

Climate Change

Climate
Change

05
|
05

ISSN
1611-8855

Brennstoffzellen in der stationären Energieversorgung

Umwelt
Bundes
Amt 
Für Mensch und Umwelt

UMWELTFORSCHUNGSPLAN DES
BUNDESMINISTERIUMS FÜR UMWELT,
NATURSCHUTZ UND REAKTORSICHERHEIT

Forschungsbericht 202 41 142
UBA-FB 000817



Brennstoffzellen in der stationären Energieversorgung

von

Prof. Dr. Uwe Leprich
Dipl.-Kfm. Andreas Thiele

Institut für ZukunftsEnergieSysteme (IZES), Saarbrücken

In Kooperation mit

Dr. Horst Meixner
Dipl.-Ing. Ulrich Schäfer

hessenEnergie GmbH, Wiesbaden

Diese Publikation ist ausschließlich als Download unter <http://www.umweltbundesamt.de> verfügbar.

Der Herausgeber übernimmt keine Gewähr für die Richtigkeit, die Genauigkeit und Vollständigkeit der Angaben sowie für die Beachtung privater Rechte Dritter. Die in der Studie geäußerten Ansichten und Meinungen müssen nicht mit denen des Herausgebers übereinstimmen.

Herausgeber: Umweltbundesamt
Postfach 14 06
06844 Dessau
Tel.: 0340/2103-0
Telefax: 0340/2103 2285
Internet: <http://www.umweltbundesamt.de>

Redaktion: Fachgebiet I 4.2
Rainer Sternkopf

Dessau, Juni 2005

Berichts-Kennblatt

1. Berichtsnummer UBA-FB	2.	3.
4. Titel des Berichts Einsatz stationärer Brennstoffzellentechnologie als Beitrag zum Klimaschutzprogramm der Bundesregierung Teil 1: Rahmen- und Erfolgsbedingungen für die weitere Verbreitung kleiner KWK-Anlagen und Brennstoffzellen in Deutschland		
5. Autor(en), Name(n), Vorname(n) Prof. Dr. Uwe Leprich, Andreas Thiele, Dr. Horst Meixner, Ulrich Schäfer		8. Abschlussdatum 31.03.2004
6. Durchführende Institutionen (Name, Anschrift) 1) Institut für ZukunftsEnergieSysteme (IZES), Altenkesseler Str.17 D-66115 Saarbrücken 2) hessenENERGIE GmbH, Mainzer Str. 98-102, D-65189 Wiesbaden		9. Veröffentlichungsdatum
		10. UFOPLAN-Nr. FKZ 202 41 142
		11. Seitenzahl 144
7. Fördernde Institution (Name, Anschrift) Umweltbundesamt, Postfach 33 00 22, 14191 Berlin		12. Literaturangaben 92
		13. Tabellen und Diagramme 27
		14. Abbildungen 9
15. Zusätzliche Angaben		
16. Zusammenfassung Ausgangspunkt der vorliegenden Untersuchung war die Frage, ob die durch das Kraft-Wärme-Kopplungs(KWK)-Gesetz geschaffenen Anreize kurz- und mittelfristig ausreichen, um Brennstoffzellen als kleine KWK-Anlagen breit in den Markt einzuführen bzw. diese zumindest bis hin zur Marktreife zu entwickeln. Dies muss nach unseren Recherchen eindeutig verneint werden: dafür ist die festgelegte Zuschlagszahlung zu gering, um die Kostengrößen für Investition und Betrieb einer Brennstoffzellenanlage nachhaltig beeinflussen zu können. Eines der Ziele des KWK-Gesetzes, über eine breitere Markteinführung von Brennstoffzellen einen Beitrag zur Minderung der jährlichen Kohlendioxid-Emissionen in der Bundesrepublik Deutschland zu leisten, kann somit derzeit nicht erreicht werden. Allerdings können Brennstoffzellen, wenn ihre wirtschaftliche Verfügbarkeit gesichert ist und heute bereits entsprechende Rahmenbedingungen gesetzt werden, mittel- und langfristig eine durchaus wichtige klimapolitische Bedeutung erlangen. Mit dem KWK-Gesetz hat die Bundesregierung öffentlich dokumentiert, dass sie die Entwicklung und Markteinführung der Brennstoffzelle fördern will. Diese Signalwirkung hilft zum einen der Industrie, ihre mittel- bis langfristigen Entscheidungen entsprechend auszurichten. Und Anwendern und Anlagenbetreibern von Brennstoffzellenanlagen hilft das Gesetz, insbesondere weil nun Rechtssicherheit darüber besteht, dass der Netzanschluss und eine Einspeisevergütung garantiert werden, wenn Anlagen zur Stromeinspeisung ins Netz der allgemeinen Versorgung genutzt werden sollen. Vor dem Hintergrund der insgesamt jedoch unzureichenden Perspektive der Marktdurchsetzung von kleinen KWK-Anlagen inkl. Brennstoffzellen wurde das Spektrum möglicher Fördermaßnahmen und unterstützender Ansätze dieser Technologien beleuchtet. Dabei wurde zwischen einer Flankierung des bestehenden KWK-Gesetzes, seiner Weiterentwicklung sowie alternativen Instrumenten differenziert. Es bestehen mehrere Ansatzmöglichkeiten, Veränderungen bzw. Anpassungen im KWK-Gesetz vorzunehmen und es vor allem entsprechend seiner Zielsetzung zu flankieren. Davon sollte im Sinne dieser Untersuchung und im Interesse einer stärkeren Verbreitung von kleinen KWK- und Brennstoffzellenanlagen möglichst rasch Gebrauch gemacht werden. Schließlich wurden ausgewählte technische, energiewirtschaftliche sowie energiepolitische Chancen und Voraussetzungen für Brennstoffzellen bei deren Einbindung in dezentrale Versorgungssysteme (u.a. Virtuelle Kraftwerke, Microgrids) untersucht.		
17. Schlagwörter KWK-Gesetz, Brennstoffzelle, Kraft-Wärme-Kopplung, Klimaschutz, CO2-Reduzierung, Marktentwicklung KWK, Marktentwicklung Brennstoffzelle, Stromgestehungskosten, Einspeisevergütung, Üblicher Preis, Zuschlagszahlung, effiziente Energiewandlung, Monitoring, Weiterentwicklung KWK-Gesetz, Handlungsoptionen, Förderinstrumente, Hemmnisse, Netzanschluss, Netzzugang, Netzbetreiber, Arealnetzversorgung, Virtuelle Kraftwerke, Microgrid, Vernetzung dezentraler Anlagen.		
18. Preis	19.	

Report Cover Sheet

1. Report No. UBA-FB	2.	3.
4. Report Title Stationary Fuel Cell Technology as Contribution to the Climate Protection Program of the German Federal Government Part 1: General Conditions and Requirements for the Dissemination of Fuel Cells and other small CHP-plants		
5. Autor(s), Family Name(s), First Name(s) Prof. Dr. Uwe Leprich, Andreas Thiele, Dr. Horst Meixner, Ulrich Schäfer		8. Report Date 31.03.2004
6. Performing Organisation (Name, Address) 1) Institut für ZukunftsEnergieSysteme (IZES), Altenkesseler Str.17 D-66115 Saarbrücken 2) hessenENERGIE GmbH, Mainzer Str. 98-102, D-65189 Wiesbaden		9. Publication Date
		10. UFOPLAN-Ref. No. FKZ 202 41 142
		11. No. of Pages 144
7. Funding Agency (Name, Address) Umweltbundesamt (Federal Environmental Agency) Postfach 33 00 22, 14191 Berlin		12. No. of References 92
		13. No. of Tables, Diagrams 27
		14. No. of Figures 9
15. Supplementary Notes		
16. Abstract Starting point for this investigation was the question, whether the incentives, caused by the CHP law from March the 19th 2002, are short- and medium term adequate to introduce fuel cells as small CHP plants broadly on the market or rather develop them at least to a standard of market maturity. This has – based on our analysis – definitely to be answered in the negative: for this, the fixed bonus is too small to influence the costs for investment and running of a fuel cell plant lasting. One of the aims of the CHP law - the reduction of the yearly CO ₂ -emissions in Germany by a broader introduction of the technology on the market - can actually not be reached. Although, fuel cells may obtain a quite important climate-political significance, if their economical availability will be secured and related basic conditions are set today. By the CHP law, the federal government however demonstrated publicly that it is willing to support the development of the fuel cell and its introduction on the market. This signal is not only supporting the industry to align its middle- and long term decisions but it is also helping users and operators of fuel cells by providing a legal security about the guarantee for grid connection and remuneration. Based on the perspectives for an establishing of small CHP plants including fuel cells, the range of possible stimulating and supporting measures was investigated in a second step. While doing so, it was differentiated between a flanking of the existing CHP law, its further development and other alternative measures. By this, there are several starting points to realize changes or rather adaptations in the CHP law. According to this investigation and in the interest of an increased spreading of small CHP- and fuel cell plants, these possibilities should be made use of as fast as possible. The investigation was terminated by examining selected technical, energy-economical as well as energy political chances and requirements for hydrogen fuel cells in case an integration in virtual power plants and microgrids.		
17. Keywords CHP law, fuel cell, cogeneration, combined heat and power, climate protection, reduction of CO ₂ -emissions, market of CHP, market of fuel cell, investment and running cost, calculation of profitability, bonus, remuneration, efficiency, monitoring, measures, options of action, diskrimination, connection, access, network operator, decentralized grid, distributed generation, virtual power plant, microgrid, integration of decentralized systems.		
18. Price	19.	

Inhaltsverzeichnis

1	AUSWIRKUNGEN DES KWK-GESETZES AUF BRENNSTOFFZELLEN.....	8
1.1	Durchführung der Untersuchung.....	8
1.2	Einflussfaktoren und Voraussetzungen für einen Ausbau der Brennstoffzellentechnologie	8
1.2.1	Kurzeinführung zur Brennstoffzellentechnologie	8
1.2.2	Übersicht ausgewählter Einflussfaktoren und Rahmenbedingungen	10
1.3	Analyse der Auswirkungen des KWK-Gesetzes auf Brennstoffzellen	17
1.3.1	Umfang der direkten Berücksichtigung der Brennstoffzelle im KWK-Gesetz ...	17
1.3.2	Eingrenzung der vom KWK-Gesetz betroffenen Akteure	20
	1.3.2.1 Übersicht	20
	1.3.2.2 Ausgewählte direkt betroffene Akteure	21
	1.3.2.3 Ausgewählte indirekt betroffene Akteure und „neue“ Akteure	22
1.3.3	Ansätze für Beiträge des KWK-Gesetzes zur Ausbaudynamik von Brennstoffzellen	23
	1.3.3.1 Relevanz bei unterschiedlichen Leistungsklassen, Anwendungen und Einsatzgebieten	23
	1.3.3.2 Relevanz und Bedeutung von unterschiedlichen Investitionszeitpunkten und Betriebsjahren	26
1.3.4	Untersuchung eines wirtschaftlichen Beitrages des KWK-Gesetzes zum Betrieb von Brennstoffzellenanlagen	27
	1.3.4.1 Übersicht Stand und Entwicklung der Investitions- und Betriebskosten von Brennstoffzellensystemen	27
	1.3.4.2 Auswirkungen unter Berücksichtigung der Entwicklung von Erlössituationen	32
1.4	Bewertung der Auswirkungen des KWK-Gesetzes auf Brennstoffzellen	38
1.4.1	Übersicht.....	38
1.4.2	Erleichterungen und fördernde Effekte	39
1.4.3	Erkennbare Problemstellungen und hemmende Effekte	39
1.4.4	Abschätzungen eines Zubaus an Brennstoffzellensystemen durch das KWK-Gesetz	42
1.5	Fazit und Ausblick.....	45
2	FLANKIERUNG UND WEITERENTWICKLUNG DES KWK-GESETZES UNTER BESONDERER BERÜCKSICHTIGUNG KLEINER KWK-ANLAGEN UND BRENNSTOFFZELLEN	46
2.1	Das KWK-Gesetz im Kontext global steuernder Instrumente	47
2.1.1	Ausgangspunkt: Das KWK-Gesetz als Teil der Selbstverpflichtung der Industrie	48
2.1.2	Mineralölsteuer und Ökosteuer.....	49
2.1.3	Die Europäische Richtlinie zum Emissionshandel.....	52

2.2	Flankierung des KWK-Gesetzes durch Hemmnisabbau im energiewirtschaftlichen und Umsetzungs-Kontext.....	56
2.2.1	Energiewirtschaftsgesetz	56
2.2.2	Netzregulierung allgemein.....	60
2.2.3	Gebührenordnung zum KWK-Gesetz.....	65
2.2.4	Sonstige Regelungen	66
2.3	Weiterentwicklung des KWK-Gesetzes und alternative Instrumente (bezogen auf kleine KWK und Brennstoff-zellen)	69
2.3.1	Weiterentwicklung des KWK-Gesetzes.....	69
2.3.2	Einspeiseregelung für Kleinanlagen.....	70
2.3.3	Quoten-/Zertifikatsmodell	74
2.3.4	Klassische Förderinstrumente	75
2.4	Fazit	78
3	WEITERE INSTRUMENTE ZUR FÖRDERUNG DER BRENNSTOFFZELLENTechnologie IM RAHMEN DEZENTRALER NETZE.....	80
3.1	Chancen für Brennstoffzellensysteme durch die Einbindung in dezentrale Energieversorgungsinfrastrukturen.....	80
3.1.1	Dezentrale Energieversorgungsstrukturen.....	80
3.1.2	Möglichkeiten der Einbindung von Brennstoffzellen in dezentrale Energieversorgungsstrukturen/-netze	83
3.1.2.1	Virtuelle Kraftwerke	83
3.1.2.2	Virtuelles Brennstoffzellen-Kraftwerk	86
3.1.2.3	Weitere Integrationsmöglichkeiten von Brennstoffzellen	86
3.1.2.4	Beispiele anhand laufender Pilotprojekte und Feldversuche	87
3.1.2.5	Ausgestaltung eines Energiemanagementsystems	89
3.1.3	Mögliche Auswirkungen und Chancen der Einbindung.....	90
3.1.3.1	Energiewirtschaftliche und technische Auswirkungen und Chancen	90
3.1.3.2	Energiewirtschaftlicher Wert dezentraler Anlagen - Diskussionspunkte	96
3.1.3.3	Vergleichbare Technologien zu Brennstoffzellen beim Einsatz in „Virtuellen Kraftwerken“	100
3.1.4	Ausgewählte Hemmnisse und Problemstellungen	101
3.2	Voraussetzungen und Instrumente für die Einbindung der Brennstoffzellentechnik in „Virtuelle Kraftwerke“	103
3.2.1	Technologie in Verbindung mit Forschung und Entwicklung.....	103
3.2.2	Energiewirtschaft und Politik	105
3.3	Bewertung im Überblick	111
3.4	Fazit und Ausblick	115
	Literaturverzeichnis.....	115
	Anlage	122
	Tabellen- und Abbildungsverzeichnis	135
	Abkürzungsverzeichnis.....	137

Problemstellung und Zielsetzung

Die Brennstoffzellentechnologie gilt als eine der zukunftssträchtesten Technologien zur gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung. Dies hat den Gesetzgeber u. a. dazu veranlasst, im Rahmen des Kraft-Wärme-Kopplung(KWK)-Modernisierungsgesetzes vom 19. März 2002 (in Kraft getreten am 1. April 2002) eine spezielle Vergütung für den aus Brennstoffzellen eingespeisten Strom in das öffentliche Netz festzulegen.¹

In diesem Teil I des Gesamtforschungsvorhabens² werden anfangs die Rahmen- und Erfolgsbedingungen für den Einsatz von Brennstoffzellen, unter besonderer Berücksichtigung des KWK-Modernisierungsgesetzes und der KWK-Vereinbarung vom 25. Juni 2001, umfassend analysiert und problematisiert (Kapitel 1). Es wird dabei insbesondere der Frage nachgegangen, ob die durch das KWK-Gesetz geschaffenen Anreize ausreichen, um Brennstoffzellen nachhaltig in den Markt einzuführen bzw. diese bis hin zur Marktreife zu entwickeln.

