Leistungsbereich von 1,5 kW_{el} für den Einsatz in Einfamilienhäusern sind geplant. Im Rahmen marktvorbereitender Untersuchungen werden seit dem Jahr 2000 zwei Prototypen des Brennstoffzellen-Heizgerätes bei der Ruhrgas AG und E.On betrieben. Für 2003 ist ein Praxistest mit 50 Einheiten geplant, bei dem durch datentechnische Verschaltung der Einzelsysteme die Möglichkeit der Netzregelung demonstriert werden soll. Markteinstieg ist mit einem präkommerziellen Test von ca. 400 Anlagen für 2004 vorgesehen.

Tabelle A-2: Zielwerte für das Brennstoffzellen-Heizgerät von Vaillant

Nennleistungen	4,5 kW _{el} (modulierend zwischen 20 und 100 %) 7 kW _{th} (zuzüglich eines Zusatzbrenners von 35 – 50 kW _{th})
Wirkungsgrade bei Nennlast	elektrisch: ca. 35 % thermisch: ca. 45 %
Nutzwärmetemperatur	60 °C
Lebensdauer Zelle	40.000 h
Lastwechselrate	2 min
Wartungsintervall	alle 2 Jahre
Geräuschemission	< 57 dB(A)

Quellen: /Klinder 2000/, /Vaillant 2000/, /Hocker 2000/, /Plug Power 2000a/, /Plug Power 2000b/

Dais-Analytic Corporation und Hamburg Gas Consult GmbH

Anfang 1999 sollte im „Erdgashaus“ der Verbundnetz Gas AG (VNG) eine Hausenergiezentrale (HEZ) der **Hamburg Gas Consult GmbH** auf Basis eines Prototypen der **Dais-Analytic Corp.** (ehemals American Power Corp.) installiert werden. Das System wurde allerdings aufgrund von Transportschäden zurückgeschickt, und konnte erst im Mai 2000 in Betrieb genommen werden. Ein weiteres System wurde ebenfalls im Mai 2000 im Ludwigshafener Brunckviertel installiert, in Zusammenarbeit mit Wingas, der TWL und Gewoge.

Tabelle A-3: Anlagenparameter der Hausenergiezentrale (HEZ)

Inbetriebnahme	Mai 2000
Nennleistungen	3 kW _{el} (4,5 kW _{el} Überlast für 20 min. / 11 kW _{el} über 1 h mit Batterieunterstützung) 8 kW _{th}
Wirkungsgrade bei Nennlast	elektrisch: 32 % bei Nennlast (3 kW _{el}) / 38 % bei Teillast (1 kW _{el}) thermisch: 51 %
Temp. Betrieb / Abwärme	80 °C / 60 °C
Cold Start-Up	10 - 15 min
Abmessungen / Gewicht	0,7 x 0,8 x 1,6 m / 635 kg
Anzahl Zellen	68
Emissionen	CO: < 10 ppm / NO _x : vernachlässigbar

Quellen: /Gummert 1999a/, /Rößner 1999/, /Simader, Heisenberger 1999/, /AnalyticPower 1999/, /Wurster 1999/, /DaisAnalytic 2000/, /Barlow 1999/

Sonstige Hersteller

Insbesondere in den USA, in geringerem Maße aber auch in Europa und Japan, treten weitere Firmen auf, die allerdings bezüglich technischer Spezifikationen ihrer Systeme sich weitgehend bedeckt halten. Auszugsweise können aber folgende Aktivitäten genannt werden:

- **Northwest Power Systems** präsentierte 1998 ein methanolbetriebenes Brennstoffzellensystem für die Hausenergieversorgung in Kraft-Wärme-Kopplung. Die Abmessungen des Prototypen liegen bei 0,9/0,9/1,07 m, Laborversuche mit Kerosin sind ebenfalls bekannt.
- **Avista Labs** in Spokane, Washington, präsentierte 1998 ihr Prototypensystem für den Hausbereich, dessen modulares Design so weit geht, dass ein Austausch einzelner Komponenten bei laufendem Betrieb möglich ist.
- **Energy Partners** in West Palm Beach, Florida, wurde 1990 gegründet und befindet sich derzeit im Teststadium ihrer NuPowerTM Personal-Power-Systeme für die Hausenergieversorgung. Ein erster Prototyp mit 7,5 kW_{el} steht beim Fraunhofer ISE in Risa.
- **H Power** präsentierte erste Zellen 1998 und verfolgt seit 1999 in Zusammenarbeit mit ECO die Entwicklung stationärer Systeme für die Hausenergieversorgung. Im März 2000 wurden erste Prototypen ausgeliefert, in Vorbereitung eines propan-/erdgasbetriebenen 4,5 kW_{el}-Systems (Total Energy Module) für den Markteinstieg in den USA und Japan.
- **Sanyo Electric** arbeitet an einem 3 kW_{el}-System mit Abwärmenutzung bei 60 °C. Die Wirkungsgrade der Anlage (1,5 x 0,75 x 0,65 m) werden mit 32 % elektrisch und 30 % thermisch angegeben. Ein erster Prototyp steht bei der Asahi Brauerei in Japan.
- **International Fuel Cells (IFC)** testet derzeit die Beta-Unit (1,05/0,65/1,05 m) einer Hausenergieversorgung. Angestrebt wird eine Leistung von 5–10 kW_{el} bei Abwärmenutzung auf einem Temperaturniveau von ca. 70 °C.

A.2 Phosphorsaure Brennstoffzelle (PAFC)

International Fuel Cells (IFC) / Toshiba

Als Tochterunternehmen der **United Technologies Corp. (UTC)**, startete die **International Fuel Cells (IFC)** ihre Brennstoffzellen-Aktivitäten 1958 mit der Entwicklung der Strom- und Trinkwasserversorgung für die Apollo-Missionen. Seit 1966 wurden zudem alle der über 100 bemannten US-Raumflüge mit IFC-Brennstoffzellen ausgerüstet, und so mehr als 70.000 h Betriebserfahrung gesammelt. Die Entwicklung stationärer Systeme begann Mitte der 80er Jahre in Zusammenarbeit mit **Toshiba** anhand der PC18TM-Zellen, die schließlich 1991 zur Entwicklung der bekannten PC25TM-Systeme führte. Weltweit wurden zwischen 1992 und 1996 ca. 60 Anlagen der A-Serie sowie ca. 18 Anlagen der B-Serie installiert. Die dabei gewonnenen Erfahrungen flossen 1996 in die Entwicklung der C-Serie, die seither als einziges kommerziell verfügbares Brennstoffzellensystem am Markt erhältlich ist.

Inzwischen wurden über 200 Anlagen der PC25TM-Serie ausgeliefert, die kumulierten Betriebsstunden belaufen sich auf über 3,6 Mio. Die längste Betriebszeit weist dabei mit ca. 49.000 h ein System der A-Serie auf, das 1992 bei Tokyo Gas installiert wurde. Eine Erweiterung der Produktpalette erfolgte 1997 mit der Auslieferung erster wasserstoffbetriebener 50 kW_{el}-Systeme (PC29TM) an das U.S. DoE und die Ford Motor Corp., sowie 1998 mit dem PC28TM-System, einer 100 kW_{el}-Anlage mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 40 %.

Tabelle A-4: Referenzanlagen der PC25TM-Serie in Europa (Auszug)

Jahr	PC25 TM -A	Jahr	PC25 TM -C
1992	Sonderjyllands Hojspaendigsvaerk, Toflund, DK	1997	StW Saarbrücken, Nachtweide
1992	Ruhrgas AG, Dorsten / StW Bochum		HEW/HGW, Hamburg
1992	Thyssengas / StW Düren		Heag-AG Darmstadt, Endersbach
1992	Imatran Voima Oy, Vantaa O, Fin	1997	Vattenfall Energisystem, Varberg, S
1993	Azienda Consortiale Servizi Reno, Bologna, IT	1997	GSA / HGC, Gröbers
1993	Austria Ferngas, Wiengas, EVN	1997	Energieversorgung Halle, Halle/Saale
1993	Heag-AG, Darmstadt	1997	StW Saarbrücken, Saarbrücken
1993	Austria Ferngas GmbH, Vienna, A	1998	StW Frankfurt, PreussenElektra, Frankfurt
1993	Service du Gaz, Geneve, CH	1998	PreussenElectra
1995	HEW/HGW, Hamburg	1998	Erdgas Energie Systeme, Kaltenkirchen
		1998	StG Brennstoffzellen, Nürnberg
		1998	Hamburger Gas Consult, Bargteheide
		1998	StW Oranienburg, Oranienburg
		1999	GEW, Köln (Klärgasbetrieb)
		1999	GEPPAC, Paris, F

Quellen: /KWKSpektrum 1996/, /Bloos 1996/, /Knappstein 1996/, /Wendt 1995/, /Hopfer 1999/, /Langnickel 1999/, /Ahn u. a. 1995/, /Kail 1994/, /FCIS 2000/, /Lehmann 1995/, /Beckervordersandforth 1994/, /Ahn u. a. 1996/, /Knappstein 1994/, /Simader, Heisenberger 1999/

PAFC-Zellen von IFC kamen auch beim 11 MW_{el}-Systems in Topko, Japan, zum Einsatz, das bis 1997 in Betrieb war, sowie einer ebenfalls in Japan installieren 5 MW_{el}-Anlage in Zusammenarbeit mit der Acid Fuel Cell Technology Research Association (PAFC-TRA).

Tabelle A-5: Technische Daten und Betriebserfahrungen der PC25TM-Systeme in Deutschland

Nennleistungen	200 kW _{el} (0 – 100 % stufenlos) bis 220 kW _{th} bei 60 °C (optional: 105 kW _{th} bei 120 °C und 105 kW _{th} bei 60 °C)	
Nennwirkungsgrade	elektrisch: 39 – 42 % thermisch: 38 – 45 % (abhängig von Temperatur)	
Temp. Betrieb / Abwärme	200 – 205 °C (1 bar) / 75 – 80 °C (max. 120 °C)	
Degradationsrate	ca. 0,1 – 0,15 %/1.000 h	
Verfügbarkeit	77 – 98 %	
Abmessungen / Gewicht	7,3 x 3,05 x 3,5 m / 27 t (Zellmodul) / 5,13 x 2,16 x 2,18 / 2,7 t (Kühlmodul)	
Lastwechselrate	ca. 5 kW _{el} /min	
Anzahl Zellen	320	
Cold / Hot Start-Up	3 h / 0,5 – 1 min	
Lebensdauer Zelle	Herstellernangabe: 70.000 h (nachgewiesen: max. 49.000 h / Ø 35.000 – 40.000 h)	
Emissionen	CO: 5 – 20 mg/m ³	SO ₂ : nicht messbar
	NO _x : 1 – 5 mg/m ³	Staub: keine
	KWS: 1 – 6 mg/m ³	H ₃ PO ₄ : 15 – 20 kg / 40.000 h
Abwasser	Sommer: 30 – 70 l/h / Winter: einige l/Tag	
Geräuschemission	60 dB(A) in 9 m / 31 dB(A) in 80 m	
Investitionskosten	600 – 700.000 US-\$ zzgl. Transport, Aufstellung, Anbindung, Planung	
	Stack ca. 35 %	
Betriebskosten	Spez. Kosten – System: 3.000 – 3.500 €/kW _{el}	
	1 – 2 Ct/kWh _{el}	

Quellen: /Wendt 1998/, /Drenckhahn u. a. 1994/, /Grohmann 1999/, /Heinrich 1999/, /Gummert 1998/, /Knappstein 1994/, /Knappstein 1996/, /Beckervordersandforth 1994/, /KWKSpektrum 1996/, /Wagner, Kubessa 1999/, /Scheffler u. a. 1998/, /Ahn u. a. 1996/, /Lehmann 1995/, /Wendt 1995/, /Ketterer 1994/, /HEAG 1994/

Mitsubishi Electric Corporation

Die PAFC-Entwicklung bei **Mitsubishi Electric Corp.** begann 1982 v. a. im Hinblick auf 200 kW_{el}-Systeme für die dezentrale KWK. Bis 1995 wurden ca. 10 Anlagen installiert, wovon vier bis 1998 mehr als 20.000 Betriebsstunden aufwiesen. Die Feldtests führten zu einer überarbeiteten Version, die 1997 für Kansai Electric Power in der Nara Medical University installiert wurde, die Kommerzialisierung ist für 2004 vorgesehen. Parallel dazu lief die Konzeption einer Mehr-MW Anlage auf Basis von 500 kW_{el}-Modulen, die 1996 als Demonstration in Kobe, Japan, in Betrieb ging und bis 1998 ca. 10.000 h Betriebsstunden aufwies.

Tabelle A-6: Technische Daten der 200 kW_{el}-Anlage bei KEPCO (Nara Medical University)

Inbetriebnahme	März 1997
Nennleistung	200 kW _{el}
Wirkungsgrade bei Nennlast	elektrisch: 36 %
Nutzwärmetemperatur	167 °C Dampf / 65 °C Heißwasser
Cold Start-Up	4 h
Abmessungen	3 x 6 x 3,4 m
Geräuschemission	55 dB(A) in 1 m Abstand
NO _x	< 10 ppm

Quelle: /Ohtani, Marahashi 1998/

Fuji Electric

Im Zusammenarbeit mit japanischen GUV arbeitet **Fuji Electric** an der Kommerzialisierung von Anlagen verschiedener Leistungsgröße. Bis 1998 wurden insgesamt 85 Systeme installiert, 65 davon mit einer Leistung von 50 kW_{el}, 17 als 100 kW_{el}-Systeme und 3 Anlagen auf Basis von 500 kW_{el}-Modulen. Für den Markteinstieg wird das 100 kW_{el}-System favorisiert, dass derzeit als FP100F in der 4. Generation entwickelt wird. Zielvorgaben liegen bei elektrischen Wirkungsgraden von 40 %. In Europa wurde 1993 ebenfalls ein System von Fuji Electric installiert, als Testsystem im Rahmen der Solar-Wasserstoff-Anlage in Neunburg.

Tabelle A-7: Technische Parameter der PAFC bei Solar-Wasserstoffanlage Neunburg v. Wald

	Erdgasbetrieb	Wasserstoffbetrieb
Inbetriebnahme	Februar 1993	
Brennstoff	Erdgas (18 m ³ /h)	Wasserstoff (52 m ³ /h)
Nennleistungen	80 kW _{el}	
	20 kW _{th}	41 kW _{th}
Wirkungsgrade bei Nennlast	elektrisch: 37 – 39 % (25 – 100 %)	elektrisch: 55 – 58 % (25 – 100 %)
	thermisch: 10 %	thermisch: 20 %
Betriebstemperatur / -druck	190 °C / Überdruck 40 mbar	
Cold / Hot Start-Up	4,3 h / 2,5 h	1,8 h / 1,1 h
Lastwechselrate	1 % Last / s	
Anzahl Zellen	192	
CO ₂	18 Nm ³ /h (20 Vol-%)	k. A.
CO	< 1 ppm	k. A.
NO _x	< 19 ppm	k. A.
SO _x	nicht nachweisbar	k. A.
H ₃ PO ₄	ppm-Bereich	

Quelle: /Szyszka u. a. 1991/, /Hoelzner u. a. 1994/

Tabelle A-8: Technische Parameter 100 kW-System (PF-100 E) (Stand 1998)

Nennleistungen	100 kW _{el} nominal (erreicht: 101,4 kW _{el})
Wirkungsgrade bei Nennlast	elektrisch: 40 – 40,2 %
	thermisch: 40 – 47,5 % (17 – 19,8 % bei 90 °C zgl. 23 – 27,5 % bei 50 °C)
Verfügbarkeit	90 %
Lebensdauer Zelle	20.000 – 35.000 h
Abmessungen / Gewicht	3,8 x 2,23 x 2,5 m / 12 t
NO _x	5 ppm
Geräuschemission	62 – 65 dB(A) in 1 m

Quelle: /Hanazawa u. a. 1998/, /Harashima, Kamoshita 1998/

Ansaldo CLC

In Zusammenarbeit mit AEM und ENEA startete 1988 Ansaldo Ricerche das Projekt einer 1,3 MW_{el}-Anlage in Milan, Italien. 1995 ging das System ans Netz, und wies 1998 ca. 5.000 Betriebsstunden auf. Trotz anfänglicher Probleme mit peripheren Komponenten wurde ein stabiler Betrieb bei ca. 1 MW_{el} erreicht. Derzeit werden auch 850 kW_{el}-Module für den Einsatz von Wasserstoff angeboten, Referenzanlagen sind hier allerdings nicht bekannt.

Tabelle A-9: Technische Parameter (Stand 1998) 1,3 MW Milan, Italien (AEM, ENEA, Ansaldo)

Inbetriebnahme	Aug. 1995	
Nennleistungen	1,18 MW _{el} nominal (erreicht: 0,93 MW _{el}) (30 – 100 %)	
Wirkungsgrade bei Nennlast	elektrisch: 40 % nominal (erreicht: 38 %) thermisch: 840 Mcal/h (90 °C) / 280 Mcal/h (45 °C) erwartet	
Cold / Hot Start-Up	ca. 12 h / ca. 10 min	
Emissionen	CO: zu vernachlässigen	NO _x : 30 mg/m ³
	SO ₂ : 0,6 mg/m ³	KWS: zu vernachlässigen

Quelle: /Colombo u. a. 1998/

A.3 Schmelzkarbonatbrennstoffzelle (MCFC)

Fuel Cell Energy / Energy Research Corporation (bis 9/1999)

Die bislang größte Demonstration der MCFC-Technologie wurde im April 1996 in Santa Clara, Kalifornien als öffentlich-privates Gemeinschaftsprojekt unter Führung der Fuel Cell Energy (FCE) in Betrieb genommen. Basis für die als 2 MW_{el}-System konzipierte Anlage bildeten verschiedene seit 1990 durchgeführte Stack- und Kleinsystemuntersuchungen, deren Ergebnisse in die verwendeten 125 kW_{el}-Stacks mit interner Reformierung einfließen. Nach ca. einjähriger Vorbereitungszeit für die peripheren Systemkomponenten und der Einbau der vier mal vier Zellmodule ging die Anlage im Mai 1996 ans Netz.

Tabelle A-10: Übersicht über die Produktentwicklung bei FCE

1990	20 kW _{el} bei Pacific Gas and Electric in San Ramon, Kalifornien
1992	Betrieb eines 30 kW _{el} -Stacks mit Kohlegas bei Destec Energy in Plaquemine, Louisiana
1993	70 kW _{el} bei Pacific Gas and Electric in San Ramon, Kalifornien
1993/1994	Produktion und Test von 3 x 125 kW _{el} -Stacks in Danbury, Connecticut
1995	20 kW _{el} bei Destec Energy in Plaquemine, Louisiana
1996	7 kW _{el} bei Elkraft, Dänemark
4/1996 – 3/1997	2 MW _{el} - „Santa Clara Demonstration Project“ in Santa Clara, Kalifornien
2/1999 – 6/2000	250 kW _{el} -Systemtest in Danbury, Connecticut

Quellen: /Glenn, Serfass 1996/, /Glenn, Serfass 1994/, /ERC 1999/, /FCE 2000/, /TTCorp 2000/, /Leo u. a. 1998/, /Claussen u. a. 1998/

Einer ersten Betriebsphase von ca. 550 h, in der eine Nettoleistung von 1,93 MW_{el} erreicht wurde, folgte die Abschaltung der Anlage aufgrund von Spannungsanomalien in den Zellmodulen. Die Untersuchung der Anlage zeigte, dass eine defekte Verklebung der Stackisolation zu Kurzschlüssen im System führte. Nach Austausch einiger dielektrischer Elemente wurde die Anlage für kurze Zeit mit 1,23 MW_{el} betrieben und musste schließlich im Oktober 1996 wegen acht defekter Zellen auf die halbe Anlagenleistung begrenzt werden. Bis März 1997 wurde der Test in einem Arbeitspunkt von 550 kW_{el} fortgeführt, um bei niedrigeren Betriebstemperaturen weitere Zellschäden zu vermeiden. Die Testphase endete im März 1997, als die Anlage nach einer Betriebszeit von ca. 4.100 h vom Netz genommen wurde.

Auf Basis des Santa Clara Demonstration Projects wurde ein weiterentwickelter Stack mit 250 kW_{el} gebaut und in Danbury, Connecticut, anhand eines kompletten Systemtests nach kommerziellem Design getestet. Die Betriebszeit des Testsystems (FA-100-HS) endete im

Juni 2000 nach ca. 11.800 Betriebsstunden. Parallel dazu wurden anhand eines 10-zelligen Test-Stacks des gleichen Designs Degradationsuntersuchungen durchgeführt. Das 10 kW_{el}-System wies dabei nach 17.000 Stunden Betrieb eine Alterung von ca. 0,2 % / 1.000 h auf.

Tabelle A-11: Technische Parameter Santa Clara Demonstration Projects und FA-100-HS Teststack

	2 MW_{el}-Anlage (SCDP)	250 kW_{el}-Teststack (FA-100-HS)
Betriebszeit	4/1996 – 3/1997 (ca. 4.100 h)	2/1999 – 6/2000 (ca. 11.800 h)
Erzeugte Energie	1.710 MWh _{el}	1.906 MWh _{el}
Nennleistungen	2MW _{el} nominell (erreicht: 1,93 MW _{el})	250 kW _{el} nominell (erreicht: 263 kW _{el})
Nennwirkungsgrade	elektrisch: 43,4 % - 43,6 %	elektrisch: 43 - 45 % / thermisch: ca. 35 %
Hot Start-Up	ca. 24 min	ca. 12 min
Lastwechselrate	3,3 % Last/min (erreicht: 4,8 % Last/min)	k. A.
Anzahl Zellen	16 x 125 kW Stacks in 4 Modulen	340
NO _x / SO _x	2 ppm / nicht messbar	< 0,05 ppm / nicht messbar
Geräuschemission	< 60 dB(A) in 30 m	k. A.
Kosten	ca. 46 Mio. US-\$	k. A.
	Stack: ca. 16 Mio. US-\$	
	BOP: ca. 27 Mio. US-\$	
	Spez. – System: ca. 21.500 US-\$/kW _{el}	
	Spez. – Projekt: ca. 23.000 US-\$/kW _{el}	

Quelle: /Claussen u. a. 1998/, /TTCorp 2000/, /Hirschenhofer u. a. 1998/, /FCE 2000/, /Leo u. a. 1998/, /Glenn, Serfass 1994/, /Glenn, Serfass1996/, /ERC 1999/

Ziel der Systemdemonstration und Entwicklung bei FCE ist die Kommerzialisierung ihres sogenannten DFC-Zellkonzeptes (DirectFuelCell) als 1,5 MW_{el}- und 3 MW_{el}-System für die reine Stromerzeugung oder Kraft-Wärme-Kopplung auf Basis von 300 kW_{el}-Zellstacks (DFC Modell 9000). Der Markteinstieg soll 2003/4 erfolgen, Zielwert für die Prototypentwicklung ist ein elektrischer Wirkungsgrad von ca. 58 %. Parallel dazu ist die Entwicklung eines marinen 2,5 MW_{el}-Systems vorgesehen. Eine erste Demonstration mit 625 kW_{el} ist derzeit in Vorbereitung, Zielvorgaben liegen bei Wirkungsgraden von 40-50 % und Anlagenkosten von 1.500 US-\$/kW_{el}. Längerfristige Ziele liegen in der Kopplung der DFC-Technologie mit Dampfturbinen in Anlagen des Leistungsbereichs von 40 MW_{el} (eine Systemdemonstration ist für Ende 2000 geplant mit erwarteten elektrischen Wirkungsgraden von 65-72 %) sowie der Einsatz von Kohlegas (erstmalig demonstriert 1992 an einem 30 kW_{el}-Stack).

Tabelle A-12: Geplante Projekte bei Fuel Cell Energy (FCE)

625 kW _{el} Diesel-System für die US-Marine (Phase II des Projekts einer 2,5 MW _{el} -Schiffsenergieversorgung)
250 kW _{el} bei LA Department of Water & Power in Los Angeles
DFC + Gasturbine im FCE-Testzentrum, Danbury (Wirkungsgrade von 65-72 %; Zielprodukt: 40 MW _{el} -Anlagen)
250 kW _{el} bei Marubeni Corp., Tokyo (Lieferung von weiteren 4 Modulen à 250 kW _{el} in Vorbereitung)
1 MW _{el} bei King County, Washington
2 MW _{el} bei Kentucky Pioneer Energy LLc (Kostenprojektion: ca. 34 Mio. US-\$)

MTU Friedrichshafen

Auf Basis der DFC-Technologie von FCE, allerdings mit eigenem Systemkonzept, arbeitet seit 1990 die MTU Friedrichshafen, eingebunden in die ARGE MCFC (MTU, Ruhrgas, RWE, Haldor Topsoe, Elkraft), in einem 3-Phasen-Projekt an der Kommerzialisierung des 300 kW_{el}-„Hot-Module“. Die Idee ist, alle Komponenten gleicher Temperatur und Druck in einem gemeinsamen, thermisch isolierten Behälter zu integrieren, und damit den Systemaufwand im Vergleich zu konventionellen MCFC-Systemen zu reduzieren.

Nach Abschluss einer ersten Projektphase (Technologietransfer und Grundlagenentwicklung) im Juni 1994 begann MTU mit der Weiterentwicklung des Systemkonzeptes, was schließlich im Jahr 1997 zur ersten Systemdemonstration eines 280 kW_{el}-Moduls (HM 300-1) bei der Ruhrgas AG in Dorsten führte. Nach Aufbau des Prüfstands und Test der Subsysteme ging der Stack im August 1997 mit 60 % der Nominallast ans Netz. Aufgrund ungleicher Temperaturverteilung im Zellmodul und drei geschädigten Zellpaketen war zwischen November 1997 und März 1998 die Überarbeitung der Anlage und Stilllegung der defekten Stackteile notwendig, so dass die folgende zweite Testphase bis April 1998 (ca. 1.500 Betriebsstunden) nur bei einer Nominallast von 230 kW_{el} durchgeführt werden konnte.

Tabelle A-13: Technische Daten der Systemdemonstration in Dorsten und der Anlage in Bielefeld

	HM 300-1	Bielefeld
Betriebszeit	8/1997 – 4/1998 (ca. 2.050 h)	10/1999 – 3/2002
Brennstoff	Erdgas	Erdgas
Nennleistungen	280 kW _{el} nominal (erreicht: 230 kW _{el})	300 kW _{el} nominal ca. 100 kW _{th}
Wirkungsgrade	k. A.	elektrisch: 45 % thermisch: ca. 23 %
Betriebstemperatur	650 °C	650 °C
Betriebsdruck	1 bar	1 bar
Nutzwärmetemperatur	k. A.	450 °C
Cold- bis Hot-Standby	k. A.	ca. 1 Tag
Abmessungen System	k. A.	2,5 x 3,2 m
Gewicht System	13 t	18 t
Anzahl Zellen	292	300
Kosten	k. A.	Projektkosten ca. 3,75 Mio. €
		Anlage: ca. 2,9 Mio. €
		Spez. – Projekt: ca. 12.500 €/kW _{el} Spez. – System: ca. 9.500 €/kW _{el}

Quelle: /FCIS 2000/, /Kraus u. a. 1998/, /Berger 2000b/, /FCE 2000/, /Blume, Schmitz 2000/, /Berger 2000a/, /Berger 1999/, /Berger 2003/

Die Erfahrungen aus der Systemdemonstration in Dorsten sowie Verbesserungen am Stack durch FCE flossen in die Entwicklung der ersten Feldtestanlage, die seit Dezember 1999 an der Universität Bielefeld in Betrieb ist. Die mit dieser Anlage eingeleitete dritte Projektphase (Felderprobung, Markteinführung und Produktausreifung) soll bis zum Jahr 2003 zur Entwicklung einer Prototyp-Anlage führen, für die ab 2004 die Kommerzialisierung vorgesehen ist. Zielvorgaben bezüglich der Lebensdauer von 40.000 h konnten bereits an Laborzellen

nachgewiesen werden. Zielmarkt für das „Hot-Module“ ist die dezentrale Kraft-Wärme-Kopplung im Leistungsbereich zwischen 250 kW_{el} und 10 MW_{el} bei Wirkungsgraden von 50-54 % elektrisch und 25 – 27 % thermisch. Längerfristig ist in Kombination mit Druckluftmotoren oder Dampfturbinen bei Wirkungsgradsteigerungen elektrisch von 10-20 % auch ein Einsatz in der reinen Stromerzeugung geplant.

M-C Power

M-C Power, gegründet 1987, startete die Entwicklung von MCFC-Systemen im Jahr 1989 mit der Übernahme der IMHEXTM-Technologie (Internally Manifolded Heat Exchanger) von IGT. Nach verschiedenen Tests an Kleinanlagen erfolgte die erste Demonstration eines 250 kW_{el}-Systems zwischen Januar und Mai 1997 auf der Air Station des US-Marine-Corps in Miramar. Probleme mit der Peripherie konnten zwar gelöst werden, führten aber aufgrund häufiger Shutdowns der Anlage zur übermäßigen Degradation der Zellen und damit Reduktion der Systemleistung. Die Erkenntnisse aus dem Betrieb wurden in einem 75 kW_{el}-Stack umgesetzt, der Ende 1998 für ca. 12 Monate ebenfalls in Miramar getestet wurde und zu einem weiteren, derzeit laufenden 250 kW_{el}-Systemtest führte.

Tabelle A-14: Technische Parameter der ersten 250 kW_{el}-Demonstration in Miramar

Betriebszeit	1/97 – 5/97 (2.350 h)
Erzeugte Energie	158 MWh _{el}
Nennleistungen	250 kW _{el} nominal (erreicht: 206 kW _{el})
Nennwirkungsgrade	elektrisch: 44,4 % / thermisch: ca. 10 %
Anzahl Zellen	250
NO _x / SO ₂	< 1 ppm / < 0,01 ppm

Quelle: /MCPower, 2000/, /Petkus, 1998/, /Hirschenhofer u. a. 1998/, /Scropo, Laurens 1997/

Für den Markteinstieg werden zwei Systeme anvisiert (500 kW_{el} und 1 MW_{el}), mit Zielvorgaben für die Wirkungsgrade von 52 % elektrisch und bis 30 % thermisch.

Sonstige

Neben diesen bekannteren Firmen sind vor allem in Japan weitere Hersteller in der MCFC-Entwicklung involviert, aber auch mindestens eine europäische Unternehmung ist bekannt:

- Von **Mitsubishi Electric (MELCO)** finden sich Angaben über einen 200 kW_{el}-Systemtest bei Kansai Electric in Amagasaki (2 Substacks zu je 100 kW_{el} im Erdgasbetrieb). Als Planungsvorgaben für die Anlage werden eine Lebensdauer von 5.000 h und eine Zelldegradation von 1% / 1.000 h genannt.
- Die japanischen Firmen **Hitachi** und **IHI** arbeiten zusammen an einer 1 MW_{el}-Anlage bei der Chubu Electric Company in Kawagoe. Beide Firma liefern zwei Zellstacks mit einer Leistung von jeweils 250 kW_{el}; die Zielwerte liegen bei 45 % elektrischem Wirkungs-

grad, einer Degradationsrate von ebenfalls 1 %/1.000 h und einer Lebensdauer von 5.000 h.

- Im Rahmen des MOLCARE-Programms der EU wurde an einer Demonstrationsanlage der „Series 500“-MCFC gearbeitet, unter Führung der **Ansaldo Ricerche**. Das 500 kW_{el}-System wird als Basis für Anlagen zwischen 0,5 und 5 MW_{el} entwickelt.

A.4 Festoxidbrennstoffzelle (SOFC)

Siemens-Westinghouse

Die **Siemens AG** beschäftigt sich seit 1965 mit ausgewählten Brennstoffzellentypen, wobei neben der Entwicklung von PEFC auch planare SOFC entwickelt wurden. Das planare Zellkonzept wurde 1998 nach Übernahme von **Westinghouse** aufgegeben. Gründe dafür waren die fortgeschrittenere Technik tubularer Zellen, was einen früheren Markteinstieg erwarten ließ. Heutige Anlagenkonzepte basieren auf röhrenförmigen 200 W_{el}-Zellen von 1,5 m Länge und einem Durchmesser von 22 mm, die seit 1986 in mehreren Systemtest demonstriert wurden. Dabei konnte teilweise eine Lebensdauer von ca. 69.000 h nachgewiesen werden.

Die Erfahrungen mündeten in der Inbetriebnahme einer 100 kW_{el}-Anlage in Arnhem, Niederlande, in Zusammenarbeit mit dänischen und holländischen Energieversorgern. Nach Abnahmetest der Anlage bei Siemens-Westinghouse und der ersten Inbetriebnahme 1997 musste die Anlage aufgrund von BoP-Problemen kurzzeitig überarbeitet werden. Ca. sechs Monate nach erneutem Start bzw. nach 3.800 h Betrieb, musste die Anlage aufgrund mehrerer defekter Zellen nochmals repariert werden. Die erneute Betriebsaufnahme erfolgte 1999.