Darauf aufbauend werden weitergehende Lösungswege im Sinne einer Flankierung, Weiterentwicklung und Ergänzung der gesetzlichen Rahmenbedingungen für die stärkere Verbreitung der kleinen KWK insgesamt inkl. der Brennstoffzellentechnologie aufgezeigt (Kapitel 2). Das Zusammenwirken aller relevanten Gesetze und Regelungen und die damit explizit und implizit gegebenen Anreize zur Implementierung neuer Energiewandlungstechniken werden schließlich über den Markterfolg der KWK und damit auch der Brennstoffzelle entscheiden.

Schließlich werden die Voraussetzungen einer Einbindung der Brennstoffzellentechnologie in dezentrale Netze und dafür notwendige weitergehende Instrumente untersucht (Kapitel 3).

Ziel dieser Untersuchung ist es, die vielfältigen – insbesondere auch systembedingten – Hemmnisse einer umfassenderen Verbreitung von Brennstoffzellen systematisch zu erkennen und das Spektrum der Möglichkeiten aufzuzeigen, das der Gesetzgeber hat, um die Hemmnisse zu überwinden und Zukunftstechnologien zum Erfolg zu verhelfen.

Saarbrücken, im März 2004

¹ Eine Brennstoffzellenförderung ist auch in der Beschlussempfehlung des Deutschen Bundestages zur EEG-Novellierung vom 31.03.2004 in den §§ 7 und 8 enthalten (Novelle wurde am 02.04.2004 vom Bundestag verabschiedet). Hier soll zusätzlich zur Vergütung für eingespeisten Strom aus Deponiegas, Klärgas und Grubengas sowie aus Biomasse eine Einspeisevergütung von jeweils 2 ct/kWh bei einer Stromerzeugung aus Brennstoffzellen gewährt werden.

² Der Teil II des Gesamtforschungsvorhabens besteht aus einer Machbarkeitsanalyse für den Einsatz eines Brennstoffzellensystems in einem Naturschutzgebiet am Beispiel der Internationalen Naturschutzakademie (INA) auf der Insel Vilm. Der Bericht wurde ebenfalls vom IZES und Kooperationspartnern erarbeitet, stellt aber einen separaten, selbständigen Teil dar.



Zusammenfassung

Ausgangspunkt der vorliegenden Untersuchung war die Frage, ob die durch das Kraft-Wärme-Kopplungs(KWK)-Gesetz geschaffenen Anreize kurz- und mittelfristig ausreichen, um Brennstoffzellen als kleine KWK-Anlagen breit in den Markt einzuführen bzw. diese zumindest bis hin zur Marktreife zu entwickeln. Dies muss nach unseren Recherchen eindeutig verneint werden: dafür ist die festgelegte Zuschlagszahlung zu gering, um die Kostengrößen für Investition und Betrieb einer Brennstoffzellenanlage nachhaltig beeinflussen zu können. Eines der Ziele des KWK-Gesetzes, über eine breitere Markteinführung von Brennstoffzellen einen Beitrag zur Minderung der jährlichen Kohlendioxid-Emissionen in der Bundesrepublik Deutschland zu leisten, kann somit derzeit nicht erreicht werden. Allerdings können Brennstoffzellen, wenn ihre wirtschaftliche Verfügbarkeit gesichert ist und heute bereits entsprechende Rahmenbedingungen gesetzt werden, mittel- und langfristig eine durchaus wichtige klimapolitische Bedeutung erlangen.

Mit dem KWK-Gesetz hat die Bundesregierung öffentlich dokumentiert, dass sie die Entwicklung und Markteinführung der Brennstoffzelle fördern will. Diese Signalwirkung hilft zum einen der Industrie, ihre mittel- bis langfristigen Entscheidungen entsprechend auszurichten. Und Anwendern und Anlagenbetreibern von Brennstoffzellenanlagen hilft das Gesetz, insbesondere weil nun Rechtssicherheit darüber besteht, dass der Netzanschluss und eine Einspeisevergütung garantiert werden, wenn Anlagen zur Stromspeisung ins Netz der allgemeinen Versorgung genutzt werden sollen.

Vor dem Hintergrund der insgesamt jedoch unzureichenden Perspektive der Marktdurchsetzung von kleinen KWK-Anlagen inkl. Brennstoffzellen wurde im nächsten Schritt das Spektrum möglicher Fördermaßnahmen und unterstützender Ansätze dieser Technologien beleuchtet. Dabei wurde zwischen einer Flankierung des bestehenden KWK-Gesetzes, seiner Weiterentwicklung sowie alternativen Instrumenten differenziert:

- Im Hinblick auf die Flankierung durch global steuernde Instrumente wurden Anpassungserfordernisse des Mineralölsteuer- sowie des Ökosteuergesetzes identifiziert, die insbesondere aktuelle Benachteiligungen der Brennstoffzelle betreffen.
- Der Flankierung des KWK-Gesetzes durch Modifikation der allgemeinen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen kommt eine zentrale Rolle im betrachteten Instrumentenspektrum zu. Neben Detailanpassungen des Energiewirtschaftsgesetzes ist hier die Ausgestaltung der künftigen Netzregulierung von herausragender Bedeutung, da den Netzbetreibern die Schlüsselrolle im Hinblick auf den Marktzutritt dezentraler Stromerzeugung zufällt („aktiver Netzbetreiber“).
- Schließlich wurden weitere Flankierungen des KWK-Gesetzes aufgezeigt, die gezielt Hemmnisse gegenüber Klein-KWK und Brennstoffzellen abbauen helfen. Dazu gehören Modifikationen der Gebührenordnung, Veränderungen der Baugenehmigungsverfahren und der Kehrordnungen sowie Richtlinien für den Netzparallelbetrieb.
- Als zentrale Weiterentwicklung des bestehenden KWK-Gesetzes wurde eine Einspeiseregulierung für Klein-KWK-Anlagen vorgestellt, die geeignet erscheint, ausreichende Anreize für den Betrieb derselben zu gewährleisten.

- Abschließend wurden zur Vervollständigung des Instrumentenspektrums alternative Instrumente wie das Quoten-/Zertifikatsmodell und monetäre Förderinstrumente betrachtet, die möglicherweise geeignet sind, das KWK-Gesetz zu ersetzen.

Isolierte Betrachtungen einzelner Instrumente sind jedoch meist unzureichend, da sich eindeutige Ursache-Wirkungsbeziehungen nur schwer nachweisen lassen. Häufig sind es Bündel von Maßnahmen und Umständen, die letztlich zum Markterfolg neuer Technologien führen. Zielführend ist es, wenn die Maßnahmenbündel die Marktentwicklung stimulieren, eine ausreichende Basis für weitere Forschung und Entwicklung schaffen und schließlich die Etablierung der Technologie im politischen und rechtlichen System unterstützen. Ob dann die wirksame Förderung von Klein-KWK und Brennstoffzellen über eine Weiterentwicklung des bestehenden KWK-Gesetzes im beschriebenen Sinne oder über alternative Instrumente vorangetrieben wird, ist dann eine nachgelagerte Fragestellung, die mit Hilfe von Instrumenten-Bewertungskriterien wie ökonomische Effizienz, Effektivität, Praktikabilität und Durchsetzbarkeit entschieden werden muss. Neben der Diskussion geeigneter Förderinstrumente sowie deren Auswahl und Einsatz muss berücksichtigt werden, dass Innovationen (Neu- oder Weiterentwicklungen von Technologien) in der Regel ein begrenztes Zeitfenster besitzen. In diesem „Window of Opportunities“ entscheidet sich, ob eine Technologie im Markt bestehen kann oder nicht. Es wird maßgeblich beeinflusst von den Rahmenbedingungen sowie der Technologieverfügbarkeit.

Die Bereitstellung und Verteilung elektrischer Energie wird künftig noch mehr als heute von der Synergie zwischen klassischer Energietechnik und der Informations- und Kommunikationstechnik abhängig sein. Grundsätzlich arbeitet die Mehrzahl der Technologielieferanten am Thema effiziente Einbindung dezentraler Energiesysteme in den Netzverbund. Brennstoffzellen lassen sich relativ gut in die jeweils unterschiedlichen dezentralen Energieversorgungsstrukturen wie „Virtuelle Kraftwerke“ und Microgrids einbinden.

Folgende von uns in diesem Zusammenhang diskutierten Handlungsoptionen legen den Fokus auf die Einbindung von Brennstoffzellen in dezentrale Netze:

- Durchführung von Pilot- bzw. Feldversuchen als Grundlage für den Aufbau von „Virtuellen Kraftwerken“ unter Einbeziehung von Brennstoffzellen.
- Herausfiltern und Analyse von Technologielücken, Festlegung von Forschungszielen (Roadmaps) sowie Umsetzung von Maßnahmen sowohl bei Systemlösungen als auch bei der Brennstoffzelle selber.
- Identifikation und Vernetzung bestehender öffentlicher und privatwirtschaftlicher Aktivitäten.
- Information und Sensibilisierung von Wirtschaft und Politik für das Thema „Virtuelle Kraftwerke“.

Das Hauptproblem des KWK-Gesetzes insgesamt ist ein Ausbleiben des erhofften Zubaus bei herkömmlichen KWK-Anlagen. Umfragen bei den Verbänden und Zulassungsanträge beim BAFA dokumentieren ein vergleichsweise geringes Zubauinteresse, das es zum heutigen Zeitpunkt als sehr unwahrscheinlich erscheinen lässt, die angestrebten Ausbau- und damit verbunden CO₂-Minderungsziele bis 2010 zu erreichen. Das Gesetz (§ 7 Abs. 6) sieht allerdings vor, dass die Bundesregierung mit Zustimmung

des Bundestages auf veränderte wirtschaftliche Rahmenbedingungen mit abweichenden Festlegungen der Höhe und der Dauer der Zuschläge reagieren kann. Ferner wird die Bundesregierung (nach § 4 Abs. 7, KWK-Gesetz) ermächtigt, durch Rechtsverordnung Grundlagen und Berechnungsgrundsätze zur Bestimmung des Vergütungsanspruches für aufgenommenen KWK-Strom näher zu bestimmen. Somit bestehen mehrere Ansatzmöglichkeiten, Veränderungen bzw. Anpassungen im KWK-Gesetz vorzunehmen. Davon sollte im Sinne dieser Untersuchung und im Interesse einer stärkeren Verbreitung von kleinen KWK- und Brennstoffzellenanlagen möglichst rasch Gebrauch gemacht werden.³

³ Der Gesetzgeber hat bereits am 2.4.2004 im Rahmen der Verabschiedung des Artikelgesetzes zur Novellierung des EEG reagiert. Es wurde auch eine Veränderung des KWK-Gesetzes beschlossen. Als „üblicher Preis“ soll der an der Leipziger Strombörse EEX erzielte durchschnittliche Baseload-Preis des jeweils vergangenen Quartals gelten.

Summary

Starting point for this investigation was the question, whether the incentives, caused by the CHP law of March, the 19th 2002, are short- and medium term adequate to introduce fuel cells as small CHP plants broadly on the market or rather develop them at least to a standard of market maturity. This has – based on our analysis – definitely to be answered in the negative: for this, the fixed bonus is too small to influence the costs for investment and running of a fuel cell plant lasting. One of the aims of the CHP law - the reduction of the yearly CO₂-emissions in Germany by a broader introduction of the technology on the market - can actually not be reached. Although, fuel cells may obtain a quite important climate-political significance, if their economical availability will be secured and related basic conditions are set today.

By the CHP law, the federal government however demonstrated publicly that it is willing to support the development of the fuel cell and its introduction on the market. This signal is not only supporting the industry to align its middle- and long term decisions but it is also helping users and operators of fuel cells by providing a legal security about the guarantee for grid connection and remuneration of electricity, in case of a feed-in to the public grid.

Based on the perspectives for an establishing of small CHP plants including fuel cells, the range of possible stimulating and supporting measures was investigated in a second step. While doing so, it was differentiated between a flanking of the existing CHP law, its further development and other alternative measures:

- Concerning a flanking by overall measures, requirements for an adaptation of the oil tax and the environmental tax (“Ökosteuern”) were detected that particularly affect the actual discrimination of the fuel cell.
- In the context of the investigated range of measures, great significance must be attached to the flanking of the CHP law by modifying general energy-economical basic conditions. Besides an adaptation of details of the Energy Law, the development of the future grid regulation seems to be very important, based on the key role of the distribution system operators (DSOs) concerning the access on the market for decentralised power production (“active DSOs”).
- Finally, further flanking measures of the CHP law were demonstrated that specifically support a withdrawal of obstacles concerning small CHPs and fuel cells. This includes modifications of the scale of charges, the change of the construction licensing procedure as well as the guidelines for a parallel running of the grid.
- As a central development of the existing CHP law, a feed-in regulation for small CHP plants was presented that seems to be suitable for ensuring adequate incentives for a running of the same.
- Finally, measures as the quota-/certificate-model and monetary supporting measures were considered that are possibly suitable to replace the CHP law.

Isolated considerations of single measures are inadequate in most cases because of the problem to detect clear cause and effect relationships. Often, the success of new technologies on the market is based on a set of measures and circumstances. It is well mapped-out, if the set of measures stimulates the development of the market, creates an adequate base for further research and development and finally, supports the

establishment of the technology on a political and legal level. Whether an effective support of small CHPs and fuel cells will then be based on a further development of the existing CHP law as mentioned or by alternative measures, is finally a following question that has to be decided on the basis of measure-criteria as economical efficiency, effectiveness, practicability and chances of being accepted. Besides the discussion of suitable supporting measures as well as their choice and use, it has to be considered that innovations (new developments as well as further development of technologies) have got a limited period of time. In this “Window of Opportunities“, it will be decided whether a technology can resist on the market or not. It is mainly influenced by the basic conditions as well as the availability of technology.

In the future, the generation and the distribution of electricity will – compared to today - be even more dependent on synergies between the basic energy technology and the information- and communication technology. Basically, most of the technology-providers are working on the topic of an efficient integration of decentralized energy systems (distributed generation) in the grid. Fuel cells can quite easily be implemented in the specifically different, decentralised energy supply systems as „virtual power stations“ and micro-grids.

The following options of action – discussed by us in this context– are focussing on the integration of fuel cells in decentralised grids:

- Carrying out of pilot- and field tests as a basis for the construction of “virtual power plants” including fuel cells.
- Detection and analysis of technology gaps, definition of aims of research („road-maps“) as well as the realisation of measures concerning solutions for systems but also concerning the fuel cell itself.
- Identification and linking of existing public and private-economical activities.
- Information and sensitization of the economy and politics for the topic of “virtual power plants“.

The main and overall problem of the CHP law is the absence of the expected increase in the construction of classic CHP plants. Surveys at associations and approval applications at the Federal Office of Economics and Export Control (BAFA) document a comparatively low interest in the construction of new plants and that’s why it seems actually to be quite unlikely to reach the strived capacities and the related CO₂ emission reduction aims until 2010. The CHP law (§ 7 paragraph 6) provides for a reaction of the federal government – based on an agreement of the “German Bundestag” – related to changing economical basic conditions and resulting changes of the fixing of the amount and duration of the bonus. Additionally, the federal government is enabled (by § 4 paragraph 7 of the CHP law) to precise basic conditions and calculations for the remuneration for accepted CHP-electricity by statutory instruments. By this, there are several starting points to realize changes or rather adaptations in the CHP law. According to this investigation and in the interest of an increased spreading of small CHP- and fuel cell plants, these possibilities should be made use of as fast as possible.⁴

⁴ On April the 2nd 2004 the “German Bundestag” has reacted and adopted a concretion to precise basic conditions and calculations for the remuneration for accepted CHP-electricity.