Der Markteinstieg ist für das Jahr 2004 vorgesehen, von einer kommerziellen Marktdurchdringung wird ab 2006 ausgegangen. Die Zielvorgabe für die Lebensdauer der Zellen liegt bei 70.000 h und einer Zelldegradation von 15 %.

Tabelle A-15: Produktentwicklung bei Westinghouse bzw. Siemens-Westinghouse

Jahr	Referenzsystem oder -stack	Anz. Zellen	Betrieb [h]	Erzeugt [MWh _{el}]
1986	0,4 kW _{el} bei TVA	24	1.760	0,5
1987	3 kW _{el} bei Osaka Gas	144	3.012	6
1987	3 kW _{el} bei Osaka Gas	144	3.683	7
1987	3 kW _{el} bei Tokyo Gas	144	4.882	10
1992	20 kW _{el} bei JGU	576	817	11
1992	20 kW _{el} (Utilities-A)	576	2.601	36
1992	20 kW _{el} (Utilities-B1)	576	1.579	26
1993	20 kW _{el} (Utilities-B2)	576	7.064	108
1994	20 kW _{el} bei Southern California Edison	576	6.015	99
1995	27 kW _{el} bei Southern California Edison	576	5.582	118
1995	25 kW _{el} bei JGU	576	13.194	282
1998	27 kW _{el} bei University of California, NFCRC	576	3.394+	73+
1998	100 kW _{el} bei EDB/ELSAM in Duiven bei Arnhem, NL	1.152	12.577	471+
2000	180 kW _{el} (Hybrid) bei Southern California Edison	1.152	770+	k. A.

2001	100 kW _{el} bei RWE	1.152	3.700+	k. A.
------	------------------------------	-------	--------	-------

Tabelle A-16: Technische Daten und Betriebserfahrungen der 100 kW_{el}-Anlage in Arnhem

Inbetriebnahme	1/1998		
Nennleistungen	100 kW _{el} nominal (erreicht: 109 kW _{el}) / 54 kW _{th} (max. erreicht: 130 kW _{th})		
Nennwirkungsgrade	elektrisch: 46 - 47 % / thermisch: 34 %		
Temp. Betrieb / Abwärme	1.000 °C (1 bar) / 85 - 120 °C		
Cold Start-Up	14 h		
Abmessungen / Anz. Zellen	8,6 x 2,8 x 3,6 m / 1.152		
Emissionen	NO _x : 0,15 ppmv	SO ₂ : < 1 ppmv	
	CO: < 1 ppmv	KWS: Nicht nachweisbar	
Geräuschemission	60 dB(A) 1 m		
Kosten	Projektkosten: ca. 10 Mio. US-\$		
	spez. Kosten – Projekt: ca. 100.000 US-\$/kW _{el}		
	Betriebskosten: ca. 1 Ct/kWh _{el}		

Quellen: /Kuipers 1998/, /Blum 1999/, /Blum, Sukkel 1999/, /Veyo 1998/, /FCIS 2000/, /Hassmann 2000a/, /Hassmann, 2000b/

Tabelle A-17: Anvisierte Systemgrößen bei Siemens-Westinghouse- Hybrid- und KWK-systeme

Nennleistungen	320 kW _{el} NT-Wärme	1 MW _{el} Dampf/Nahwärme	5 MW _{el} Dampf/Heizwärme	20 MW _{el}
Wirkungsgrade	elektrisch: 55 %	elektrisch: 60 %	elektrisch: 67 %	elektrisch: 70 %
Abmessungen	13,5 x 5,3 x 4 m	16,7 x 10,9 x 4 m	20 x 16 x 10 m	60 x 40 x 8 m
Gewicht	31 t	64 t	250 t	k. A.
NO _x	< 0,5	< 0,5	< 0,5	< 0,5
verfügbar ab	2004	2004/2005	2005/2006	2007 / 2008
Personal	Unbemannt	Unbemannt	1 Mann	1 Mann
Nennleistungen	250 kW _{el} / 150 kW _{th}		1 MW _{el} / 600 kW _{th}	
Wirkungsgrade	elektrisch: 47 % / thermisch: ca. 33 %		elektrisch: 50 % / thermisch: ca. 35 %	
Abmessungen	14,5 x 4,4 x 4 m		15 x 16 x 4 m	
Gewicht	27 t		100 t	
NO _x	0,2		< 0,5	
verfügbar ab	2004		2005/2006	
Personal	Unbemannt		Unbemannt	

Der nächste Schritt in Richtung kommerzieller Systeme war ein atmosphärisches 220 kW_{el}-Hybridsystem bei Southern California Edison, in der erstmals die Kopplung der SOFC-Technologie (200 kW_{el}) mit einer Gasturbine (50 kW_{el}) demonstriert wurde. 2001 folgte ein 250 kW_{el}-KWK-System in Ontario, als Weiterentwicklung des Systems von Arnhem. In Zusammenarbeit mit RWE ist weiterhin ein druckaufgeladenes Hybridsystem mit 320 kW_{el} geplant sowie ein Gegenstück dazu bei Edison Spa. Schließlich ist in Verbindung mit der Installation eines weiteren 250 kW_{el}-KWK-Systems auf einer Bohrinsel der Shell AG die Demonstration einer CO₂-Abspaltung und -Endlagerung vorgesehen.

Sulzer-HEXIS AG

Die Konzeption des HEXIS-Systems startete 1991 als Konzernprojekt bei der Sulzer Innotec. 1997 wurde mit Gründung der **Sulzer-HEXIS AG** die Entwicklung intensiviert, mit dem Ziel, Hochtemperatursysteme von 1 bis 200 kW_{el} zu kommerzialisieren. Als Einstiegsmarkt

wird die dezentrale Hausenergieversorgung anvisiert. Dazu wurden seit 1998 3-jährige Feldtests durchgeführt. Neben Erdgas werden dabei auch Heizöl und Deponiegas getestet. Als Markteinstiegsprodukt wird ein 1,5 kW_{el}-System für die Versorgung von Einfamilienhäusern anvisiert. Die Zielvorgaben liegen bei einem Wirkungsgrad von 31 bis 33 % und einer maximalen Degradation der jeweils ca. 50 Zellen von 4 %/1.000 h.

Tabelle A-18: Übersicht über Produktentwicklung und geplante Projekte bei der Sulzer-HEXIS AG

1997	1 kW _{el} -Feldversuch bei den Stadtwerken Winterthur
1997	1,5 kW _{el} -Feldversuch bei der Dortmunder Energie- und Wasserversorgung (DEW)
1998-2001	1,5 kW _{el} -Feldversuch bei Thyssengas in Duisburg
1998-2001	1,5 kW _{el} -Feldversuch bei Tokyo Gas
1998-2001	1,5 kW _{el} -Feldversuch bei der EWE AG in Oldenburg
1998-2001	1,5 kW _{el} -Feldversuch beim Amt für Energie und Technische Anlagen in Basel
1999-2001	1,5 kW _{el} -Feldversuch bei Gas de Euskadi SA, Bilbao, Sp.
2000-2001	1,5 kW _{el} -Feldversuch bei Gasunie, Groningen, Niederlande

Tabelle A-19: Technische Daten Sulzer-Hexis

	Demonstration Winterthur	System 2001
Nennleistungen	1 kW _{el} 3 kW _{th}	1,5 kW _{el} 2-3 kW _{th} (zzgl. 16 kW _{th} aus Zusatzbrenner)
Elektr. Nennwirkungsgrad	30 %	30 – 35 % (40-50 % bei Teillast)
Betriebstemperatur	950 +/- 50 °C	k. A.
Nutzwärmetemperatur	300 °C	k. A.
Lebensdauer Zelle	ca. 5.000 h	40.000 h
Degradationsrate	5 % / 5.000 h	k. A.
Anzahl Zellen	70	50 - 70
Cold Start-Up	ca. 14 h	k. A.

Quelle: /Diethelm, Honegger 1997/, /Sulzer-HEXIS 2000/, /Schmidt 1998/, /Schmitz 1997/, /Schmidt 2000/

ZTek Corporation

Unter der Produktbezeichnung Zirconverter® entwickelt die **ZTek Corp.** planare SOFC-Zellen im Hinblick auf dezentrale Systeme für die Kraft-Wärme-Kopplung und die reine Stromerzeugung. Eine erste Demonstration anhand einer 25 kW_{el}-Anlage erfolgte im Frühjahr 1998 bei der TVA in Huntsville. Die 25 kW_{el}-Modulgröße wird als Basisblock gesehen, auf dem alle größeren Systeme aufbauen sollen. Markteinstieg soll anhand eines Systems mit 7 x 25 kW_{el}-Modulen in Kombination mit einer Gasturbine erfolgen.

Tabelle A-20: Übersicht über die Produktentwicklung bei ZTek Corp.

1995	1 kW _{el} -Stacktest von 15.000 h abgeschlossen
------	--

1998	25 kW _{el} -Demoanlage bei TVA in Huntsville, USA
------	--

Tabelle A-21: Technische Parameter der 25 kW_{el}-Anlage bei TVA in Huntsville

Inbetriebnahme	1. Quartal 1998
Nennleistungen	25 kW _{el}
Nennwirkungsgrade	elektrisch: 45,8 %
Betriebstemperatur	950 – 1.000 °C

Quelle: /Hsu u. a. 1998/

Sonstige

- 1992 wurde die australische **Ceramic Fuel Cells Ltd.** gegründet, mit dem Ziel, planare SOFC-Zellen im Leistungsbereich von 25-200 kW_{el} zu kommerzialisieren. Ziel ist es, SOFC-Zellen für Arbeitstemperaturen von ca. 750 °C zu entwickeln; erste Tests an derartigen Zellen wurden bereits durchgeführt.
- **SOFCo** entwickelt seit 1994 planare SOFC-Zellen als Joint Venture der Ceramantic Inc. und der McDermott Technology International, Inc. Markteinstieg für das CPn-Design ist für das Jahr 2005 vorgesehen mit Systemen bis 10 kW_{el}.

Anhang B Systemkonzepte zum stationären Einsatz von Brennstoffzellen

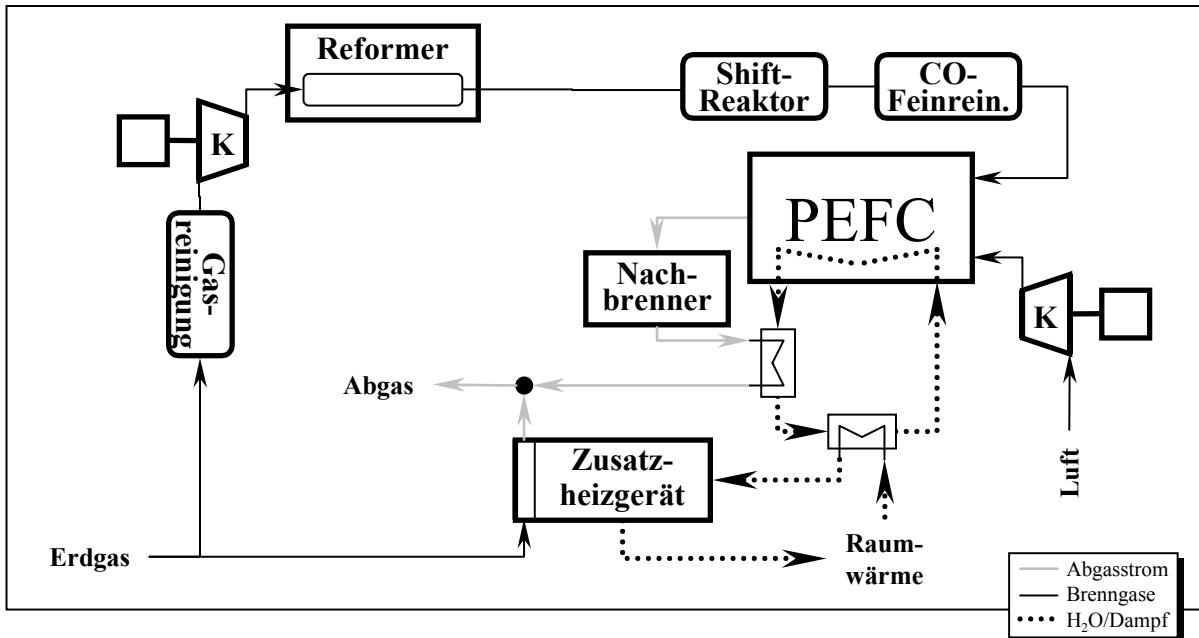


Abb. B-1: Flussschema eines Hausenergieversorgungssystems auf Basis der PEFC

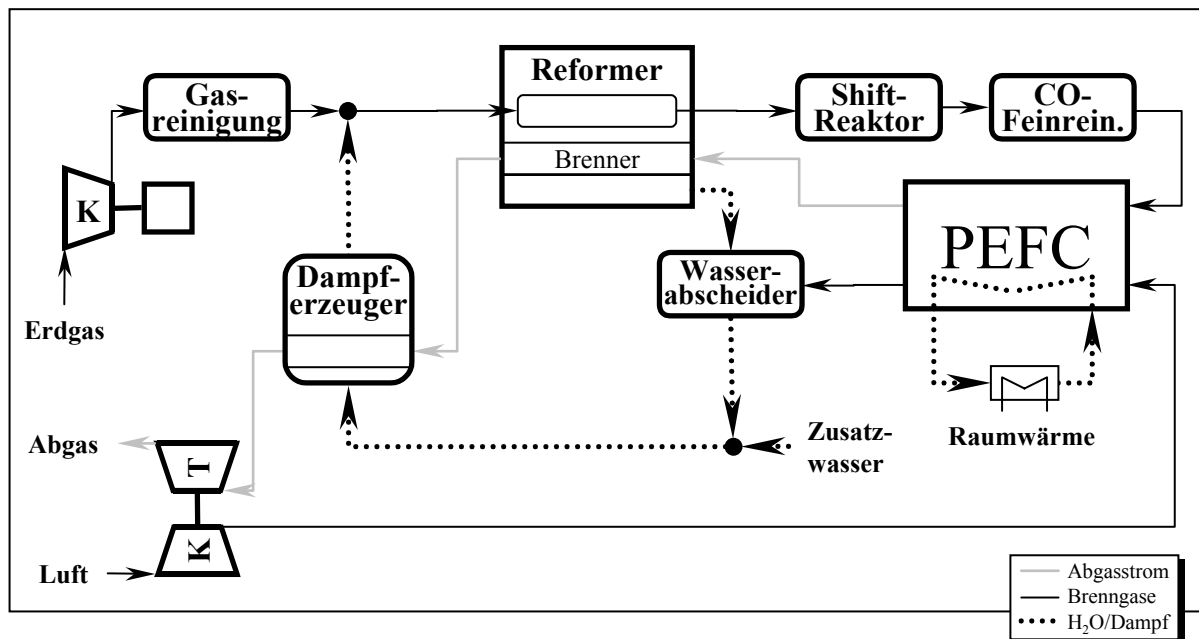


Abb. B-2: Flussschema eines dezentrale KWK-Systems auf Basis der PEFC

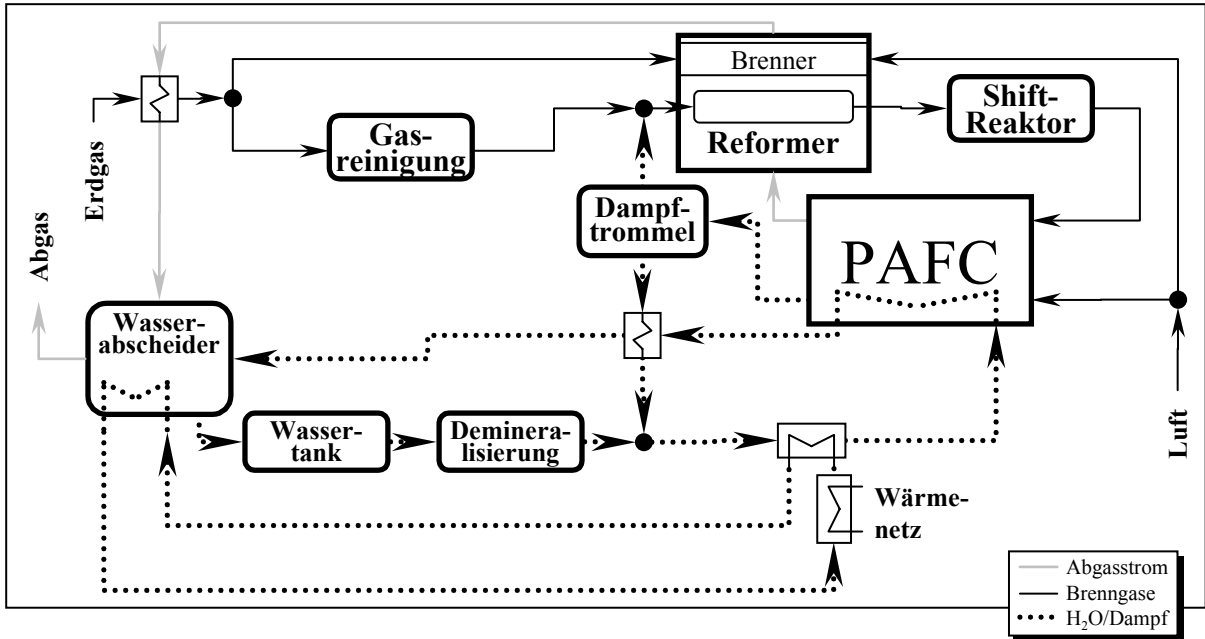


Abb. B-3: Flusschema eines dezentrale KWK-Systems auf Basis der PAFC

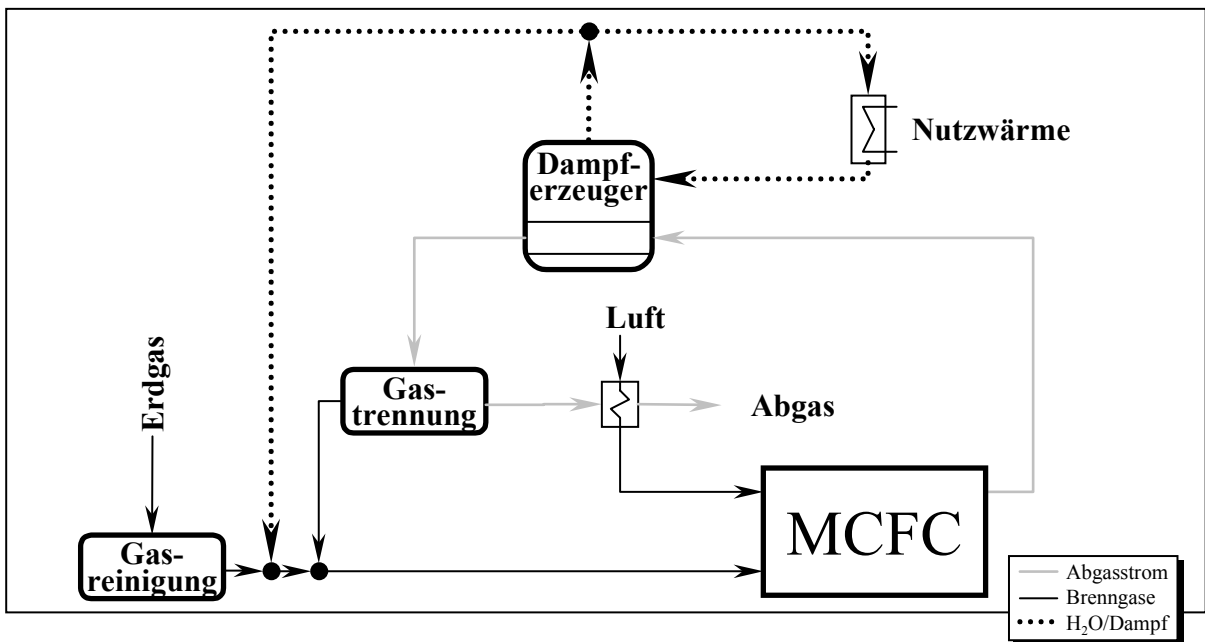


Abb. B-4: Flusschema eines dezentrale KWK-Systems auf Basis der MCFC

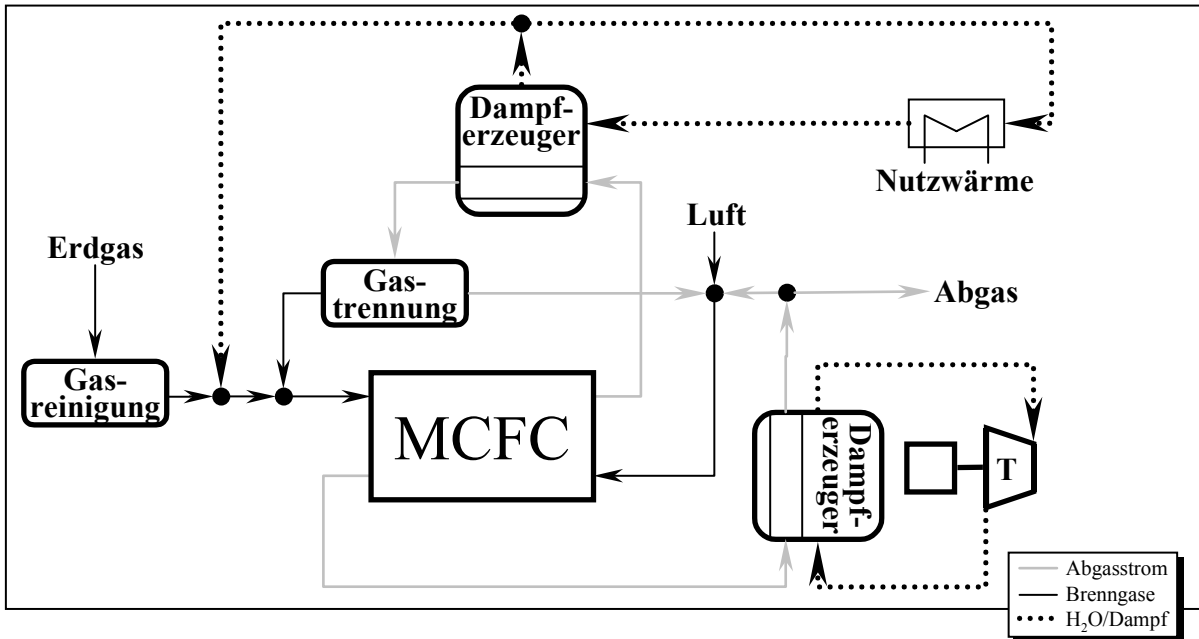


Abb. B-5: Flussschema eines MCFC-Hybridsystems (nachgeschaltete Dampfturbine)

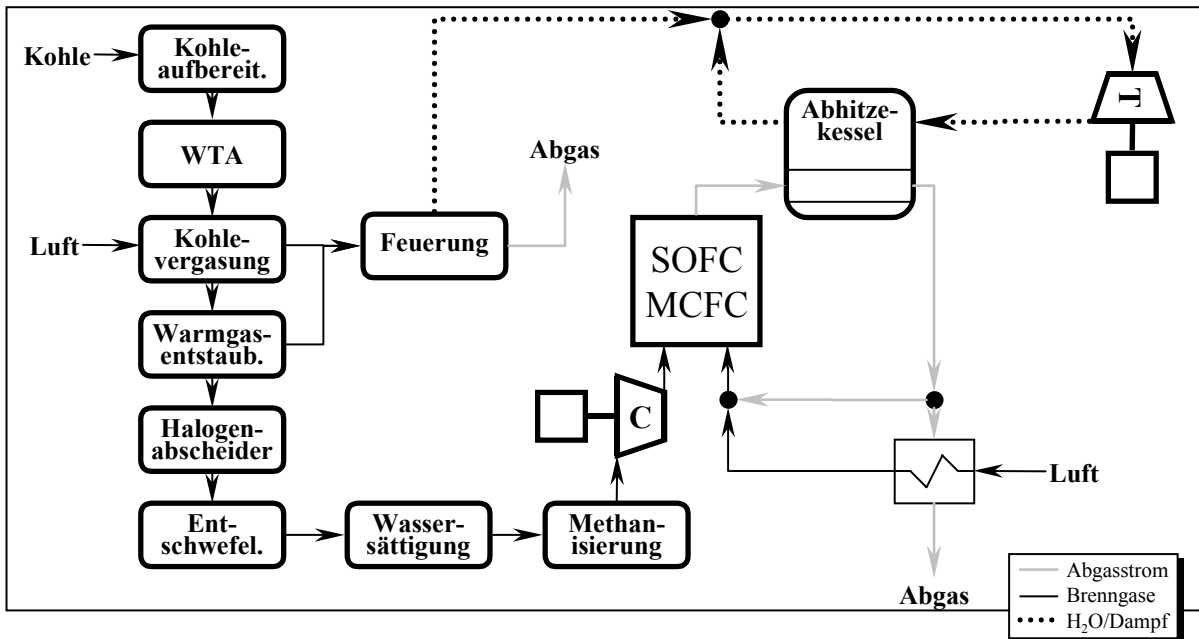


Abb. B-6: Flussschema der Kohleverstromung in Hochtemperatur-Brennstoffzellen

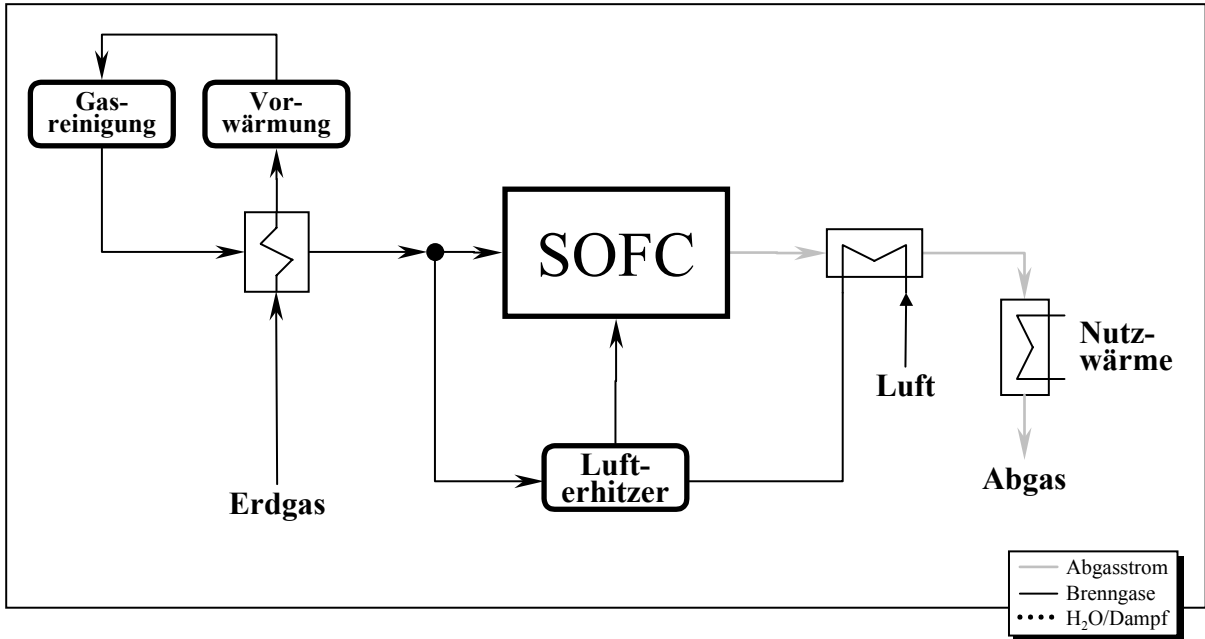


Abb. B-7: Flusschema eines dezentrale KWK-Systems auf Basis der SOFC

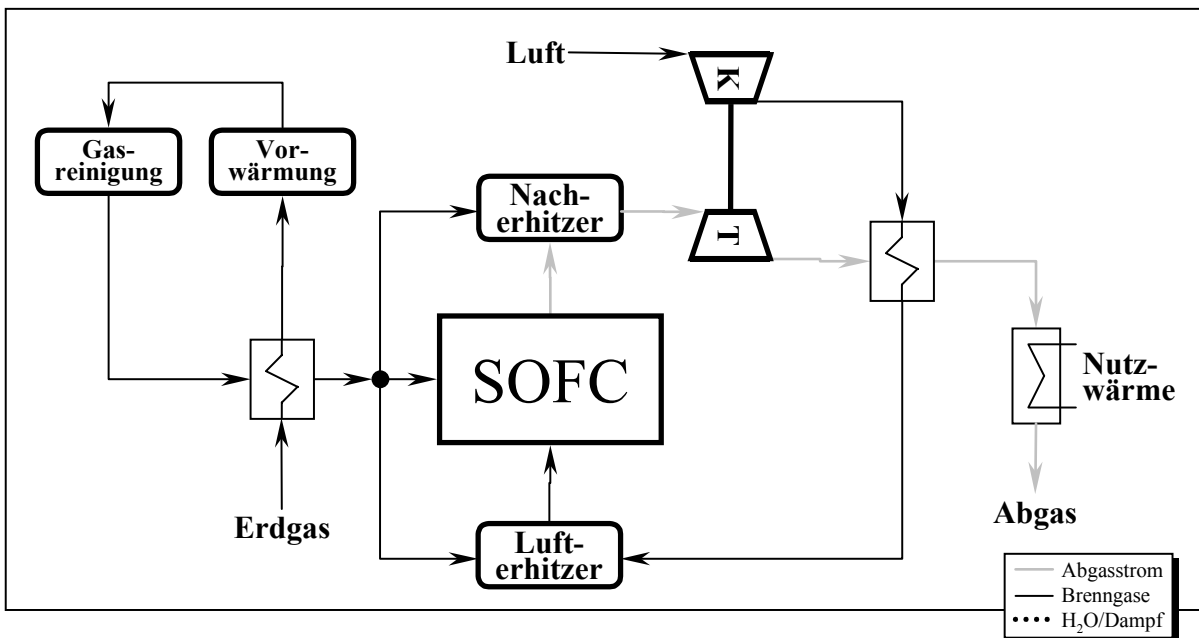


Abb. B-8: Flusschema eines SOFC-Hybridsystems (nachgeschaltete Gasturbine)

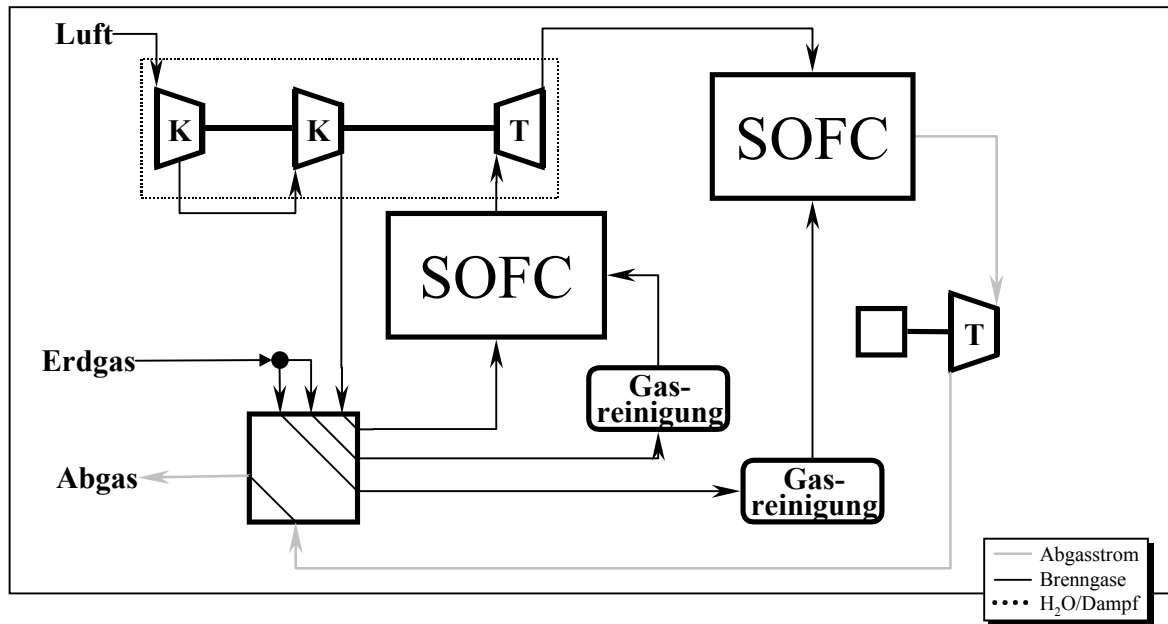


Abb. B-9: Flusschema eines SOFC-Hybridsystems (nachgeschaltete rekuperative Gasturbine)

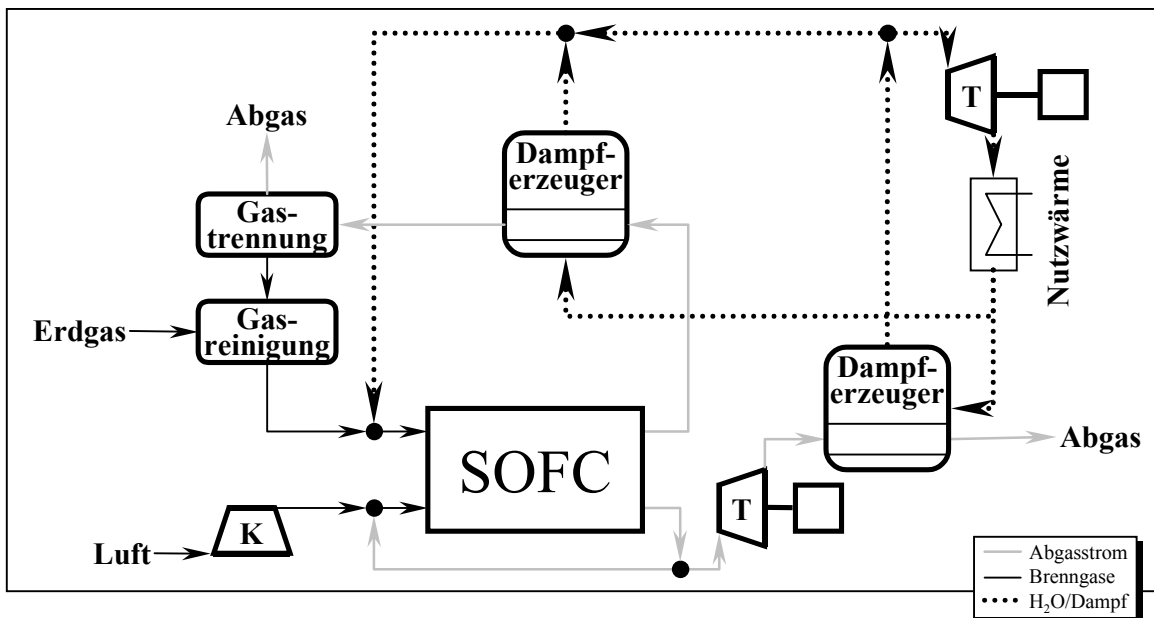


Abb. B-10: Flusschema eines SOFC-Hybridsystems (nachgeschalteter GuD-Prozess)

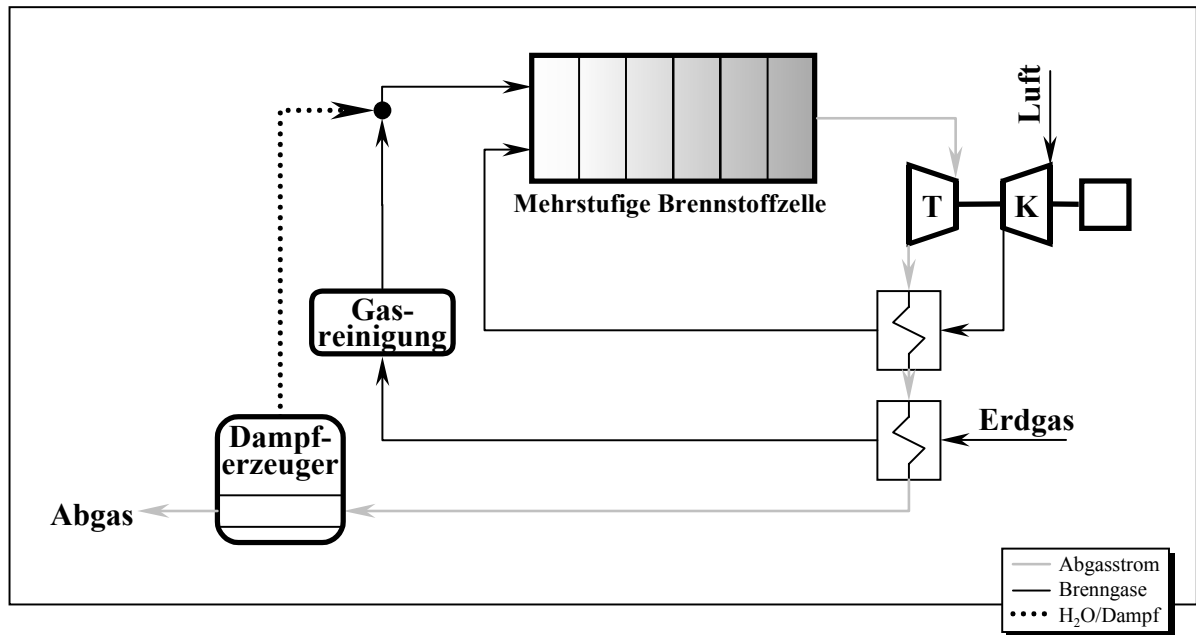
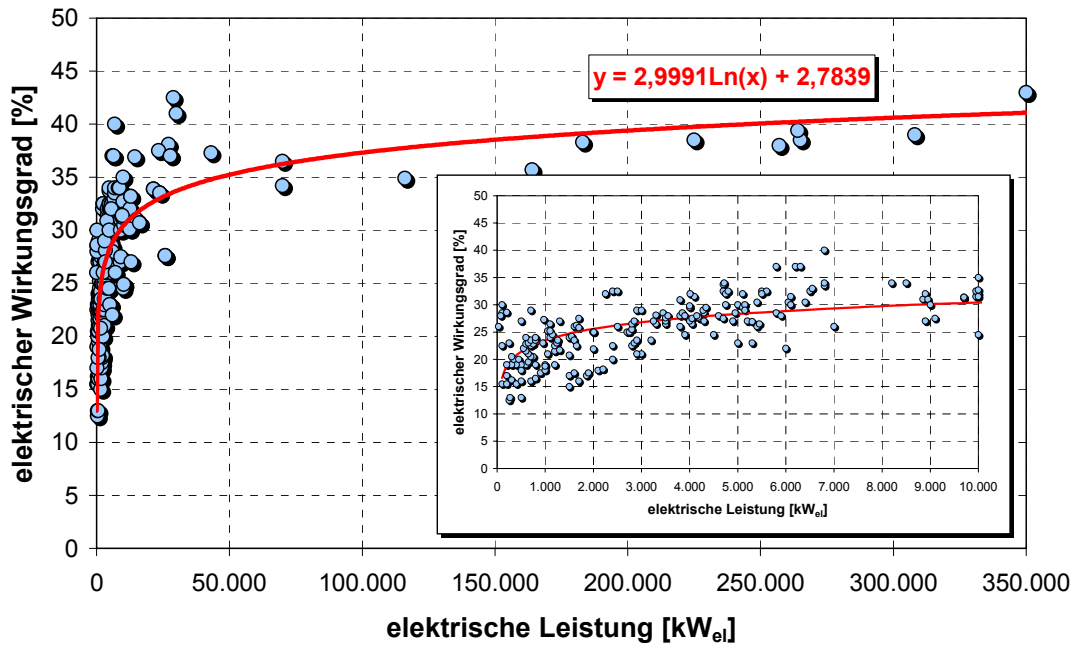


Abb. B-11: Flusschema eines mehrstufigen Brennstoffzellensystems

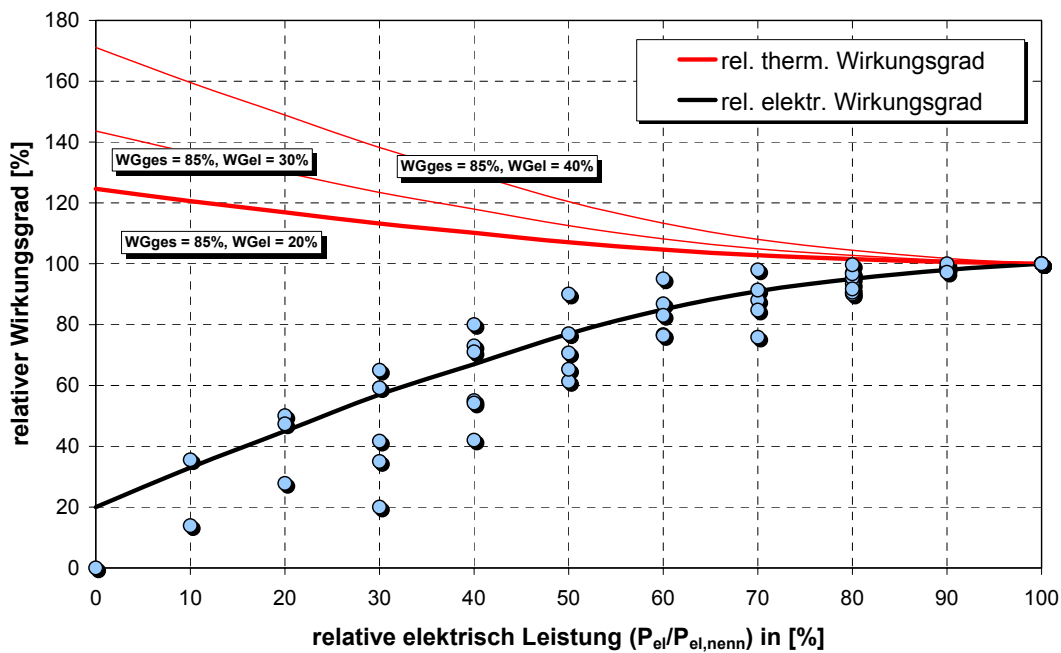
Anhang C Technische und ökonomische Charakteristika

C.1 Gasturbinen



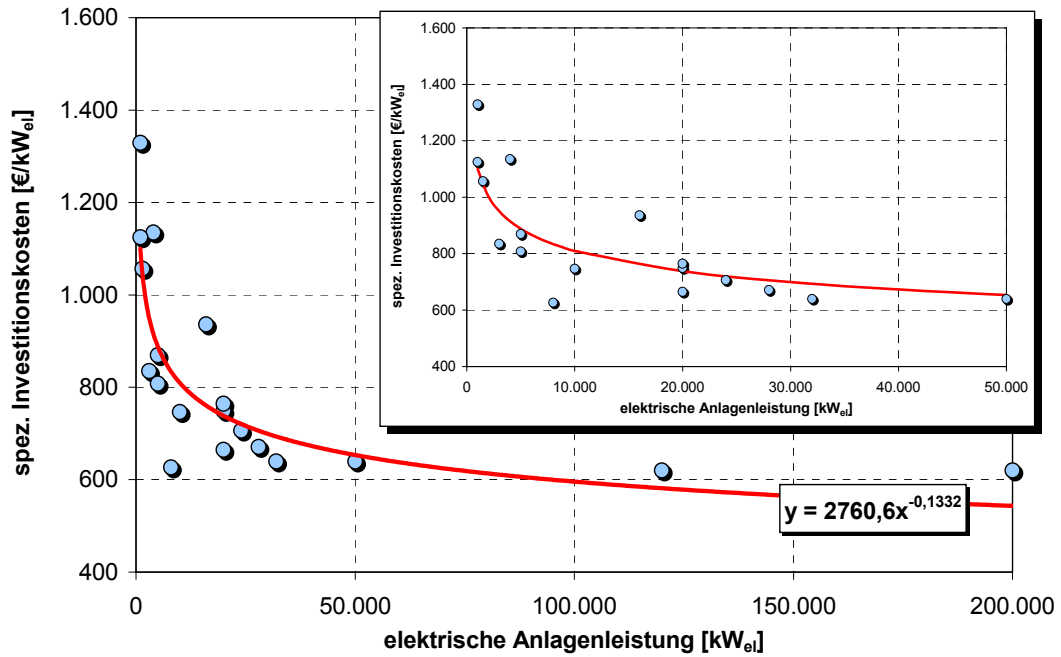
Quelle: /Bohn u. a.1999/, /AGFW 2001/, /MTU 2001/, /MAN 2001/, /ABB 2001/

Abb. C-1: Elektrischer Wirkungsgrad von (Mikro-)Gasturbinen



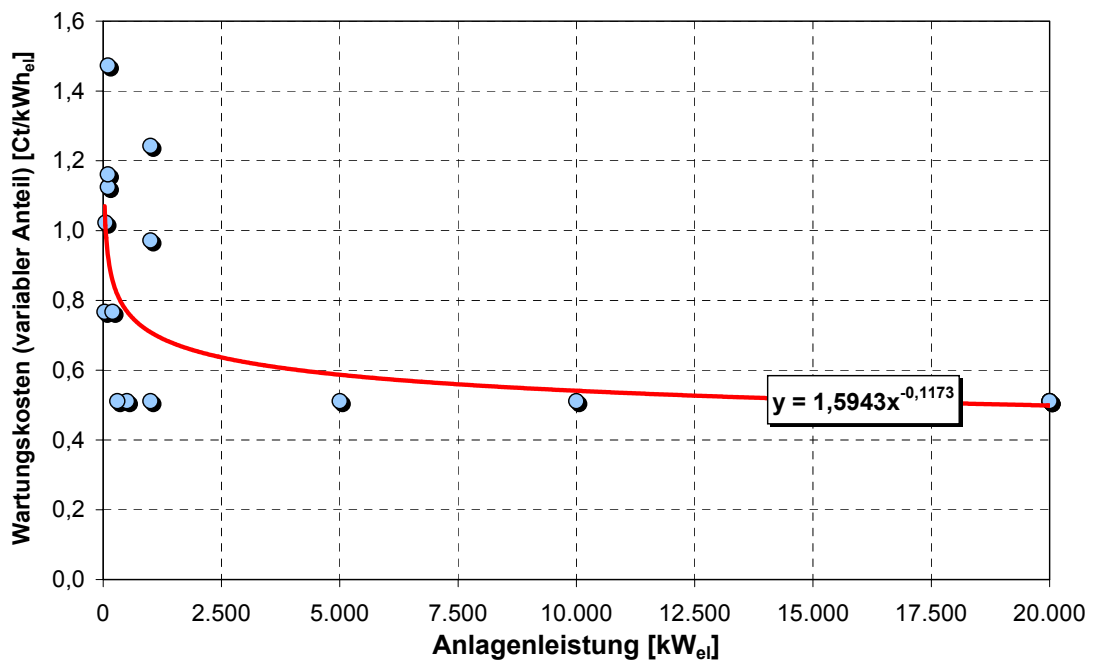
Quelle: /TAB 2000/, /AGFW 2000/, /Bayerngas 2002/, /Wiese, Leithoff 1996/

Abb. C-2: Teillastverhalten von (Mikro-)Gasturbinen



Quelle: /AGFW 2000/, /TAB 2000/, /EWU 2000/

Abb. C-3: Spezifische Investitionskosten von (Mikro-)Gasturbinen



Quelle: /Ihle, Korf 2001/, /AGFW 2000/, /TAB 2000/, /Arthur Little 2000/, /ABB 2001/, /Gailfuß 1998/, /VIK 1999/

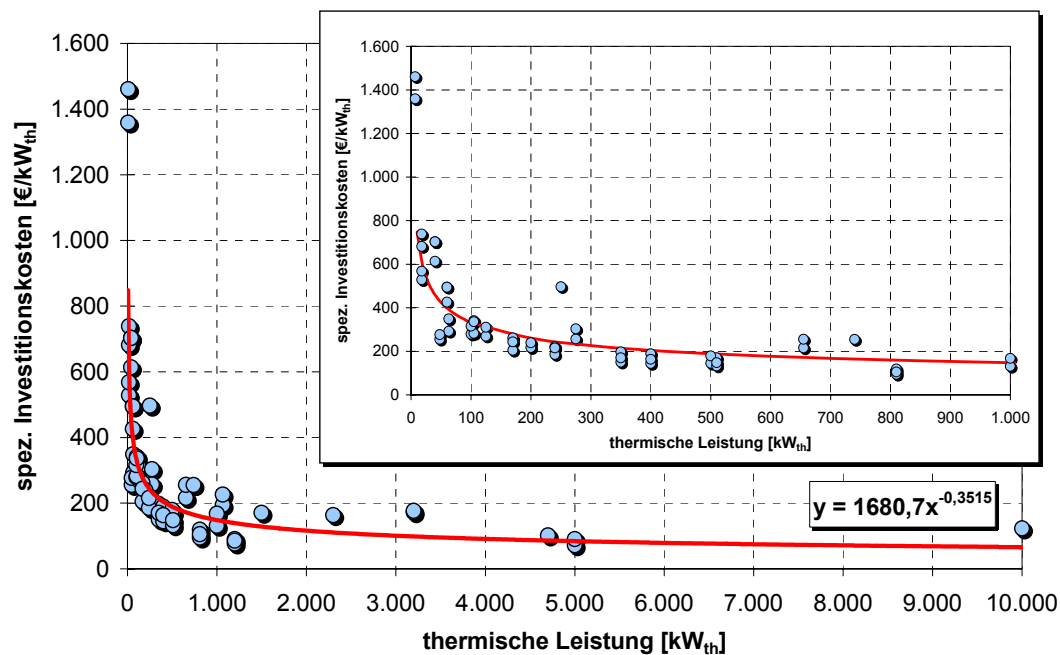
Abb. C-4: Spezifische Wartungskosten von (Mikro-)Gasturbinen

C.2 Heizwerke

Tabelle C-1: Wirkungsgrade verschiedener Heizkesselarten

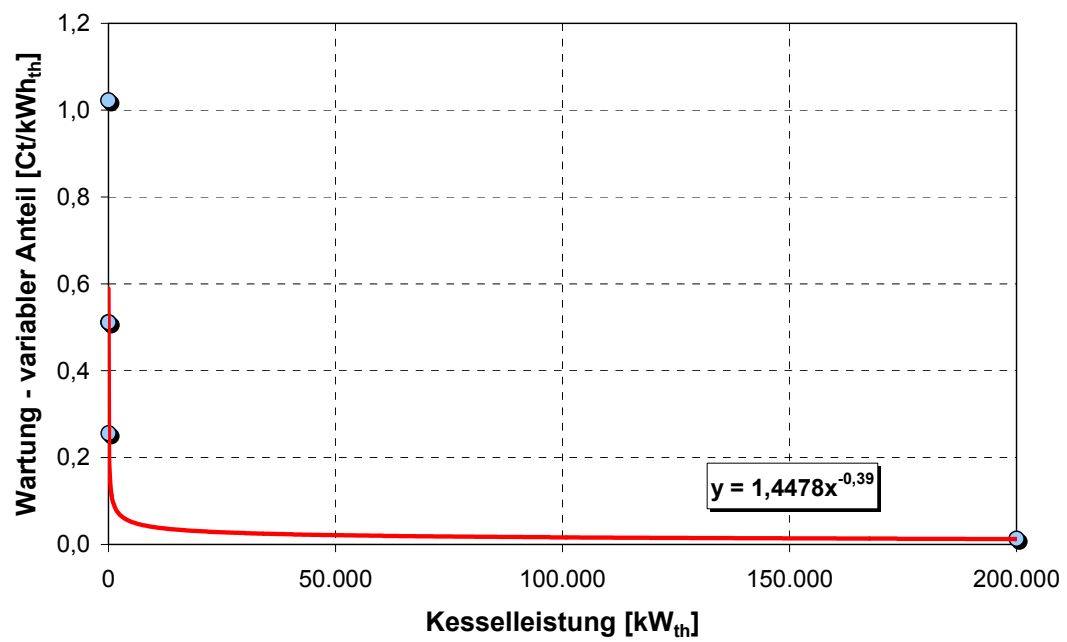
Heizkesselart	Wirkungsgrad
Heizkessel Heizöl EL 90 / 70 °C mit Brenner mit Gebläse	0,89
Heizkessel Erdgas 90 / 70 °C mit Brenner mit Gebläse	0,9
Heizkessel Erdgas 90 / 70 °C mit Brenner ohne Gebläse	0,9
Niedertemperatur Heizkessel Heizöl EL 70 / 50 °C mit Brenner mit Gebläse	0,91
Niedertemperatur Heizkessel Erdgas 70 / 50 °C mit Brenner mit Gebläse	0,91
Niedertemperatur Heizkessel Erdgas 70 / 50 °C mit Brenner ohne Gebläse	0,91
Brennwertkessel Heizöl EL 70 / 50 °C mit Brenner mit Gebläse	0,96
Brennwertkessel Heizöl EL 45 / 35 °C mit Brenner mit Gebläse	0,98
Brennwertkessel Erdgas 70 / 50 °C mit Brenner mit Gebläse	0,98
Brennwertkessel Erdgas 70 / 50 °C mit Brenner ohne Gebläse	0,97
Brennwertkessel Erdgas 45 / 35 °C mit Brenner mit Gebläse	1,04
Brennwertkessel Erdgas 45 / 35 °C mit Brenner ohne Gebläse	1,00

Quelle: /Prognos 1992/, /Lutz 1996/, /BGW 1997a/, /BGW 1997b/, /AGFW 2001/



Quelle: /AGFW 2001/, /Blesl 2002/, /EWU 2000/

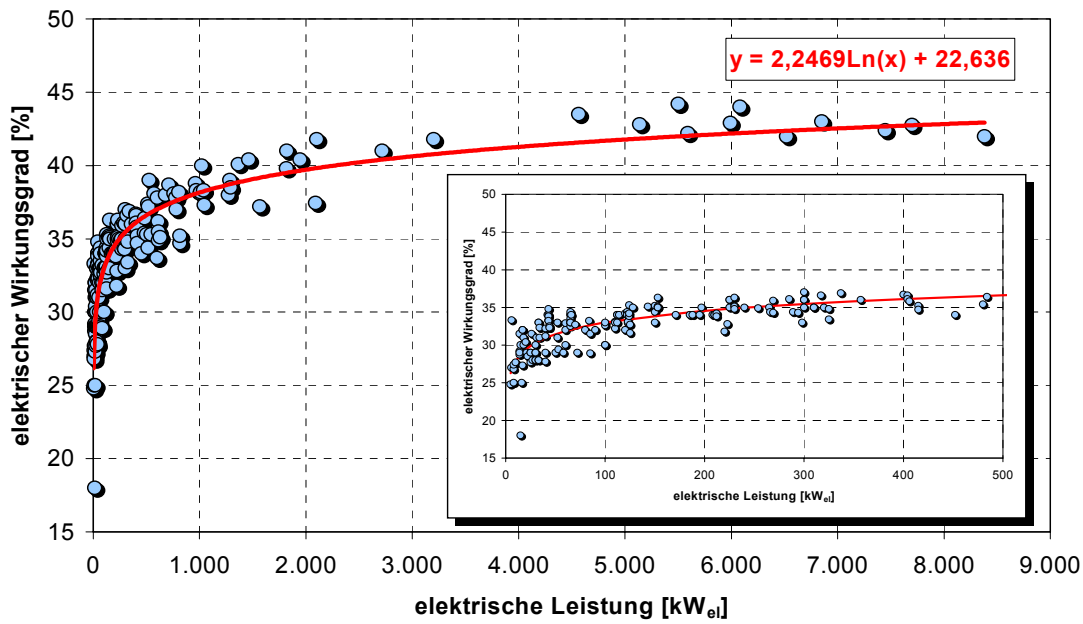
Abb. C-5: Spezifische Investitionskosten von Heizkesseln bzw. -werken



Quelle: /Leven 2001/, /AGFW 2000/

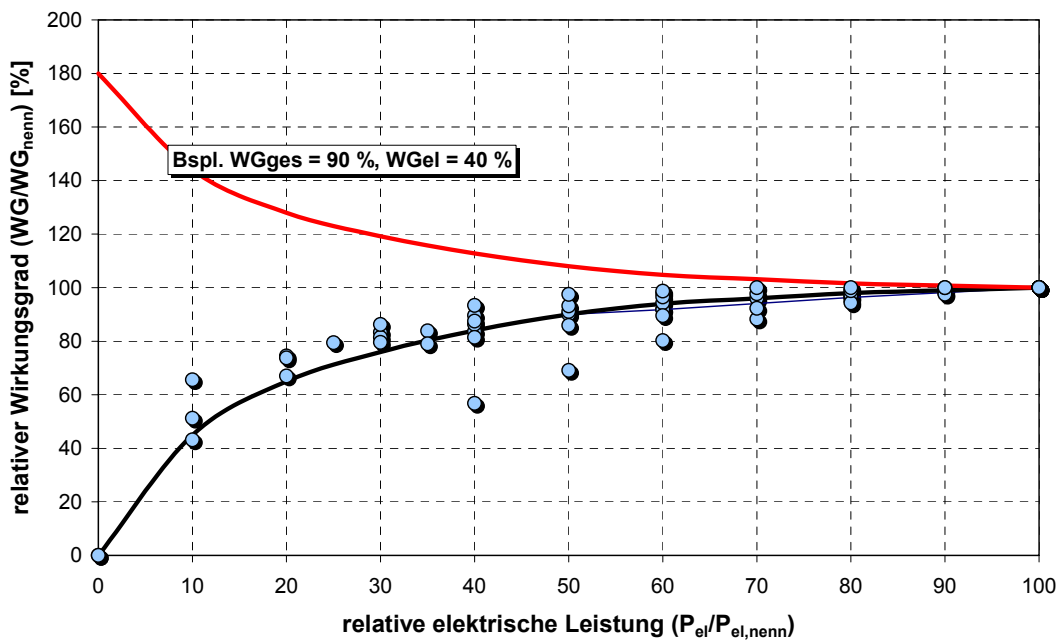
Abb. C-6: Spezifische Wartungskosten von Heizkessel bzw. -werken

C.3 Erdgasmotor-Blockheizkraftwerke



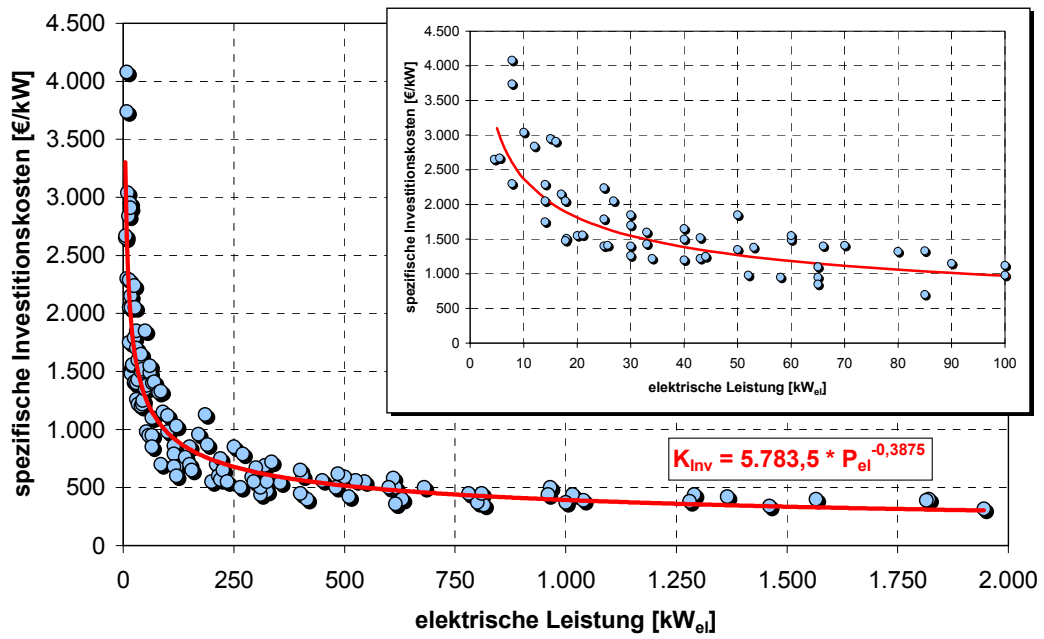
Quelle: /ASUE 2001/

Abb. C-7: Elektrischer Wirkungsgrad gasbetriebener Motor-HKW



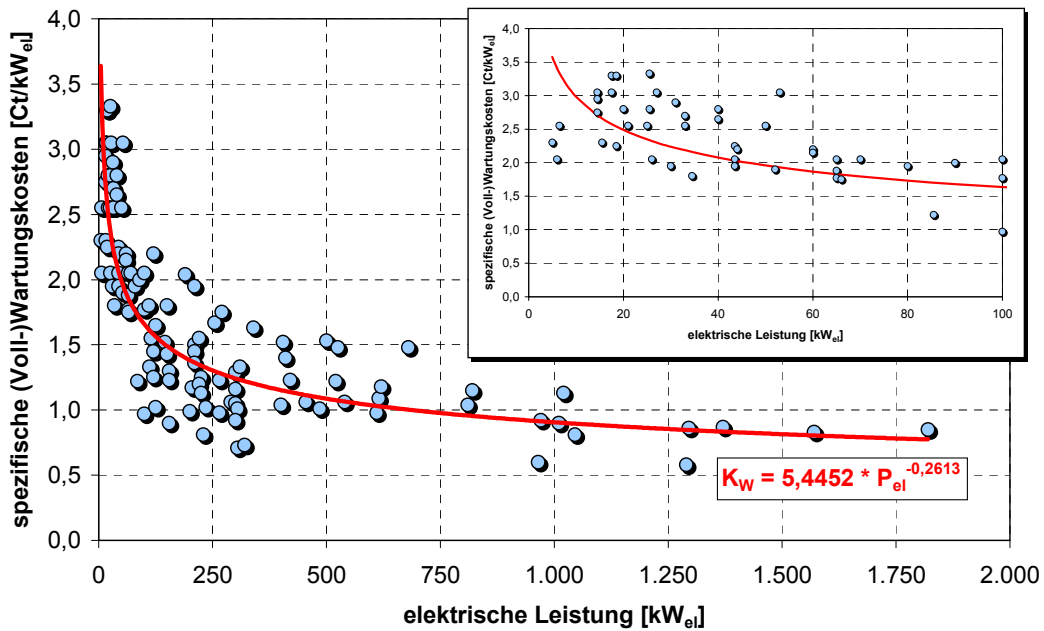
Quelle: /TAB 2000/, /AGFW 2001/, /Wiese, Leithoff 1996/

Abb. C-8: Teillastverhalten gasbetriebener Motor-HKW



Quelle: /ASUE 2001/

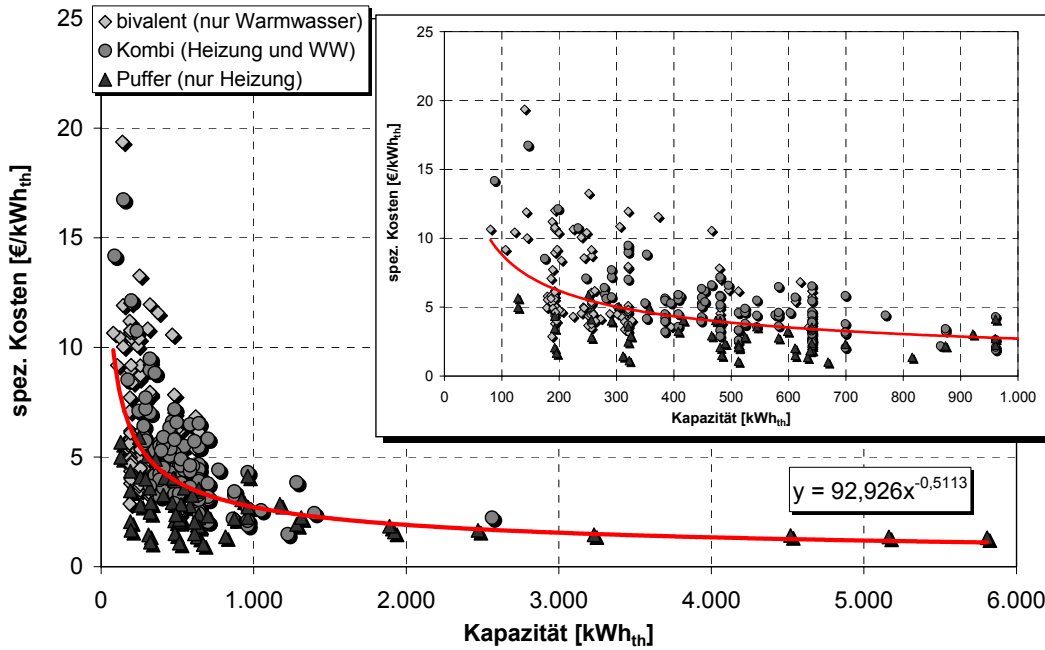
Abb. C-9: Spezifische Investitionskosten gasbetriebener Motor-HKW



Quelle: /ASUE 2001/

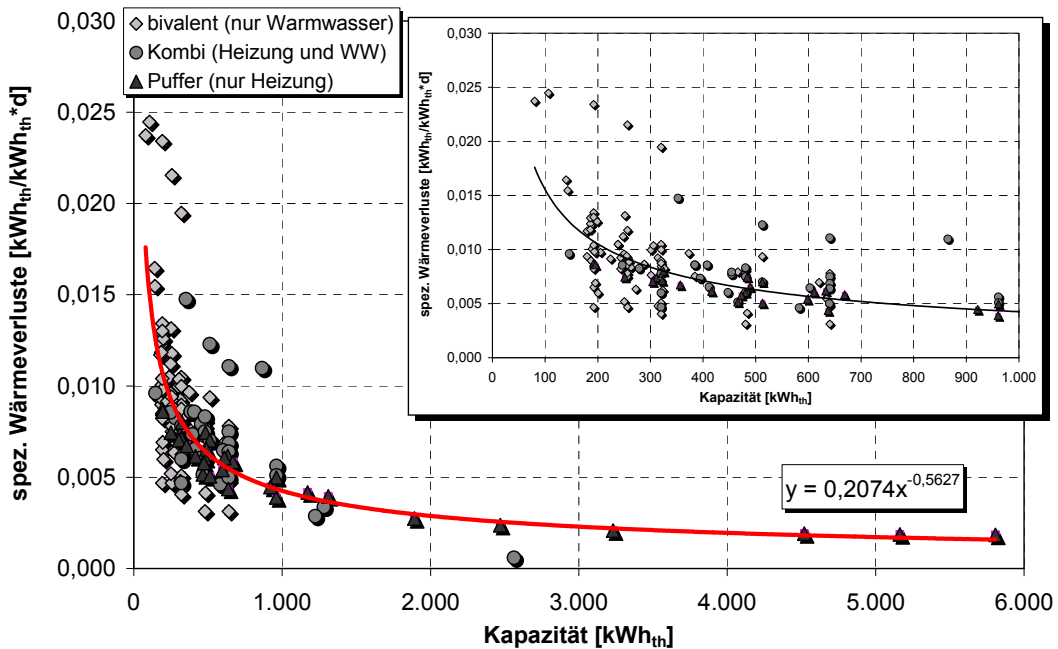
Abb. C-10: Spezifische Wartungskosten gasbetriebener Motor-HKW