1 Auswirkungen des KWK-Gesetzes auf Brennstoffzellen

1.1 Durchführung der Untersuchung

Aspekte, Argumente sowie notwendige Rahmenbedingungen, die für die Ausbaudynamik von Bedeutung sind, wurden herausgefiltert. Hierzu gehörte sowohl die Identifizierung einsatzhemmender Effekte, insbesondere bei speziellen Anwendungspotenzialen (z.B. in der Wohnungswirtschaft), als auch eine generelle Identifizierung der Objekte, in denen Brennstoffzellen vom Wärmebedarf her einsetzbar sind.

Im Vordergrund der Untersuchung stand, ob und in welchem Umfang das KWK-Modernisierungsgesetz vom 19. März 2002 den Zubau fördert, die Investitionszeitpunkte beeinflusst und sich auf Anlagengrößen unterschiedlich auswirkt. Eine wesentliche Rolle spielt dabei eine aufgrund der Förderung evtl. verbesserte Wirtschaftlichkeit der Brennstoffzellenanlagen unter Berücksichtigung der Entwicklung der Kosten- und Erlössituation.

Aktuelle Veränderungen bzw. abschätzbare Entwicklungen wurden bis zum Abgabetermin im März 2004 aufgenommen.

1.2 Einflussfaktoren und Voraussetzungen für einen Ausbau der Brennstoffzellentechnologie

1.2.1 Kurzeinführung zur Brennstoffzellentechnologie

Brennstoffzellen sind elektrochemische Zellen und wandeln (ähnlich einer Batterie) die chemische gebundene Energie des Brennstoffs direkt in elektrische Energie um. Eine Brennstoffzelle besteht prinzipiell aus zwei porösen, gasdurchlässigen Elektroden und einem dazwischen liegenden ionenleitenden Elektrolyten. In der technischen Realisierung werden viele einzelne identisch aufgebaute Brennstoffzellen seriell zu einem Brennstoffzellenstapel zusammengefasst.

Brennstoffzellen werden nach ihren Elektrolyten unterschieden und für einen Einsatz in der Energiewirtschaft in fünf Grundtypen eingeteilt:

- Alkalische Brennstoffzelle (AFC)
- Phosphorsäure Brennstoffzelle (PAFC)
- Polymer-Membran-Brennstoffzelle (PEMFC)
- Karbonatschmelzen-Brennstoffzelle (MCFC)
- Oxidkeramische Brennstoffzelle (SOFC)

Derzeit befinden sich die meisten Brennstoffzellensysteme noch im FuE-Stadium. Ein bereits seit mehreren Jahren einsatzfähiges Brennstoffzellensystem ist eine 200 kW_{eI}-PAFC-Anlage (der Fa. UTC, ehemals ONSI). Mehrere nationale und internationale

Pilotanlagen und Demonstrationsprojekte im Leistungsbereich 1 – 5 kW_{el} werden insbesondere für eine Hausenergieversorgung durchgeführt.

Für den Einsatz der Brennstoffzellentechnologie insgesamt werden erwartet: elektrische Wirkungsgrade zwischen 40 und 60 % (Gesamtwirkungsgrade inkl. der Wärmeleistung von über 80 %), hohe Teillastwirkungsgrade, geringe Emissionen und Geräuscharm beim Betrieb.

Weiterer Entwicklungsbedarf besteht bei der Lebensdauer und der Reduzierung der Investitions- sowie Betriebskosten der Brennstoffzellenanlagen.

Recherchen zur Bestandsaufnahme haben ergeben, dass Ende 2003 in Deutschland eine Brennstoffzellenleistung im stationären Bereich von ca. 3 MW_{el} am Netz war (vgl. nachfolgende Abbildung).⁵

Tabelle 1-1 Bestand an stationärer Brennstoffzellenleistung am Netz in Deutschland Ende 2003

Bestand an stationärer Brennstoffzellenleistung (elektrisch) am Netz in Deutschland Ende 2003				
Anzahl	Einsatzorte	Firma³⁾	Leistungsklasse¹⁾	Gesamtleistung
7	München, Magdeburg, Bad Berka, Bad Neustadt, Karlsruhe, Essen, Grünstadt	MTU	250 kW _{el}	1,75 MW _{el}
4 -8 ²⁾	u.a. Saarbrücken, Kamenz, Frankfurt, Köln	UTC (ONSI)	200 kW _{el}	ca. 1,2 MW _{el}

Weitere kleine Anlagen in der Leistungsklasse 1 – 5 kW_{el} sind insbesondere in der Hausenergieversorgung in der Erprobungsphase mit einer geschätzten Leistung von ca. 100 kW_{el} (u.a. Vaillant mit ca. 50 kW_{el}, Sulzer Hexis mit ca. 40 – 60 kW_{el}). Die Anlagen sind nicht immer am Netz der öffentlichen Versorgung angeschlossen und werden moduliert bzw. nicht ständig unter Volllast gefahren). Die Anzahl der von den Unternehmen insgesamt ausgelieferten Anlagen liegt höher. Technische und wartungsbedingte Rücknahmen von Anlagen wurden berücksichtigt.

Anmerkungen:

1) Nettowerte der Anlagen für elektrische Leistung in Kilowatt

2) Teilweise sind die Anlagen nicht durchgehend am Netz bzw. werden aufgrund von Betriebsstörungen vom Netz genommen.

3) Eine 100 kW_{el} (SOFC) der Fa. Siemens war bis Herbst 2003 in Essen bei der RWE installiert. Diese befindet sich zur Überholung bei Siemens/Westinghouse in Pittsburgh. Die Fa. Alstom Ballard hat ihre Aktivitäten im Bereich der Brennstoffzellenanlagen > 200 kW_{el} eingestellt. Es waren drei Anlagen in Berlin, Mingolsheim, Oberhausen in Betrieb.

⁵ Betreffend Brennstoffzellen wurden Anträge für eine Zuschlagszahlung nach dem KWK-Gesetz beim BAFA für 1,18 MW (Stand 31.12.2003) eingereicht.

1.2.2 Übersicht ausgewählter Einflussfaktoren und Rahmenbedingungen

Eine Auswahl relevanter Faktoren sowie Rahmenbedingungen, die Einfluss auf Veränderungen im Zeitverlauf bei der Marktentwicklung für Brennstoffzellen haben können, werden nachfolgend in verschiedene Rubriken unterteilt. Diese stellen neben grundlegenden Faktoren in Punkt a) besondere Unsicherheitsfaktoren im Überblick in b) dar. Weitere Rahmenbedingungen ergeben sich aus speziellen Anforderungen, insbesondere bei der Gebäudeenergieversorgung (Punkt c) sowie durch unterschiedliche Anwendungsmöglichkeiten durch entsprechende Anlagen-Typen von Brennstoffzellen (Punkt d).

Einzelne Punkte in den jeweiligen Rubriken stellen Ansätze dar, an denen Auswirkungen seitens des KWK-Gesetzes möglicherweise feststellbar sind. Eine weitere Vertiefung und Bewertung der Einflussfaktoren und Rahmenbedingungen in Verbindung mit dem KWK-Gesetz und der Brennstoffzellentechnologie erfolgt in den nachfolgenden Kapiteln.

a) Grundlegende Einflussfaktoren für Markteinführung und Ausbau

Von relativ hoher Bedeutung für die Etablierung neuer Technologien im Energiemarkt insgesamt sind die nachfolgend aufgeführten Faktoren. Direkt vom Technologieanbieter beeinflussbar sind anlagenspezifische Kosten und Anwendungsmöglichkeiten. Weiterhin treffen Kundenbedürfnisse/-anforderungen, Markt- und Wettbewerbsstrukturen von außen auf die Technologien sowie auf die jeweiligen Akteure und sind schwerer beeinflussbar. Das gleiche gilt für den Netzzugang, Entwicklung der Strom-, Wärme und Brennstoffpreise und die Entwicklung der Energieversorgungsstrukturen. Eine nicht zu unterschätzende Größe bei der Entwicklung einer Technologie ist die unternehmenseigene Finanzkraft und eine mögliche finanzielle Unterstützung von außen durch geeignete Fördermittel bzw. Instrumente.

- Investitions- (und Betriebs)kosten

Auf Nachfrage bei den Entwicklern und Anlagenbauern gaben diese an, dass Brennstoffzellenanlagen um einen Faktor 8 – 10 (je nach Leistungsgröße) von den derzeit marktüblichen Investitionskosten anderer KWK-Technologien entfernt sind.

- Anwendungsmöglichkeiten

Die Brennstoffzelle besitzt ein relativ breites Spektrum an Anwendungsmöglichkeiten bzw. Einsatzgebieten im KWK-Bereich (im stationären Bereich u.a. für Hausenergieversorgung, Gewerbe, Industrie, Kommune) und ist in den Leistungsgrößen von 10 W_{el} bis mehrere MW_{el} theoretisch herstellbar. Durch diese Einsatzvielfalt können sich die Chancen einer Einführung bzw. Verbreitung der Technologie erhöhen.

Brennstoffzellen sind KWK-Anlagen, die stromgeführt oder wärmegeführt arbeiten. Für KWK-Anlagen besteht aber auch die Möglichkeit, Kälte auszukoppeln, beispielsweise aus überschüssiger Abwärme im Sommerbetrieb.

- Marktfähiges Produkt

Hierzu zählen neben den Investitions- und Betriebskosten eine entsprechende Produktqualität (z.B. Lebensdauer, Bedienungs- und Wartungsfreundlichkeit, Integrierbarkeit in vorhandene Systeme), Produktangebot (Leistungsgrößen entsprechend der Einsatzfelder), Lieferbedingungen (z.B. Lieferzeit und Liefermenge) sowie ein kundengerechtes Vertriebs- und Serviceangebot. Alle diese Kriterien bedürfen bei den Brennstoffzellenanlagen einer Fort- bzw. Weiterentwicklung.

- Marktstruktur und Marktentwicklung der Konkurrenztechnologien

Existieren bereits Technologien in einem umkämpften Marktsegment mit mehreren Produktalternativen, in denen sich neue Technologie etablieren sollen, muss das neue Produkt erkennbare Vorteile gegenüber den Konkurrenztechnologien aufweisen (Verdrängungsmarkt). Zudem ist zu berücksichtigen, über welche Entwicklungs- bzw. Leistungs- und Kostensenkungspotenziale die Konkurrenztechnologien verfügen. Motoren-Blockheizkraftwerke sind in einem fortgeschrittenen Entwicklungsstadium und haben Stromgestehungskosten von ca. 5 Cent/kWh_{el}. Mikrogasturbinen sind aus der Forschungs- und Entwicklungsphase heraus und befinden sich in der Markteinführungsphase, deren Einsatzpotenziale vergleichbar der Brennstoffzelle sind.

- Vertriebsstruktur und Marktkenntnisse

Von Bedeutung ist, die Kompetenz vorhandener Akteure sowie die Möglichkeiten entsprechender Vertriebs- und Servicestrukturen zu nutzen bzw. neu aufzubauen.

Möglicherweise können insbesondere Anlagenbauer oder Komponentenhersteller auf bereits im Unternehmen befindliches Know-how zurückgreifen. Beispielsweise haben BHKW-Anlagenbauer sich neben der Fabrikation häufig auch selbst um den Vertrieb kümmern müssen, um erfolgreich zu sein.

Für Brennstoffzellen-Anlagenbauer ist es daher ebenfalls von Bedeutung, bei der Vermarktung vorhandenes Know-how zu nutzen. Heizungsbauer, die Hausenergieversorgungsanlagen auf Brennstoffzellenbasis anbieten wollen, verfügen größtenteils über eine entsprechende Industrie- bzw. Produktions- und Absatzstruktur, die für Brennstoffzellenanlagen genutzt werden kann.

Ein weiterer wesentlicher Punkt ist die Verfügbarkeit ausreichender Finanzmittel, um in FuE bzw. Produktion und Vertrieb zu investieren. Dabei sind Finanzierungshöhe und -zeitraum zu berücksichtigen. Bei Brennstoffzellenanlagen ist die Bedeutung der Parameter als hoch einzuschätzen.

- Diskriminierungsfreier Netzzugang, Netzzugangskosten (im Fall der Stromeinspeisung)

Voraussetzung für die eigene Vermarktung von KWK-Strom ist die diskriminierungsfreie Nutzung des Stromnetzes. Dazu wurde ein gesetzliches Regelwerk geschaffen, welches einen fairen Markt zwischen den Akteuren ermöglichen soll. Beispielsweise regelt der Grid Code den technischen und die Verbändevereinbarung (VV II plus)

den kaufmännischen Netzzugang. Dennoch sind weiterhin Hemmnisse im Bereich der technischen Anschlussbedingungen, der Höhe der Netznutzungsentgelte und bei der Reserve- und Zusatzstromversorgung festzustellen. Diese erschweren die Verbreitung der KWK in erheblichem Umfang und schränken die dezentrale Energieversorgung insgesamt ein. Aufwändige Verhandlungen und juristische Auseinandersetzungen können sich die potenziellen Anwender im Verhältnis zu den Unternehmen der Versorgungswirtschaft kaum leisten, sie sind meist ökonomisch ungleich schwächer und auf diesem Gebiet unerfahrener (Meixner, 2002).

- Entwicklung der Strom-, Wärme- und Brennstoffpreise

Die Wirtschaftlichkeit einer Anlage ergibt sich u.a. aus den Kosten der Produktion bzw. Erzeugung von Strom, Wärme oder Kälte sowie den erzielbaren Erlösen (vgl. 1.3.4.2 Auswirkungen unter Berücksichtigung der Entwicklung von Erlössituationen). Infolge der Liberalisierung des Strommarktes kam es 1998 bis 2000 zu einem starken Strompreisverfall. Gründe hierfür waren die Überkapazitäten an Stromerzeugungsanlagen innerhalb der UCTE und abgeschriebene Anlagen zur Kondensationsstromerzeugung, deren Strom orientiert an kurzfristigen Grenzkosten auf dem Markt angeboten wurde.

- Entwicklung der Energieversorgungsstrukturen und politischen Weichenstellungen

Seit dem Beginn der Liberalisierung der Energiemärkte sind deutliche Konzentrationsprozesse und verstärkte Einflüsse auch auf der Verteilungs- und Versorgungsebene durch Verbundunternehmen wie RWE und E.ON zu verzeichnen. Der direkte und indirekte Anteil der Verbundunternehmen auf der Verteilungsebene liegt bereits bei über 50 % und ist weiter steigend (Bundeskartellamt 2003).

Im Rahmen des anstehenden hohen Erneuerungsbedarfes des Kraftwerkparks und der Netze zeichnen sich neue Handlungsnotwendigkeiten und Gestaltungsspielräume ab. Insgesamt sei mit einer Anlagenkapazitätslücke von ca. 10.000 MW_{el} bis 2010 zu rechnen. Bis zum Jahr 2020 wird ein Ersatzbedarf von ca. 40.000 MW_{el} angenommen. Dieser Bedarf umfasst ca. ein Drittel der heutigen bestehenden Kraftwerksleistung (UBA, 2003). Hierbei müssen rechtzeitig einsatzfähige Optionen und Konzepte zur Verfügung gestellt werden bzw. entsprechende Rahmenbedingungen gesetzt werden.