C.4 Thermische Speicher



Quelle: /Solid 2000/

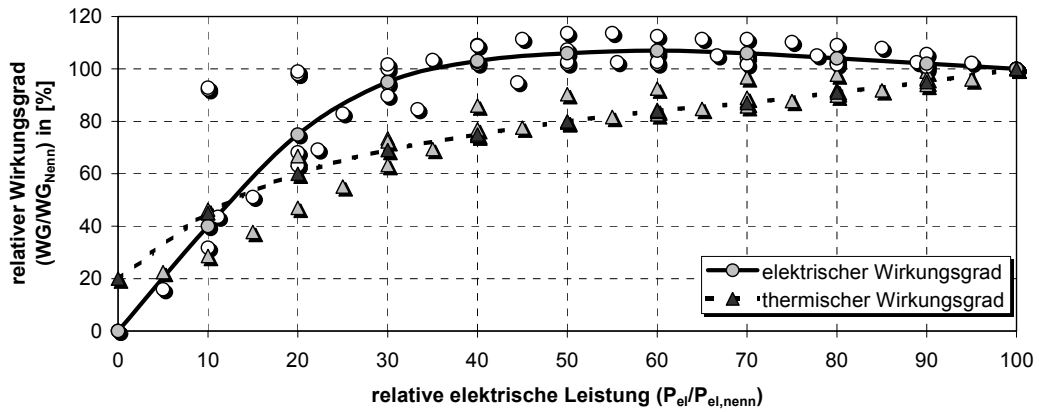
Abb. C-11: Spezifische Investitionskosten thermischer Speicher



Quelle: /Solid 2000/

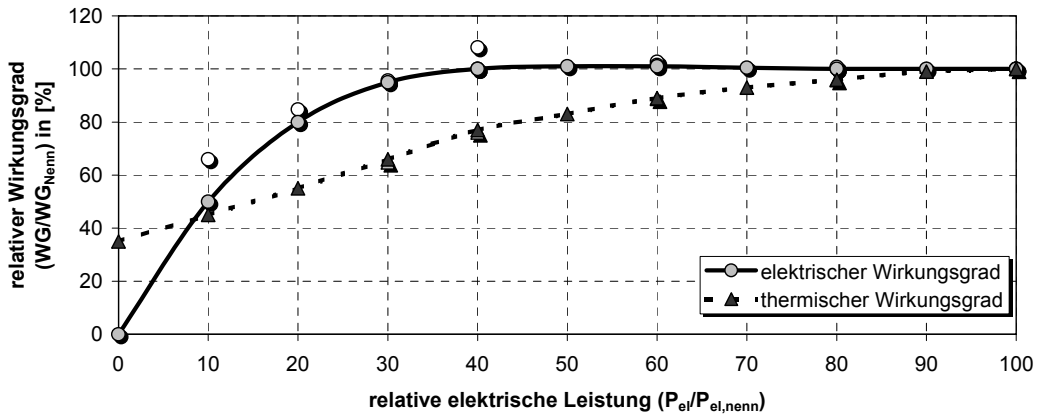
Abb. C-12: Spezifische Verluste thermischer Speicher

C.5 Brennstoffzellen



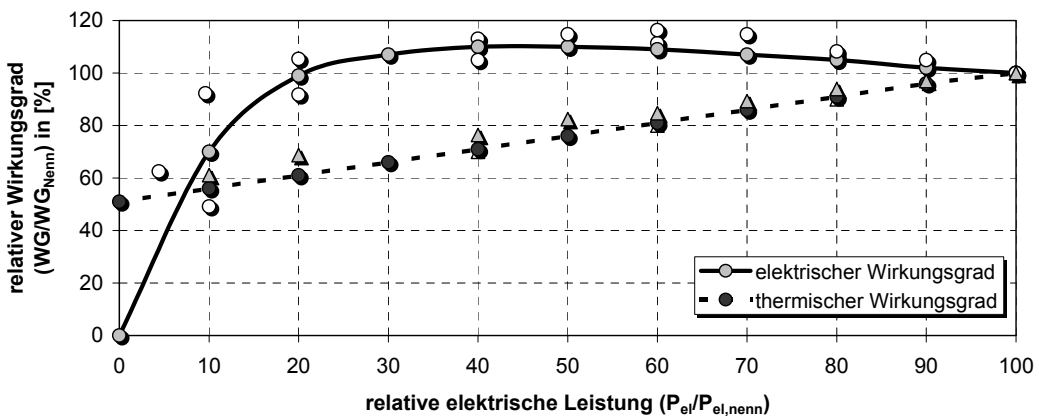
Quelle: /Bokämper, 2001/, /FVV 1998/

Abb. C-13: Teillastverhalten von Brennstoffzellensystemen auf Basis der PEFC



Quelle: /Dienhart u. a. 1999/, /Abens u. a. 2001/

Abb. C-14: Teillastverhalten von Brennstoffzellensystemen auf Basis der MCFC



Quelle: /Bokämper 2001/, /Dienhart u. a. 1999/, /Foger 2000/

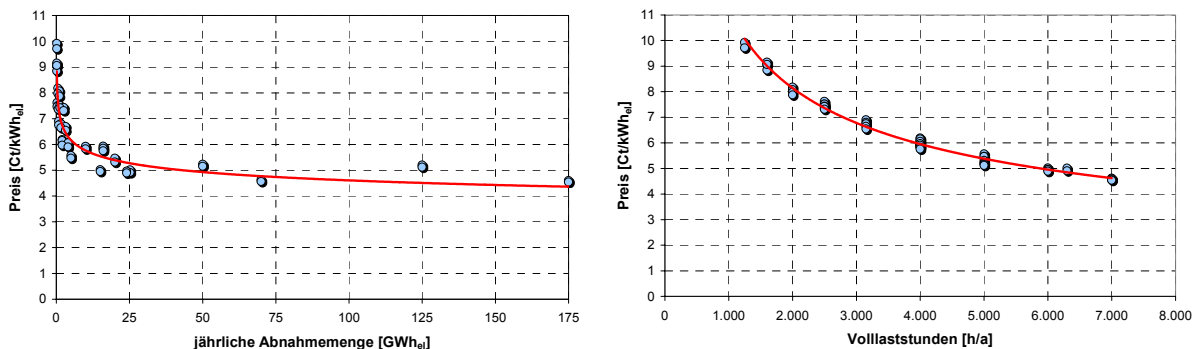
Abb. C-15: Teillastverhalten von Brennstoffzellensystemen auf Basis der SOFC

Anhang D Detaillierte Analyse der Energiepreisstrukturen

D.1 Strombezugspreise

D.1.1 Industrie

Eine detaillierte Abbildung der industriellen Preisstrukturen für den Bezug elektrischer Energie kann auf Basis vergleichender Darstellungen erfolgen, wie sie regelmäßig durch den Bundesverband der Energie-Abnehmer e.V. (VEA) und den Verband der industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V. (VIK) veröffentlicht werden. Auf Basis der abgefragten standardisierten Abnahmefälle im Mittelspannungsnetz wird dabei deutlich, dass sich als Haupteinflussparameter neben der jährlichen Abnahmemenge auch die Volllaststunden bzw. entsprechend der Leistungsbedarf eines Kunden signifikant auf den Preis auswirken (vgl. Abb. D-1).



Quelle: /VEA 2001b/, /VIK 2001/

Abb. D-1: Vergleich der Strompreise für industrielle Abnehmer in Deutschland im Jahr 2001

Prinzipiell könnte eine Modellierung der industriellen Strombezugspreise gemäß einer allgemeinen Leistungspreis-/Arbeitspreisregelung der Form

$$p_{S,netto} = \frac{K}{W} = \frac{p_L * P + p_A * W}{W} = p_A + p_L * \frac{P}{W} = p_A + p_L * \frac{1}{b_{VH}} \quad (\text{D-1})$$

mit:	$p_{S,netto}$:	Nettobezugspreis Strom (pro kWh _{el})	K:	Jahresgesamtkosten
	W:	Jahresarbeit	b_{VH} :	Volllaststunden
	p_L :	Leistungspreis	p_A :	Arbeitspreis
	P:	Jahresleistung		

erfolgen. Daraus folgt allerdings, dass Kunden gleicher Volllaststunden unabhängig ihrer Abnahmemenge identische Preise zugeordnet bekommen, so dass eine zusätzliche abnahmemengenabhängige Preisreduktion mit in die Modellierung aufgenommen werden muss:

$$p_{S,netto} = p_A + p_L \left(\frac{1}{b_{VH}} \right) + p_{Red} * W \quad (\text{D-2})$$

mit: p_{Red} : abnahmemengenspezifische Preisreduktion

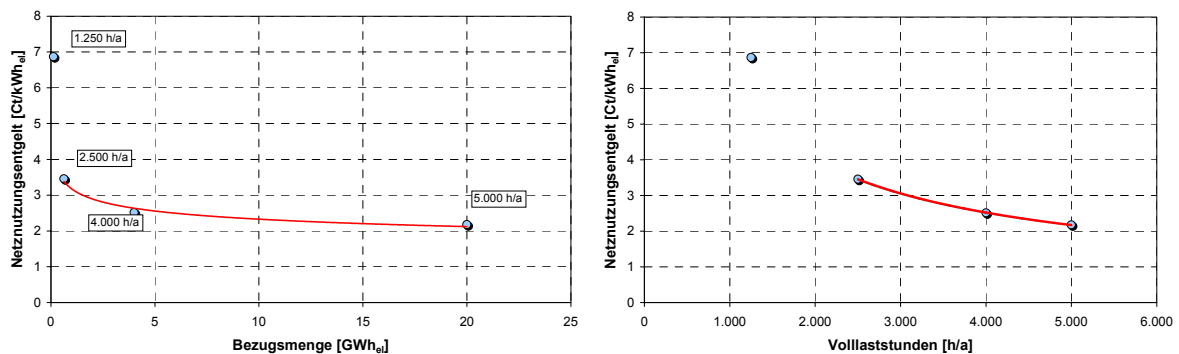
Damit ergibt sich für die Preisgestaltung in Deutschland der Zusammenhang:

$$p_{S,\text{netto}} = 3,5125 + 7972,98 * \frac{1}{b_{VH}} - 4,7963 * 10^{-9} * W \quad (\text{D-3})$$

zuzüglich Ökosteuer (2001: rd. 0,31 Ct/kWh_{el}) und Mehrwertsteuer sowie der Umlage aus EEG und KWKG (im Bundesdurchschnitt 2001 rd. 0,5 Ct/kWh_{el}). Allerdings reicht es nicht aus, den Strompreis insgesamt zu betrachten. Vielmehr müssen die einzelnen Preiskomponenten, aus denen sich letztendlich die Preise beim Kunden zusammensetzen (Erzeugungskosten, Netzentgelt, Steuern und Abgaben, Vertriebskosten und Gewinnmargen der Energieversorgungsunternehmen sowie ggf. die Kosten für vorzuhaltende Reserveleistung), einzeln diskutiert werden, vor allem im Hinblick auf die Projektion zukünftiger Entwicklungstrends.

Netznutzungsentgelte

Vornehmliche Änderung durch die Neustrukturierung des Elektrizitätsmarktes war das Unbundling der Energieversorgung und die damit entstehende Kostentransparenz bezüglich der Netznutzungskosten. Erste Vergleiche lassen dabei zwar aufgrund deutlicher Preisunterschiede von bis zu 300 % noch eine Marktverzerrung durch Missbrauch einzelner Betreiber ihrer „natürlichen“ Monopolstellung vermuten, ermöglichen gleichzeitig aber die Abgrenzung der durch die Verteilung entstehenden Kostenanteile der industriellen Strompreise.



Quelle: /VEA 2001a/

Abb. D-2: Vergleich der Netznutzungsentgelte für industrielle Stromabnehmer im Jahr 2001

Entsprechend der in der Verbändevereinbarung (VV2plus) festgelegten Leistungspreis-/Arbeitspreisregelung bei der Gestaltung der Netzentgelte zeigt sich erwartungsgemäß eine Abhängigkeit der Preise von der nachgefragten Leistung eines Kunden wie auch von dessen jährlichem Gesamtbezug. Bei der Ableitung einer Modellgleichung ist dabei gemäß der in der VV2plus dargelegten verursachungsorientierten Zuordnung der Netzkosten die Unstetigkeit der zugrundeliegenden Gleichzeitigkeitsfunktion zwischen 1.500 und 3.500 h/a Vollbenutzungsstunden zu berücksichtigen. Bleibt daher der in Abb. D-2 dargestellte Datenpunkt für 1.250 h/a unberücksichtigt, lassen sich die bundesweiten

für 1.250 h/a unberücksichtigt, lassen sich die bundesweiten Netznutzungsgebühren industrieller Kunden als Nettopreise im Mittelspannungsnetz $p_{N,netto}^{MSP}$ analog zu Gleichung (D-2) gemäß

$$p_{N,netto}^{MSP} = 0,6395 + 6379,81 * \frac{1}{b_{VH}} \quad (D-4)$$

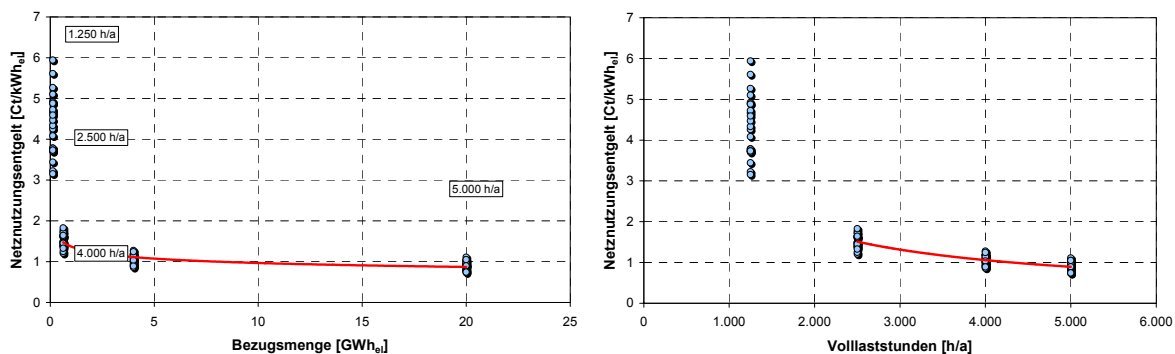
darstellen. Eine mengenabhängige Preisreduktion entfällt wegen des vereinbarten diskriminierungsfreien Zugangs zu den Netzen, der im linken Teil von Abb. D-2 dargestellte Zusammenhang von Bezugsmenge und Entgelt ist nur auf die Korrelation zwischen Bezugsmenge und Volllaststunden bei den betrachteten Abnahmefällen zurückzuführen.

Während die bundesweiten Entgelte für die Abschätzung der anderen Preiskomponenten benötigt werden, müssen für die Einsatzsimulation in Baden-Württemberg die lokalen Gegebenheiten modelliert werden. Abb. D-3 zeigt dazu die von den relevanten Netzbetreibern in Baden-Württemberg veröffentlichten Daten, woraus sich die landesspezifische Entgeltstruktur (Netto) im Mittelspannungsnetz bzw. Niederspannungsnetz gemäß

$$p_{N,MSp,netto(Ba-Wü)} = 0,5558 + 6050,17 * \frac{1}{b_{VH}} \quad (D-5)$$

$$p_{N,NSp,netto(Ba-Wü)} = 1,2325 + 9027,38 * \frac{1}{b_{VH}} \quad (D-6)$$

ergibt.



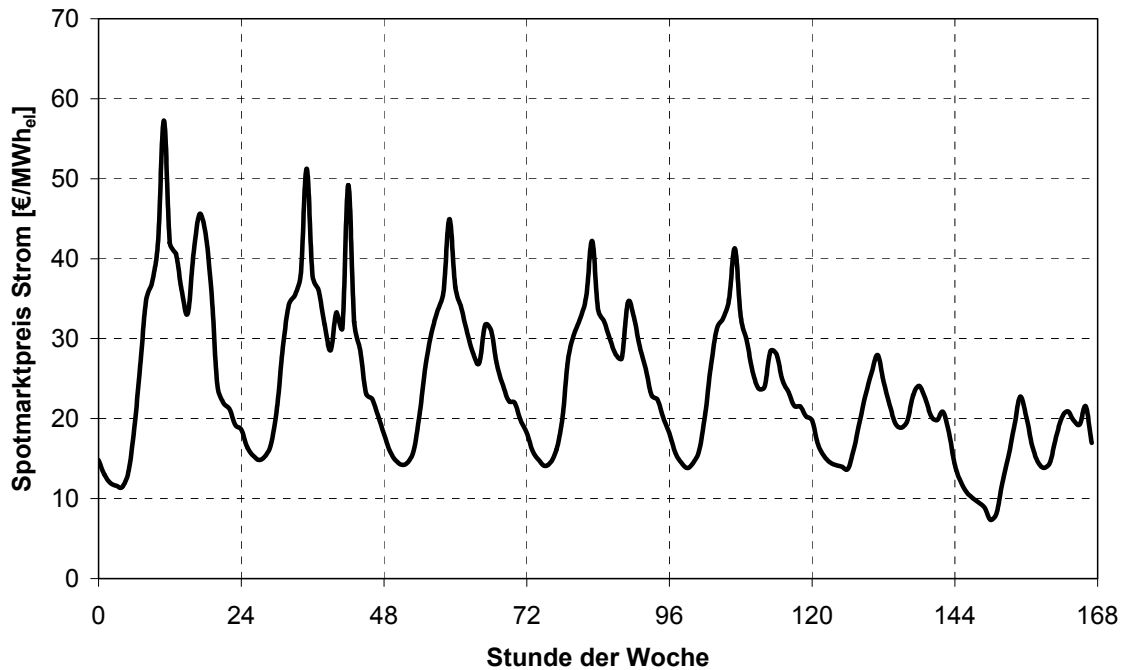
Quelle: /Internetpräsenz der verschiedenen Netzbetreiber 2001/

Abb. D-3: Vergleich der Netznutzungsentgelte relevanter Netzbetreiber in Baden-Württemberg

Erzeugungskosten

Unter der Voraussetzung, dass sich im liberalisierten Markt die langfristigen Stromgestehungskosten in den Großhandelspreisen niederschlagen, können diese zur Modellierung der Erzeugungskosten herangezogen werden, die ein Kunde verursacht. Aufgrund der im Wochenverlauf sehr unterschiedlichen Nachfrage und des entsprechenden Preisverlaufs (vgl. Abb. D-4) ist dabei das zeitliche Bedarfsprofil eines Kunden ausschlaggebend für die Preis-

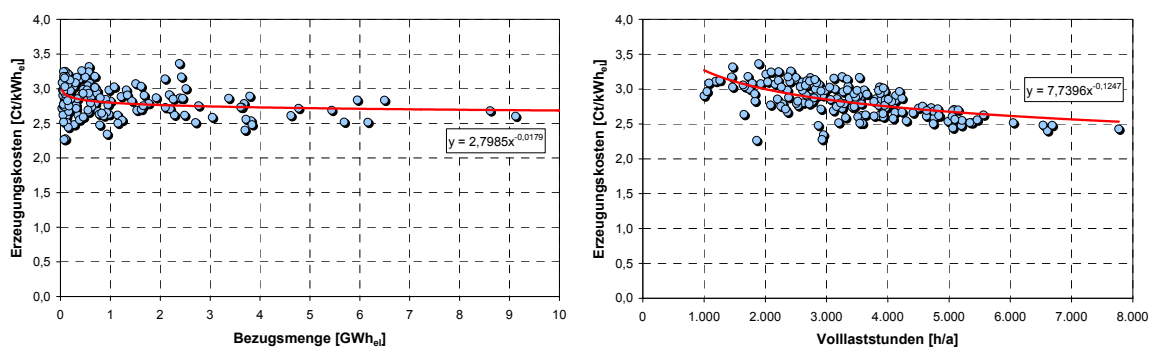
bildung. Somit ist bei einer Modellierung der zeitliche Verlauf der Stromnachfrage eines Kunden direkt mit dem durchschnittlichen Marktpreisprofil zu verrechnen.



Quelle: /LPX 2002/

Abb. D-4: Durchschnittlicher Wochenverlauf der Spotmarktpreise im Jahr 2001

Für eine Abschätzung des Anteils der Erzeugungskosten an den Strompreisen muss die industrielle Nachfragestruktur mit Hilfe repräsentativer Lastprofile abgebildet und mit den Marktpreisen verknüpft werden. /Weber u. a. 2001/ weisen dabei darauf hin, dass industrielle Lastprofile primär durch ihren Tages- und Wochenverlauf charakterisiert werden. Dabei zeigen sie auf, dass eine sehr deutliche (negative) Korrelation zwischen den Volllaststunden und dem Anteil des Strombezugs zu Hochpreiszeiten besteht. Dementsprechend ist ein reduzierender Einfluss der Volllaststunden auf die entsprechenden Erzeugungskosten festzustellen, der auf die zunehmende Nachfrage in Schwachlaststunden und damit auf die entsprechend dem Marktpreisprofil sinkenden Durchschnittskosten zurückzuführen ist.



Quelle: eigene Berechnung

Abb. D-5: Vergleich der berechneten Erzeugungskosten

Eine Regressionsanalyse der dargestellten Ergebnisse zeigt dementsprechend auch nur einen signifikanten Einfluss der Volllaststunden auf die Erzeugungspreise auf gemäß der Form

$$p_{S,E} = 3,2449 - 1,1924 * 10^{-4} * b_{VH} \quad (\text{D-7})$$

Steuern und Abgaben

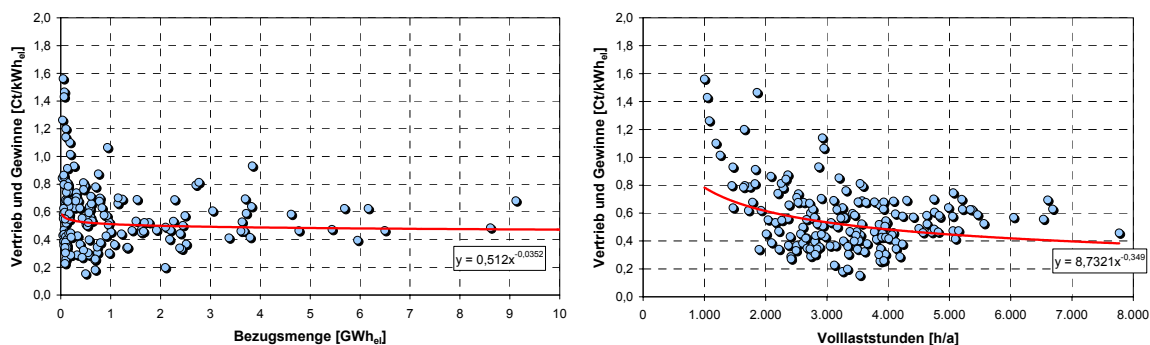
Bevor auf Basis der oben dargelegten Preisbestandteile *Netznutzung* und *Erzeugung* in Verbindung mit den durchschnittlichen Industriestrompreisen auf die Struktur der durchschnittlichen Vertriebskosten und Gewinnmargen der EVU zurückgeschlossen werden kann, müssen die bisherigen Ergebnisse ggf. um steuerliche und andere Abgaben bereinigt werden. Relevante Bestandteile der Strompreise umfassen dabei im industriellen Bereich:

- die Ökosteuerreform mit einem Satz von rd. 0,3068 Ct/kWh_{el} (Stand 2001: 3. Stufe, reduzierter Satz für das produzierende Gewerbe),
- die für Netznutzung und Strombezug anfallende Mehrwertsteuer in Höhe von 16 %,
- die Kostenumlage nach KWKG und EEG von durchschnittlich 0,5011 Ct/kWh_{el} sowie
- ggf. abzuführende Konzessionsabgaben.

Hier ist festzuhalten, dass aufgrund der bisherigen Betrachtung von Netto-Preisen keine Bereinigung notwendig ist. Lediglich bei der Modellierung sind diese entsprechend zu berücksichtigen. Ebenso werden aufgrund der regional sehr großen Unterschiede, die sich kaum allgemein quantifizieren lassen, die ggf. anfallenden Konzessionsabgaben vernachlässigt.

Vertriebskosten und Gewinnmargen der EVU

Abschließend lassen sich nun die Vertriebskosten und Gewinnmargen auf Seiten der Energieversorgungsunternehmen als Differenz der oben betrachteten Preiskomponenten und den insgesamt nach Gleichung (D-2) ermittelten Strompreisen bestimmen (vgl. Abb. D-6).



Quelle: eigene Berechnung auf Basis von /IER 2001/

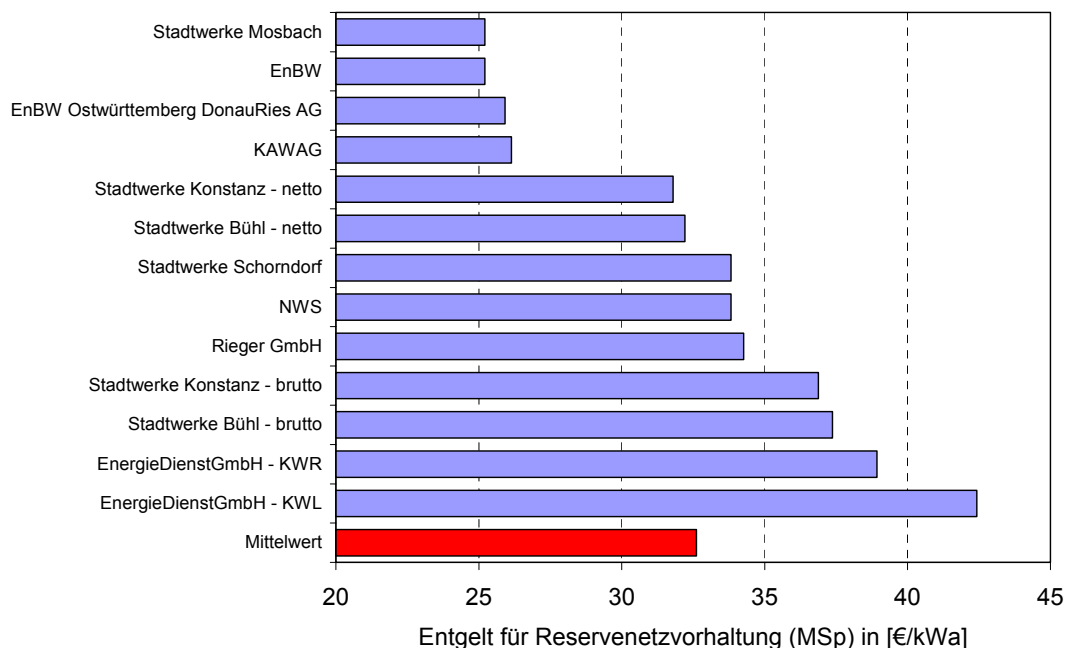
Abb. D-6: Vergleich der abgeschätzten Vertriebskosten und Gewinnmargen der EVU

Als Ergebnis einer Regressionsanalyse zeigt sich hier ein Zusammenhang der Form

$$p_{S,V} = 0,2683 + 870,09 * \frac{1}{b_{VH}} - 3,25 * 10^{-9} * W \quad (\text{D-8})$$

Netzreservekapazität

Gemäß VV2plus können bzw. müssen Netznutzer mit Stromeigenerzeugung und Netzbetreiber, in deren Netze eine dezentrale Einspeisung erfolgt, separat zur regulär vorzuhaltenden Netzkapazität auch Reservenetzkapazität einer definierten Maximalleistung bestellen. Die Reservenetzkapazität muss dabei unabhängig von ihrer Inanspruchnahme bezahlt werden, und ergibt sich auf Basis der vorgehaltenen Maximalleistung und separater Reduktionsfaktoren entsprechend der zeitlichen Inanspruchnahme von bis zu 600 Stunden. Für Baden-Württemberg ergeben sich die in Abb. D-7 dargestellten Durchschnittspreise.



Quelle: Internetpräsenz der verschiedenen Netzbetreiber (2001)

Abb. D-7: Vergleich der Preise für Reservekapazität relevanter Netzbetreiber in Baden-Württemberg im Jahr 2001

Zukünftige Entwicklung

Die Einsatzsimulation umfasst den Betrachtungszeitraum der Markteinführung stationärer Brennstoffzellen, die ab 2005 gesehen werden kann. Ziele der Einsatzanalyse sind dabei:

- die Ableitung der Zielwerte für das Erreichen der Wirtschaftlichkeit von Brennstoffzellen und damit von realistischen Markteinführungspfaden für die Systemuntersuchung,

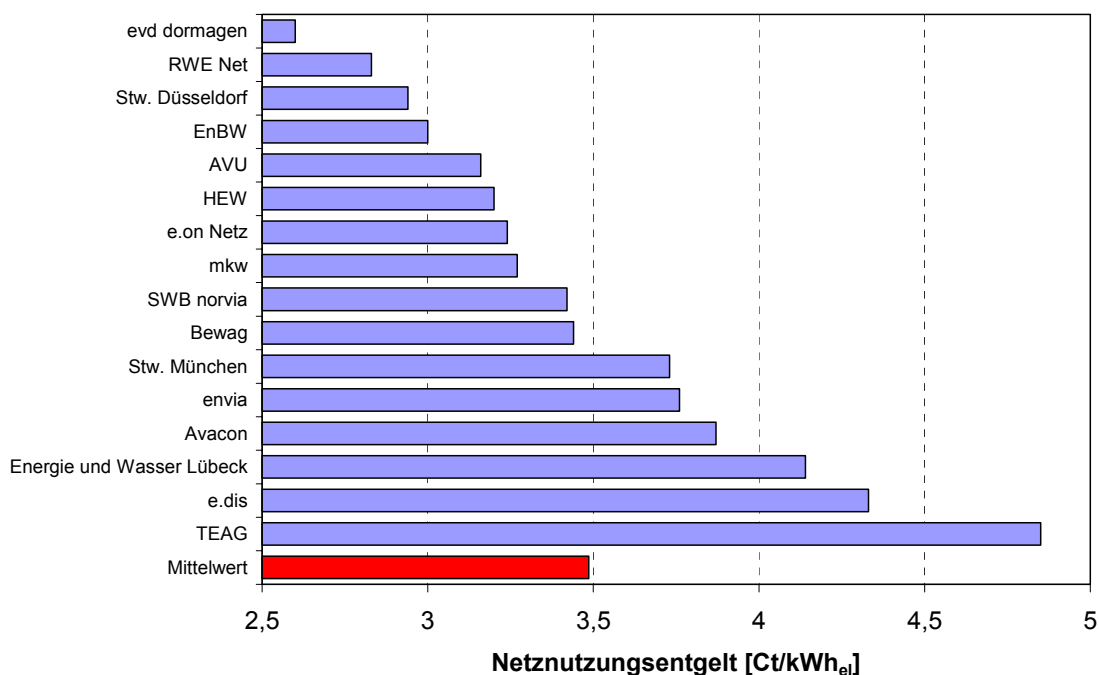
- die Darstellung der ökonomischen Rahmenbedingungen in verschiedenen Marktsegmenten zur Ableitung interessanter Anwendungsfelder mit ökonomischen Vorteilen und
- die Analyse von Richtlinien für die Dimensionierung von Brennstoffzellen in Abhängigkeit der ökonomischen Rahmenbedingungen.

Dafür ist die zukünftige Entwicklung der ökonomischen Rahmenbedingungen von besonderer Bedeutung. Im Folgenden wird daher differenziert nach den einzelnen Preiskomponenten deren zukünftige Entwicklung diskutiert und im Rahmen von zwei Szenarien quantifiziert.

Zukünftige Entwicklung der Netznutzungsentgelte

Mit der Liberalisierung der Elektrizitätswirtschaft und dem vertikalen Unbundling der EVU kam es im Bereich der Netze erstmals zu Kostentransparenz, einem gewissen Konkurrenzdenken und dem verstärkten Suchen nach Kostensenkungspotenzialen. Auch wenn Stromtransport und -verteilung auch zukünftig im wesentlichen ein „natürliches Monopol“ sein wird, dürften vor allem durch das in der VV2plus festgeschriebene internationale Benchmarking die Netznutzungsentgelte mittelfristig die langfristigen Netzkosten widerspiegeln.

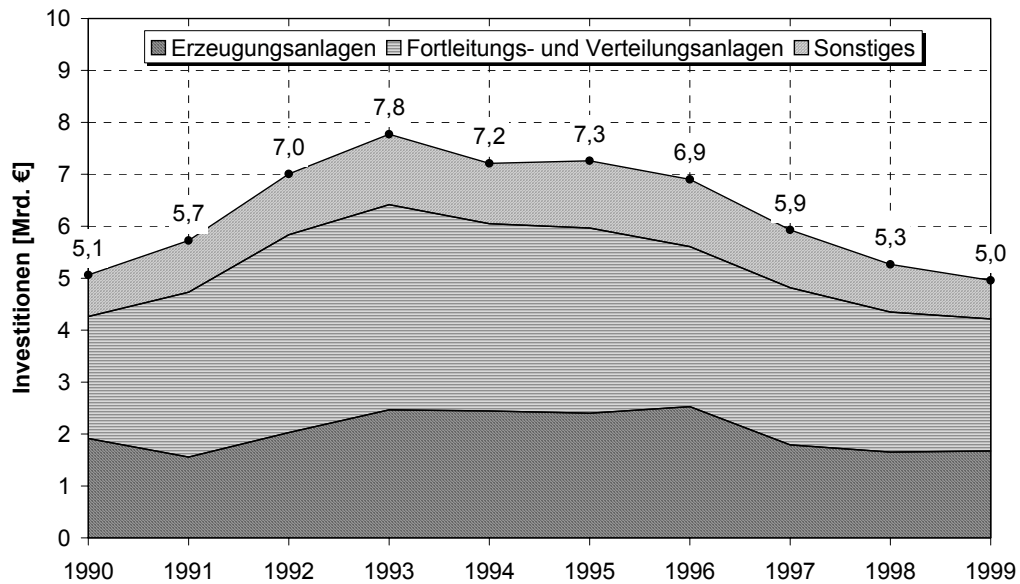
Die Disparität der Netznutzungsentgelte und der resultierende Kostensenkungsdruck für einige Stromnetzbetreiber wird in der Veröffentlichung des Bundesverbandes der Energieabnehmer /VEA 2001a/ deutlich. Hier werden Preisschwankungen zwischen den Netzbetreibern von bis zu 300 % feststellt, sicherlich teilweise begründet durch die sehr heterogenen Netz- bzw. Betreiberstrukturen. Dennoch ist schrittweise mit einer zumindest teilweisen Angleichung der Netznutzungsentgelte zu rechnen.



Quelle: /VEA 2001a/

Abb. D-8: Vergleich der Netznutzungsentgelte in Deutschland im Jahr 2001

Erste Anzeichen für die anstehenden Veränderungen in den Netzausbau- bzw. -umbaustrategien sind bereits bei den Investitionen in die Netze sichtbar, die laut VDEW z. B. im Jahr 1999 um rund 6 % gegenüber dem Vorjahr sanken (vgl. Abb. D-9).



Quelle: /Meller, Böhmer 2001/

Abb. D-9: Entwicklung der Investitionen der deutschen Stromversorger

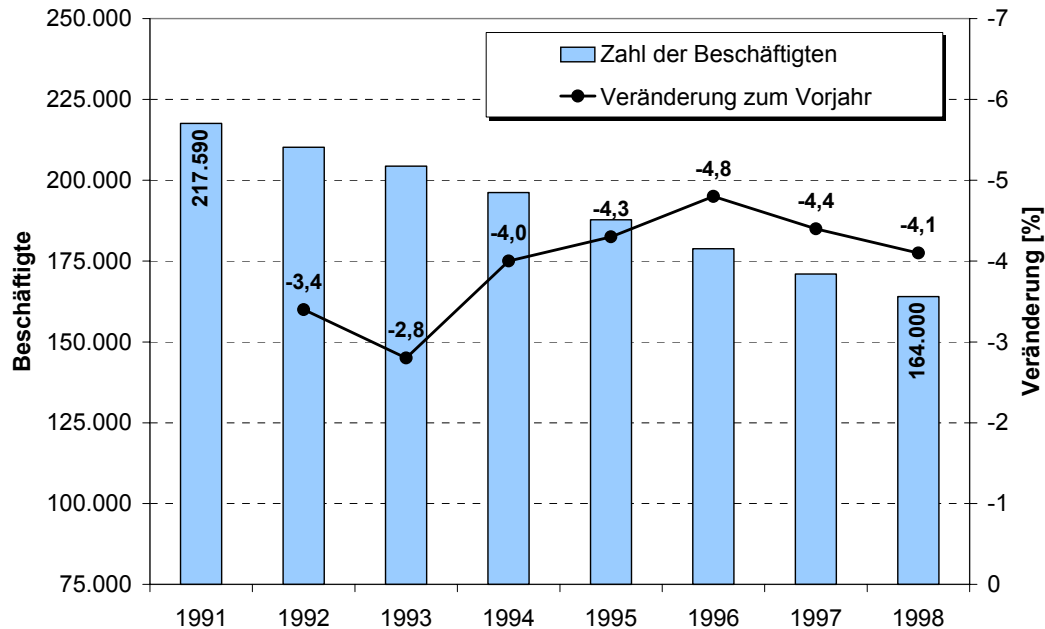
Diese sehr kurzfristig realisierten Einsparungen dürften vornehmlich auf Änderungen der Investitions- und Personalplanung und weniger auf sofortige technische Anpassungen der Netzstrukturen zurückzuführen sein, insbesondere indem:

- bestehende Anlagen bis zum Ende der technischen Lebensdauer betrieben und nicht vorher ersetzt werden (Verlängerung der Nutzungsdauer bis entweder die Ausfallhäufigkeit nachweislich ansteigt oder ein wirtschaftlicher Totalschaden eintritt),
- statt vorbeugender ereignisorientierte Wartung erfolgt (höhere Wartungsintervalle) und
- Personal abgebaut wurde (vgl. Abb. D-10), so dass mittelfristig die (Schutz-)Technik in den Netzen vereinfacht und automatisiert werden muss.

Dennoch zeigen sie den Trend hin zu einfacheren Netz- und Anlagenstrukturen, bei denen:

- die zukünftige Netzplanung sich hin zu einfachen Netzstrukturen orientiert (weitestgehend nur strahlenförmige oder offene Ringnetze),
- vorhandene Betriebsmittel höher, d. h. bis zur thermischen Grenze ausgelastet werden,
- wesentliche Reserven von Lastzuwachsrate für die Planung nicht mehr berücksichtigt und allenfalls bei kritischer Industriellast Redundanzen und Reserven vorgesehen werden,
- Leistungsschalteranlagen reduziert und einfacher aufgebaut werden,
- Mittelspannungsabzweige zusammengefasst und so die Felderanzahl reduziert werden,

- Hochspannungsanlagen zunehmend rückgebaut werden (Rückbau vornehmlich der 220-kV-Spannungsebene und Übertragung der Aufgaben auf die 110- und die 380-kV-Spannungsebene) und
- Betriebsmittel und Systeme standardisiert werden.



Quelle: /Meller, Böhmer 2001/

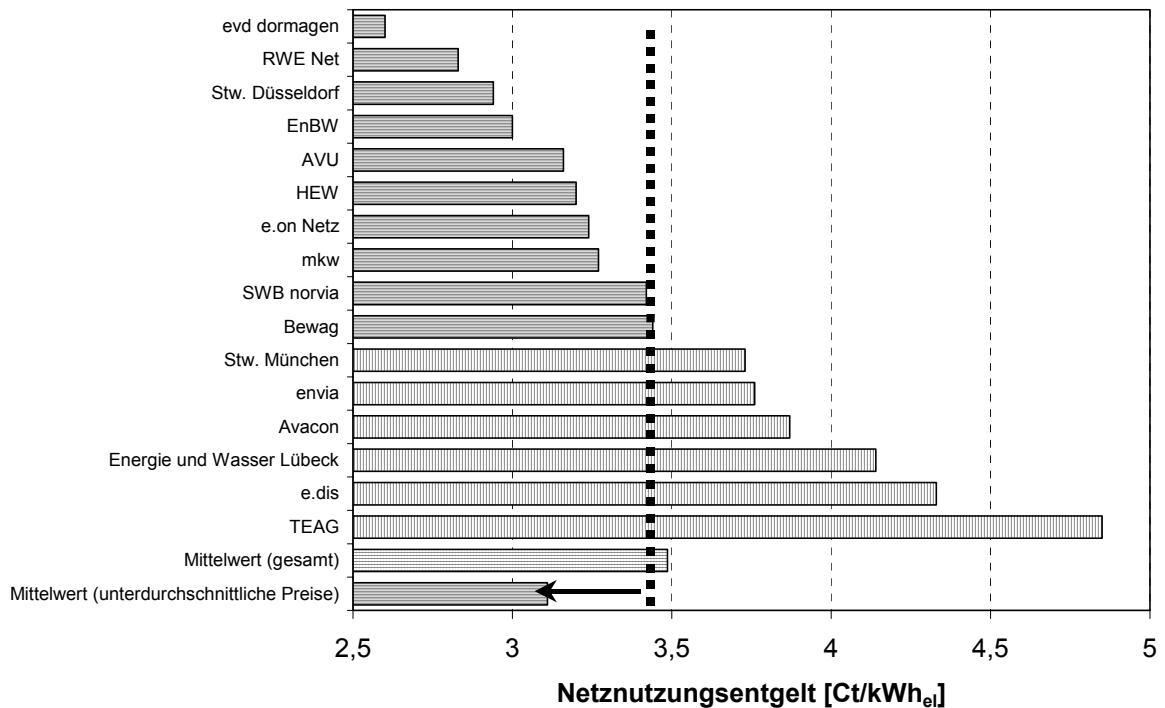
Abb. D-10: Entwicklung der Beschäftigtenzahlen bei den deutschen Stromversorgern

Insgesamt dürfte dies auch mittel- und langfristig zu einer Reduktion der Netznutzungsentgelte führen, auch wenn einige Trends abzusehen sind, die zusätzliche Aufgaben für die Netzbetreiber bedeuten:

- zunehmende dezentrale Erzeugung (v. a. die großflächige Einbindung von Windenergie und entsprechende Ausbaunotwendigkeiten für die Energieabfuhr in Schwachlastzeiten),
- zunehmende messtechnische Ausrüstung von Abnahme- und dezentralen Einspeisepunkten und deren kontinuierliche Erfassung und
- weitere äußere Einflüsse, so dass es beispielsweise durch eine verstärkte dezentrale Einspeisung und individuelle Anforderungen von Kunden bezüglich ihrer Versorgungszuverlässigkeit zu einer starken Veränderung der Lastfluss- und Kurzschlussverhältnisse kommt, die eine Festlegung einfacherer Netzgebilde erschweren und ggf. für die Schutztechnik höhere Anforderungen oder Erschwernisse bedeuten.

Insgesamt ist dennoch im Netz eher von einer Kostenreduktion auszugehen. Wird angenommen, dass zumindest mittelfristig eine schrittweise Angleichung der überdurchschnittlichen Netznutzungsgebühren erfolgt, kann im Rahmen eines Niedrigpreisszenario von einer Reduk-

tion der Gebühren um rund 10 – 15 % ausgegangen werden (vgl. Abb. D-11). Demgegenüber wird in einem Hochpreisszenario ein gleichbleibendes Kostenniveau vorausgesetzt.



Quelle: /VEA 2001a/

Abb. D-11: Preisvergleich der Netznutzungsentgelte in Deutschland (2001)

Zukünftige Entwicklung der Stromerzeugungskosten

Prinzipiell ist im Rahmen des fortschreitenden Rückbaus von Überkapazitäten im Bereich der Stromerzeugung von steigenden Preisen auszugehen. Entsprechend weist die Markterwartung in Form der gehandelten Forward-Produkte einen Anstieg der durchschnittlichen Erzeugungskosten um 20-30 % bis zum Jahre 2006 aus (vgl. Abb. D-12).

Danach können zwei mögliche Extrementwicklungen antizipiert werden. Im Rahmen eines (aus Sicht der Brennstoffzelle) pessimistischen Preisszenarios wird davon ausgegangen, dass ein stabiles Niveau entsprechend der für das Jahr 2006 gehandelten Forward-Produkte erreicht wird. Im Rahmen eines optimistischen Preisszenarios wird von einem Hochpreisniveau ausgegangen, das sich auf Basis einer langfristigen, gleichgewichtsorientierten Betrachtung ergibt (vgl. /Weber 2003/ und Abb. D-13). Zugrunde liegen diesem langfristigen Preisgleichgewicht die Daten für die Szenario-Rechnungen im Auftrag der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung im Zeichen der Liberalisierung und Globalisierung“ des 13. Deutschen Bundestages, sowohl für die technischen Charakteristika der aufgeführten Kraftwerkstechnologien als auch die zugrundeliegenden Energieträgerpreisentwicklung.

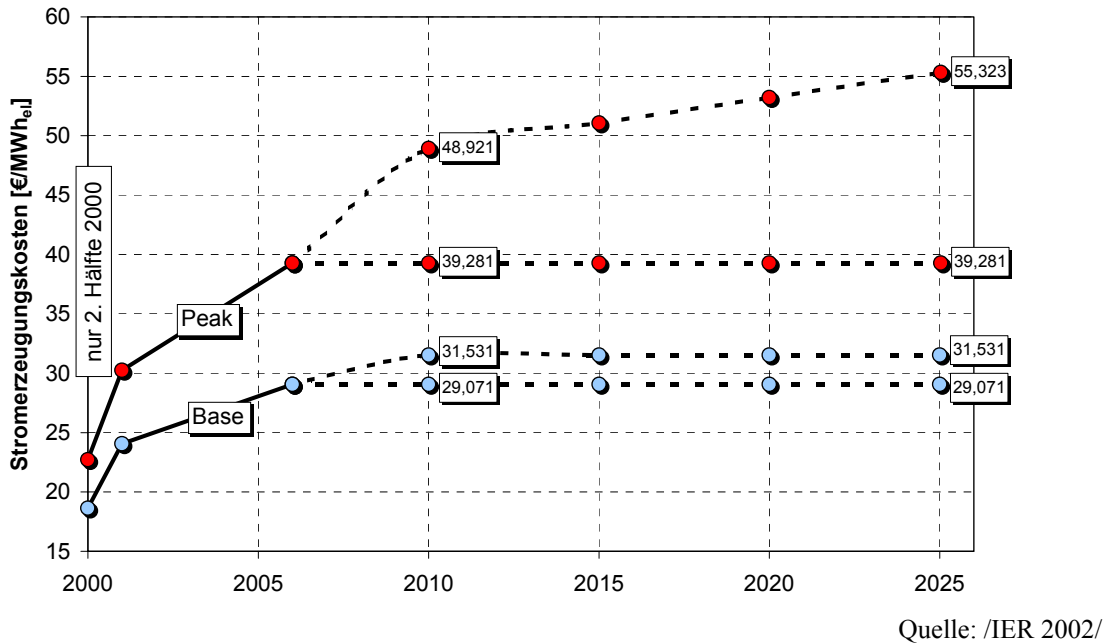


Abb. D-12: Szenarien für die Entwicklung der Stromerzeugungskosten im Zeitraum bis 2025

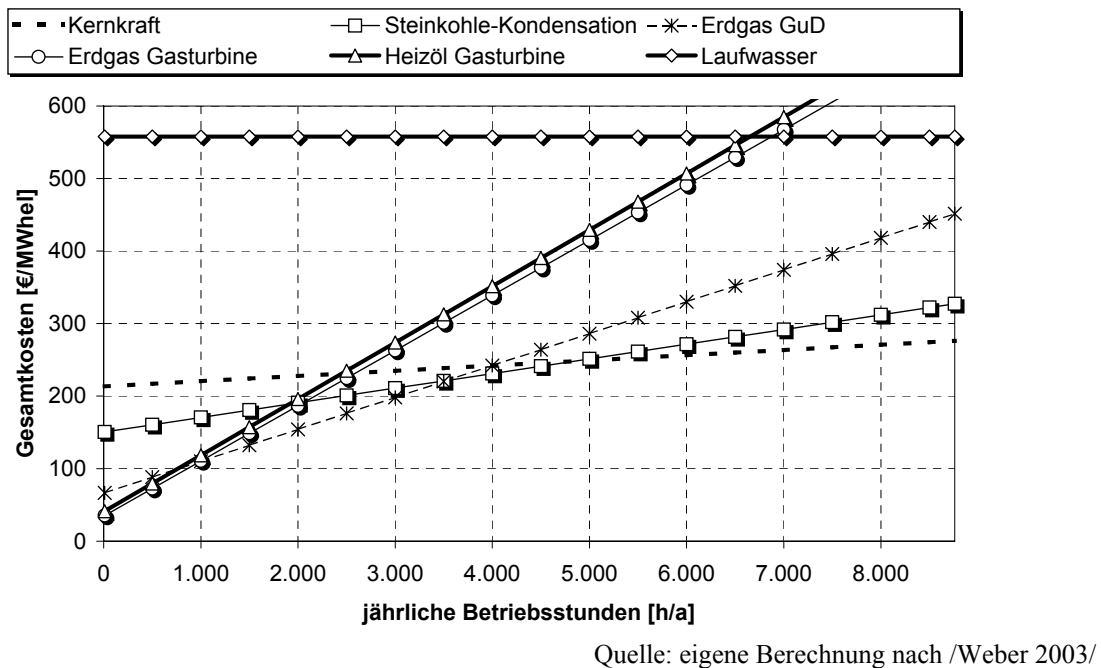
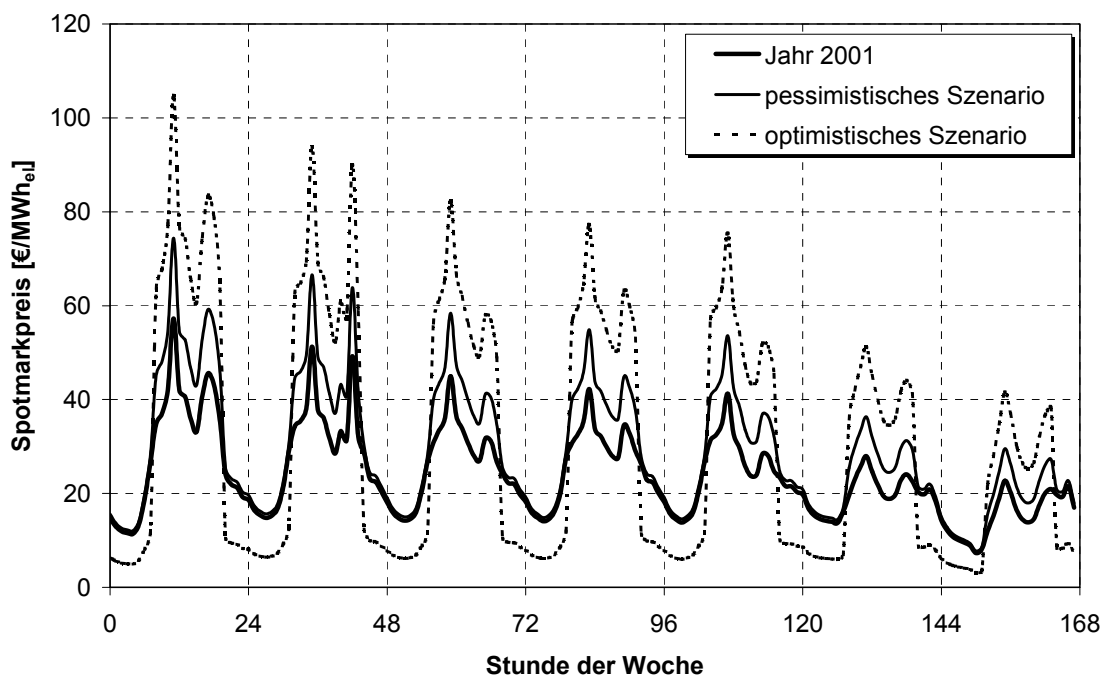


Abb. D-13: Langfristiges Preisgleichgewicht wichtiger zukünftiger Kraftwerkstechnologien in Abhängigkeit der jährlichen Betriebsstunden

Für die Modellierung im Rahmen der Einsatzanalyse müssen zudem die deutlichen Schwankungen der Marktpreise im Wochenverlauf berücksichtigt werden. Wird davon ausgegangen, dass sich das Nachfrageprofil insgesamt kaum ändert, kann der prinzipielle Verlauf der Spotmarktpreise zugrunde gelegt werden, der entsprechend der oben dargestellten Preisentwicklungen für Base- und Peak-Produkte angepasst wird (vgl. Abb. D-14).



Quelle: /LPX 2002/

Abb. D-14: Szenarien zum typischen Wochenverlauf der zukünftigen Spotmarktpreise Strom

Zukünftige Entwicklung von Steuern und Abgaben

Die kurzfristige Entwicklung ergibt sich direkt aus der Ökosteuerreform, gemäß der die steuerlichen Abgaben für das produzierende Gewerbe in der 4. Stufe (2002) von 0,3068 Ct/kWh_{el} auf 0,3579 Ct/kWh_{el} und in der 5. Stufe (2003) auf 0,4090 Ct/kWh_{el} steigen. Im Rahmen der Simulationsrechnungen wird ab da ein konstantes Niveau angenommen, ebenso für die Kostenumlage nach KWK/EEG in Höhe von rd. 0,5011 Ct/kWh_{el}.

Zukünftige Entwicklung der Margen für EVU

Im Rahmen dieser Betrachtungen wird davon ausgegangen, dass die Vertriebskosten und Gewinnmargen der EVU im Verlauf der Liberalisierung bereits weitgehend auf ein Minimum reduziert wurden, so dass im folgenden von einem gleichbleibenden Satz ausgegangen wird.

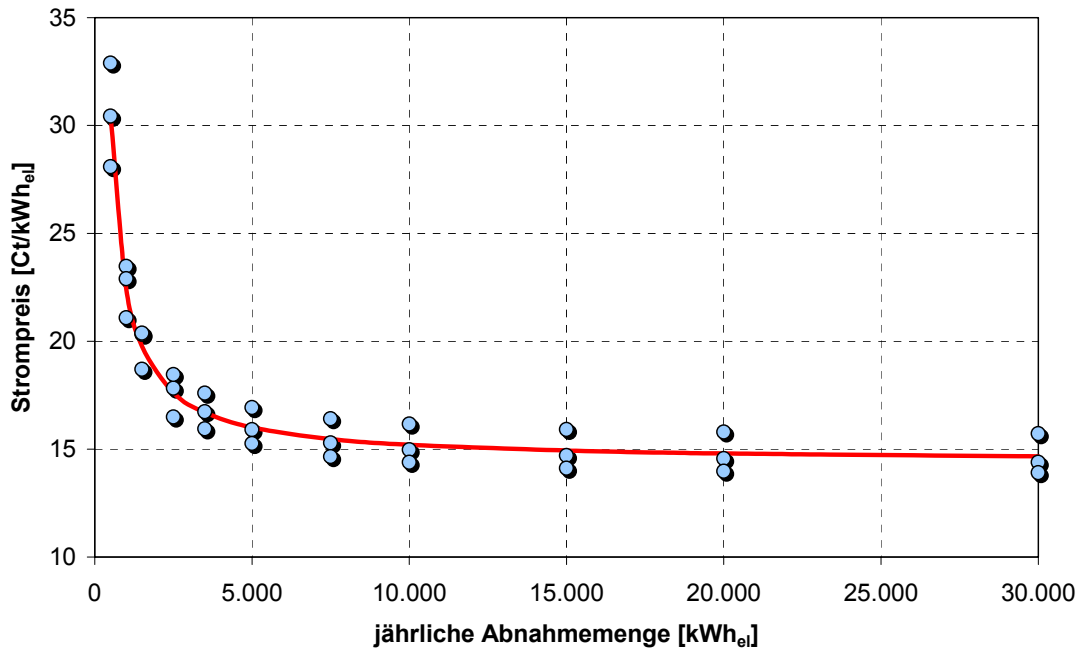
D.1.2 Haushalte

Für private Haushalte ergibt sich die derzeitige Strompreisstruktur gemäß Abb. D-15. Die statistische Auswertung der Daten zeigt dabei eine sehr einfache Preisgestaltung auf, die sich anhand eines allgemeinen Grund- und Arbeitspreises gemäß

$$p_S = 14,3978 + 8.052,43 * \frac{1}{W} \quad (\text{D-9})$$

näherungsweise darstellen lässt. Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass für die Haushalte von einer abnahmemengenunabhängigen Gestaltung des Arbeitspreises ausgegangen werden kann, zurückzuführen auf die standardisierte Ermittlung der Erzeugungskosten und Netznut-

zungsentgelte anhand der nach VV2plus definierten Abnahmecharakteristik der Haushalte. Zu diesem Arbeitspreis von 14,40 Ct/kWh_{el} kommt entsprechend den Regressionsergebnissen lediglich ein arbeitsunabhängiger Grundpreis von 80,52 €/a.



Quelle: /netzquadrat 2002/, /IWR 2002/, /i12 2002/

Abb. D-15: Strompreisvergleich privater Haushalte für das Jahr 2002

Entsprechend einfach ist auch die Ausweisung der zugrundeliegenden **Erzeugungskosten**, die sich anhand der Großhandelspreise für Haushaltsstrom mit durchschnittlich 2,44 Ct/kWh_{el} für 2002 ergeben, sowie der **Netznutzungsentgelte**, die anhand der veröffentlichten Zahlen in Baden-Württemberg mit durchschnittlich 6,15 Ct/kWh_{el} quantifiziert werden können.

Tabelle D-1: Netznutzungsentgelte für Kunden mit Standardlastprofil in Baden-Württemberg

Netzbetreiber	NNE* [Ct/kWh _{el}]	Netzbetreiber	NNE* [Ct/kWh _{el}]
Stadtwerke Karlsruhe	5,67	Stadtwerke Konstanz - netto	6,20
EnergieDienst GmbH - KWR	6,18	EnergieSüdwest AG - netto	6,03
EnergieDienst GmbH - KWL	6,56	Rieger GmbH	6,34
Stadtwerke Mosbach	6,02	KAWAG	6,31
Stadtwerke Ulm	5,87	ENRW	6,01
Stadtwerke Aalen	6,25	Gemeindewerk Schutterwald	6,08
Stadtwerke Balingen	5,53	EGT – netto	6,52
Stadtwerke Bietigheim-Bissingen	6,08	Stadtwerke Tübingen	5,98
Energie- u. Wasserversorgung Bruchsal	6,34	Stadtwerke Schorndorf	6,49
Stadtwerke Bühl – netto	6,92	NWS	6,26
EnBW Ostwürttemberg DonauRies AG	5,98	EnBW	5,98
Heidelberger Versorgungs- und Verkehrs- betriebe	5,84	Mittel	6,15

* – Netznutzungsentgelt nach Standardlastprofil

Quelle: Internetpräsenz der verschiedenen Netzbetreiber 2002

Werden nun für die zukünftige Preisentwicklung die für die Industrie diskutierten Annahmen zu den einzelnen Preiskomponenten zugrunde gelegt, ergibt sich die Strompreisstruktur für die betrachteten Szenarien gemäß Abb. D-16. Die aufgetragenen Jahresgesamtkosten für den Bezug elektrischer Energie privater Haushalte in Abhängigkeit der jährlichen Abnahmemengen zeigen dabei, dass für das pessimistische Preisszenario von einem leichten Rückgang der Kosten auszugehen ist. Dies ist auf den proportional höheren Anteil der Netznutzungsentgelte zurückzuführen. Die Reduktion der Netzentgelte im pessimistischen Szenario führt trotz steigender Erzeugungspreise zu einem leichten Rückgang der Gesamtkosten. Das für KWK-Systeme eher optimistische Szenario führt demgegenüber zu deutlich höheren Kosten und damit einer höheren Bewertung der dezentral erzeugten elektrischen Energie.

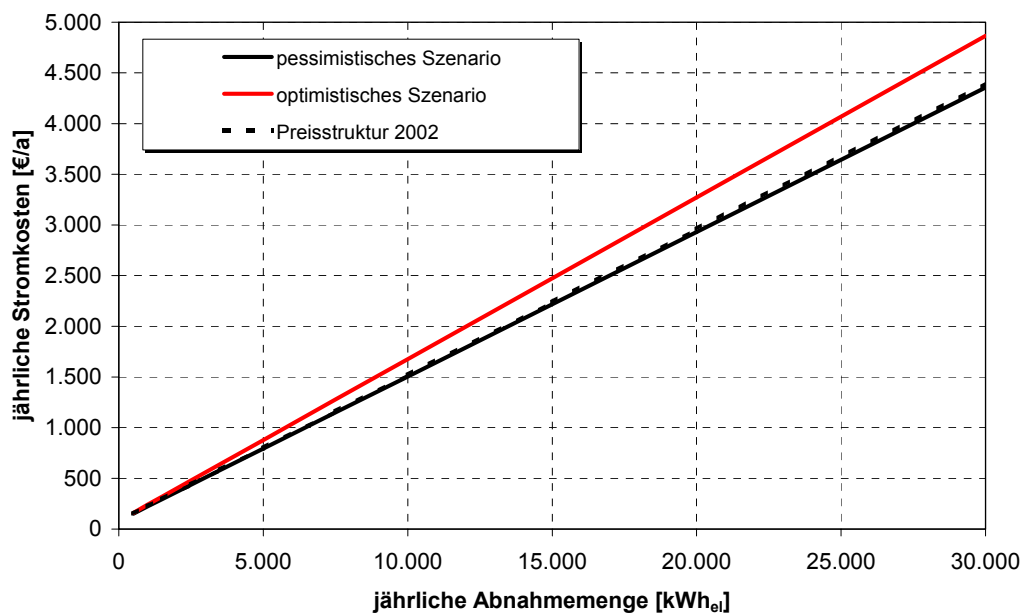


Abb. D-16: Jährliche Stromkosten privater Haushalte für die betrachteten Szenarien

D.2 Stromeinspeisevergütung

Durch das KWK-Ausbaugesetz /KWKG 2002/ werden derzeit die Rahmenbedingungen für die Vergütung dezentral eingespeisten Stroms aus KWK-Anlagen geregelt. Grundsätzlich sind Netzbetreiber demnach verpflichtet, KWK-Anlagen an ihr Netz anzuschließen und den in diesen Anlagen erzeugten Strom abzunehmen. Für den aufgenommenen KWK-Strom sind der Preis, den der Anlagenbetreiber und der Netzbetreiber vereinbaren, und ein Zuschlag zu entrichten. Der Preis kann dabei entweder dem üblichen Preis entsprechen, der laut Gesetzesbegründung dem gehandelten Preis an den Strombörsen unter Berücksichtigung der Charakteristik des eingespeisten Stroms entsprechen sollte. Alternativ kann der Betreiber einer KWK-Anlage dem Netzbetreiber einen Käufer benennen, der den eingespeisten Strom zu einem bestimmten Preis abnimmt. Dieser muss dann so vom Netzbetreiber dem Betreiber der

KWK-Anlage vergütet werden. Der Zuschlag wiederum setzt sich zusammen aus einem Entgelt für die Nichtnutzung der vorgelagerten Spannungs-Netzebenen nach VV2plus sowie ggf. einem im /KWKG 2002/ geregelten politischen Aufschlag.

D.2.1 Erzeugungskosten

Da eine Modellierung individuell verhandelter Preise für den eingespeisten Strom aus KWK-Anlagen nur im Einzelfall möglich ist, beschränken sich die Betrachtungen auf die Abbildung der „üblichen Preise“ bzw. der vermiedenen Erzeugungskosten. Diese können direkt aus den Spotmarktpreisen abgeleitet werden, als Indikator für die langfristigen und zeitlich differenzierten Erzeugungskosten des deutschen Kraftwerksparks, und entsprechen somit den im Rahmen des Strombezugs abgeleiteten Vorgaben.

D.2.2 Entgelt für vermiedene Netzkosten

Bei der Ermittlung des Entgelts für die durch die Einspeisung eingesparten Nutzungsgebühren in den vorgelagerten Netzebenen ist gemäß VV2plus zu unterscheiden zwischen:

- der dezentralen Einspeisung ohne Leistungsmessung mit einem pauschalisierten Lösungsansatz in Abhängigkeit von der Jahresbenutzungsdauer und
- der dezentralen Einspeisung mit Leistungsmessung, für die neben einer individuellen bilateralen Regelung ein standardisierter Lösungsansatz vorgeschlagen wird.