- Finanzmittelbedarf und Förderung

Der relativ hohe Finanzmittelbedarf bei den Planungs- und Entwicklungskosten neuer Technologien sowie deren Heranführung zur Marktreife und Verfügbarkeit können verhindern, dass innovative Technologien das Stadium einer Markteinführung erreichen. Die Interviews haben gezeigt, dass Unternehmen bis zur Marktreife der Brennstoffzelle für die Hausenergieversorgung zu marktfähigen Preisen mit einer erheblichen Finanzierungslücke rechnen. Finanzmittel sind notwendig, um beispielsweise in der Stückzahl bei Brennstoffzellenanlagen zur Hausenergieversorgung auf insgesamt 100.000 Stück zu kommen (unter der Annahme, dass bei einer Verdoppelung der kumulierten Produktionsmenge der Stückpreis gemäß einer Lernkurve um 25 % sinkt, wird ein anlegbarer Preis von 1.500 Euro/kW_{el}

für Hausenergieversorgungsanlagen erreicht, nachdem 100.000 Anlagen produziert wurden (Nast, 2002)).⁶

Aus der Anzahl an Fördermittelmöglichkeiten (Zuschlagszahlungen, Subventionen, Quoten bzw. Mengenvorgaben, usw.) sind geeignete Instrumente zu identifizieren und auszuwählen, deren Kosten-/Nutzenverhältnisse vertretbar erscheinen (s. Kapitel 2). Eine Beschränkung der Förderung in Umfang und Dauer ist für die Notwendigkeit der technologischen Weiterentwicklung bzw. Kostenreduktion maßgebend.

b) Unsicherheitsfaktoren für Markteinführung und -entwicklung

Der Zeitraum einer Markteinführung und das Einsatzpotenzial stationärer Brennstoffzellen sind von mehreren Unsicherheitsfaktoren abhängig, von denen einige nachfolgend mit abnehmender Wichtigkeit genannt werden:

Tabelle 1-2 Übersicht Unsicherheitsfaktoren für Markteinführung/-entwicklung

Unsicherheitsfaktor	Mögliche Auswirkungen
Verhältnis von Strom- zu Gaspreisen	Je kleiner (d.h. je niedriger Strompreise oder je höher Gaspreise), desto ungünstiger für den Brennstoffzellen-Einsatz.
Erfüllung bzw. Erreichbarkeit der technischen und ökonomischen Entwicklungsziele	z.B. Verbesserung der Erdgas-Reformer, SOFC-Hochtemperaturtechnologie, Lebensdauer
Anschlusspflichten im EnWG (§10)	Evtl. Behinderung von Contracting-Modellen (detailliertere Darstellung erfolgt im Gliederungspunkt 2.2.1 Energiewirtschaftsgesetz)
Marktakzeptanz	Ein Konsens der Hersteller z.B. könnte durch Investitionsbündelung in einer beschleunigten Einführung resultieren
Verlauf des Liberalisierungsprozesses im Bereich Unbundling, Ent-/Vermachtung, Netzzugang/-regulierung usw.	Schnelle Klarheit über künftige Energiemarktstrukturen begünstigt die Einschätzung der Chancen dezentraler KWK
Stellung der KWK in der politischen Debatte	Signalwirkung (hemmende oder fördernde)
Kommerzialisierungserfolge der Brennstoffzellentechnik im Fahrzeug (die Relevanz dieser Abhängigkeit wird derzeit teilweise in Frage gestellt)	Hohe Stückzahlen und Technologieentwicklungsbemühungen senken spezifische Systemkosten
Quelle: (IZES in Anlehnung an Bürger, 2000)	

⁶ Allerdings muss berücksichtigt werden, dass eine solche Marktdynamik bei Brennstoffzellen für die Hausenergieversorgung ohne einen ebenso raschen Ausbau von motorisch getriebenen Klein-BHKW schwer vorstellbar ist. Dann wäre aber auch mit einer mengenbedingten Absenkung der anlegbaren Preise für Klein-BHKW zu rechnen.

Die aufgeführten Unsicherheitsfaktoren können aber auch als Treiber wirken, wenn der Unsicherheitsfaktor ausgeräumt ist bzw. sich positiv für die Betriebskosten, Marktentwicklung usw. entwickelt.

c) Besonderheiten bei der Gebäudeenergieversorgung

Beim Heizungsmarkt handelt es sich um einen Massenmarkt. Die derzeit verfügbare Heizungstechnik ist auf die Wärmeversorgung im Haus für eine breite Käuferschicht ausgelegt. Durch die Möglichkeit zukünftig neben der Wärmeerzeugung auch Strom zu produzieren und diesen gegen Vergütung ins öffentliche Netz einzuspeisen, kommen neue Aufgaben auf Heizungsbauer, Installateure und Kunden zu. Beispielsweise müssen sich diese mit Fragen des Netzzuganges und -anschlusses, Voll- oder Teileinspeisung, Reservestrom usw. auseinandersetzen. Dies würde einzelne Akteure überfordern. Eine Professionalisierung ist notwendig, nicht nur für zukünftige Brennstoffzellenanlagen, sondern auch im Bereich BHKW und KWK-Anlagen insgesamt. Dienstleistungen sind gefragt und müssen bedient werden. Neue Akteure (Contractoren bzw. Anlagenbetreiber) könnten diese Aufgaben übernehmen.

Im Bereich der Gebäude-/Hausenergieversorgung trifft die Brennstoffzelle auf ein Einsatzfeld, das gekennzeichnet bzw. geprägt ist durch:

- **Eingeführte Heizsystemtechnik**

Der Heizungsmarkt ist derzeit eher ein Geschäft für Sanierung. Es fehlt an Neubauten. Heizungsanlagen in Ein- und Mehrfamilienhäusern im Neubau basieren größtenteils auf Niedertemperatur-Kesseln bzw. Brennwertkesseln mit Öl- und Gasfeuerung. Es handelt sich um ein im Markt eingeführtes System zur Heiz- und Warmwassernutzung. Hersteller von Heizkesseln sehen hier ein zukünftiges Einsatzgebiet für Brennstoffzellen und haben ihre FuE-Aktivitäten bzw. Kooperationen mit Entwicklern von Brennstoffzellen ausgeweitet. Mit Ablauf der ersten Übergangsfrist der neuen Bundesimmissionsschutzverordnung (1. November 2001) verschärfen sich die Abgasverlustgrenzwerte für Heizungen, und alte Anlagen müssen außer Betrieb genommen werden. Bis Ende 2004 rechnet die ASUE (Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch) mit mindestens 1,5 Millionen Heizungsanlagen, die in Deutschland aufgrund dieser Bestimmungen ausgetauscht werden müssen. Zunächst werden diese Anlagen nicht durch Brennstoffzellenanlagen (mangels Verfügbarkeit) ersetzt werden können, jedoch lassen sich Erdgas-Heizsysteme aufgrund ihres Erdgasanschlusses zu einem späteren Zeitpunkt relativ problemlos auf Brennstoffzellenanlagen umrüsten.

- **Brennstoffzellen in Konkurrenz zu verbesserten Heizsystemen**

Wie bereits oben dargestellt wird die Brennstoffzelle in der Wärmeversorgung u.a. mit dem Brennwertkessel, einer derzeit relativ ausgereiften Technologie, konkurrieren. Weiterhin gibt es Optionen für Heizsystementwicklungen beispielsweise verbesserte konventionelle Elektro-Wärmepumpen, Holzpellet-Kessel oder in der

Entwicklung befindliche Latent-Wärmespeicher (z.B. mit Zeolith als Speichermedium), die die Einbindung von Abwärme bzw. Solarenergie ermöglichen.⁷

- Fest gefügte konservative Handwerksstrukturen

Derzeitige betriebliche Strukturen im Handwerk sind abgestimmt auf die Installation und Wartung von Heizungsanlagen herkömmlicher Art. Die Einführung der Brennstoffzelle erfordert eine zusätzliche Schulung und die Bereitschaft des Handwerks, auf Veränderungen einzugehen.⁸ Heizungshersteller überlegen, die Schulungen selber vorzunehmen bzw. im Bedarfsfall ausgebildete Angestellte des Unternehmens einzusetzen.

- Akzeptierte Sicherheitsstandards und Regelwerke

Für den Betrieb einer Heizungsanlage in Wohngebäuden gelten Sicherheitsstandards und Regelwerke, die erfüllt werden müssen, aber auch speziell auf die derzeit verfügbare Technologien abgestimmt wurden. Beim Einsatz von Brennstoffzellen müssen diese erweitert werden (u.a. Einsatz von Wasserstoff bzw. reformierter Wasserstoff aus Erdgas). Die Zulassung und Inbetriebnahme einer neuen Technologie als Hausenergieversorgungsanlage ist ebenfalls mit hohem Prüfaufwand verbunden. Entsprechende vorgegebene und bestehende Baustandards sind ebenfalls zu berücksichtigen.

- Benutzergewohnheiten

Schließlich unterliegt der Anwender bestimmten Verhaltensweisen bzw. Gewohnheiten bei der Nutzung der Technologie. Bisher waren Heizungsanlagen relativ wartungsarm, mit hohem Bedienungskomfort bzw. sehr geringem Bedienungsaufwand übers gesamte Jahr (Voreinstellung für Sommer- und Winterbetrieb) ausgestattet. Die Brennstoffzellenentwicklung wird diese Anwenderanforderungen berücksichtigen müssen. Ziel ist es, den Aufwand für den Nutzer zu minimieren.

Durch Brennstoffzellen treten somit technische, rechtliche und energiewirtschaftliche Fragestellungen weiter in den Vordergrund. Es stellt sich die Frage, wie und wer diese Aufgaben lösen kann bzw. soll. Laut Recherche könnten diese Aufgaben Contractoren bzw. professionalisierte Anlagenbetreiber übernehmen.

⁷ Weitere Technologien wie gasbetriebene Motor-Wärmepumpen, Zeolith-Wasserheizgeräte, Diffusions-Absorptions-Wärmepumpen, Wärmepumpen auf Basis der Zeolith-Wasser-Vakuum-Adsorptionstechnik, Vuilleumier-Wärmepumpen sind in der Anfangsentwicklung. Diese dürfen aber sämtlich kaum als weniger aussichtsreich gelten als Brennstoffzellen-Heizgeräte, und sie zielen mit Primärenergie-Einsparungen von 15 bis 30 Prozent im Vergleich zum Gas-Brennwertkessel auf ein vergleichbares energetisches Effizienzniveau (Meixner, 2003).

⁸ vgl. auch Koschorke / Marscheider-Weidemann / Bünger 2002

d) Vorgabe des Einsatzrahmens durch stationäre Brennstoffzellen-Anlagentechnik

Verschiedene Anlagen-Typen werden charakterisiert durch die Wahl des Elektrolyten und die Betriebstemperatur. Dadurch ergeben sich spezielle Anwendungs- bzw. Einsatzmöglichkeiten:

- dezentrale KWK für Niedertemperaturwärme (Hausenergieversorgung) und Hochtemperaturwärme (Prozesswärme) von 1 kW_{el} bis 10 MW_{el}
- Dezentrale Lieferung unterbrechungsfreien Stroms
 - o in Netzen mit verstärkt dezentralen Erzeugungskapazitäten oder
 - o für spezielle Anwendungen (Rechenzentren)
- Autarke Versorgung entlegener Gebiete mit Strom und Wärme (andere Technologien sind ebenfalls einsetzbar)

Der Einsatz von Brennstoffzellen im mobilen (Kfz-)Bereich ist von einer KWK-Förderung im Wesentlichen unbeeinflusst, kann aber ebenfalls über das erschließbare Stückzahlenpotenzial einen Einfluss auf die künftige Wirtschaftlichkeit von Brennstoffzellen haben. Fraglich ist, inwieweit Fortschritte in der Weiterentwicklung und gezielten Anwendung bei den Automobilbauern zu erwarten sind.

1.3 Analyse der Auswirkungen des KWK-Gesetzes auf Brennstoffzellen

Nachfolgende Abbildung gibt einen ersten Überblick über Ansatzpunkte und Zusammenhänge bei der Analyse von möglichen Auswirkungen des KWK-Gesetzes auf den Zubau von Brennstoffzellen/-systemen.

Abbildung 1-1 Ansatzpunkte zur Bestimmung der Auswirkungen des KWK-Gesetzes auf Brennstoffzellen



1.3.1 Umfang der direkten Berücksichtigung der Brennstoffzelle im KWK-Gesetz

Das KWK-Gesetz regelt die Abnahme und die Vergütung von Kraft-Wärme-Kopplungsstrom (KWK-Strom). KWK-Strom, der nach dem Erneuerbaren Gesetz vergütet wird, fällt nicht in den Anwendungsbereich dieses Gesetzes. Die Inhalte des KWK-Gesetzes wie Höhe und Dauer der Förderung, Beschränkung auf Größenklassen, Deckelung usw. werden nachfolgend erläutert. Dabei werden vorwiegend die Teile aus dem KWK-Gesetz genannt, die sich auf den Bereich der Brennstoffzellentechnologie beziehen.⁹

⁹ Anmerkung: Der gesamte Wortlaut des KWK-Gesetzestextes vom 19. März 2002 inkl. entsprechender Definitionen und Abgrenzungen befindet sich im Anhang in der Anlage 1.

Ziele des Gesetzes

Ziel des Gesetzes sind der befristete Schutz und die Modernisierung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen sowie der Ausbau der Stromerzeugung in kleinen KWK-Anlagen und die Markteinführung der Brennstoffzelle im Interesse der Energieeinsparung, des Umweltschutzes und der Erreichung der Klimaschutzziele der Bundesregierung (§1, Abs.1 KWK-Gesetz).

Maßnahmenbeginn

Mit Beschluss des Bundestages vom 25.01.2002 wurde das neue „Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz“ verabschiedet. Es ist am 01.04.2002 in Kraft getreten und gilt bis zum 31.12.2010, sofern durch den Bundestag keine Verlängerung beschlossen wird. Die bisherigen Regelungen des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWK-Gesetz vom 12. Mai 2000, geändert durch Artikel 38 des Gesetzes vom 10. November 2001) werden damit ersetzt.

Förderungsberechtigung

Zuschlagsberechtigte KWK-Anlagen werden in 2 Kategorien unterschieden:

1. KWK-Anlagen die vor Inkrafttreten des Gesetzes in Dauerbetrieb gegangen sind

- bis zum 31.12.1989 (**alte Bestandsanlagen**),
- ab dem 01.01.1990 (**neue Bestandsanlagen**),
- alte Bestandsanlagen, die modernisiert oder durch eine neue Anlage ersetzt und zwischen dem 01.04.2002 und dem 31.12.2005 wieder in Dauerbetrieb genommen wurden(**modernisierte Anlagen**)

2. KWK-Anlagen deren Inbetriebnahme bzw. Dauerbetrieb nach dem Inkrafttreten erfolgt

- kleine KWK-Anlagen (bis 2 MW_{el}) ,
- kleine KWK-Anlagen bis einschließlich 50 kW_{el}, die bis zum 31. Dezember 2005 in Dauerbetrieb gehen
- Brennstoffzellen-Anlagen

Förderhöhe und Förderdauer

Für eingespeisten Strom aus neu zugebauten Brennstoffzellen-Anlagen wird ein gegenüber den Bestandsanlagen deutlich erhöhter Zuschlag gezahlt (5,11 ct je kWh), der zudem über zehn Jahre ab Inbetriebnahme auf diesem Niveau verbleibt.

Nachfolgende Abbildung zeigt die Förderhöhe und Dauer der Zuschlagszahlung für die Gesamtheit aller zuschlagsberechtigten KWK-Anlagen inkl. Brennstoffzellenanlagen nach Kategorien.

Tabelle 1-3 Übersicht Höhe und Dauer des Zuschlages

Höhe und Dauer des Zuschlages									
	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 Anlagen < 2 MW _{el}	2,56	2,56	2,40	2,40	2,25	2,25	2,10	2,10	1,94
Klein-Anlagen bis 50 kW	5,11 Cent für einen Zeitraum von 10 Jahren *								
Neue Brennstoffzellen	5,11 Cent für einen Zeitraum von 10 Jahren *								
Alle Vergütungsangaben sind in Euro-Cent * Gilt für den Zeitraum von 10 Jahren ab dem Tag der Aufnahme des Dauerbetriebes									

Deckelung der Zuschlagszahlung

Für die kleinen KWK-Anlagen bis 2 MW und bis 50 kW existiert eine Begrenzung, nach der die Förderung ein Jahr nach Erreichen der Einspeisung einer Gesamtmenge von 11 TWh nicht mehr gefördert wird.