Dezentrale Einspeisung mit Leistungsmessung

In diesem Fall legt der Anlagenbetreiber eine möglichst kontinuierlich einzuspeisende Soll-Leistung selbst fest. Entsprechend der Verfügbarkeit dieser Soll-Leistung innerhalb eines vom Netzbetreiber vorab zu definierenden Zeitraumes, der sich für eine maximale Kosteneinsparung an der tatsächlichen Lage der Jahreshöchstlast im Netz orientiert, bestimmt sich das Leistungsentgelt gemäß einer Leistungspreis-/Arbeitspreisregelung mit:

- Arbeitspreisanteil: $p_{A,HöSp} * W$
- Leistungspreisanteil: $p_{L,HöSp} * P_{Soll} * \frac{t_{Ist}}{8.760 \frac{h}{a}} - E_{HöSp} * P_{Soll} * r_{(t_{Ges} - t_{Ist})}$

mit: t_{Ges} : geforderte Gesamteinspeisezeit t_{Ist} : tatsächliche Einspeisezeit
 P_{Soll} : festgelegte Einspeiseleistung $E_{HöSp}$: Nutzungsentgelt Höchstspannungsebene
 $p_{A,HöSp}$: Arbeitspreis Höchstspannungsebene $p_{L,HöSp}$: Leistungspreis Höchstspannungsebene
 r : Reduktionsfaktor analog der Reservebestellung

Prinzipiell ist bei Brennstoffzellensystemen davon auszugehen, dass aufgrund der notwendigen komplexen Regelungs- und Steuerungsaufgaben dieser Systeme eine Leistungserfassung generell vorhanden sein wird. Mehrere Gesichtspunkte erlauben es allerdings nicht, die Regelung einer dezentralen Einspeisung mit Leistungsmessung zu implementieren. Zunächst be-

steht neben dem standardisierten Lösungsansatz die Möglichkeit, laterale Regelungen zu treffen, für die kaum ein allgemeines Modell abgeleitet werden kann. Zudem wird im Fall des standardisierten Lösungsansatzes das für die Bestimmung des Entgeltes relevante Zeitfenster individuell vom Netzbetreiber bestimmt, so dass auch hier eine allgemeine Modellierung nicht möglich ist. Schließlich werden im industriellen Bereich KWK-Anlagen vorwiegend wärmegeführt betrieben. Es kann daher kaum von einer kontinuierlichen Leistungseinspeisung ausgegangen werden. BZ-Systeme erlauben zwar aufgrund der hohen Stromkennzahl in der Regel hohe Einspeisungen und damit bei entsprechender Dimensionierung ein höhere Flexibilität bezüglich der Netzeinspeisung auch aufgrund des zum Teil vorhandenen zweiten Freiheitsgrades bezüglich der Stromkennzahl, eine flexible Regelung der Einspeisung entsprechend dem Einspeisefenster ist allerdings nur mit Wärmespeicher möglich, der in der Industrie kaum Anwendung findet wird. Um insgesamt einen konservativen Blick auf die Einspeisevergütung zu ermöglichen, wird daher im Rahmen der Einsatzanalyse industrieller Anwendungen die Vergütung bei dezentraler Einspeisung ohne Leistungsmessung modelliert.

Dezentrale Einspeisung ohne Leistungsmessung

Im Fall der dezentralen Einspeisung ohne Leistungsmessung wird differenziert zwischen der Einspeisung mit Jahresbenutzungsdauern unter bzw. über 2.500 h/a, ähnlich der Festlegung der Netznutzungsentgelte insgesamt. Die Entgelte bei einer Jahresbenutzungsdauer kleiner 2.500 h entsprechen dem Arbeitspreis $p_{A,MSP}$ der nächsthöheren Netzebene bei hohen Benutzungsdauern abzüglich eines vom Netzbetreiber festgelegten Abschlags $p_{A,pauschal}$ für den Leistungsausgleich zwischen tatsächlicher Einspeisung und synthetischem Erzeugungsprofil:

Entgelt (< 2.500 h): $p_{A,MSP} - p_{A,pauschal}$

Der Abschlag wird mangels veröffentlichter Daten mit 50 % des Arbeitspreises angesetzt.

Bei Jahresbenutzungsdauern größer 2.500 h/a wird zusätzlich ein Leistungspreisanteil gutgeschrieben. Ermittelt wird dieser aus der Differenz zwischen der sich nach Kostenwälzung ergebenden Briefmarke (ohne Umspannung) B der jeweiligen Spannungsebene und dem Preis für Reservenetzkapazität bei einer Inanspruchnahme von 200-400 h/a im Jahr bezogen auf 8.760 h abzüglich dem Arbeitspreis p_A multipliziert mit dem unten angegebenen Jahresbenutzungsdauerverhältnis. Als Jahresbenutzungsdauer t_a wird dabei das Verhältnis aus der im Abrechnungsjahr eingespeisten Arbeit zu der Nennleistung der Anlage festgelegt:

$$V = \left[\frac{(B - r_{200-400h} * B) * 100}{8.760h} - p_A \right] * \frac{t_a - 2.500h}{8.760h - 2.500h} + p_A - p_{A,pauschal} \quad (\text{D-10})$$

mit: $B = p_L + p_A/100 * 8.760$ und $r_{200-400h} = 0,3$.

D.2.3 Politischer Aufschlag

Anspruch auf Zahlung eines Förderungszuschlages besteht nach /KWKG 2002/ für Strom aus KWK-Anlagen, die vor Inkrafttreten des Gesetzes in Betrieb genommen wurden, für kleine KWK-Anlagen sowie insbesondere Brennstoffzellenanlagen gemäß Tabelle D-2. Bei der Betrachtung stationärer Brennstoffzellen ist dabei die zeitliche Einschränkung der Förderung auf derzeit 10 Jahre zu berücksichtigen, so dass sich abdiskontiert über die Lebensdauer der Systeme von 20 Jahren eine mittlere Einspeisevergütung von 3,4231 Ct/kWh_{el} ergibt.

Tabelle D-2: Technologiespezifische Einspeisevergütung gemäß KWK-Ausbaugesetz

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
alte Bestandsanlagen	1,53	1,53	1,38	1,38	0,97				
neue Bestandsanlagen	1,53	1,53	1,38	1,38	1,23	1,23	0,82	0,56	
modernisierte Anlagen	1,74	1,74	1,74	1,69	1,69	1,64	1,64	1,59	1,59
neue kleine KWK-Anlagen (Inbetriebnahme nach 01.04.2002)	2,56	2,56	2,40	2,40	2,25	2,25	2,10	2,10	1,94
neue kleine KWK-Anlagen bis 50 kW _{el} (Inbetriebnahme zw. 1.4.1002 - 31.12.2005)	5,11 Ct für einen Zeitraum von 10 Jahre ab Aufnahme des Dauerbetriebes der Anlage								
neue Brennstoffzellen (Inbetriebnahme nach 01.04.2002)	5,11 Ct für einen Zeitraum von 10 Jahre ab Aufnahme des Dauerbetriebes der Anlage								

Quelle: /KWKG 2002/

Für die Beurteilung der getroffenen Regelungen erfolgt in der Einsatzanalyse eine Differenzierung der ökonomischen Rahmenbedingungen mit und ohne dem politischen Aufschlag.

D.3 Erdgasbezugspreise

D.3.1 Industrie

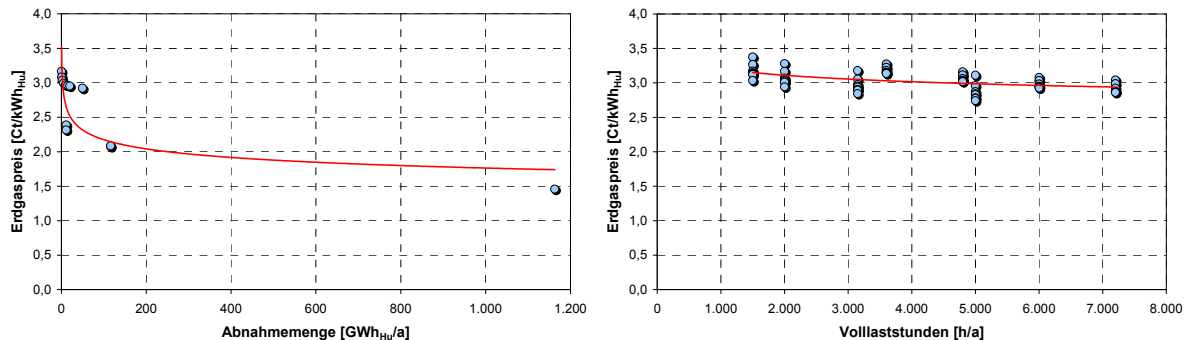
Analog der Preisstrukturen im Bereich Strom lassen sich die industriellen Ergasbezugskosten anhand allgemeiner Preisvergleiche darstellen, wie sie ebenfalls von Seiten der VEA und des VIK veröffentlicht werden. Auf Basis der abgefragten standardisierten Abnahmefälle wird dabei deutlich, dass auch hier die jährliche Abnahmemenge einen großen Einfluss auf die Preisgestaltung hat, die Volllastbenutzungsstunden bzw. entsprechend die nachgefragte Leistung dahingegen eine eher untergeordnete Rolle spielt (vgl. Abb. D-17).

Dennoch ist bei einer Modellierung eine Leistungs-/Arbeitspreisregelung zu unterstellen, ergänzt um eine abnahmemengenabhängige Preisreduktion, die sich auf Basis der bundesweit abgefragten Netto-Preisstruktur gemäß der Gleichung:

$$p_E = 2,9565 + 385,66 * \frac{1}{b_{VH}} - 3,552 * 10^{-9} * W \quad (\text{D-11})$$

ergibt, zzgl. Öko- und Erdgassteuer (2001: rd. 0,3477 Ct/kWh_{Hu}) sowie Mehrwertsteuer. Hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung ist auch hier eine Differenzierung in die Komponenten

Erzeugungspreis (Grenzübergangspreis), Netznutzungsentgelt, Steuern und Abgaben sowie Vertriebskosten und Gewinnmargen der Gasversorgungsunternehmen durchzuführen.

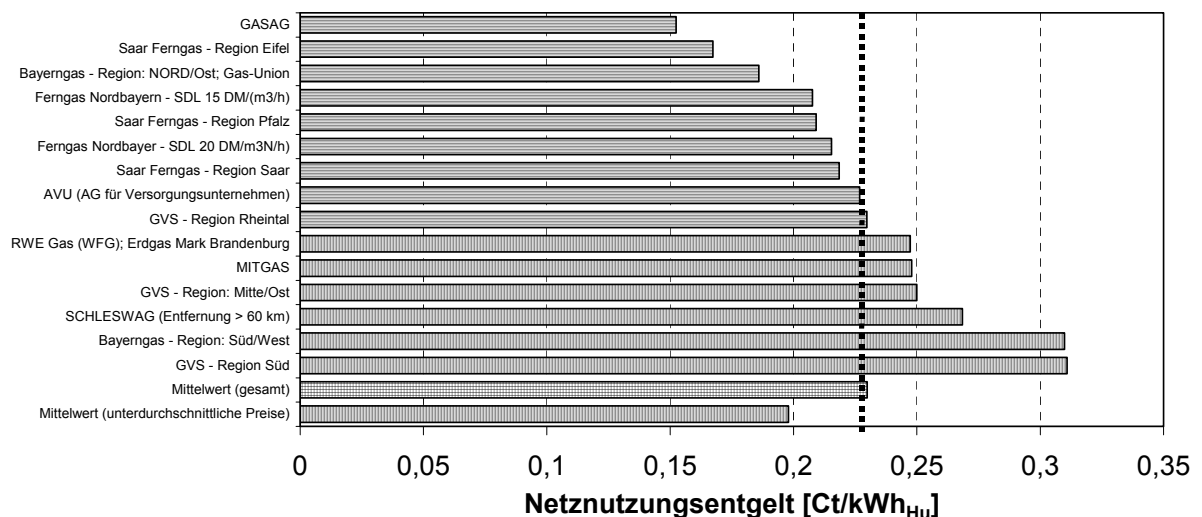


Quelle: /VEA 2001b/, /VIK 2001/

Abb. D-17: Vergleich der Erdgaspreise industrieller Abnehmer in Deutschland im Jahr 2001

Netznutzung

Vornehmliche Änderung durch die Liberalisierung ist die geschaffene Transparenz bezüglich der anfallenden Netznutzungsentgelte, auch wenn der freie Zugang aller Versorger zum Netz noch nicht so weit fortgeschritten ist, wie im Fall der Elektrizitätswirtschaft. Entsprechend der Netznutzung im Bereich Strom lässt sich die Preisstruktur auf Basis allgemeiner Preisvergleiche aufgeschlüsselt nach Netzebenen darstellen (vgl. Abb. D-18).



Quelle: /VIK 2001/

Abb. D-18: Vergleich der Netznutzungsentgelte Erdgas in Deutschland im Jahr 2001 (Abnahmefall 1 Mio. kWh_{Hu}/a bei 3.000 h/a Volllaststunden)

$$P_{N, \text{überregional}} = 406,09 * \frac{1}{b_{VH}} \quad (\text{D-12})$$

$$P_{N, \text{regional}} = 688,40 * \frac{1}{b_{VH}} \quad (\text{D-13})$$

$$P_{N, \text{Endverteilung}} = 2.307,93 * \frac{1}{b_{VH}} \quad (\text{D-14})$$

Ähnlich zu obigen Überlegungen bezüglich der zukünftigen Netznutzungsentgelte für Strom lässt sich auch hier ein Kostenreduktionspotenzial von rd. 15 % abschätzen, das aufgrund des Preisdrucks von Seiten der Kartellbehörde für das Positivszenario angenommen wird.

Grenzübergangspreise

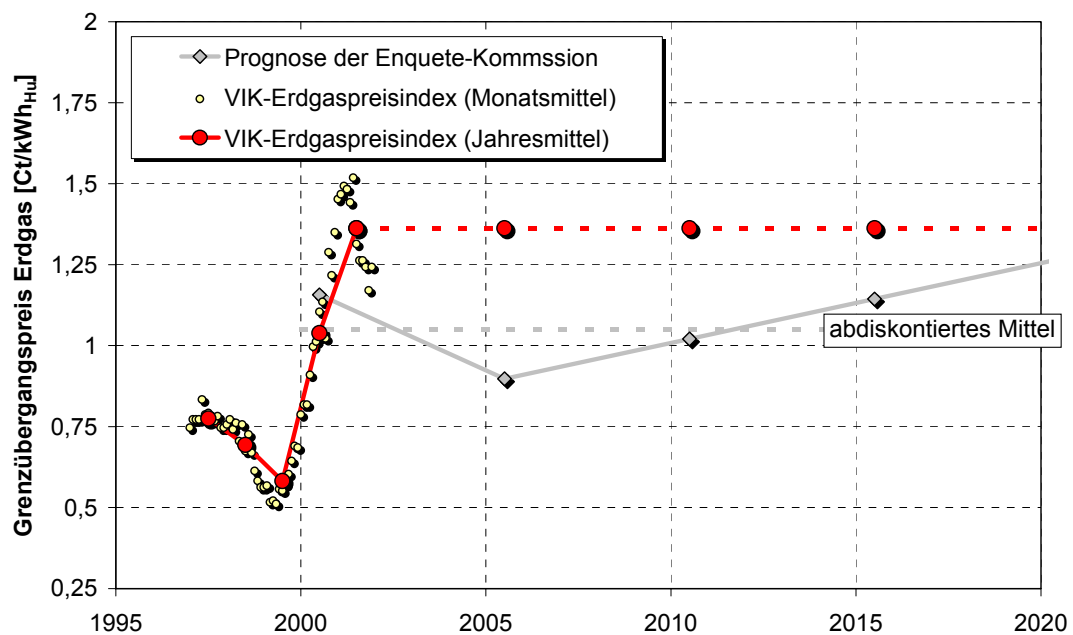
Während die mit dem Grenzübergangspreis vergleichbaren Stromerzeugungskosten sehr stark durch kurzfristige Preisschwankungen entsprechend dem zeitlichen Nachfrageprofil geprägt ist, gilt dies für die Erdgaspreise nicht. Aufgrund der Speicherbarkeit von Erdgas kann hier von im Tagesverlauf konstanten „Erzeugungspreisen“ ausgegangen werden, die dafür im längerfristigen Verlauf sehr starken Schwankungen unterworfen sind (vgl. Abb. D-19). Für die Preisdifferenzierung kann daher der Grenzübergangspreis als Sockel in die Betrachtung eingehen, der sich für das Jahr 2001 mit 1,39 Ct/kWh_{Hu} quantifizieren lässt.

Deutlich schwieriger gestaltet sich die Projektion der zukünftigen Entwicklung in diesem Bereich. Auch wenn der Grenzübergangspreis insbesondere im Zeitraum 2000 einen sehr deutlichen Anstieg aufweist, lässt sich dieser nicht auf eine reale Knappheit der Erdgasreserven zurückführen. Entsprechend geht auch die Enquête-Kommission von einer zeitweiligen Erholung der Preise aus, und einem anschließenden Anstieg auf ein im Vergleich zu heute leicht höheres Preisniveau bis zum Jahr 2020. Diese für den Einsatz von KWK-Systemen eher positive Entwicklung wird entsprechend im Rahmen des optimistischen Szenarios für die Modellrechnungen abgebildet, indem der anzusetzende Grenzübergangspreis aus dem abdiskontierten Mittel der Enquête-Prognose gebildet wird:

$$P_{\text{abdiskontiert}} = \frac{\sum_t \frac{1}{(1+i)^{t-t_0}} * p_t}{\sum_t \frac{1}{(1+i)^{t-t_0}}} \quad (\text{D-15})$$

mit: p_t : Preis zum Zeitpunkt t
 t_0 : Basiszeitpunkt
i: Zinssatz

Für das pessimistische Szenario wiederum wird ein Importpreises für Erdgas auf dem relativ hohen Niveau des Jahres 2001 zugrunde gelegt (vgl. Abb. D-19).



Quelle: /Enquête 2002/, /VIK 2002/

Abb. D-19: Entwicklung und Projektion der Grenzübergangspreise für Erdgas

Steuern und Abgaben

Relevante steuerliche und andere Abgaben im Bereich der Erdgaspreise umfassen:

- die 3. Stufe der Ökosteuerrreform in Höhe von rund 0,1636 Ct/kWh_{Hu},
- die Mineralölsteuer in Höhe von rund 0,1840 Ct/kWh_{Hu},
- die Mehrwertsteuer in Höhe von 16 % und
- ggf. anfallende Konzessionsgebühren im Bereich der Netze.

Aufgrund der bisherigen Betrachtung von Netto-Preisen ist für die Ableitung der Vertriebskosten und Gewinnmargen der Gasversorgungsunternehmen keine weitere Bereinigung notwendig. Dahingegen sind bei der Modellierung die Abgaben entsprechend zu berücksichtigen, mit Ausnahme der Mehrwertsteuer, da die im industriellen Bereich an die Endkunden weitergereicht wird. Gleichzeitig ist zu berücksichtigen, dass der Betrieb von KWK-Anlagen von der Öko- und Mineralölsteuer befreit ist. Inwiefern dies zukünftig gilt, hängt zwar stark von den politischen Rahmenbedingungen in Deutschland ab, eine besondere Änderung in diesem Bereich ist allerdings nicht vorherzusehen.

D.3.2 Haushalte

Für private Haushalte in Baden-Württemberg lassen sich die Erdgaspreise anhand veröffentlichter Preisblätter gemäß Abb. D-20 darstellen. Ausgehend von der GVVU-spezifischen Preisgestaltung anhand einer allgemeinen Grund- und Arbeitspreisstruktur gemäß

$$K_{E,HH} = K_0 + p_A * W \quad (\text{D-16})$$

mit: $K_{E,HH}$: jährliche Kosten für Erdgas in Haushalten in [€/a]
 K_0 : Grundpreis
 p_A : Arbeitspreis
 W : bezogene Jahresarbeit in [kWh_{Hu}]

lassen sich damit die Erdgaspreise anhand einer Näherungsformel der Form

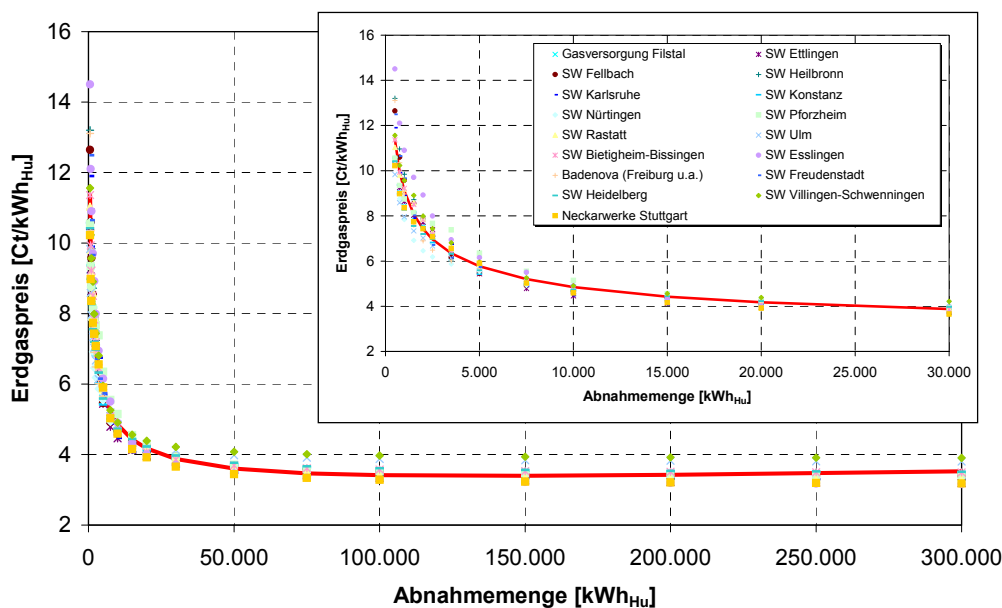
$$P_{E,HH} = \frac{K_0}{W} + P_0 + \alpha * \ln(W) + \beta * [\ln(W)]^2 \quad (\text{D-17})$$

beschreiben, wobei im Gegensatz zu den oben dargestellten Strompreisen privater Haushalte hier eine mengenabhängige Reduktion mit in der Modellierung zu berücksichtigen ist, auch wenn diese nur bis auf ein bestimmtes Preisniveau erfolgt.

Entsprechend der oben diskutierten Annahmen für die zukünftige Entwicklung der einzelnen Preiskomponenten ergeben sich daraus die Näherungsgleichungen für die betrachteten Szenarien gemäß

$$P_{E,HH,pessimistisch} = 32,0829 + 788,08 * \frac{1}{W} - 4,8617 * \ln(W) + 0,2059 * [\ln(W)]^2 \quad (\text{D-18})$$

$$P_{E,HH,optimistisch} = 31,6105 + 788,08 * \frac{1}{W} - 4,8617 * \ln(W) + 0,2059 * [\ln(W)]^2 \quad (\text{D-19})$$



Quellen: Internetpräsenz der verschiedenen Erdgasversorgungsunternehmen

Abb. D-20: Erdgaspreise relevanter Gasversorgungsunternehmen in Baden-Württemberg in Abhängigkeit von der jährlichen Abnahmemenge im Jahr 2002

Anhang E Technische und ökonomische Charakteristika Systemmodell

Tabelle E-1: Referenz Hausenergieversorgungssystem für die Systemanalyse

Parameter	Einheit	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Brennstoff		Erdgas	Erdgas	Erdgas	Erdgas	Erdgas	Erdgas	Erdgas
Bauzeit	[a]	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Lebensdauer	[a]	20	20	20	20	20	20	20
Lebensdauer Stack	1.000 h	40	45	50	55	60	60	60
Elektr. Nettoleistung (max.)	[kW _{el}]	5	5	5	5	5	5	5
Elektr. Wirkungsgrad (netto)	[%]	33	35	38	39	40	40	40
Therm. Wirkungsgrad (netto)	[%]	47	48	48	49	50	50	50
Gesamtwirkungsgrad (netto)	[%]	80	83	86	88	90	90	90
Spezifischen Investitionskosten	[€/kW _{el}]	50.000	5.000	1.500	1.300	1.000	950	900
Fixkosten Wartung / Verwaltung	[€/kW _{el} *a]	850	85	26	25	21	21	21
- <i>Wartung</i>	[%-Inv./a]	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,9	0,9
- <i>Verwaltung</i>	[%-Inv./a]	1	1	1	1,1	1,2	1,3	1,4
Stackersatz	[€/MWh _{el}]	375	33	9	7	5	5	5
Spez. direkte Emissionen bez. auf Input	CO ₂	[t/TJ]	56,4	56,4	56,4	56,4	56,4	56,4
	CO	[kg/TJ]	8	6,5	5	4	3	3
	NO _x	[kg/TJ]	8	6,5	5	4	3	3
	Staub	[kg/TJ]	0	0	0	0	0	0
	SO ₂	[kg/TJ]	0,8	0,7	0,5	0,4	0,3	0,3
	NMKW	[kg/TJ]	5	4	3	2,5	2	2

Quelle: eigene Berechnung

Tabelle E-2: Referenz Niedertemperatursystem für die Systemanalyse

Parameter	Einheit	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Brennstoff		Erdgas	Erdgas	Erdgas	Erdgas	Erdgas	Erdgas	Erdgas
Bauzeit	[a]	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Lebensdauer	[a]	20	20	20	20	20	20	20
Lebensdauer Stack	1.000 h	40	45	50	55	60	60	60
Elektr. Nettoleistung (max.)	[MW _{el}]	0,2	0,2	0,5	0,5	1	1	10
Elektr. Wirkungsgrad (netto)	[%]	37	39	40	42	45	45	45
Therm. Wirkungsgrad (netto)	[%]	38	39	40	43	45	45	45
Gesamtwirkungsgrad (netto)	[%]	75	78	80	85	90	90	90
Spezifischen Investitionskosten	[€/kW _{el}]	3.500	3.000	1.500	1.300	1.000	950	900
Fixkosten Wartung/Verwaltung	[€/kW _{el} *a]	60	51	26	25	21	21	21
- <i>Wartung</i>	[%-Inv./a]	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,9	0,9
- <i>Verwaltung</i>	[%-Inv./a]	1	1	1	1,1	1,2	1,3	1,4
Stackersatz	[€/MWh _{el}]	26	20	9	7	5	5	5
Spez. direkte Emissionen bez. auf Input	CO ₂	[t/TJ]	56,4	56,4	56,4	56,4	56,4	56,4
	CO	[kg/TJ]	5	4	3	3	2	2
	NO _x	[kg/TJ]	5	4	3	3	2	2
	Staub	[kg/TJ]	0	0	0	0	0	0
	SO ₂	[kg/TJ]	0,5	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2
	NMKW	[kg/TJ]	3	2,5	2	1,5	1	1

Quelle: eigene Berechnung

Tabelle E-3: Referenz Hochtemperaturesystem für die Systemanalyse

Parameter		Einheit	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
			Erdgas	Erdgas	Erdgas	Erdgas	Erdgas	Erdgas	Erdgas
Bauzeit	[a]		0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
Lebensdauer	[a]		20	20	20	20	20	20	20
Lebensdauer Stack	1.000 h		40	45	50	55	60	60	60
Elektr. Nettoleistung (max.)	[MW _{el}]		0,3	0,6	1	3	5	8	10
Elektr. Wirkungsgrad (netto)	[%]		45	47	50	50	52	52	55
Therm. Wirkungsgrad (netto)	[%]		30	30	30	32	33	35	35
Gesamtwirkungsgrad (netto)	[%]		75	77	80	82	85	87	90
Spezifischen Investitionskosten	[€/kW _{el}]		10.000	3.750	1.500	1.300	1.000	950	900
Fixkosten Wartung/Verwaltung	[€/kW _{el} *a]		170	64	26	25	21	21	21
- <i>Wartung</i>	[%-Inv./a]		0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,9	0,9
- <i>Verwaltung</i>	[%-Inv./a]		1	1	1	1,1	1,2	1,3	1,4
Stackersatz	[€/MWh _{el}]		75	25	9	7	5	5	5
Spez. direkte Emissionen bez. auf Input	CO ₂	[t/TJ]	56,4	56,4	56,4	56,4	56,4	56,4	56,4
	CO	[kg/TJ]	8	6,5	5	4	3	3	3
	NO _x	[kg/TJ]	8	6,5	5	4	3	3	3
	Staub	[kg/TJ]	0	0	0	0	0	0	0
	SO ₂	[kg/TJ]	0,8	0,7	0,5	0,4	0,3	0,3	0,3
	NMKW	[kg/TJ]	5	4	3	2,5	2	2	2

Quelle: eigene Berechnung

Tabelle E-4: Referenz Hybridsystem für die Systemanalyse

Parameter		Einheit	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
			Erdgas	Erdgas	Erdgas	Erdgas	Erdgas	Erdgas	Erdgas
Brennstoff									
Bauzeit	[a]		0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
Lebensdauer	[a]		20	20	20	20	20	20	20
Lebensdauer Stack	1.000 h		40	45	50	55	60	60	60
Elektr. Nettoleistung (max.)	[MW _{el}]		0,3	1	2	5	10	15	20
Elektr. Wirkungsgrad (netto)	[%]		55	58	60	63	65	66	67
Therm. Wirkungsgrad (netto)	[%]		20	20	20	19	19	18	18
Gesamtwirkungsgrad (netto)	[%]		75	78	80	82	84	84	85
Spezifischen Investitionskosten	[€/kW _{el}]		25.000	3.750	1.500	1.300	1.000	950	900
Fixkosten Wartung/Verwaltung	[€/kW _{el} *a]		438	66	26	25	21	21	21
- <i>Wartung</i>	[%-Inv./a]		0,75	0,75	0,75	0,8	0,8	0,9	0,9
- <i>Verwaltung</i>	[%-Inv./a]		1	1	1	1,1	1,2	1,3	1,4
Stackersatz	[€/MWh _{el}]		156	21	8	6	4	4	4
Spez. direkte Emissionen bez. auf Input	CO ₂	[t/TJ]	56,4	56,4	56,4	56,4	56,4	56,4	56,4
	CO	[kg/TJ]	8	6,5	5	4	3	3	3
	NO _x	[kg/TJ]	8	6,5	5	4	3	3	3
	Staub	[kg/TJ]	0	0	0	0	0	0	0
	SO ₂	[kg/TJ]	0,8	0,7	0,5	0,4	0,3	0,3	0,3
	NMKW	[kg/TJ]	5	4	3	2,5	2	2	2

Quelle: eigene Berechnung

Tabelle E-5: Sektorale Gliederung und maximale Einsatzpotenziale im Systemmodell

E ³ Net	WZ93	Niedertemperatursysteme			Hybridsysteme			Hochtemperatursysteme		
		Typ	Potenzial Wärmeerz. (0-100 °C)		Typ	Potenzial Wärmeerz. (0-100 °C)		Typ	Potenzial Wärmeerz. (0-500 °C)	
			[h/a]	[GWh]		[%]	[h/a]		[GWh]	[%]
TEXT_IND	DB	2.193	191,2	20,7	3.250	74,5	8,0	5.046	284,6	15,5
		7.009	210,0	22,7	7.375	184,1	19,9	7.748	142,8	7,8
		8.238	57,4	6,2	8.394	39,2	4,2	8.256	59,4	3,2
		Rest²	466,8	50,4	Rest²	627,7	67,9	Rest²	1.346,2	73,5
PULP_PAP	DE	1.503	174,9	6,8	4.002	456,2	17,7	4.475	834,9	17,9
		5.667	583,1	22,6	7.574	461,6	17,9	7.420	853,4	18,3
		8.053	452,4	17,5	8.351	113,7	4,4	8.168	200,9	4,3
		Rest²	1373,1	53,1	Rest²	1.552,0	60,0	Rest²	2.787,6	59,5
CHEMICAL	DG	952	22,4	2,9	2.865	22,4	2,9	3.753	52,9	1,8
		4.749	109,2	14,2	7.511	228,1	29,7	6.997	1.109,2	38,2
		7.133	318,0	41,4	8.472	103,3	13,4	8.516	272,3	9,4
		8.205	98,5	12,8	-	-	-	-	-	-
		Rest²	220,8	28,7	Rest²	415,0	54,0	Rest²	1.467,7	50,6
MECH_ENG	DK	1.488	362,3	19,4	2.369	172,7	9,2	1.850	243,4	9,3
		6.243	421,4	22,6	6.924	424,6	22,7	6.457	467,9	17,9
		8.279	86,9	4,7	8.379	46,6	2,5	8.172	287,8	11,0
		Rest²	998,4	53,3	Rest²	1.225,2	65,6	Rest²	1.621,9	61,8
ELEC_ENG	DL	1.155	195,8	17,0	1.901	102,8	8,9	1.480	144,6	9,0
		5.990	299,1	26,0	6.150	158,0	13,7	5.999	276,9	17,1
		8.267	68,2	5,9	8.260	90,5	7,9	7.845	310,8	19,2
		Rest²	588,7	51,1	Rest²	800,5	69,5	Rest²	882,8	54,7
CON_VEH	DM	1.045	38,2	2,4	1.518	14,3	0,9	1.180	20,1	0,9
		6.185	101,3	6,4	6.241	50,2	3,2	6.687	131,6	5,9
		8.192	262,2	16,5	8.218	274,5	17,2	8.137	312,5	14,0
		Rest²	1190,2	74,7	Rest²	1.252,9	78,7	Rest²	1.768,1	79,2
CEMENT	DI	1.656	110,1	15,1	4.784	105,6	14,5	4.627	184,6	14,7
		5.064	113,9	15,6	7.665	121,3	16,6	6.971	94,1	7,5
		7.637	249,7	34,2	8.067	59,0	8,1	7.782	245,8	19,5
		Rest²	256,3	35,1	Rest²	444,0	60,8	Rest²	735,3	58,3
MEDE_IND	DH, DJ	1.569	489,6	24,7	3.314	383,4	19,4	3.882	683,7	15,5
		4.875	59,7	3,0	5.809	65,2	3,3	6.452	218,1	5,0
		6.345	500,2	25,3	7.294	214,6	10,8	7.924	704,1	16,0
		8.315	93,2	4,7	8.397	108,4	5,5	8.280	257,4	5,9
		Rest²	836,6	42,3	Rest²	1.207,7	61,0	Rest²	2.538,6	57,6
MISC_IND	DA, DC, DD, DN	1.390	312,7	16,8	2.369	119,3	6,4	2.308	175,8	4,3
		5.754	430,4	23,1	6.159	289,9	15,5	5.786	547,7	13,4
		7.298	338,1	18,1	7.668	251,2	13,5	7.506	545,5	13,4
		8.216	130,6	7,0	8.198	107,1	5,7	8.327	73,0	1,8
		Rest²	653,9	35,0	Rest²	1.098,1	58,9	Rest²	2.744,8	67,1

¹ – Charakterisiert durch Volllaststunden² – Verbleibender Bedarf, der über Spitzenlastkessel gedeckt werden muss

Anhang F Ergebnisse

Tabelle F-1: Industrieller Endenergieverbrauch nach Wirtschaftszweigen, Betriebsgrößenklassen und Anwendungen in Baden-Württemberg

WZ93	Bezeichnung	Größenklasse	Unternehmen	Beschäftigte	Endenergieverbrauch									
					gesamt	unternehmensspezifisch						Brennstoffe		
						gesamt	Strom		gesamt	Wasser		Prozesswärme [°C]		
[TJ]	[GWh/U.]	gesamt	für	Wärme	gesamt	Warm	wasser	Raum	wärme	< 100	100 – 500	> 500		
		[Besch.]	[Anz.]											
DA	Ernährungs- gewerbe und Tabakverar- beitung	20-49	309	9.354	1.685	1,5	0,4	0,1	1,1	0,1	0,2	0,2	0,6	0,0
		50-99	157	10.968	2.451	4,3	1,2	0,2	3,1	0,2	0,5	0,7	1,8	0,0
		100-199	101	13.892	3.638	10,0	2,9	0,6	7,2	0,4	1,2	1,5	4,1	0,0
		200-499	56	16.204	4.683	23,2	6,6	1,3	16,6	0,9	2,8	3,5	9,4	0,0
		500-999	12	7.816	2.225	51,5	14,7	2,9	36,8	2,0	6,1	7,8	20,9	0,0
		> 1.000	2	3.724	1.185	164,6	46,9	9,2	117,7	6,3	19,6	25,0	66,8	0,0
DB	Textil- und Bekleidungs- gewerbe	20-49	276	8.001	733	0,7	0,2	0,1	0,5	0,0	0,2	0,1	0,3	0,0
		50-99	141	9.755	1.144	2,3	0,6	0,2	1,6	0,0	0,6	0,2	0,8	0,0
		100-199	81	11.367	1.791	6,1	1,7	0,5	4,5	0,1	1,6	0,5	2,2	0,0
		200-499	43	12.739	2.779	18,0	4,9	1,5	13,1	0,3	4,8	1,5	6,5	0,0
		500-999	12	7.271	1.431	33,1	9,0	2,8	24,1	0,5	8,9	2,8	11,9	0,0
		> 1.000	4	5.490	1.187	82,4	22,4	6,9	60,0	1,2	22,1	7,0	29,7	0,0
DC	Leder- gewerbe	20-49	30	882	59	0,5	0,1	0,0	0,4	0,0	0,2	0,0	0,2	0,1
		50-99	9	684	46	1,4	0,3	0,1	1,1	0,0	0,4	0,1	0,4	0,2
		100-199	6	828	99	4,6	0,9	0,3	3,6	0,1	1,3	0,4	1,3	0,6
		200-499	4	1.031	123	8,5	1,8	0,5	6,8	0,1	2,5	0,7	2,4	1,1
		500-999	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		> 1.000	1	1.358	162	45,0	9,3	2,8	35,7	0,7	13,1	3,5	12,6	5,8
DD	Holzgewerbe (ohne Her- stellung von Möbeln)	20-49	362	7.940	515	0,4	0,2	0,0	0,2	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0
		50-99	73	4.872	405	1,5	0,7	0,1	0,8	0,0	0,1	0,3	0,4	0,0
		100-199	29	3.957	560	5,4	2,5	0,4	2,9	0,0	0,4	1,0	1,4	0,0
		200-499	13	4.005	606	13,0	6,0	1,0	6,9	0,1	1,0	2,3	3,5	0,0
		500-999	3	2.187	559	51,8	24,0	3,9	27,7	0,4	4,0	9,3	14,0	0,0
		> 1.000	2	2.099	711	98,8	45,9	7,4	52,9	0,8	7,7	17,8	26,6	0,0
DE	Papier-, Verlags- und Druckge- werbe	20-49	379	11.526	1.103	0,8	0,4	0,1	0,4	0,0	0,1	0,1	0,2	0,0
		50-99	175	12.340	2.429	3,9	1,8	0,4	2,1	0,0	0,7	0,3	0,8	0,2
		100-199	103	14.789	3.748	10,1	4,7	1,0	5,4	0,1	1,8	0,8	2,2	0,6
		200-499	82	24.649	13.739	46,5	21,8	4,4	24,8	0,4	8,1	3,7	9,9	2,5
		500-999	18	12.242	8.519	131,5	61,5	12,4	69,9	1,3	22,9	10,5	28,0	7,2
		> 1.000	4	5.909	5.737	398,4	186,4	37,6	212,0	3,8	69,5	31,7	85,1	21,7
DG	Chemische Industrie	20-49	94	2.877	777	2,3	0,5	0,0	1,8	0,0	0,1	0,1	0,7	0,9
		50-99	43	3.002	1.856	12,0	2,6	0,2	9,4	0,0	0,7	0,5	3,4	4,7
		100-199	49	6.815	2.083	11,8	2,5	0,2	9,3	0,0	0,7	0,5	3,4	4,6
		200-499	50	15.453	5.092	28,3	6,1	0,5	22,2	0,1	1,6	1,2	8,1	11,0
		500-999	16	11.433	6.589	114,4	24,5	1,9	89,9	0,4	6,5	4,9	32,9	44,4
		> 1.000	11	21.536	10.313	260,4	55,9	4,2	204,6	1,0	14,7	11,2	74,9	101,1

Quelle: eigene Berechnung

Tabelle F-1 (Forts.): Industrieller Endenergieverbrauch nach Wirtschaftszweigen, Betriebsgrößenklassen und Anwendungen in Baden-Württemberg

WZ93	Bezeichnung	Größenklasse	Unternehmen	Beschäftigte	Endenergieverbrauch												
					gesamt	unternehmensspezifisch						Brennstoffe			Prozesswärme [°C]		
						gesamt	Strom gesamt	für Wärme	gesamt	Warm wasser	Raum wärme	< 100	100 – 500	> 500			
[Besch.]	[Anz.]	[TJ]	[GWh/U.]														
DH	Herstellung von Gummi- und Kunst- stoffwaren	20-49	234	7.292	855	1,0	0,5	0,5	0,1	0,0	0,1	0,0	0,4	0,0			
		50-99	139	9.759	1.276	2,6	1,2	1,3	0,2	0,0	0,3	0,0	1,1	0,0			
		100-199	89	12.270	2.062	6,4	3,1	3,3	0,6	0,1	0,6	0,0	2,7	0,0			
		200-499	49	14.238	2.485	14,1	6,8	7,3	1,3	0,1	1,4	0,0	5,8	0,0			
		500-999	11	8.286	2.047	51,7	24,8	26,9	4,7	0,5	5,2	0,0	21,3	0,0			
		> 1.000	9	14.878	3.251	100,4	48,1	52,2	9,2	0,9	10,0	0,0	41,3	0,0			
DI	Glasgewer- be, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden	20-49	266	5.802	5.693	5,9	1,0	5,0	0,1	0,0	0,2	0,2	0,3	4,3			
		50-99	90	6.406	6.286	19,4	3,1	16,3	0,4	0,0	0,8	0,5	1,0	13,9			
		100-199	46	6.222	8.491	51,3	8,2	43,0	1,0	0,1	2,1	1,4	2,6	36,9			
		200-499	25	7.318	9.998	111,0	17,9	93,2	2,1	0,1	4,5	3,1	5,6	79,8			
		500-999	7	4.678	7.255	287,9	46,3	241,6	5,4	0,3	11,7	8,0	14,6	206,9			
		> 1.000	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			
DJ	Metallerz- und – bearbeitung, Herst. von Metaller- zeugn.	20-49	649	19.165	2.426	1,0	0,5	0,5	0,1	0,0	0,2	0,0	0,2	0,1			
		50-99	337	23.004	3.005	2,5	1,2	1,3	0,3	0,0	0,5	0,1	0,4	0,3			
		100-199	174	24.297	4.368	7,0	3,4	3,6	0,9	0,1	1,3	0,3	1,1	0,8			
		200-499	121	35.876	6.866	15,8	7,7	8,0	2,1	0,2	2,9	0,7	2,5	1,8			
		500-999	27	19.506	4.266	43,9	21,5	22,4	5,8	0,5	8,0	2,0	6,9	4,9			
		> 1.000	9	14.988	3.266	100,8	49,3	51,5	13,4	1,2	18,5	4,6	15,8	11,3			
DK	Maschinen- bau	20-49	589	18.968	704	0,3	0,1	0,2	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0			
		50-99	375	26.483	1.058	0,8	0,3	0,4	0,1	0,0	0,2	0,0	0,1	0,1			
		100-199	262	36.970	1.916	2,0	0,9	1,1	0,2	0,0	0,6	0,1	0,3	0,1			
		200-499	226	67.374	3.893	4,8	2,1	2,7	0,4	0,1	1,4	0,2	0,7	0,3			
		500-999	67	47.833	3.542	14,7	6,4	8,3	1,2	0,2	4,4	0,6	2,1	1,0			
		> 1.000	42	79.537	7.824	51,7	22,5	29,2	4,1	0,9	15,4	2,1	7,4	3,4			
DL	Herstellung von Büro- maschinen, Datenverar- beitungsge- räten ...	20-49	458	14.160	483	0,3	0,1	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0			
		50-99	272	19.159	710	0,7	0,4	0,4	0,1	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0			
		100-199	169	24.510	1.076	1,8	0,9	0,9	0,2	0,0	0,5	0,1	0,2	0,1			
		200-499	144	44.246	2.659	5,1	2,6	2,5	0,5	0,1	1,3	0,2	0,6	0,3			
		500-999	66	45.805	3.094	13,0	6,6	6,4	1,2	0,2	3,4	0,5	1,6	0,7			
		> 1.000	33	67.134	5.313	44,7	22,6	22,1	4,1	0,7	11,7	1,6	5,6	2,6			
DM	Fahrzeugbau	20-49	82	2.578	90	0,3	0,2	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0			
		50-99	45	3.264	106	0,7	0,4	0,3	0,1	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0			
		100-199	45	6.389	327	2,0	1,2	0,8	0,2	0,0	0,4	0,1	0,2	0,1			
		200-499	51	16.055	1.297	7,1	4,1	3,0	0,7	0,1	1,6	0,2	0,7	0,3			
		500-999	18	12.606	1.054	16,3	9,5	6,8	1,7	0,2	3,6	0,5	1,7	0,8			
		> 1.000	32	153.142	18.859	163,7	95,2	68,6	17,2	2,1	36,3	4,8	17,3	7,9			
DN	Herst. von Möbeln, Schmuck, Musikin- strumenten, ...	20-49	269	8.193	306	0,3	0,1	0,2	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0			
		50-99	111	7.619	342	0,9	0,4	0,5	0,1	0,0	0,2	0,0	0,2	0,1			
		100-199	76	10.607	568	2,1	1,0	1,1	0,3	0,0	0,4	0,1	0,4	0,2			
		200-499	48	15.141	741	4,3	2,0	2,3	0,6	0,0	0,9	0,2	0,8	0,4			
		500-999	4	2.216	124	8,6	4,0	4,6	1,2	0,1	1,7	0,5	1,6	0,7			
		> 1.000	6	9.851	657	30,4	14,0	16,3	4,3	0,3	6,0	1,6	5,8	2,6			

Quelle: eigene Berechnung

Tabelle F-2: Endenergieverbrauch von Wohngebäuden nach Gebäudetyp, -baualterklasse und Anwendungen in Baden-Württemberg

	Baualter- klasse	Belegung		Raum- wärme [kWh/a]	Strom [kWh/a]	Warm- wasser [kWh/a]
		[HH/Geb.]	[Pers./HH]			
1-/2-Familienhaus	bis 1918	1,86	2,44	30.507	6.199	2.692
	1918-48	1,87	2,42	28.505	6.191	2.692
	1949-57	1,91	2,41	36.976	6.317	2.748
	1958-68	1,91	2,41	24.565	6.317	2.748
	1969-78	1,90	2,73	29.695	6.777	2.901
	1979-83	2,21	2,96	32.864	8.254	3.491
	1984-94	2,64	2,96	33.343	9.843	4.163
	1995-00	2,00	2,96	19.733	7.470	3.159
Reihen-/Doppelhaus	bis 1918	0,95	2,44	17.955	3.153	1.369
	1918-48	0,96	2,42	17.718	3.191	1.387
	1949-57	0,98	2,41	23.113	3.230	1.405
	1958-68	0,98	2,41	21.677	3.230	1.405
	1969-78	0,98	2,73	23.757	3.495	1.496
	1979-83	0,99	2,96	21.560	3.683	1.558
	1984-94	0,99	2,96	16.065	3.685	1.559
	1995-00	2,00	2,96	23.888	7.470	3.159
Mehrfamilienhaus (3-6 Wohneinheiten)	bis 1918	3,80	2,03	48.191	11.203	4.973
	1918-48	3,00	2,03	35.991	8.822	3.918
	1949-57	3,00	2,00	28.212	8.759	3.894
	1958-68	4,20	2,00	52.557	12.263	5.452
	1969-78	4,60	2,09	55.216	13.825	6.117
	1979-83	5,00	2,14	45.271	15.281	6.743
	1984-94	5,20	2,14	36.536	15.895	7.013
	1995-00	4,50	2,14	30.812	13.748	6.066
Mehrfamilienhaus (6-12 Wohneinheiten)	bis 1918	6,00	2,03	78.523	17.684	7.850
	1918-48	6,46	2,03	84.894	18.999	8.437
	1949-57	6,00	2,00	67.061	17.525	7.791
	1958-68	7,00	2,00	65.618	20.434	9.084
	1969-78	7,00	2,09	75.989	21.051	9.315
	1979-83	9,00	2,14	75.681	27.500	12.134
	1984-94	10,00	2,14	65.985	30.551	13.480
	1995-00	7,49	2,14	39.874	22.899	10.104
Hoch-/Blockbau	1958-68	16,00	2,00	119.898	46.716	20.769
	1969-78	20,00	2,09	168.938	60.111	26.598

Quelle: /Blesl 2002/ und eigene Berechnung

Tabelle F-3: Ergebnisse der Szenariorechnungen für Baden-Württemberg – Trendszenario

			1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Endenergieverbrauch	Kohlen	PJ	24,9	24,0	20,1	14,0	11,9	9,3	8,1	7,1
	Erneuerbare	PJ	7,6	8,0	7,3	7,0	8,3	8,4	10,3	11,3
	Mineralöle	PJ	588,5	541,0	523,4	495,7	477,8	465,5	456,9	446,0
	Gase	PJ	192,6	195,3	199,9	205,7	210,7	213,3	210,6	204,3
	Strom	PJ	208,7	225,6	235,7	238,2	242,8	246,6	248,6	253,0
	Fern-/Nahwärme	PJ	30,6	36,8	40,9	44,6	47,1	49,9	49,5	50,6
	BZ-Wärme	PJ	0,0	0,0	0,0	0,1	0,4	0,7	1,2	1,0
	Summe	PJ	1.052,9	1.030,7	1.027,2	1.005,3	999,0	993,7	985,1	973,4
Primärenergieverbrauch	Kohlen	PJ	195,2	172,8	203,5	255,8	314,3	361,0	409,8	443,9
	Erneuerbare	PJ	36,0	38,5	40,4	44,2	50,7	55,6	61,1	65,6
	Mineralöle	PJ	679,9	624,1	610,7	576,3	553,0	526,5	516,9	502,7
	Gase	PJ	228,0	250,3	264,5	273,6	283,2	332,0	354,3	323,7
	Strom Saldo	PJ	6,2	17,4	18,2	18,2	18,2	18,2	18,2	18,2
	Kernenergie	PJ	410,6	425,6	391,2	319,8	241,2	120,2	0,0	0,0
	Summe	PJ	1.556,0	1.528,7	1.528,4	1.488,0	1.460,5	1.413,5	1.360,3	1.354,0
Strombereitstellung	Heizöl	TWh	1,92	1,08	1,08	0,81	0,70	0,36	0,34	0,30
	Kernenergie	TWh	35,22	36,87	33,89	27,71	20,89	10,42	0,00	0,00
	Steinkohle	TWh	17,08	15,27	19,76	26,40	33,88	41,81	48,29	53,22
	Wind	TWh	0,00	0,03	0,13	0,23	0,28	0,30	0,32	0,32
	Biomasse	TWh	1,01	1,28	1,46	1,69	1,88	1,47	1,65	1,60
	Sonne	TWh	0,01	0,01	0,08	0,16	0,24	0,32	0,39	0,47
	Naturgas	TWh	4,32	5,08	6,28	6,31	6,61	10,57	14,87	11,18
	Wasserkraft	TWh	4,25	4,04	4,04	4,11	4,17	4,23	4,32	4,41
	Importsaldo	TWh	1,72	4,83	5,05	5,05	5,05	5,05	5,05	5,05
	Summe	TWh	65,54	68,49	71,78	72,46	73,69	74,53	75,24	76,56
Endenergieverbrauch Strom	Industrie	TWh	22,7	25,7	25,3	25,7	26,2	26,7	27,1	27,2
	Kleinverbraucher	TWh	18,0	18,4	20,3	21,2	22,2	23,3	23,8	24,4
	Haushalte	TWh	17,3	17,8	17,6	16,9	16,4	15,7	15,3	15,7
	Verkehr	TWh	1,8	1,7	2,2	2,4	2,6	2,8	2,9	3,0
	Summe	TWh	59,9	63,5	65,5	66,2	67,4	68,5	69,1	70,3
Treibhausgasemissionen	Stromerzeugung	Mio. t	18,7	17,2	21,1	26,9	32,7	38,4	44,5	46,3
	Industrie	Mio. t	14,8	14,1	13,9	12,2	11,3	10,9	10,1	9,3
	Kleinverbraucher	Mio. t	8,0	7,7	7,6	7,2	6,9	6,8	6,8	6,8
	Haushalte	Mio. t	15,3	13,3	12,1	11,0	10,6	10,4	10,2	9,5
	Verkehr	Mio. t	23,5	23,1	23,3	23,6	23,5	23,4	23,4	23,6
	Summe	Mio. t	80,2	75,4	78,0	80,8	84,9	89,9	95,0	95,4
Relative Entwicklung der Emissionen	CO ₂	%	100,0	94,9	98,3	101,8	107,1	113,4	119,8	120,3
	N ₂ O	%	100,0	93,8	98,6	102,4	106,5	110,8	114,9	115,2
	CH ₄	%	100,0	88,9	78,7	71,5	64,7	62,0	66,0	62,2
	NO _x	%	100,0	84,2	72,5	67,8	68,2	69,6	71,3	71,5
	SO _x	%	100,0	77,7	67,1	66,3	75,1	77,1	79,5	81,0
	NMKW	%	100,0	51,8	32,6	26,8	24,8	25,0	25,3	25,6
	CO	%	100,0	54,0	31,3	20,0	15,5	14,1	12,9	11,8
Brennstoffzellenkapazitäten	Industrie – NT	MW	0,0	0,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,0	0,0
	Industrie – HT	MW	0,0	0,0	0,0	9,8	25,1	44,4	71,3	61,5
	Industrie – Hybrid	MW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Haushalte – 1,5 kW	MW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Haushalte – 4,5 kW	MW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Öffentl. KWK – NT	MW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	38,4
	Öffentl. KWK – HT	MW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Öffentl. KWK – Hybrid	MW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Wärmeerzeugung in Brennstoffzellen	TEXT IND	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0
	PULP PAP	PJ	0	0	0	0,01	0,06	0,12	0,2	0,18
	CHEMICAL	PJ	0	0	0	0,01	0,07	0,13	0,2	0,18
	MECH ENG	PJ	0	0	0	0	0,02	0,03	0,05	0,04
	ELEC ENG	PJ	0	0	0	0,01	0,06	0,09	0,18	0,15
	CON VEH	PJ	0	0	0	0,01	0,06	0,11	0,17	0,15
	CEMENT	PJ	0	0	0	0	0,01	0,01	0,01	0
	MEDE IND	PJ	0	0	0	0,01	0,06	0,14	0,21	0,19
	MISC IND	PJ	0	0	0	0,01	0,04	0,05	0,12	0,1
	Summe	PJ	0	0	0	0,06	0,38	0,68	1,14	0,99
Diskontierte Gesamtkosten	Mrd. €₀₂	977,814								

Quelle: eigene Berechnung

Tabelle F-4: Ergebnisse der Szenariorechnungen für Baden-Württemberg – Szenario S1

		1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	
Endenergieverbrauch	Kohlen	PJ	24,9	24,0	20,1	14,0	11,9	9,3	8,1	7,1
	Erneuerbare	PJ	7,6	8,0	7,3	7,0	8,3	8,4	10,3	11,3
	Mineralöle	PJ	588,5	541,0	523,4	495,6	477,9	465,6	456,9	446,2
	Gase	PJ	192,6	195,3	199,9	205,7	210,7	213,3	210,6	204,2
	Strom	PJ	208,7	225,6	235,7	238,2	242,8	246,6	248,6	253,0
	Fern-/Nahwärme	PJ	30,6	36,8	40,9	44,6	46,7	49,2	48,3	49,6
	BZ-Wärme	PJ	0,0	0,0	0,0	0,1	0,8	1,4	2,3	2,0
	Summe	PJ	1.052,9	1.030,7	1.027,2	1.005,3	999,0	993,8	985,1	973,5
Primärenergieverbrauch	Kohlen	PJ	195,2	172,8	203,5	255,8	314,3	361,0	409,8	444,0
	Erneuerbare	PJ	36,0	38,5	40,4	44,2	50,7	55,6	61,1	65,7
	Mineralöle	PJ	679,9	624,1	610,7	576,3	552,9	526,6	517,0	502,8
	Gase	PJ	228,0	250,3	264,5	273,5	283,5	332,4	354,2	323,5
	Strom Saldo	PJ	6,2	17,4	18,2	18,2	18,2	18,2	18,2	18,2
	Kernenergie	PJ	410,6	425,6	391,2	319,8	241,2	120,2	0,0	0,0
	Summe	PJ	1.556,0	1.528,7	1.528,4	1.487,8	1.460,7	1.414,0	1.360,3	1.354,1
Strombereitstellung	Heizöl	TWh	1,92	1,08	1,08	0,81	0,66	0,32	0,28	0,26
	Kernenergie	TWh	35,22	36,87	33,89	27,71	20,89	10,42	0,00	0,00
	Steinkohle	TWh	17,08	15,27	19,76	26,41	33,85	41,78	48,26	53,19
	Wind	TWh	0,00	0,03	0,13	0,23	0,28	0,30	0,32	0,32
	Biomasse	TWh	1,01	1,28	1,46	1,69	1,88	1,46	1,65	1,53
	Sonne	TWh	0,01	0,01	0,08	0,16	0,24	0,32	0,39	0,47
	Naturgas	TWh	4,32	5,08	6,28	6,30	6,67	10,65	14,96	11,31
	Wasserkraft	TWh	4,25	4,04	4,04	4,11	4,17	4,23	4,32	4,41
	Importsaldo	TWh	1,72	4,83	5,05	5,05	5,05	5,05	5,05	5,05
	Summe	TWh	65,54	68,49	71,78	72,46	73,69	74,52	75,23	76,55
Endenergieverbrauch Strom	Industrie	TWh	22,7	25,7	25,3	25,7	26,2	26,7	27,1	27,2
	Kleinverbraucher	TWh	18,0	18,4	20,3	21,2	22,2	23,3	23,8	24,4
	Haushalte	TWh	17,3	17,8	17,6	16,8	16,4	15,7	15,3	15,7
	Verkehr	TWh	1,8	1,7	2,2	2,4	2,6	2,8	2,9	3,0
	Summe	TWh	59,9	63,5	65,5	66,2	67,4	68,5	69,1	70,3
Treibhausgasemissionen	Stromerzeugung	Mio. t	18,7	17,2	21,1	26,8	32,7	38,4	44,5	46,3
	Industrie	Mio. t	14,8	14,1	13,9	12,2	11,2	10,8	9,9	9,1
	Kleinverbraucher	Mio. t	8,0	7,7	7,6	7,2	6,9	6,8	6,8	6,8
	Haushalte	Mio. t	15,3	13,3	12,1	11,0	10,6	10,4	10,2	9,5
	Verkehr	Mio. t	23,5	23,1	23,3	23,6	23,5	23,4	23,4	23,6
Summe	Mio. t	80,2	75,4	78,0	80,8	84,9	89,8	94,8	95,2	
Relative Entwicklung der Emissionen	CO ₂	%	100,00	94,94	98,26	101,77	106,97	113,25	119,53	120,11
	N ₂ O	%	100,00	93,77	98,64	102,44	106,50	110,57	114,91	115,18
	CH ₄	%	100,00	88,89	78,69	71,51	64,83	62,32	66,18	62,32
	NO _x	%	100,00	84,22	72,52	67,82	68,12	69,55	71,18	71,33
	SO _x	%	100,00	77,71	67,11	66,25	75,02	77,08	79,49	80,98
	NMKW	%	100,00	51,79	32,63	26,83	24,80	25,00	25,26	25,60
	CO	%	100,00	53,99	31,30	19,96	15,52	14,13	12,91	11,85
Brennstoffzellenkapazitäten	Industrie – NT	MW	0	0	1,5855	1,5855	1,5855	1,5855	0	0
	Industrie – HT	MW	0	0	0	20,2944	50,736	89,1051	142,695	122,401
	Industrie – Hybrid	MW	0	0	0	0	0	0	0	0
	Haushalte - 1,5 kW	MW	0	0	0	0	0	0	0	0
	Haushalte – 4,5 kW	MW	0	0	0	0	0	0	0	0
	Öffentl. KWK – NT	MW	0	0	0	0	0	0	0	77,6895
	Öffentl. KWK – HT	MW	0	0	0	0	0	0	0	0
	Öffentl. KWK – Hybrid	MW	0	0	0	0	0	0	0	0
Wärmeerzeugung in Brennstoffzellen	TEXT IND	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0
	PULP PAP	PJ	0	0	0	0,02	0,14	0,22	0,44	0,4
	CHEMICAL	PJ	0	0	0	0,02	0,17	0,27	0,42	0,38
	MECH ENG	PJ	0	0	0	0,01	0,03	0,04	0,07	0,04
	ELEC ENG	PJ	0	0	0	0,03	0,09	0,14	0,31	0,26
	CON VEH	PJ	0	0	0	0,02	0,11	0,2	0,32	0,26
	CEMENT	PJ	0	0	0	0	0,01	0,01	0,01	0
	MEDE IND	PJ	0	0	0	0,02	0,15	0,38	0,52	0,47
	MISC IND	PJ	0	0	0	0,02	0,07	0,09	0,21	0,16
Summe	PJ	0	0	0	0,14	0,77	1,35	2,3	1,97	
Diskontierte Gesamtkosten		Mrd. €₀₂	977,878							

Quelle: eigene Berechnung

Tabelle F-5: Ergebnisse der Szenariorechnungen für Baden-Württemberg – Szenario S2

			1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Endenergieverbrauch	Kohlen	PJ	24,9	24,0	20,1	14,0	12,0	9,3	8,0	7,0
	Erneuerbare	PJ	7,6	8,0	7,3	7,0	8,3	8,2	10,1	11,1
	Mineralöle	PJ	588,5	541,7	523,4	495,7	477,8	464,8	455,5	443,4
	Gase	PJ	192,6	194,5	199,9	205,7	210,7	213,7	209,9	203,7
	Strom	PJ	208,7	225,6	235,7	238,3	242,8	246,9	249,4	253,9
	Fern-/Nahwärme	PJ	30,6	36,8	40,9	44,4	45,7	47,4	46,2	47,2
	BZ-Wärme	PJ	0,0	0,0	0,0	0,3	1,7	3,2	5,5	4,9
	Summe	PJ	1.052,9	1.030,8	1.027,3	1.005,4	999,0	993,6	984,6	971,2
Primärenergieverbrauch	Kohlen	PJ	195,2	172,9	203,5	255,8	314,3	361,0	409,8	445,2
	Erneuerbare	PJ	36,0	38,5	40,4	44,5	50,6	55,6	61,1	65,6
	Mineralöle	PJ	679,9	624,9	610,7	576,1	552,8	525,7	515,9	500,2
	Gase	PJ	228,0	249,6	264,5	273,3	283,4	331,7	354,1	323,8
	Strom Saldo	PJ	6,2	17,4	18,2	18,2	18,2	18,2	18,2	18,2
	Kernenergie	PJ	410,6	425,6	391,2	319,8	241,2	120,2	0,0	0,0
	Summe	PJ	1.556,0	1.528,8	1.528,5	1.487,7	1.460,5	1.412,4	1.359,0	1.353,0
	Strombereitstellung	Heizöl	TWh	1,92	1,08	1,08	0,81	0,60	0,26	0,22
Kernenergie		TWh	35,22	36,87	33,89	27,71	20,89	10,42	0,00	0,00
Steinkohle		TWh	17,08	15,28	19,76	26,36	33,74	41,61	48,05	53,16
Wind		TWh	0,00	0,03	0,13	0,23	0,28	0,30	0,32	0,32
Biomasse		TWh	1,01	1,28	1,46	1,67	1,86	1,42	1,62	1,48
Sonne		TWh	0,01	0,01	0,08	0,16	0,24	0,32	0,39	0,47
Naturgas		TWh	4,32	5,08	6,29	6,37	6,87	10,98	15,43	11,79
Wasserkraft		TWh	4,25	4,04	4,04	4,11	4,17	4,23	4,32	4,41
Importsaldo		TWh	1,72	4,83	5,05	5,05	5,05	5,05	5,05	5,05
Summe		TWh	65,54	68,50	71,79	72,47	73,71	74,59	75,41	76,90
Endenergieverbrauch Strom	Industrie	TWh	22,7	25,7	25,3	25,7	26,2	26,7	27,1	27,2
	Kleinverbraucher	TWh	18,0	18,4	20,3	21,2	22,2	23,3	23,9	24,6
	Haushalte	TWh	17,3	17,8	17,6	16,9	16,4	15,8	15,4	15,8
	Verkehr	TWh	1,8	1,7	2,2	2,4	2,6	2,8	2,9	3,0
	Summe	TWh	59,9	63,5	65,5	66,2	67,4	68,6	69,3	70,5
Treibhausgasemissionen	Stromerzeugung	Mio. t	18,7	17,2	21,1	26,8	32,6	38,3	44,2	46,1
	Industrie	Mio. t	14,8	14,1	13,9	12,2	11,0	10,5	9,6	8,8
	Kleinverbraucher	Mio. t	8,0	7,7	7,6	7,2	6,9	6,8	6,8	6,7
	Haushalte	Mio. t	15,3	13,3	12,1	11,0	10,6	10,4	10,1	9,4
	Verkehr	Mio. t	23,5	23,1	23,3	23,6	23,5	23,4	23,4	23,5
Summe	Mio. t	80,2	75,4	78,0	80,7	84,7	89,4	94,1	94,5	
Relative Entwicklung der Emissionen	CO ₂	%	100,0	95,0	98,3	101,7	106,8	112,7	118,7	119,4
	N ₂ O	%	100,0	93,8	98,6	102,4	106,5	110,3	114,4	114,6
	CH ₄	%	100,0	88,7	78,7	71,4	64,5	61,7	65,7	62,2
	NO _x	%	100,0	84,2	72,5	67,7	68,0	69,3	70,9	70,9
	SO _x	%	100,0	77,8	67,1	66,2	75,0	76,9	79,2	80,7
	NMKW	%	100,0	51,8	32,6	26,8	24,8	25,0	25,3	25,5
	CO	%	100,0	54,0	31,3	20,0	15,5	14,1	12,9	11,8
Brennstoffzellenkapazitäten	Industrie – NT	MW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Industrie – HT	MW	0,0	0,0	0,0	35,5	111,6	208,0	341,8	306,3
	Industrie – Hybrid	MW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Haushalte – 1,5 kW	MW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Haushalte – 4,5 kW	MW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Öffentl. KWK – NT	MW	0,0	0,0	4,1	19,0	19,0	19,0	14,9	193,7
	Öffentl. KWK – HT	MW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Öffentl. KWK – Hybrid	MW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Wärmeerzeugung in Brennstoffzellen	TEXT_IND	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0
	PULP_PAP	PJ	0	0	0	0,06	0,18	0,4	0,92	0,83
	CHEMICAL	PJ	0	0	0	0,05	0,69	0,95	1,37	1,29
	MECH_ENG	PJ	0	0	0	0,01	0,02	0,05	0,07	0,03
	ELEC_ENG	PJ	0	0	0	0,04	0,08	0,21	0,36	0,29
	CON_VEH	PJ	0	0	0	0,06	0,16	0,35	0,58	0,47
	CEMENT	PJ	0	0	0	0	0,01	0,01	0,01	0
	MEDE_IND	PJ	0	0	0	0,08	0,5	1,03	1,9	1,78
	MISC_IND	PJ	0	0	0	0,03	0,06	0,16	0,27	0,19
	Summe	PJ	0	0	0	0,33	1,7	3,16	5,48	4,88
Diskontierte Gesamtkosten	Mrd. €₀₂	978,082								