Die seit Inkrafttreten des Gesetzes eingespeiste KWK-Strommenge aus den zuschlagsberechtigten KWK-Anlagen wird jährlich im Bundesanzeiger bekannt gegeben.

Anschluss-, Abnahme- und Vergütungspflicht

Durch das KWK-Gesetz werden die Betreiber von Netzen der allgemeinen Versorgung verpflichtet, KWK-Anlagen an ihr Netz anzuschließen und den in diesen Anlagen erzeugten KWK-Strom abzunehmen.

Für den aufgenommenen KWK-Strom ist der Preis, den der Betreiber der KWK-Anlage und der Netzbetreiber vereinbaren, sowie ein Zuschlag zu entrichten (§ 4, Abs. 3).

Falls keine Vereinbarung zwischen dem vorgelagerten Netzbetreiber und dem Einspeiser von KWK-Strom hinsichtlich des Preises zustande kommen sollte, gilt der „übliche Preis“ als vereinbart, zuzüglich dem nach den anerkannten Regeln der Technik berechneten Teil der Netznutzungsentgelte auf die einschlägige Verbändevereinbarung II Plus und hinsichtlich der Festlegung des „üblichen Preises“ auf die Möglichkeit, dafür die an Börsen im Geltungsbereich des Gesetzes ermittelten Strompreise heranzuziehen.¹⁰

Gebührenordnung zum KWK-Gesetz

(Vgl. Abschnitt 2.2.3)

¹⁰ Derzeit besteht bei der Stromeinspeise-Vergütungshöhe bzw. Ermittlung des „üblichen Preises“ zwischen den Verbänden der Elektrizitätswirtschaft und dem B.KWK Uneinigkeit. Hierzu vgl. Gliederungspunkt 2.3.2 Einspeiseregulierung für Kleinanlagen.

1.3.2 Eingrenzung der vom KWK-Gesetz betroffenen Akteure

1.3.2.1 Übersicht

Relevante sowie in den Markt neu eintretende Akteure sind zunächst zu bestimmen, die im Umfeld der Brennstoffzellentechnologie tätig bzw. betroffen sind und bei denen sich das KWK-Gesetz direkt/indirekt auswirken kann. Direkt heißt, Akteure bzw. Investitionsentscheidungen sind unmittelbar von der Zuschlagszahlung betroffen. Mit indirekt ist gemeint, dass Akteure von einer zusätzlichen Nachfrage/Investition bei Brennstoffzellenanlagen profitieren können.

Tabelle 1-4 Auswirkungen des KWK-Gesetzes auf einzelne Akteure

Ausgewählte Akteure	Auswirkung des KWK-Gesetzes auf einzelne Akteure		
	direkt betroffen	indirekt betroffen	Bemerkung
Anlagenbetreiber*	X		
Netzbetreiber	X		
Dritte/Stromkäufer	X		
Komponentenhersteller		X	
Hersteller/Anlagenbauer		X	
Installateure/Dienstleister		X	
Contractoren*	(X)	X	können auch als Anlagenbetreiber oder Investor auftreten
Energielieferant	(X)	X	
Wohnungsbaugesellschaften	(X)	X	
Insel- und Arealversorger*	(X)	X	
Endkunden (Privat, Industrie, Kommune)	(X)	X	
Finanzierungsgesellschaften (Banken/Venture Kapital)		X	
Sonstige			

Anmerkung: * teilweise als neue Akteure im Markt zu sehen

Nachfolgend werden die Akteursgruppen kurz beschrieben. Zu speziellen Problemen bzw. Hemmnissen dieser Gruppen im Umfeld der KWK wird u.a. im Gliederungspunkt 2.2 näher eingegangen.

1.3.2.2 Ausgewählte direkt betroffene Akteure

Diejenigen Akteure, die von einer entsprechenden Vergütung durch das KWK-Gesetz direkt profitieren können bzw. betroffen sind, sind insbesondere die Anlagenbetreiber und Netzbetreiber. Der Anlagenbetreiber erhält direkt vom Netzbetreiber die Einspeisevergütung inkl. der Zuschlagszahlung.

Anlagenbetreiber

Die Betreiber zuschlagsberechtigter KWK-Anlagen sind antragsberechtigt für die Zuschläge beim Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA). Als Betreiber einer Anlage gilt, wer den erzeugten Strom in ein Netz der allgemeinen Versorgung einspeist. Der Betreiber bzw. die Betreibergesellschaft ist dabei nicht an die Stellung des Eigentümers der Anlage gebunden.

Da die Installation kleiner BHKW mit erheblichen Investitionen verbunden ist, könnten Brennstoffzellen beispielsweise in der Haus- und Siedlungsenergieversorgung beim allgemeinen Trend zum Dienstleistungsgeschäft auch von einem professionellen fachfremden Serviceunternehmen betrieben werden. Dieses Geschäft ist durch geeignete Verträge (standardisierter Vertrag und Planung, Integration in der Baufinanzierung) und Partner (Bausparkassen, Versicherungen, Bauträger) auch auf das typische Tarifkundenversorgungsgeschäft, z.B. auf die Versorgung von Einfamilienhäusern übertragbar. Eine Übertragung des Geschäftes durch geeignete Verträge ist möglich.

Netzbetreiber

Netzbetreiber sind die Betreiber von Netzen aller Spannungsebenen für die allgemeine Versorgung mit Elektrizität. Die Betreiber von „Netzen der allgemeinen Versorgung“ werden durch das KWK-Gesetz verpflichtet, KWK-Anlagen und somit Brennstoffzellen-Anlagen an ihr Netz anzuschließen und den in diesen Anlagen erzeugten Strom abzunehmen. Für den aufgenommenen KWK-Strom sind der Preis, den der Betreiber der KWK-Anlage und der Netzbetreiber vereinbaren sowie ein Zuschlag zu entrichten (§ 4, Abs. 3).¹¹

Dritte (Stromkäufer)

Dem Betreiber einer KWK-Anlage wird zudem die Möglichkeit eingeräumt, dem Netzbetreiber einen anderen Käufer („Dritter“) für den KWK-Strom zu benennen, der bereit ist, einen bestimmten Preis für den Strom zu bezahlen. In diesem Fall ist der Netzbetreiber dazu verpflichtet, dem Betreiber der KWK-Anlage für den eingespeisten Strom den Preis zu zahlen, den er bei Weiterveräußerung an diesen Käufer erzielt. Der Dritte ist verpflichtet, den KWK-Strom zu seinem Angebotspreis vom Netzbetreiber abzunehmen. Diese Regelung soll verhindern, dass der Netzbetreiber bei einer Vereinbarung des variablen Preiselementes mit dem KWK-Betreiber seine Monopolstellung ausnutzt. (Meixner, 2002)

¹¹ Zur Einspeiseregulierung für Kleinanlagen vgl. auch Gliederungspunkt 2.3.2. Weiterhin wird im Abschnitt 3.2.2 „Energiewirtschaft und Politik“ kurz auf die zukünftige Rolle des Netzbetreibers eingegangen.

1.3.2.3 Ausgewählte indirekt betroffene Akteure und „neue“ Akteure

Komponentenhersteller / Anlagenbauer

Indirekt betroffen von einer Zuschlagsförderung sind insbesondere die Hersteller und Anlagenbauer bzw. Entwickler der Brennstoffzellensysteme, da diese von der Entwicklung der Nachfrage nach Systemen/Komponenten abhängig sind. Problematisch für die Brennstoffzellen-Entwickler ist derzeit eine hohe Finanzierungslücke bei den Kosten und zu geringen Stromerlösen (vgl. Gliederungspunkt 1.3.4).

Installateure / Handwerker

Brennstoffzellen müssen von geschultem Personal installiert und gewartet werden. Dies kann durch Personal vom Anlagenbauer, vom Handwerksbetrieb bzw. Heizungsinstallateur durchgeführt werden. Die Nachfrage nach deren Dienstleistung ist von den Investitionen in Brennstoffzellenanlagen abhängig.

Contractinggeber / Dienstleister (neue Akteure)

Das KWK-Gesetz gehört zu den Rahmenbedingungen, unter denen neu zu gründende Unternehmen bzw. Unternehmen mit neuen oder zusätzlichen Geschäftsfeldern im Bereich der Brennstoffzellentechnologie und -dienstleistungen tätig werden. Diese neuen Akteure können mit einer Kombination aus technologischem, energie- und betriebswirtschaftlichem und administrativem Know-how Produkte für potenzielle KWK-Anwendungen z.B. bei Wohnungsbaugesellschaften oder Kommunen entwickeln. Dazu gehören reine Beratungsdienstleistungen ebenso wie Contracting-Produkte oder komplette Objekt- bzw. Arealversorgungen mit Strom und Wärme. Von besonderer Bedeutung wäre es hier, für Betreiber von Objekt- bzw. Arealnetzen Rechtssicherheit herzustellen, insbesondere was den Anschluss an das vorgelagerte Netz der allgemeinen Versorgung angeht (vgl. Gliederungspunkt 2.2.1).

Die anwendungsorientierte Spezialisierung kann optimierend und kostensenkend wirken, beispielsweise im Bereich fachlicher Qualifikation oder bei der Administrationsabwicklung (u.a. Zulassungsverfahren).

Kunden / Anlagenkäufer

Als Kunden bzw. Käufer einer Brennstoffzellenanlage kommen der private Bereich, beispielsweise Einfamilienhausbesitzer, Industrie- und Gewerbekunden sowie die Kommune mit öffentlichen Einrichtungen oder Liegenschaften in Frage, weiterhin Energieversorgungsunternehmen (Strom- und Gasversorger) und Dienstleister. Diese können aber auch als Anlagenbetreiber fungieren (vgl. vorherige Übersicht).

Zu unterscheiden ist zwischen Eigentümer und Besitzer sowie dem Betreiber einer Anlage. Der Eigentümer muss nicht Betreiber einer Anlage sein oder umgekehrt. Beispielsweise ist ein Energieversorger oder Contractinggeber der Käufer einer Anlage und lässt diese in einem Einfamilienhaus installieren. Er könnte bei entsprechender Gestaltung des Vertrages dennoch Eigentümer bleiben. Der Einfamilienhauseigentümer ist jetzt nur Betreiber und kann mit entsprechenden Verträgen (z.B. Contracting) gegen

Zahlung eines vereinbarten Preises die Anlage zur Erzeugung von Strom und Wärme nutzen.

Genauso kann auch der private Haushalt, der Gewerbetreibende oder die Kommune Käufer, Eigentümer und Betreiber gleichzeitig sein und Strom in das Netz der allgemeinen Versorgung einspeisen und hierfür eine entsprechende Vergütung erzielen.

1.3.3 Ansätze für Beiträge des KWK-Gesetzes zur Ausbaudynamik von Brennstoffzellen

1.3.3.1 Relevanz bei unterschiedlichen Leistungsklassen, Anwendungen und Einsatzgebieten

Nachfolgende Darstellungen geben einen Überblick, ob zur Bewertung der Auswirkungen des KWK-Gesetzes folgende Kriterien zu berücksichtigen bzw. weiter zu differenzieren sind:

- **Leistungsklassen**

Zu unterscheiden sind:

- **Mikro-Brennstoffzelle** mit Leistungsgrößen zwischen einigen 100 mW und einigen 100 W.
- **Mini-Brennstoffzelle** mit Leistungsgrößen zwischen etwa 1 kW bis 5 kW, vorwiegend für den dezentralen Einsatz im Haushalts-/ und Kleingewerbebereich.
- **Brennstoffzellen-Klein-BHKW** mit einer Leistungsgröße zwischen 5 kW und 150 kW für den dezentralen Einsatz zur Versorgung von Gewerbebetrieben oder Siedlungsgebieten mit beispielsweise bis zu 20 Wohneinheiten.
- **klassisches Brennstoffzellen-BHKW** mit einer Leistungsgröße zwischen 150 kW und 1 MW für den Einsatz im industriellen und kommunalen Bereich, z.B. Krankenhäuser, Brauereibetriebe, Schwimmbäder und für die Versorgung von Siedlungsgebieten mit z.B. mehr als 20 Wohneinheiten.
- **Brennstoffzellenkraftwerk (modular aufgebaut)** mit Leistungsgrößen von 1 MW bis 10 MW für den Einsatz im industriellen Bereich.

Auswirkungen des KWK-Gesetzes für einen Zubau sind schwerpunktmäßig am ehesten im Bereich der Mini-, Midi- und Groß-Brennstoffzellen (500 W_{el} bis 250 kW_{el} sowie > 250 kW_{el}) zu erwarten (je nach technischer und kommerzieller Verfügbarkeit der Anlagen). Bisher am weitesten entwickelt sind 1 kW_{el}-Anlagen für die Hausenergieversorgung und 250 kW_{el} (vgl. auch nachfolgenden Punkt Anwendung und Einsatzgebiete).

Bei Anlagen mit Leistungen größer 30 bzw. 50 kW_{el} werden von den Stromlieferanten oft Reservestromverträge gefordert.¹²

¹² In Abhängigkeit von den Bestimmungen des EnWG 2003 und der BTOElT sowie der AVBElt

Für Anlagen kleiner 50 kW_{el} ist laut EnWG der Stromzusatzbezug zu üblichen Tarif-Konditionen beziehbar (§ 10 Abs. 2 Satz 3 EnWG). Dies gilt nur bei Eigenbedarfsdeckung von Tarifabnehmern, nicht jedoch bei Verkauf an Dritte. Dienstleister (Contractoren oder Objektversorger) werden somit von dieser Regelung ausgeschlossen.

• Anwendungen und Einsatzgebiete

Allen potenziellen Anwendungsgebieten (mit Ausnahme netzferner Liegenschaften) ist gemeinsam, dass für die Deckung der gewünschten Dienstleistung „Wärme“ und „Strom“ keine KWK erforderlich ist. Gemessen an der aus Endkundensicht gewohnten und deshalb als einfach empfundenen konventionellen Versorgung ist der Einsatz von KWK im aktuellen Ordnungsrahmen sehr komplex und unüberschaubar (siehe Abschnitt 2.2). Dieses Hemmnis hat zur Folge, dass selbst bei wirtschaftlicher Gleichwertigkeit der KWK gegenüber konventionellem Bezug erhebliche Anwendungspotenziale ungenutzt bleiben.

Tabelle 1-5 Übersicht potenzieller Anwendungen und Einsatzgebiete von stationären Brennstoffzellen

Anwendungen/Einsatzgebiete (stationär)	Marktpotenzial/ -volumen (ab 2010)	Relevanz einer Stromeinspeisung	Bemerkung
Privater Bereich (z.B. Ein- und Mehrfamilienhäuser, Eigentums- und Mietwohnhäuser)	X X / X X X	X	Noch keine gesicherte Verfügbarkeit, Erdgasreformierung und Stack noch zu teuer
Gewerbe (z.B. Einzelhandelsgeschäfte, Werkstätten, Hotels, Lager, kleinere Büros, Arztpraxen, Bankfilialen, Altenheime, Kirchen)	X X	X	Noch keine Module verfügbar Teilweise noch hohe Stromtarife (bei geringem Bezugsvolumen)
Industrie (inkl. Produktion und Verwaltung) (z.B. Automobilindustrie, Chemie, Pharma, Metallverarbeitungsindustrie, Nahrungsmittel-/Getränkeindustrie, Elektronikindustrie, Energieversorgungsindustrie)	X X / X X X	X / X X	Trend zu kleineren Anlagen/Systemen Niedrige Stromtarife Nutzung von Prozessdampf (hoher Wirkungsgrad)
Kommune / Öffentlicher Bereich (z.B. Schulen, Sport- und Freizeiteinrichtungen, Verwaltungen, Museen, Krankenhäuser, Energieversorger)	X X / X X X	X X / X X X	Verstärkte Nachfrage durch Krankenhäuser (hohe Betriebszeiten, Prozessdampfnutzung)
Legende: X = gering, X X = mittel, X X X = hoch			

Privater Bereich / Hausenergieversorgung

- Selbstgenutzter Wohnraum

Derzeit spielt die Einspeisung bzw. Zuschlagzahlung im Bereich der Hausenergieversorgung eine zu vernachlässigende Rolle. Einerseits werden aufgrund der aktuell verfügbaren Technik nur sehr wenige Anlagen eingesetzt und andererseits haben die meisten realisierten Anlagen wegen fehlender Sommer-Wärmelast geringe Laufzeiten und damit geringe Stromproduktion. Werden die Anlagen wärmegeführt gefahren und besteht kein Wärmebedarf, erfolgt somit auch keine Stromproduktion. Das technische Entwicklungsziel müssen sehr gut regelbare Brennstoffzellen sein.