Quelle: eigene Berechnung

Tabelle F-6: Ergebnisse der Szenariorechnungen für Baden-Württemberg – Szenario S3

		1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	
Endenergieverbrauch	Kohlen	PJ	24,9	24,0	20,1	14,0	11,9	9,3	8,0	7,0
	Erneuerbare	PJ	7,6	8,0	7,3	7,0	8,4	7,9	9,7	10,3
	Mineralöle	PJ	588,5	541,4	522,9	494,9	477,7	463,8	453,3	440,5
	Gase	PJ	192,6	194,9	199,9	205,6	210,8	214,1	210,0	203,9
	Strom	PJ	208,7	225,6	236,1	238,7	242,7	248,2	250,1	254,4
	Fern-/Nahwärme	PJ	30,6	36,8	40,9	44,7	45,5	45,3	45,7	45,8
	BZ-Wärme	PJ	0,0	0,0	0,0	0,0	2,3	5,3	7,2	10,0
	Summe	PJ	1.052,9	1.030,7	1.027,1	1.004,9	999,3	993,7	984,0	971,8
Primärenergieverbrauch	Kohlen	PJ	195,2	172,9	203,5	255,8	314,3	361,0	409,7	445,2
	Erneuerbare	PJ	36,0	38,5	40,0	44,0	50,9	55,4	60,8	65,0
	Mineralöle	PJ	679,9	624,5	610,5	575,4	552,2	524,4	512,8	496,8
	Gase	PJ	228,0	249,9	265,6	275,2	283,6	331,6	356,9	328,2
	Strom Saldo	PJ	6,2	17,4	18,2	18,2	18,2	18,2	18,2	18,2
	Kernenergie	PJ	410,6	425,6	391,2	319,8	241,2	120,2	0,0	0,0
	Summe	PJ	1.556,0	1.528,8	1.528,8	1.488,4	1.460,4	1.410,9	1.358,4	1.353,3
Strombereitstellung	Heizöl	TWh	1,92	1,08	1,08	0,80	0,59	0,24	0,20	0,20
	Kernenergie	TWh	35,22	36,87	33,89	27,71	20,89	10,42	0,00	0,00
	Steinkohle	TWh	17,08	15,28	19,78	26,24	33,46	41,54	47,87	53,02
	Wind	TWh	0,00	0,03	0,13	0,23	0,28	0,30	0,32	0,32
	Biomasse	TWh	1,01	1,28	1,47	1,67	1,81	1,38	1,52	1,33
	Sonne	TWh	0,01	0,01	0,08	0,16	0,24	0,32	0,39	0,47
	Naturgas	TWh	4,32	5,08	6,39	6,64	7,19	11,48	16,12	12,62
	Wasserkraft	TWh	4,25	4,04	4,04	4,11	4,17	4,23	4,32	4,41
	Importsaldo	TWh	1,72	4,83	5,05	5,05	5,05	5,05	5,05	5,05
	Summe	TWh	65,54	68,50	71,92	72,61	73,68	74,97	75,79	77,43
Endenergieverbrauch Strom	Industrie	TWh	22,7	25,7	25,3	25,7	26,2	26,7	27,1	27,2
	Kleinverbraucher	TWh	18,0	18,4	20,3	21,2	22,2	23,4	24,0	24,6
	Haushalte	TWh	17,3	17,8	17,7	17,0	16,4	16,1	15,6	15,9
	Verkehr	TWh	1,8	1,7	2,2	2,4	2,6	2,8	2,9	3,0
	Summe	TWh	59,9	63,5	65,6	66,3	67,4	69,0	69,5	70,7
Treibhausgasemissionen	Stromerzeugung	Mio. t	18,7	17,2	21,2	26,8	32,4	37,9	43,9	45,6
	Industrie	Mio. t	14,8	14,1	13,9	12,2	11,0	10,3	9,6	8,7
	Kleinverbraucher	Mio. t	8,0	7,7	7,6	7,2	6,9	6,8	6,7	6,7
	Haushalte	Mio. t	15,3	13,3	12,1	10,9	10,6	10,3	9,9	9,1
	Verkehr	Mio. t	23,5	23,1	23,3	23,6	23,5	23,4	23,4	23,5
Summe	Mio. t	80,2	75,4	78,1	80,7	84,4	88,8	93,6	93,7	
Relative Entwicklung der Emissionen	CO ₂	%	100,0	95,0	98,3	101,8	106,5	112,1	118,5	119,0
	N ₂ O	%	100,0	93,8	98,6	102,4	106,2	110,0	113,8	114,1
	CH ₄	%	100,0	88,8	78,9	71,8	64,6	61,4	65,5	61,5
	NO _x	%	100,0	84,2	72,7	67,8	67,8	69,0	70,5	70,5
	SO _x	%	100,0	77,8	67,1	66,1	75,0	76,7	78,6	80,1
	NMKW	%	100,0	51,8	32,6	26,8	24,8	25,0	25,3	25,6
	CO	%	100,0	54,0	31,3	20,0	15,5	14,1	12,9	11,8
	Summe	%	100,0	75,4	78,1	80,7	84,4	88,8	93,6	93,7
Brennstoffzellenkapazitäten	Industrie – NT	MW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Industrie – HT	MW	0,0	0,0	0,0	0,0	152,8	345,3	380,5	380,5
	Industrie – Hybrid	MW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Haushalte - 1,5 kW	MW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Haushalte - 4,5 kW	MW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	37,4	126,2
	Öffentl. KWK – NT	MW	0,0	0,0	7,9	108,8	108,8	108,8	295,5	493,4
	Öffentl. KWK – HT	MW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Öffentl. KWK – Hybrid	MW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Wärmeerzeugung in Brennstoffzellen	TEXT IND	PJ	0	0	0	0	0,01	0,01	0	0
	PULP PAP	PJ	0	0	0	0	0,18	0,8	0,95	0,95
	CHEMICAL	PJ	0	0	0	0	1,05	1,59	1,75	1,74
	MECH ENG	PJ	0	0	0	0	0,03	0,06	0,07	0,07
	ELEC ENG	PJ	0	0	0	0	0,08	0,28	0,36	0,36
	CON VEH	PJ	0	0	0	0	0,15	0,47	0,56	0,56
	CEMENT	PJ	0	0	0	0	0,02	0,03	0,01	0,01
	MEDE IND	PJ	0	0	0	0	0,77	1,8	2,02	2,02
	MISC IND	PJ	0	0	0	0	0,06	0,22	0,28	0,28
Summe	PJ	0	0	0	0	2,35	5,26	6	5,99	
Diskontierte Gesamtkosten	Mrd. €₀₂	978,286								

Quelle: eigene Berechnung

Tabelle F-7: Ergebnisse der Szenariorechnungen für Baden-Württemberg – Szenario S4

			1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Endenergieverbrauch	Kohlen	PJ	24,9	24,0	20,1	14,0	11,8	9,2	8,0	7,0
	Erneuerbare	PJ	7,6	8,0	7,2	7,0	8,8	8,3	10,3	9,8
	Mineralöle	PJ	588,5	540,8	523,0	494,5	479,3	464,0	450,9	437,5
	Gase	PJ	192,6	195,2	199,8	205,5	211,7	214,0	210,7	204,2
	Strom	PJ	208,7	225,7	236,1	238,7	240,0	246,4	248,6	252,3
	Fern-/Nahwärme	PJ	30,6	37,0	40,9	44,7	44,1	44,8	45,1	43,8
	BZ-Wärme	PJ	0,0	0,0	0,0	0,0	3,8	5,6	8,5	11,0
	Summe	PJ	1.052,9	1.030,7	1.027,1	1.004,5	999,5	992,4	982,0	965,6
Primärenergieverbrauch	Kohlen	PJ	195,2	173,1	203,5	255,9	292,8	339,7	384,4	410,1
	Erneuerbare	PJ	36,0	38,5	40,0	44,0	50,8	55,3	60,8	63,9
	Mineralöle	PJ	679,9	624,0	610,6	574,9	556,9	524,4	510,0	493,7
	Gase	PJ	228,0	250,3	265,5	275,4	294,1	346,6	377,0	355,6
	Strom Saldo	PJ	6,2	17,4	18,2	18,2	18,2	18,2	18,2	18,2
	Kernenergie	PJ	410,6	425,6	391,2	319,8	241,2	120,2	0,0	0,0
	Summe	PJ	1.556,0	1.528,9	1.528,8	1.488,2	1.453,9	1.404,4	1.350,4	1.341,4
	Strombereitstellung	Heizöl	TWh	1,92	1,08	1,08	0,80	0,59	0,23	0,20
Kernenergie		TWh	35,22	36,87	33,89	27,71	20,89	10,42	0,00	0,00
Steinkohle		TWh	17,08	15,29	19,77	26,06	30,34	38,44	44,19	48,82
Wind		TWh	0,00	0,03	0,13	0,23	0,28	0,30	0,32	0,32
Biomasse		TWh	1,01	1,28	1,47	1,65	1,85	1,27	1,33	0,95
Sonne		TWh	0,01	0,01	0,08	0,16	0,24	0,32	0,39	0,47
Naturgas		TWh	4,32	5,08	6,39	6,85	9,39	14,20	19,72	16,54
Wasserkraft		TWh	4,25	4,04	4,04	4,11	4,17	4,23	4,32	4,41
Importsaldo		TWh	1,72	4,83	5,05	5,05	5,05	5,05	5,05	5,05
Summe		TWh	65,54	68,51	71,91	72,61	72,80	74,45	75,53	76,76
Endenergieverbrauch Strom	Industrie	TWh	22,7	25,7	25,3	25,7	26,2	26,7	27,1	27,2
	Kleinverbraucher	TWh	18,0	18,4	20,3	21,2	22,1	23,2	23,8	24,6
	Haushalte	TWh	17,3	17,8	17,7	17,0	15,7	15,7	15,3	15,3
	Verkehr	TWh	1,8	1,7	2,2	2,4	2,6	2,8	2,9	3,0
	Summe	TWh	59,9	63,5	65,6	66,3	66,7	68,5	69,1	70,1
Treibhausgasemissionen	Stromerzeugung	Mio. t	18,7	17,3	21,2	26,7	30,7	36,1	41,7	42,4
	Industrie	Mio. t	14,8	14,1	13,9	12,2	10,9	10,3	9,6	8,7
	Kleinverbraucher	Mio. t	8,0	7,7	7,6	7,2	6,9	6,9	6,8	6,8
	Haushalte	Mio. t	15,3	13,3	12,1	10,9	10,8	10,3	9,7	8,8
	Verkehr	Mio. t	23,5	23,1	23,3	23,6	23,5	23,4	23,4	23,6
Summe	Mio. t	80,2	75,4	78,1	80,5	82,8	87,0	91,2	90,3	
Relative Entwicklung der Emissionen	CO ₂	%	100,0	95,0	98,3	101,8	104,8	110,4	116,4	116,3
	N ₂ O	%	100,0	93,8	98,6	102,2	104,3	107,9	111,1	110,3
	CH ₄	%	100,0	88,9	78,8	71,8	66,6	63,4	68,0	64,0
	NO _x	%	100,0	84,2	72,7	67,7	66,8	67,9	69,2	68,7
	SO _x	%	100,0	77,7	67,1	66,1	71,3	72,9	74,0	74,1
	NMKW	%	100,0	51,8	32,6	26,8	24,8	25,0	25,3	25,6
	CO	%	100,0	54,0	31,3	20,0	15,5	14,1	12,9	11,9
	Summe	%	100,0	75,4	78,1	80,5	82,8	87,0	91,2	90,3
Brennstoffzellenkapazitäten	Industrie – NT	MW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Industrie – HT	MW	0,0	0,0	0,0	0,0	250,2	366,6	380,2	387,8
	Industrie – Hybrid	MW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Haushalte – 1,5 kW	MW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Haushalte – 4,5 kW	MW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	77,7	154,4
	Öffentl. KWK – NT	MW	0,0	0,0	15,9	217,5	272,7	272,7	536,2	1.025,2
	Öffentl. KWK – HT	MW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Öffentl. KWK – Hybrid	MW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	268,6	432,2	432,2
Wärmeerzeugung in Brennstoffzellen	TEXT_IND	PJ	0	0	0	0	0,01	0,01	0	0
	PULP_PAP	PJ	0	0	0	0	0,59	0,88	0,98	1
	CHEMICAL	PJ	0	0	0	0	1,25	1,61	1,7	1,72
	MECH_ENG	PJ	0	0	0	0	0,05	0,07	0,07	0,08
	ELEC_ENG	PJ	0	0	0	0	0,25	0,34	0,39	0,41
	CON_VEH	PJ	0	0	0	0	0,37	0,53	0,58	0,59
	CEMENT	PJ	0	0	0	0	0,02	0,03	0,01	0,01
	MEDE_IND	PJ	0	0	0	0	1,12	1,86	1,98	2
	MISC_IND	PJ	0	0	0	0	0,18	0,26	0,29	0,29
	Summe	PJ	0	0	0	0	3,84	5,59	6	6,1
Diskontierte Gesamtkosten	Mrd. €₀₂	978,750								

Quelle: eigene Berechnung

Tabelle F-8: Ergebnisse der Szenariorechnungen für Baden-Württemberg – Szenario S5

		1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	
Endenergieverbrauch	Kohlen	PJ	24,9	24,0	20,0	14,1	11,8	9,2	8,0	6,9
	Erneuerbare	PJ	7,6	8,0	7,2	6,8	7,2	7,1	7,7	9,1
	Mineralöle	PJ	588,5	540,6	523,0	492,3	469,4	454,9	443,0	416,9
	Gase	PJ	192,6	195,2	199,5	205,0	210,0	209,6	204,3	197,3
	Strom	PJ	208,7	225,7	236,9	241,4	249,1	252,3	252,6	258,0
	Fern-/Nahwärme	PJ	30,6	37,2	41,2	43,5	42,4	44,2	44,5	42,4
	BZ-Wärme	PJ	0,0	0,0	0,0	0,0	7,4	9,0	10,4	11,4
	Summe	PJ	1.052,9	1.030,7	1.027,7	1.003,1	997,3	986,3	970,5	942,1
Primärenergieverbrauch	Kohlen	PJ	195,2	173,3	206,3	255,8	314,3	361,0	409,7	392,3
	Erneuerbare	PJ	36,0	38,5	40,0	43,9	49,4	54,5	58,8	63,9
	Mineralöle	PJ	679,9	623,8	610,7	571,7	542,8	514,3	501,3	471,8
	Gase	PJ	228,0	250,4	264,9	280,4	295,7	324,4	342,1	361,4
	Strom Saldo	PJ	6,2	17,4	18,2	18,2	18,2	18,2	18,2	18,2
	Kernenergie	PJ	410,6	425,6	391,2	319,8	241,2	120,2	0,0	0,0
	Summe	PJ	1.556,0	1.528,9	1.531,1	1.489,9	1.461,6	1.392,7	1.330,2	1.307,6
Strombereitstellung	Heizöl	TWh	1,92	1,08	1,09	0,79	0,53	0,23	0,20	0,17
	Kernenergie	TWh	35,22	36,87	33,89	27,71	20,89	10,42	0,00	0,00
	Steinkohle	TWh	17,08	15,29	20,09	25,62	32,21	38,62	44,14	42,61
	Wind	TWh	0,00	0,03	0,13	0,23	0,28	0,30	0,32	0,32
	Biomasse	TWh	1,01	1,28	1,47	1,59	1,61	1,50	1,45	1,24
	Sonne	TWh	0,01	0,01	0,08	0,16	0,24	0,32	0,39	0,47
	Naturgas	TWh	4,32	5,08	6,46	8,27	11,21	16,30	21,39	26,11
	Wasserkraft	TWh	4,25	4,04	4,04	4,11	4,17	4,23	4,32	4,41
	Importsaldo	TWh	1,72	4,83	5,05	5,05	5,05	5,05	5,05	5,05
	Summe	TWh	65,54	68,51	72,30	73,51	76,19	76,97	77,27	80,40
Endenergieverbrauch Strom	Industrie	TWh	22,7	25,7	25,3	25,7	26,2	26,7	27,1	27,2
	Kleinverbraucher	TWh	18,0	18,4	20,3	21,3	22,4	23,3	24,0	24,6
	Haushalte	TWh	17,3	17,8	18,0	17,6	18,0	17,3	16,2	16,9
	Verkehr	TWh	1,8	1,7	2,2	2,4	2,6	2,8	2,9	3,0
	Summe	TWh	59,9	63,5	65,8	67,0	69,2	70,1	70,2	71,7
Treibhausgasemissionen	Stromerzeugung	Mio. t	18,7	17,3	21,4	26,5	31,6	35,4	39,7	37,7
	Industrie	Mio. t	14,8	14,1	13,9	12,1	10,8	10,2	9,4	8,6
	Kleinverbraucher	Mio. t	8,0	7,7	7,6	7,2	6,8	6,7	6,5	6,4
	Haushalte	Mio. t	15,3	13,3	12,1	10,7	10,0	9,6	9,1	7,9
	Verkehr	Mio. t	23,5	23,1	23,3	23,6	23,5	23,4	23,4	23,0
Summe	Mio. t	80,2	75,4	78,2	80,1	82,8	85,3	88,2	83,5	
Relative Entwicklung der Emissionen	CO ₂	%	100,0	95,0	98,6	101,7	105,9	110,2	115,7	111,8
	N ₂ O	%	100,0	93,8	98,9	101,9	105,1	107,3	110,0	103,3
	CH ₄	%	100,0	88,9	78,6	72,7	65,0	58,9	61,6	64,4
	NO _x	%	100,0	84,2	72,4	67,4	67,0	67,1	67,3	66,4
	SO _x	%	100,0	77,7	66,8	65,7	73,6	75,2	77,0	71,9
	NMKW	%	100,0	51,8	32,6	26,8	24,8	25,0	25,3	25,1
	CO	%	100,0	54,0	31,3	20,0	15,5	14,1	12,9	11,3
Brennstoffzellenkapazitäten	Industrie – NT	MW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Industrie – HT	MW	0,0	0,0	0,0	0,0	255,6	365,9	378,6	437,0
	Industrie – Hybrid	MW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Haushalte - 1,5 kW	MW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Haushalte – 4,5 kW	MW	0,0	0,0	0,0	0,0	109,7	109,7	141,7	156,3
	Öffentl. KWK – NT	MW	0,0	0,0	39,6	543,8	543,8	731,2	1.035,0	1.424,7
	Öffentl. KWK – HT	MW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Öffentl. KWK – Hybrid	MW	0,0	0,0	0,0	0,0	398,0	1.062,9	2.012,0	2.982,0
Wärmeerzeugung in Brennstoffzellen	TEXT IND	PJ	0	0	0	0	0,01	0,01	0	0
	PULP PAP	PJ	0	0	0	0	0,6	0,89	0,97	1,14
	CHEMICAL	PJ	0	0	0	0	1,26	1,57	1,68	1,76
	MECH ENG	PJ	0	0	0	0	0,05	0,06	0,07	0,08
	ELEC ENG	PJ	0	0	0	0	0,27	0,35	0,4	0,46
	CON VEH	PJ	0	0	0	0	0,38	0,55	0,58	0,59
	CEMENT	PJ	0	0	0	0	0,02	0,03	0,01	0,01
	MEDE IND	PJ	0	0	0	0	1,11	1,84	1,96	2,12
	MISC IND	PJ	0	0	0	0	0,2	0,27	0,3	0,3
Summe	PJ	0	0	0	0	3,9	5,57	5,97	6,46	
Diskontierte Gesamtkosten	Mrd. €₀₂	980,201								

Quelle: eigene Berechnung

Tabelle F-9: Ergebnisse der Szenariorechnungen für Baden-Württemberg – Szenario MA

			1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Endenergieverbrauch	Kohlen	PJ	24,9	24,0	20,1	14,0	11,9	9,2	8,0	5,4
	Erneuerbare	PJ	7,6	8,0	7,3	7,0	8,8	8,9	11,5	13,5
	Mineralöle	PJ	588,5	541,7	522,7	496,2	479,6	464,8	449,7	399,7
	Gase	PJ	192,6	194,5	200,5	206,4	210,6	214,3	212,2	213,5
	Strom	PJ	208,7	225,7	235,8	238,1	241,1	246,1	250,1	243,4
	Fern-/Nahwärme	PJ	30,6	36,8	40,9	44,6	47,0	45,3	46,6	43,2
	BZ-Wärme	PJ	0,0	0,0	0,0	0,1	0,4	5,3	5,6	7,6
	Summe	PJ	1.052,9	1.030,7	1.027,3	1.006,4	999,4	993,9	983,6	926,3
Primärenergieverbrauch	Kohlen	PJ	195,2	172,9	203,6	255,9	314,5	361,0	366,4	6,1
	Erneuerbare	PJ	36,0	38,5	40,4	44,2	51,4	56,4	62,7	128,5
	Mineralöle	PJ	679,9	624,9	609,9	576,5	555,5	525,8	508,8	451,1
	Gase	PJ	228,0	249,6	265,2	273,5	282,0	314,0	376,9	585,8
	Strom Saldo	PJ	6,2	17,4	18,2	18,2	18,2	18,2	18,2	18,2
	Kernenergie	PJ	410,6	425,6	391,2	319,8	241,2	120,2	0,0	0,0
	Summe	PJ	1.556,0	1.528,8	1.528,4	1.488,1	1.462,7	1.395,6	1.333,0	1.189,6
	Strombereitstellung	Heizöl	TWh	1,92	1,08	1,08	0,81	0,68	0,26	0,20
Kernenergie		TWh	35,22	36,87	33,89	27,71	20,89	10,42	0,00	0,00
Steinkohle		TWh	17,08	15,29	19,76	26,42	33,71	40,56	41,30	0,01
Wind		TWh	0,00	0,03	0,13	0,23	0,28	0,30	0,32	0,32
Biomasse		TWh	1,01	1,28	1,46	1,67	1,78	1,97	2,16	4,65
Sonne		TWh	0,01	0,01	0,08	0,16	0,24	0,32	0,39	0,47
Naturgas		TWh	4,32	5,08	6,29	6,27	6,33	11,29	21,92	58,36
Wasserkraft		TWh	4,25	4,04	4,04	4,11	4,17	4,23	4,32	6,08
Importsaldo		TWh	1,72	4,83	5,05	5,05	5,05	5,05	5,05	5,05
Summe		TWh	65,54	68,51	71,79	72,41	73,12	74,40	75,67	75,04
E/E-Verbrauch Strom	Industrie	TWh	22,7	25,7	25,3	25,7	26,2	26,7	27,1	27,2
	Kleinverbraucher	TWh	18,0	18,4	20,3	21,2	22,3	23,2	23,9	23,5
	Haushalte	TWh	17,3	17,8	17,6	16,8	15,8	15,6	15,7	14,0
	Verkehr	TWh	1,8	1,7	2,2	2,4	2,6	2,8	2,9	3,0
	Summe	TWh	59,9	63,5	65,5	66,1	67,0	68,4	69,5	67,6
Treibhausgasemissionen	Stromerzeugung	Mio. t	18,7	17,2	21,1	26,8	32,5	37,1	41,3	15,0
	Industrie	Mio. t	14,8	14,1	13,9	12,2	11,4	10,4	9,5	8,0
	Kleinverbraucher	Mio. t	8,0	7,7	7,6	7,2	6,9	6,8	6,8	6,8
	Haushalte	Mio. t	15,3	13,3	12,1	11,1	10,8	10,4	9,7	7,8
	Verkehr	Mio. t	23,5	23,1	23,3	23,6	23,5	23,4	23,4	22,3
Summe	Mio. t	80,2	75,4	78,0	80,8	85,1	88,1	90,8	59,9	
Relative Entwicklung der Emissionen	CO ₂	%	100,0	95,0	98,3	101,8	107,2	111,0	114,5	79,7
	N ₂ O	%	100,0	93,8	98,6	102,4	106,8	109,5	110,3	71,0
	CH ₄	%	100,0	88,7	78,8	71,5	65,0	59,7	69,3	93,1
	NO _x	%	100,0	84,2	72,4	67,7	68,3	68,8	70,7	62,6
	SO _x	%	100,0	77,8	66,4	65,5	76,0	76,9	73,3	24,1
	NMKW	%	100,0	51,8	32,6	26,8	24,8	25,0	25,3	24,2
	CO	%	100,0	54,0	31,3	20,0	15,5	14,1	12,9	11,1
Brennstoffzellenkapazitäten	Industrie – NT	MW	0,0	0,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,0	0,0
	Industrie – HT	MW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	182,3	182,3	477,2
	Industrie – Hybrid	MW	0,0	0,0	0,0	9,8	25,1	25,1	25,1	15,2
	Haushalte - 1,5 kW	MW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Haushalte – 4,5 kW	MW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Öffentl. KWK – NT	MW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Öffentl. KWK – HT	MW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Öffentl. KWK – Hybrid	MW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2.678,5
Wärmeerzeugung in Brennstoffzellen	TEXT IND	PJ	0	0	0	0	0,02	0,01	0,01	0
	PULP PAP	PJ	0	0	0	0	0,03	0,39	0,41	0,8
	CHEMICAL	PJ	0	0	0	0	0,03	0,49	0,51	1,84
	MECH ENG	PJ	0	0	0	0	0,03	0,05	0,06	0,08
	ELEC ENG	PJ	0	0	0	0	0,02	0,16	0,17	0,28
	CON VEH	PJ	0	0	0	0	0,02	0,2	0,22	0,37
	CEMENT	PJ	0	0	0	0	0,02	0,01	0,01	0,01
	MEDE IND	PJ	0	0	0	0	0,02	0,68	0,72	2,15
	MISC IND	PJ	0	0	0	0	0,03	0,18	0,19	0,23
	Summe	PJ	0	0	0	0	0,22	2,17	2,3	5,76
Diskontierte Gesamtkosten	Mrd. €₀₂	988,804								

Quelle: eigene Berechnung

Tabelle F-10: Ergebnisse der Szenariorechnungen für Baden-Württemberg – Szenario MS

		1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	
Endenergieverbrauch	Kohlen	PJ	24,9	23,8	19,9	13,8	11,6	8,7	7,3	4,8
	Erneuerbare	PJ	7,6	8,0	7,3	7,0	8,2	8,6	9,9	13,7
	Mineralöle	PJ	588,5	539,8	517,8	489,0	469,2	454,4	439,3	393,5
	Gase	PJ	192,6	194,0	198,8	203,6	205,7	205,0	197,6	186,2
	Strom	PJ	208,7	225,4	235,2	237,6	241,1	244,6	248,7	244,2
	Fern-/Nahwärme	PJ	30,6	36,7	40,8	44,5	46,2	42,4	43,8	36,2
	BZ-Wärme	PJ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	2,2	2,3	5,8
	Summe	PJ	1.052,9	1.027,7	1.019,7	995,6	982,2	965,9	948,9	884,4
Primärenergieverbrauch	Kohlen	PJ	195,2	171,9	203,1	255,8	314,3	360,4	394,2	6,2
	Erneuerbare	PJ	36,0	38,5	40,4	44,5	50,8	56,3	61,1	110,5
	Mineralöle	PJ	679,9	622,7	604,8	569,0	544,7	514,2	497,4	444,9
	Gase	PJ	228,0	249,0	261,7	269,0	274,7	299,7	333,5	562,8
	Strom Saldo	PJ	6,2	17,4	18,2	18,2	18,2	18,2	18,2	18,2
	Kernenergie	PJ	410,6	425,6	391,2	319,8	241,2	120,2	0,0	0,0
	Summe	PJ	1.556,0	1.525,1	1.519,4	1.476,2	1.443,9	1.368,9	1.304,4	1.142,6
Strombereitstellung	Heizöl	TWh	1,92	1,07	1,10	0,83	0,69	0,30	0,25	0,16
	Kernenergie	TWh	35,22	36,87	33,89	27,71	20,89	10,42	0,00	0,00
	Steinkohle	TWh	17,08	15,21	19,75	26,44	33,86	41,26	45,68	0,06
	Wind	TWh	0,00	0,03	0,13	0,23	0,28	0,30	0,32	0,32
	Biomasse	TWh	1,01	1,28	1,46	1,68	1,80	1,97	2,15	3,31
	Sonne	TWh	0,01	0,01	0,08	0,16	0,24	0,32	0,39	0,47
	Naturgas	TWh	4,33	5,09	6,09	6,06	6,16	10,11	17,07	59,79
	Wasserkraft	TWh	4,25	4,04	4,04	4,11	4,17	4,23	4,32	6,08
	Importsaldo	TWh	1,72	4,83	5,05	5,05	5,05	5,05	5,05	5,05
	Summe	TWh	65,54	68,42	71,60	72,26	73,14	73,95	75,23	75,25
Endenergieverbrauch Strom	Industrie	TWh	22,7	25,7	25,3	25,7	26,1	26,6	26,9	27,0
	Kleinverbraucher	TWh	18,0	18,4	20,3	21,2	22,2	23,2	23,9	23,7
	Haushalte	TWh	17,3	17,8	17,5	16,7	16,1	15,4	15,4	14,2
	Verkehr	TWh	1,8	1,7	2,2	2,4	2,6	2,8	2,9	3,0
	Summe	TWh	59,9	63,5	65,3	66,0	67,0	67,9	69,1	67,8
Treibhausgasemissionen	Stromerzeugung	Mio. t	18,7	17,2	21,0	26,7	32,4	37,3	42,9	15,6
	Industrie	Mio. t	14,8	14,0	13,7	11,9	11,0	9,6	8,6	6,6
	Kleinverbraucher	Mio. t	8,0	7,7	7,6	7,2	6,9	6,8	6,7	6,3
	Haushalte	Mio. t	15,3	13,1	11,8	10,6	10,1	9,8	9,1	7,7
	Verkehr	Mio. t	23,5	23,1	23,3	23,6	23,5	23,4	23,4	22,3
Summe	Mio. t	80,2	75,1	77,4	80,0	83,9	86,9	90,7	58,5	
Relative Entwicklung der Emissionen	CO ₂	%	100,0	94,6	97,5	100,8	105,7	109,5	114,3	77,9
	N ₂ O	%	100,0	93,5	98,1	101,9	106,0	108,7	111,4	69,4
	CH ₄	%	100,0	88,5	78,0	70,5	63,0	57,1	62,2	89,6
	NO _x	%	100,0	84,1	72,2	67,4	67,5	67,8	69,5	60,0
	SO _x	%	100,0	77,3	65,5	64,5	74,2	74,3	73,3	22,4
	NMKW	%	100,0	51,8	32,6	26,8	24,8	25,0	25,3	24,2
	CO	%	100,0	54,0	31,3	20,0	15,5	14,1	12,9	11,1
Brennstoffzellenkapazitäten	Industrie – NT	MW	0,0	0,0	1,0	1,0	1,0	0,0	0,0	0,0
	Industrie – HT	MW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	182,3	182,3	477,2
	Industrie – Hybrid	MW	0,0	0,0	0,0	9,8	25,1	25,1	25,1	15,2
	Haushalte – 1,5 kW	MW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Haushalte – 4,5 kW	MW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Öffentl. KWK – NT	MW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Öffentl. KWK – HT	MW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Öffentl. KWK – Hybrid	MW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2.678,5
Wärmeerzeugung in Brennstoffzellen	TEXT IND	PJ	0	0	0	0	0,02	0,01	0,01	0
	PULP PAP	PJ	0	0	0	0	0,03	0,39	0,41	0,8
	CHEMICAL	PJ	0	0	0	0	0,03	0,49	0,51	1,84
	MECH ENG	PJ	0	0	0	0	0,03	0,05	0,06	0,08
	ELEC ENG	PJ	0	0	0	0	0,02	0,16	0,17	0,28
	CON VEH	PJ	0	0	0	0	0,02	0,2	0,22	0,37
	CEMENT	PJ	0	0	0	0	0,02	0,01	0,01	0,01
	MEDE IND	PJ	0	0	0	0	0,02	0,68	0,72	2,15
	MISC IND	PJ	0	0	0	0	0,03	0,18	0,19	0,23
Summe	PJ	0	0	0	0	0,22	2,17	2,3	5,76	
Diskontierte Gesamtkosten	Mrd. €₀₂	987,619								

Quelle: eigene Berechnung