- Wohnungsbaugesellschaften

Grundsätzlich ist der Mietwohnungsbau für den Einsatz von KWK sehr gut geeignet, da über die Warmwasserbereitung eine nennenswerte Sommerwärmelast besteht.

Allerdings stellt die unterschiedliche Zuordnung von Investitionskosten (Wohnungsunternehmen) und Verbrauchs- bzw. Betriebskosten (Mieter) ein erhebliches strukturelles Hemmnis dar. Gerade KWK-Anlagen gehören zu den Energiespartetechniken, die durch (deutlich) erhöhten Kapitaleinsatz verbrauchsgebundene Kosten senken. Sofern es dem Wohnungsbauunternehmen nicht gelingt, die beim Mieter entstehenden Einsparungen für den erhöhten Kapitaldienst einzusetzen, ist die Investition aus Sicht des Unternehmens schlicht unwirtschaftlich.

Unmittelbar am Erzeugungsort besteht die Stromnachfrage der Mieter, die prinzipiell ohne den Umweg über die Einspeisung gedeckt werden könnte. Allerdings ist lediglich die Allgemeinstromversorgung („Treppenhausbeleuchtung“) aus einer KWK-Anlage ohne größere Probleme zu realisieren. Sollen Mieter versorgt werden, sind wegen der aktuellen energie- und mietrechtlichen Rahmenbedingungen umfängliche Sonderregelungen erforderlich (vgl. Abschnitt 2.2.1). Aus diesen Gründen wird von dieser Möglichkeit trotz der gegenüber der Netzeinspeisung deutlich höheren erzielbaren Erlöse (Letztverbraucherpreis als anlegbarer Preis) kaum Gebrauch gemacht.

Die Folge ist, dass Anlagen häufig allein im Hinblick auf die Allgemeinstromversorgung des Hauses und damit deutlich unterhalb des wärmeseitigen Potenzials dimensioniert werden.

Verbesserte Vergütungssätze im KWK-Gesetz können diese Situation zwar zugunsten der KWK verbessern, die strukturellen Hemmnisse für den KWK-Einsatz bleiben jedoch unverändert bestehen.

Gewerbe und Industrie

Gewerbe und Industrie werden nur in KWK investieren, wenn dies erstens betriebswirtschaftlich gegenüber konventioneller Wärme- und Stromversorgung darstellbar ist und zweitens rechtliche und organisatorische Risiken vertretbar erscheinen.

Daraus resultiert unmittelbar, dass die Eigenversorgung im Vordergrund steht. Es ist davon auszugehen, dass vorwiegend die unternehmensspezifische Bedarfsstruktur Strom die Auslegungsbasis für KWK sein wird. Da die Vergütung nach KWK-Gesetz in aller Regel nicht höher liegt als die Eigenbezugskosten, erfolgt die Einspeisung zum Ausgleich von Bedarfsschwankungen und ist damit eher von untergeordneter Bedeutung.

KWK hat Potenziale, insbesondere in der Nahrungsmittelindustrie und im Wäschereibereich sowie anderen Sektoren, wo ein hoher Bedarf an Niedertemperaturwärme im Bereich bis 130 Grad Celsius besteht. In der Chemischen Industrie geht der Trend hin zu kleineren Anlagen bzw. Gas- und Dampfturbinenkraftwerken (GuD) inkl. der Nutzung von Prozesswärme.

Ein möglicher Ansatz für das KWK-Gesetz ergibt sich, wenn der produzierte und eingespeiste Strom größerer Hochtemperaturbrennstoffzellenanlagen ($> 200 \text{ kW}_{\text{el}}$) vergütet und die Abwärme u.a. als Prozessdampf genutzt wird. Die Verfügbarkeit der Hochtemperaturbrennstoffzelle für den kommerziellen Einsatz (noch zu erhöhten Investitionskosten) ist für 2006 bis 2008 geplant.

Kommunen und öffentlicher Bereich

Kommunen als Betreiber von öffentlichen Einrichtungen wie Schulen, Verwaltungsgebäuden, Schwimmbädern, Museen etc. sind potenzielle Anwender vor allem kleiner KWK-Anlagen. Bestimmte Nutzungsarten (Turnhallen, Hallenbäder) eignen sich wegen der Sommerwärmelasten besonders, wobei die Eigenstromversorgung wegen der üblicherweise relativ hohen Strompreise dieser Einrichtungen wirtschaftlich vorteilhaft ist.

Das Ergebnis der durchgeführten Befragung zeigt, dass im kommunalen Bereich bzw. bei öffentlichen Einrichtungen insbesondere Krankenhäuser derzeit Anfragen bei Brennstoffzellen-Anlagenbauern einreichen. Weiterhin zu beachten ist die von kommunalen Liegenschaften verschiedene Finanzierung, auf deren Formen und Auswirkungen hier nicht näher eingegangen wird.

1.3.3.2 Relevanz und Bedeutung von unterschiedlichen Investitionszeitpunkten und Betriebsjahren

Zu problematisieren ist, ob ausschließlich während der Zeit der Förderung mit einem forcierten Zubau der Brennstoffzellenanlagen zu rechnen ist. Welche Unterschiede bestehen in der Entwicklung bei Berücksichtigung unterschiedlicher Investitionszeitpunkte und Betriebsjahre. Wird der Ausbau bei Ende der Förderung abrupt abbrechen bzw. sich verändern?

Bei Brennstoffzellenanlagen ist die Zuschlagszahlung konstant über 10 Jahre und gilt ab dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme. Für den Investor ist es wichtig, nur bis zum Ablauf des KWK-Gesetzes (voraussichtlich mit dem 31.12.2010) die Anlage in Betrieb

zu nehmen, um dann die Zuschlagszahlung für 10 Jahre zu erhalten. Ferner gibt es keine degressive Zuschlagszahlung bei Brennstoffzellenanlagen, d.h. der Investitionszeitpunkt innerhalb der nächsten 10 Jahren wird somit nicht direkt beeinflusst.

Die Investitions- und Betriebskosten von Brennstoffzellen sind heute und auch noch in den nächsten 5 – 7 Jahren zu hoch, um durch die derzeitige Förderung maßgeblich beeinflusst zu werden.¹³

1.3.4 Untersuchung eines wirtschaftlichen Beitrages des KWK-Gesetzes zum Betrieb von Brennstoffzellenanlagen

1.3.4.1 Übersicht Stand und Entwicklung der Investitions- und Betriebskosten von Brennstoffzellensystemen

In Übersichtsform werden nachfolgend bereits vorhandene Kenndaten für unterschiedliche Brennstoffzellentechnologien sowie Konkurrenztechnologien aufgeführt. Abschätzungen der Kostenentwicklung bis 2010 werden ebenfalls vorgenommen.

a) Investitionskosten

Überblick kommerziell einsetzbarer Brennstoffzellen und deren Investitionskosten

Zuerst kommerziell verfügbar war in Deutschland seit dem Jahr 1992 die Phosphorsäure-Brennstoffzelle (PAFC) der Firma UTC, von denen in Deutschland bisher ca. 16 Anlagen mit einer Gesamtleistung von ca. 3.200 kW_{el} installiert wurden. Nach eigener Recherche sind noch ca. 4 – 8 Anlagen mit einer Gesamtleistung von ca. 1.200 kW_{el} (anhängig vom Anlagenbetriebszustand) in Betrieb bzw. am Netz.

Nachfolgende Übersicht stellt die derzeitigen Entwicklungen bzw. schon verfügbaren Brennstoffzellenanlagen im Jahr 2003 dar und die möglichen Zeitpunkte für weitere Verfügbarkeiten. Die Werte beruhen auf Veröffentlichungen, aber insbesondere auf Nachfragen bei den jeweiligen Entwicklern bzw. Anlagenbauern.

¹³ Die Berücksichtigung bzw. Aufstellungen von Investitions- und Betriebskosten werden im nachfolgenden Kapitel „Untersuchung eines wirtschaftlichen Beitrages des KWK-Gesetzes zum Betrieb von Brennstoffzellenanlagen“ vorgenommen.

Tabelle 1-6 Derzeitige Entwicklungen / verfügbare Brennstoffzellenanlagen im Jahr 2003

Derzeitige Entwicklungen / verfügbare Brennstoffzellenanlagen im Jahr 2003		
Brennstoffzelle	Leistung	Verfügbarkeit
Sulzer Hexis SOFC	1 kW _{el}	ab etwa 2005 (Markteinführung)
EFC PEMFC	1,5 kW _{el}	ab etwa 2005/6 (ca. 100 Stück)
Gaskatel AFC	1 - 5 kW _{el}	ab etwa 2004, variable Größe
Viessmann PEMFC	2 kW _{el}	ab etwa 2007 (Markteinführung)
Buderus PEMFC	4,5 kW _{el}	erste Praxistests 2003/2004
Vaillant PEMFC	4,6 kW _{el}	ab etwa 2004 (bei Einzelbestellung inkl. Betreuung vor Ort für 12 Monate)
Proton Motor PEMFC	18 kW _{el}	ab etwa 2004
MTU MCFC	250 kW _{el}	auf Bestellung
Alstom Ballard PEMFC		Ausstieg aus Brennstoffzellen im 200 kW _{el} Bereich
Siemens / Westinghouse SOFC	100 kW _{el}	in 2006 bis 2007 (ebenfalls entwickelt wird eine Anlage mit 5 kW _{el} , die aber nicht für die Hausenergieversorgung ausgelegt werden soll)
UTC PC25C PAFC (ehemals ONSI)	200 kW _{el}	Kleinserie (bisher über 250 Stück produziert und weltweit eingesetzt, Produktion soll auslaufen mit Produktwechsel in eine PEM mit 150 kW _{el})

Anmerkung: An der Entwicklung einer Kombination aus Brennstoffzelle und Mikrodampfturbine arbeiten derzeit insbesondere Siemens und MTU. Der elektrische Wirkungsgrad soll sich um 5%-Punkte in der Summe erhöhen (bei einer 250 kW_{el} Brennstoffzelle i.V.m. einer 30 kW_{el} Turbine). Beide Unternehmen streben auch die Entwicklung einer 1 MW_{el} – Anlage an. Die USA und Japan investieren relativ hohe Summen in die Entwicklung der Brennstoffzellentechnologien von 200 – 400 Mio. Euro pro Jahr (inkl. stationär, mobil und portable). Ballard (Canada) und Ebera (Japan) entwickeln in Kooperation eine Brennstoffzelle für ein Einfamilienhaus auf dem japanischen Markt. Angaben zu Investitionskosten und Verfügbarkeit liegen derzeit nicht vor.

Hohe Investitionskosten bei Brennstoffzellen und deren geschätzte Entwicklung bis 2010

Die derzeitigen spezifischen Preise bei Brennstoffzellen-BHKW differieren. Eine Bandbreite von derzeit 5.500 €/kW_{el} bis 50.000 €/kW_{el} (in Abhängigkeit der Anlagengröße) wurde ermittelt.

Beispielsweise kostet eine schlüsselfertige 250 kW_{el}-Anlage heute 2,4 Mio. Euro. Das entspricht 9.600 €/kW_{el}. Im Vergleich hierzu liegen die Kosten bei Motoren-BHKW je nach Größe (hier 1000 kW_{el} bis 8 kW_{el}) bei ca. 500 bis 2.000 €/kW_{el}. Im Durchschnitt wäre dies ein Faktor von mindestens 10, um den Brennstoffzellen heute noch über den marktüblichen Preisen für BHKW liegen. Teilweise wird von einem höheren Kostenfaktor von 20 gesprochen (Anwendungen im Bereich von Einfamilienhäusern). Die Berücksichtigung eines möglicherweise höheren Gesamtwirkungsgrades bei Brennstoffzellen bleibt bei der Höhe der Differenzen (Kostenfaktoren) zunächst außen vor.

Ein wirtschaftlicher Betrieb von Brennstoffzellen ist in den nächsten Jahren nicht zu erwarten (hohe Investitionskosten, fehlende technische Verfügbarkeit bzw. Lebensdauer). Das Forschungszentrum Jülich rechnet noch mit mindestens fünf Jahren, bis Brennstoffzellen für den privaten Heizungskeller zu einem relativ konkurrenzfähigen Preis erhältlich sind (Stolten, 2002). Dieses würde zukünftig höhere Stückzahlen voraussetzen, damit sich Skalen- bzw. Lerneffekte auswirken können.¹⁴

Nachfolgende Übersicht gibt eine Abschätzung zu den möglichen Investitionskostenentwicklungen bis 2010 wieder.

Tabelle 1-7 Übersicht Abschätzungen möglicher Investitionskostenentwicklungen von Brennstoffzellen

Firma / Brennstoffzelle	2000	2004	2010 (Zielpreis)
MTU, MCFC (250 kW _{el}) (HotModule)	3.000.000 € ~ 12.000 €/kW _{el}	2.000.000 € ~ 8.000 €/kW _{el}	450.000 € ~ 1.800 €/kW _{el}
Vaillant, PEMFC (4,6 kW _{el})	230.000 € ~ 50.000 €/kW _{el}	50.000 € ~ 11.000 €/kW _{el}	6.900 € ~ 1.500 €/kW _{el}

Anmerkung: MTU firmiert unter MTU CFC Solution GmbH, für 2010 strebt das Unternehmen an, eine MCFC mit 300 kW_{el} zum Preis von ca. 1.500 €/kW_{el} anzubieten.

Weitere Angaben zu Kosten und notwendigen Stückzahlenschätzungen der Anlagenbauer sind im Anhang in der Anlage 2 aufgeführt.

¹⁴ Vaillant geht von 100.000 notwendig abzusetzenden Anlagen aus, bevor ein marktgerechter Preis erzielbar ist. Die gegenwärtige Förderung im Bereich stationärer Brennstoffzellen wird aber aller Voraussicht nach nicht dazu ausreichen, um eine erhöhte Nachfrage zu generieren bzw. einen notwendigen Absatz zu ermöglichen.

Bei Brennstoffzellenanlagen von ca. 50 kW_{el} muss sich die Zielgröße bei unter 1.500 €/kW_{el} (je größer das System bzw. die Leistung, desto niedriger die spezifischen Investitionskosten) bewegen, um am Markt mit anderen Technologien konkurrenzfähig zu werden.

b) Betriebskosten

Betriebskosten schwanken

Derzeit sind keine abgesicherten Aussagen über Betriebskosten möglich, da sich die Anlagen noch in der Pilotphase bzw. Feldtestphase befinden.

Insgesamt betrachtet sind die Betriebskosten der unterschiedlichen Brennstoffzellenanlagen noch relativ hoch und schwanken aufgrund des heutigen notwendigen permanenten Aufwandes bei Instandhaltung und Wartung. Zukünftig sollen die Kosten für Wartung und Service geringer als bei Motoren-BHKW ausfallen. Der Spitzenwert für Wartungskosten bei einem Gasmotoren-BHKW liegt derzeit bei 1,5 ct/kW_{el} (100 kW_{el}-Anlage), im Durchschnitt sind jedoch 2,5 bis 3 ct/kWh_{el} anzusetzen. Bei einer 50 kW_{el}-Anlage liegen entsprechende Kosten bei 2,0 bis 2,5 ct/kW_{el}. (vgl. auch ASUE, 2001)

Obwohl die Brennstoffzelle ursprünglich auf Wasserstoff als Brennstoff abstellt, kann sie auch mit herkömmlichen Brennstoffen – vorzugsweise Erdgas – betrieben werden.¹⁵ Eine flächendeckende Erdgasinfrastruktur besteht bereits. Bei der Nutzung dieser Struktur sind die Betriebskosten der Brennstoffzellen auch von der Entwicklung der Erdgas- bzw. Erdölpreise abhängig.

Hohe Spanne an Stromgestehungskosten in Deutschland beim Vergleich unterschiedlicher Erzeugungsanlagen

Die Brennstoffzellentechnologie muss sich bei Betrachtung der stromseitigen Erzeugung (ohne Vergütung bzw. Berücksichtigung der Wärmenutzung) an den marktüblichen Stromgestehungskosten messen. In Deutschland ist die Spanne der Stromgestehungskosten hoch. Bei konventionellen Kraftwerken geht wesentlich der Brennstoffpreis in Abhängigkeit von den Abnahmekonditionen ein. Bei KWK-Anlagen sind zusätzlich noch der erzielbare Wärmepreis sowie der Zuschlag entsprechend dem KWK-Gesetz maßgeblich. Derzeit wird Strom in Deutschland etwa zu folgenden Gestehungskosten erzeugt bzw. bezogen.

¹⁵ Hierzu ist insbesondere bei Niedertemperaturbrennstoffzellen ein entsprechender Aufwand für ein in die Anlage integriertes Reforming notwendig.

Tabelle 1-8 Überblick der Stromgestehungskosten/Strombezugskosten

Überblick der Stromgestehungskosten/Strombezugskosten – insgesamt in Deutschland	
Stromherkunft	ct/kWh_{el}
Importstrom	z.T. <1,5
Altanlagen (abgeschriebene)	< 2
GuD-Kraftwerke (modernster Ausführung mit Wirkungsgraden bis 58%)	> 3
KWK-Anlagen in der Industrie (mit > 5.000 h/a)	5
Kleine KWK-Anlagen (mit < 5.000 h/a)	7,5
Regenerative Energieanlagen (dezentral)	
- Wasser (neu oder reaktiviert, 300 kW – 1 MW)	ca. 5 –14
- Wind (off-Shore, on-shore)	ca. 7,4 – 11
- Biomasse (Holzheizwerk, Stückholzkessel)	ca. 5 –17
- Geothermie (20 MW bis 2 MW)	ca. 4 –18
Fotovoltaik	ca. 60 – 100

Quelle: IZES in Anlehnung an (TSB, 2002) bzw. (Schaumann et al., 2002), (Hirschl et al, 2002) und (TU-Darmstadt, 2001), (IER, 2003).

Angaben beruhen zum Teil auf unterschiedlichen Nutzungsdauern. Externe Kosten oder Wärmegutschriften wurden nicht berücksichtigt.

Überblick der Stromgestehungskosten/Strombezugskosten – insgesamt in Deutschland - Fortsetzung -	
Stromherkunft	ct/kWh_{el}
Stationäre Brennstoffzellen (250 kW_{el})	
- heute 2003	30 – 40 ¹⁾
- anvisiert 2010	offen
Stationäre Brennstoffzellen (≤ 2 kW_{el})	
- bei Markteinführung 2005 bis 2007	30 – 100 ^{1), 2)}
- anvisiert 2010 bis 2012	< 15 ³⁾

Quelle: IZES in Anlehnung an Befragungen der Hersteller von Brennstoffzellensystemen, Dezember 2003

Anmerkung: **1)** Angaben der Hersteller und eigene Berechnungen **2)** Es ergeben sich derzeit noch Kostenunterschiede insbesondere beim Wartungsaufwand inkl. Stackaustausch und ggf. Entschwefelung und Wasseraufbereitung. **3)** Es handelt sich hierbei um eine Zielgröße der Hersteller. Die Stromgestehungskosten sollen innerhalb von fünf Jahren nach der Markteinführung unterhalb der Strombezugspreise liegen.

Ferner können höhere Betriebskosten und evtl. Investitionskosten teilweise durch höhere Wirkungsgrade ausgeglichen werden (z.B. bei GuD-Kraftwerken). Brennstoffzellenanlagen verfügen theoretisch ebenfalls über einen hohen Wirkungsgrad, der in die Investitionsrechnung eingehen sollte.

Strombeschaffung zu Grenzkosten

Problematisch ist, wenn die Strombeschaffung zu kurzfristigen Grenzkosten erfolgt, wie dieses zum Teil heute der Fall ist. Denn in diesen Grenzkosten sind keine zukünftigen Investitionskosten bzw. Ersatzkosten enthalten. Mit neuesten GuD-Anlagen könnte es möglich sein, die Stromgestehungskosten auf bis zu 3 ct/kWh zu drücken. Andere Energiewandlungstechnologien mit höheren Stromgestehungskosten als die derzeit auf dem Markt erzielten Strompreise haben dann weniger Chancen, sich im Markt durchzusetzen.

1.3.4.2 Auswirkungen unter Berücksichtigung der Entwicklung von Erlössituationen

Bei der Betrachtung der Erlössituation müssen u.a. berücksichtigt werden:

- Einfluss und die Auswirkungen der Strom-, Wärme- und Brennstoffpreisentwicklungen
- Höhe und Entwicklung der bisher zu erzielenden Gesamtstromerlöse bzw. -vergütung (unter Problematisierung der Unterlaufung der KWK-Vergütung durch Herabsetzung der Einspeisevergütung, vgl. Gliederungspunkt 1.4.3, 2.2.2 und 2.3.2. sowie Anhang, Anlage 3 und Anlage 3a)
- Unterscheidung eines wärme- und stromgeführten Brennstoffzelleneinsatzes

Die Rentabilität von KWK-Anlagen (Brennstoffzelle oder BHKW) wird neben den Kosten insbesondere von dem anlegbaren Wert für die erzeugte thermische und elektrische Energie bestimmt bzw. beeinflusst.

Die KWK-Anlage kann nach der Wärme- oder Stromverbrauchstruktur der Nutzer ausgelegt werden. Üblicherweise erfolgt diese nach der Wärmeverbrauchstruktur, so dass sich der anlegbare Wert für die erzeugte Wärme aus den Kosten eines thermischen Konkurrenzsystems (z.B. Heizanlage) ergibt. Damit sich die KWK-Anlage gegenüber der Konkurrenzvariante rentiert, sollte der Wert für die produzierte Elektrizität mindestens der Differenz aus den Kosten der Anlage abzüglich des anlegbaren Wertes für die Wärme entsprechen.

a) Stromvergütung und Erlösrechnung

Für den Betreiber einer KWK-Anlage bestehen in der Regel unterschiedliche Möglichkeiten der Stromverwendung und damit verschiedene Stromverwertungsansätze:

Tabelle 1-9 Stromverwertungsansätze

Schwerpunkt	Verwendung produzierten Stroms	Bewertung
Einspeisung öffentliche Netz	ganz oder teilweise in das öffentliche Netz eingespeist	bisher vereinbarte Stromeinspeisevergütung des aufnehmenden Elektrizitätsversorgungsunternehmens
Eigenbedarfsdeckung	ganz oder teilweise zur Eigenbedarfsdeckung verbraucht	vermiedenen Strombezugskosten

Der Gesamtstromerlös besteht somit aus der Summe der erzielbaren Einspeisevergütung und den vermiedenen Strombezugskosten durch Eigenverbrauch.

Nachfolgende Übersicht zeigt die Bandbreite der Gesamteinspeisevergütung für kleine KWK-Anlagen auf der Grundlage der Angaben der VDEW.

Tabelle 1-10 Gesamtvergütung der Einspeisung von Strom aus kleinen Anlagen

Gesamtvergütung der Einspeisung von Strom aus kleinen Anlagen (ohne registrierende Leistungsmessung in ct/kWh)			
Vergütungsbestandteile	Neue kleine KWK-Anlagen bis zu 50 kW _{el} u. Brennstoffzellen	Neue kleine KWK-Anlagen bis 2 MW _{el}	Kleine KWK-Anlagen Bestandsanlagen
Üblicher Preis für Überschussstromeinspeisung	1,41		
Vermiedene Netznutzungsentgelte (nach VVII plus Anlage 6 (abh. von Netzstruktur))	ca. 0,15 – 0,55		
Gesetzlich festgelegter Zuschlag	5,11	2,56	1,53
Gesamtvergütung	ca. 6,67 – 7,07	ca. 4,12 – 4,52	ca. 3,09 – 3,49
Quelle: VDEW, 2003; Anmerkung: unterstellte Jahresbenutzungsdauer 5.000 h			

Für die Einspeisevergütung (üblicher Preise plus vermiedene Netznutzungsentgelte ohne KWK-Zuschlag) zeigte sich bisher eine Spanne von 1,56 bis 1,96 ct/kWh, die in nachfolgenden Betrachtung bzw. Vergleichsrechnung einfließt.¹⁶

¹⁶ Weitere Graphiken zur Entwicklung und Höhe der Einspeisevergütung für BHKW befinden sich im Anhang in der Anlage 3

Die Verbände VDEW, VKU, VRE, AGFW und VDN sehen den an die Betreiber kleiner KWK-Anlagen gezahlten Preis für den eingespeisten Strom ohne registrierende Leistungsmessung als marktgerecht an (VDEW, 2003).

Einschub aus aktuellem Anlass: Im Rahmen des am 2.4.2004 im Bundestag in 3. Lesung verabschiedeten Artikel-Gesetzes zur Novellierung des EEG wurde eine Präzisierung des „üblichen Preises“ beschlossen. Es soll künftig der an der Leipziger Strombörse EEX erzielte durchschnittliche Baseload-Preis des jeweils vorangegangenen Quartals gelten.

Eine Darstellung der durchschnittlichen Baseload-Preise sowie weitere Zuschläge im Rahmen des EEG beim Einsatz von Biogas finden sich im Anhang in Anlage 3a.

Diese Veränderungen haben teilweise positive Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit der KWK-Anlagen (vgl. auch 2.3.2 Einspeiseregulierung für Kleinanlagen); die der Brennstoffzellen wird dadurch geringfügig, aber nicht ausreichend beeinflusst.

Eine weitergehende Betrachtung der Auswirkungen konnte im Rahmen dieses Forschungsvorhaben nicht mehr vorgenommen werden.

Bei der Bewertung der Eigenbedarfsdeckung, d.h. vermiedener Strombezugskosten sind insbesondere die vermiedenen Netznutzungsentgelte sowie die Strombezugspreise relevant. Die Bewertung des Eigenverbrauchs der produzierten Elektrizität richtet sich nach den für den Nutzer relevanten Strompreisen, die sich für Tarifkunden¹⁷ (Niederspannungsebene) und Sondervertragskunden (vorrangig Mittelspannungsebene mit hohem Verbrauch) unterscheiden. Die Strompreise variieren je nach Abnehmergruppe, Verbraucherverhalten und EVU sehr deutlich.

Relativ hohe Strombezugspreise bei Gewerbe/Klein-Industrie erhöhen die Chancen für Alternativen des Strombezuges. In dem industriellen Anwendungsbereich sind die Strompreise relativ niedriger und können dadurch die wirtschaftliche Attraktivität von KWK vermindern. Der Strompreisvergleich der Abnahmefälle 30.000 kWh/Jahr zu 70.000.000 kWh/Jahr vom Juli 2002 zeigt einen Strompreisunterschied von 106 % (9,42 ct/kWh zu 4,57 ct/kWh, ohne Steuern und ohne Abgaben wie EEG, KWK).

Nachfolgende Übersicht zeigt die möglichen Zuschlagszahlungen für Brennstoffzellenanlagen, die einen Bestandteil der Gesamtvergütung bzw. -erlöse bei der Einspeisung von Strom in das Netz der allgemeinen Versorgung darstellen.

¹⁷ Die Bewertung des Eigenverbrauchs der produzierten Elektrizität richtet sich nach den für den Nutzer relevanten Strompreisen. Hierbei ist weiter zu differenzieren in Tarifsysteme ohne Leistungsmessung (mit niedrigem Jahresverbrauch hauptsächlich Haushaltskunden); Tarifsysteme mit Leistungsmessung (mit hohem Jahresverbrauch vornehmlich Gewerbekunden).

Tabelle 1-11 Übersicht Zuschlagszahlungen nach KWK-Gesetz für unterschiedliche kW_{el}-Anlagen

Zuschlagszahlungen (5,11 ct) nach KWK-Gesetz für unterschiedliche kW_{el}-Anlagen					
	Zuschlagszahlungen in € pro Jahr bei einer eingesp. Strommenge von x Betriebsstd. / a				
Leistung der Anlage	1.000 Betriebsstd. / a	2.000 Betriebsstd. / a	3.000 Betriebsstd. / a	5.000 Betriebsstd. / a	8.000 Betriebsstd. / a
1 kW _{el}	51	102	153	256	409
5 kW _{el}	256	511	767	1.278	2.044
50 kW _{el}	2.555	5.110	7.665	1.2775	20.440
250 kW _{el}	12.775	25.550	38.325	63.875	102.200
2 MW _{el}	102.200	204.400	306.600	511.000	817.600

Anmerkung: Werte gerundet

Vergleich der Kosten- und Erlössituation bei Brennstoffzellen und konventionellen Anlagen

Aufgrund der hohen, wenngleich nicht genau bezifferbaren Investitionskosten und fehlender brauchbarer Betriebskostendaten ist ein Vergleich der Erlös- und Kostensituation bei Brennstoffzellen derzeit nicht durchführbar.

Nachfolgende Ausführungen dienen zur Annäherung an mögliche Erlös- und Kostensituationen, wie sich heute darstellen.

Aus bisherigen Daten vom Einsatz der UTC (ehemals ONSI) PAFC 200 kW_{el} Brennstoffzellenanlage wird ein Vergleich mit einem Gas-BHKW vergleichbarer Leistung in nachfolgender Tabelle vorgenommen:

Tabelle 1-12 Vergleich der Wirtschaftlichkeit ausgewählter Brennstoffzellen- und KWK-Anlagen

Vergleich der Wirtschaftlichkeit ausgewählter Brennstoffzellen- und KWK-Anlagen (Volleinspeisung)					
Anlage / Größe	Jahreseinspeisestunden	Kosten	Erlöse		Differenz (Gewinn/Verlust)
	h/a	Stromgestehungskosten*	Zuschlag KWK	Einspeisevergütung (inkl. vermiedener Netznutzungskosten) 1,5 – 3,2 ct/kWh _{el}	(Werte gerundet)
UTC (ehemals ONSI) PAFC (200 kW ⁶⁾)	5.000	300.000 €/a ¹⁾	51.000 €/a ³⁾	15.000 – 32.000 €/a	- 234.000 €/a bis - 217.000 €/a
	8.000 ⁵⁾	480.000 €/a ¹⁾	81.760 €/a ³⁾	24.000 – 51.200 €/a	- 374.000 €/a bis - 247.040 €/a
Gas-BHKW (200 kW ⁶⁾)	5.000	50.000 €/a ²⁾	22.500 €/a ⁴⁾	15.000 – 32.000 €/a	- 12.500 €/a bis + 4.500 €/a
	8.000 ⁵⁾	80.000 €/a ²⁾	36.000 €/a ⁴⁾	24.000 – 51.200 €/a	- 20.000 €/a bis + 7.200 €/a

Anmerkung: * Stromgestehungskosten enthalten Brennstoffbezugskosten, Wartungskosten und Kapitalkosten inkl. Abschreibungen für die Anlageninvestition sowie üblicherweise die erzielbaren Wärmepreise.

- 1) Brennstoffzellen liegen im derzeit günstigsten Fall bei Stromgestehungskosten von 30 ct/kWh_{el}.
- 2) BHKW-Anlagen im industriellen Einsatz liegen derzeit im günstigsten Fall bei Stromgestehungskosten von 5 ct/kWh_{el}. Dieser Wert wurde zur Vereinfachung für alle Jahreseinspeisestunden bzw. Betriebsstunden angesetzt.
- 3) Brennstoffzellen erhalten eine konstante Zuschlag-Vergütung von 5,11 ct/kWh_{el} über 10 Jahre.
- 4) Neue Anlagen ab einer Dauerinbetriebnahme zum 1. April 2002 erhalten eine abnehmende Zuschlag-Vergütung innerhalb von 10 Jahren, die im Durchschnitt 2,25 ct/kWh_{el} beträgt.
- 5) entspricht einer annähernd maximalen Volleinspeisung
- 6) Nettowerte der Anlagen für elektrische Leistung in Kilowatt

Es zeigt sich sehr deutlich, dass mit der derzeit am Markt verfügbaren Brennstoffzelle (UTC 200 kW) ein wirtschaftlicher Betrieb trotz KWK-Zuschlagszahlung nicht möglich ist. Das Ergebnis der Kosten-/Erlössituation für kleinere Anlagen beispielsweise im 5 kW_{el}- Bereich sieht noch schlechter aus. Brennstoffzellen in dieser Leistungsgröße liegen derzeit außerhalb einer betriebswirtschaftlich sinnvollen Betriebsweise.

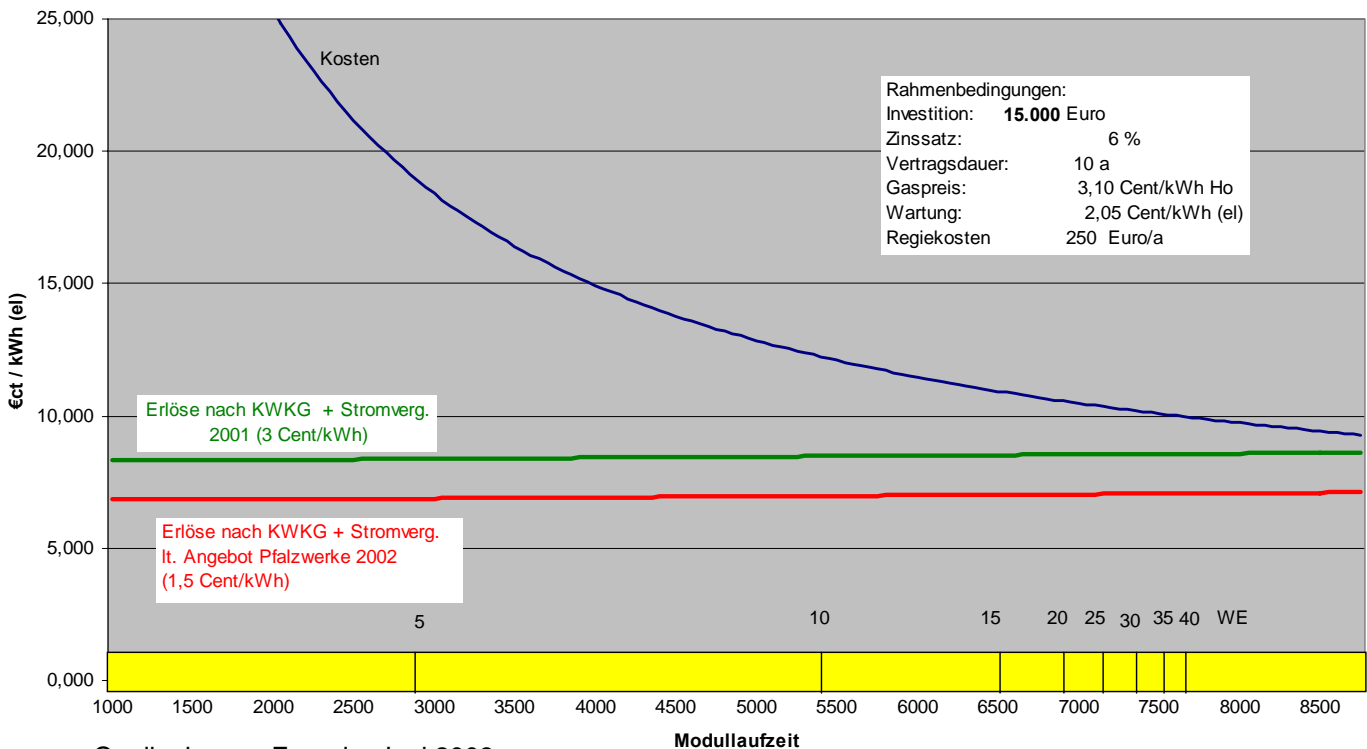
Wird als Vergleichsgröße eine im Markt befindliche Mini-BHKW Anlage mit 5,5 kW_{el} herangezogen, ergibt sich auch bei der optimistischen Vergütungsannahme mit 3 ct/kWh Stromvergütung plus 5,11 ct/kWh Zuschlag (vgl. nachfolgende Abbildung) kein kostendeckender Betrieb.

Nachfolgende Abbildung stellt die bisherige Kosten-/Erlössituation für ein Mini-BHKW mit 5,5 kW_{el} mit zwei Vergütungsfällen dar:

- optimistische Annahme: 3 ct/kWh Stromvergütung plus 5,11 ct/kWh Zuschlag
- pessimistische Annahme: 1,54 ct/kWh* Stromvergütung plus 5,11 ct/kWh Zuschlag¹⁸

Abbildung 1-2 Kosten- und Erlössituation für Mini-BHKW mit 5,5 kW

Vollkosten 5,5 kW



Quelle: hessenEnergie, Juni 2003

Anmerkungen: WE entspricht Wohneinheiten. Weitere Untersuchungen für BHKW mit Anlagengrößen 50 kW und 250 kW werden in der Anlage 4 dargestellt.

¹⁸ Die Bandbreite der Einspeisevergütung (inkl. vermiedener Netznutzungskosten) wurde vom VDEW Ende 2002 mit 1,5 bis 2 ct/kWh beziffert (VDEW, 2003)

1.4 Bewertung der Auswirkungen des KWK-Gesetzes auf Brennstoffzellen

1.4.1 Übersicht

Tabelle 1-13 Auswirkung des KWK-Gesetzes auf die Ausbaudynamik von Brennstoffzellenanlagen

Auswirkung des KWK-Gesetzes auf die Ausbaudynamik von Brennstoffzellenanlagen	
Einflussfaktoren/ Kriterien	Auswirkung / Bemerkung
Akteure	Anlagen-/Netzbetreiber direkt von Zuschlagsentscheidung betroffen. Hersteller und Anlagenbauer indirekt von Anlagennachfrage betroffen. Neue Dienstleister, Anlagenbetreiber, Contractoren (bei Zunahme des Zubaus ab ca. 2008) Betreiber mit überwiegender Einspeisung bzw. Volleinspeiser mit größeren Anlagen erst ab ca. 2008 (u.a. betrieben von Energieversorgern)
Größenklassen, Einsatzgebiete/ Anwendungen	Wenn überhaupt Auswirkungen ab ca. 200 kW _{el} -Anlagen mit hohem Einspeiseanteil kleine Anlagen (1 – 5 kW _{el}) keine Wirkung, da Eigennutzung überwiegen wird Unterschiedliche Strombezugstarife (abh. von Bezugsmenge und Leistung)
Investitionszeitpunkte	Möglichkeit des Beginns der Zuschlagszahlung bis 31.12.2010 und einer möglichen Förderdauer bis Ende 2020.
Investitions-/ Betriebskosten	Derzeit nicht hinreichend ermittelbar bzw. vergleichbar
Administrativer Aufwand	Benachteiligung bei Brennstoffzellen (werden von Erleichterungen wie bei Klein-KWK-Anlagen bis 2 MW _{el} ausgenommen (vgl. § 3 u. § 5))
Finanzierung (interne/externe)	Finanzierungslücke der Unternehmen bei Entwicklungs- sowie Produktionskosten derzeit durch KWK ungenügend berücksichtigt. Möglichkeit der Erleichterung von Geldkrediten wegen Zuschlagszahlung (bei Markteinführung zu niedrigeren Investitionskosten)
Erlöse	Teilweise Unterlaufung der KWK-Vergütung durch Absenkung der Einspeisepreise
Wirtschaftlichkeit insgesamt	Derzeit keine Auswirkungen bei Klein-Anlagen. Wenn überhaupt Auswirkungen ab ca. 200 kW _{el} –Anlagen
Zubau insgesamt	Erst wirksam bei Markteinführung ab ca. 2008 – 2010 und weiterer Kostenreduktion

1.4.2 Erleichterungen und fördernde Effekte

Direkte Erleichterungen für Brennstoffzellenanlagen im Bereich der Erlössituation und Wirtschaftlichkeit sind mittelfristig durch das KWK-Gesetz nicht zu erwarten (vgl. Gliederungspunkt 1.3.4). Dennoch lassen sich nachfolgende indirekte Erleichterungen bzw. Vereinfachungen aufzeigen.

Rechtssicherheit

Akteure haben Planungssicherheit, dass der Netzbetreiber Strom abnehmen sowie einen Netzanschluss gewähren muss.

Konstante Vergütung

Die Zuschlagszahlungen aus dem KWK-Gesetz sind über die Förderlaufzeit konstant und gelten 10 Jahre, wenn die Dauerinbetriebnahme während der Laufzeit des KWK-Gesetzes erfolgt.

Keine Deckelung

Die Brennstoffzelle ist laut Gesetzestext von der Deckelung ausgenommen.

1.4.3 Erkennbare Problemstellungen und hemmende Effekte

Als Ergebnis der durchgeführten Befragung stellen nachfolgende Punkte derzeitige Problemstellungen bzw. hemmende Effekte bei einer Markteinführung und Marktentwicklung von Brennstoffzellen dar (hervorgerufen durch das KWK-Gesetz oder durch die derzeitigen Rahmenbedingungen). Diese können aber als Herausforderung und lösbare Aufgabenstellungen angesehen werden.

Hoher administrativer Aufwand (Zulassungserleichterung nur bei Klein KWK-Anlagen)

Vorraussetzung für den Anspruch einer Zuschlagszahlung ist die Zulassung als KWK-Anlage (gemäß § 5). Bei kleinen KWK-Anlagen (bis 2 MW_{el}) ist kein Sachverständigen-gutachten über die Eigenschaften der Anlage notwendig. Um eine Zulassung zu erhalten, können geeignete Unterlagen des Herstellers vorgelegt werden, aus denen die thermischen und elektrischen Leistungen sowie Stromkennzahl hervorgehen.

In § 3 Absatz 3 werden von den kleinen KWK-Anlagen Brennstoffzellen-Anlagen explizit ausgeschlossen, d.h. es ergibt sich ein erhöhter administrativer Aufwand, beispielsweise durch die Vorlage eines Sachverständigen-gutachten oder die monatlichen Mitteilungen der eingespeisten Strommenge ins Netz der allgemeinen Versorgung sowie die Messung der abgegebenen Nutzwärme. Das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) lässt aber in der derzeitigen Verfahrenspraxis für serienmäßig hergestellte Brennstoffzellenanlagen Ausnahmeregelungen in Bezug auf die Zulassung und den Nachweis gelten.

Unterlaufung des KWK-Gesetzes/-Vergütung

Die Einspeisevergütung einschließlich vermiedener Netznutzungskosten für KWK-Strom aus kleineren Anlagen wurde von den Netzbetreibern nach Inkrafttreten des KWK-Gesetzes deutlich gesenkt (von 3,5 – 4,5 ct/kWh_{el} auf 1,5 – 2,5 ct/kWh_{el}). Für Strom aus neuen kleinen KWK-Anlagen liegt die Gesamtvergütung in der Regel allenfalls geringfügig höher als zuvor (B.KWK, 12/2002). Somit kann sich bisher eine Minderung bzw. Auflösung des gesetzlichen Vorteils bei Betrachtung der Gesamtvergütung inkl. Zuschlag ergeben. Bei Brennstoffzellenanlagen wird mit einer Gesamtvergütung von rund 7 ct/kWh_{el} gerechnet.¹⁹

Erhöhte Erwartungen der Öffentlichkeit

Die Öffentlichkeit nimmt wahr, dass Brennstoffzellen gefördert werden und erwartet Reaktionen im Markt. Doch Auswirkungen bleiben vorerst aus, da die Finanzierungslücke zu groß ist.

Inanspruchnahme der Zuschlagszahlung

Bevor Brennstoffzellen als marktreifes Produkt im nennenswerten Maße Strom ins Netz der allgemeinen Versorgung einspeisen können, vergehen noch mindestens 5 bis 10 Jahre. Die Vergütung muss größer sein als die eigenen Bezugskosten, da sonst die Eigennutzung/-verwendung sinnvoller ist.

Unterschiedliche Inanspruchnahme der Förderung

Positive Marktentwicklungen für Technologien im Bereich bis 2 MW_{el} sind derzeit eher bei anderen Technologien (bereits im Markt eingeführten bzw. vorhandenen) als bei der Brennstoffzelle erkennbar. Hersteller bieten zum Teil modifizierte Mini-BHKW-Module mit max. 50 kW_{el} auf dem Markt an.

Dezentraler Strombedarf versus dezentrale Stromeinspeisung

Der Objekteigenbedarf kann mit einer hohen Deckungsrate befriedigt werden (dezentrale Stromsubstitution). Dagegen steht eine unabhängig vom Bedarf des individuellen Objekts gezielte dezentrale Stromerzeugung (z.B. als Reserve für den Netzbetreiber oder verkaufbar an der Strombörse) zur Netzeinspeisung.

Die Planung und Auslegung einer Anlage sollte somit in direkter Anhängigkeit zum Einsatzziel bzw. -bedarf stehen. Hierzu zählt auch die Berücksichtigung der Höhe der Stromkennziffer, dem Sommer-/Winterbedarf bzw. Nutzungsauslegung der sonstigen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen, wie weitere Fördermechanismen bzw. Restriktionen.

Ziel kann es sein, eine Anlage so auszulegen, dass diese eine hohe Stromkennziffer aufweist, um eine möglichst hohe Einspeisung vorzunehmen und eine entsprechende Vergütung zu erhalten.

¹⁹ Durch die Präzisierung des „üblichen Preises“ seit dem 2.4.2004 (vgl. Anhang, Anlage 3a) kann sich die Gesamtvergütung erhöhen (das Gesetz wird im Sommer 2004 in Kraft treten)

Pflicht zu Reservestromverträgen

Bei Anlagen mit Leistungen größer 30 bzw. 50 kW_{el} werden von den Energielieferanten üblicherweise Reservestromverträge gefordert. Für Anlagen kleiner 50 kW_{el} ist laut § 10 Abs. (2) EnWG der Anspruch des Anlagen-Betreibers auf Lieferung des Reststroms zu Tarifkonditionen festgeschrieben, allerdings gültig nur bei ausschließlicher Eigenbedarfsdeckung.

Für Contractoren ist die Definition Eigenbedarfsdeckung problematisch. Diese beliefern ihre Kunden und somit erfolgt keine Eigenbedarfsdeckung. Laut Gesetz wären diese generell von der gesonderten Regelung ausgeschlossen. In der Praxis sind jedoch auch für Contractoren bisher - von Ausnahmen abgesehen - analoge Verträge aushandelbar.

Stromverkauf an Dritte

Bei der Möglichkeit, den Strom über den Netzbetreiber zu einem frei ausgehandelten Preis an Dritte zu verkaufen, ist unwahrscheinlich, dass potenziellen Abnehmern bei relativ hohen Stromgestehungskosten noch ein für sie attraktiver Preis geboten werden kann. Darüber hinaus müssen bei einer Stromlieferung durchs Netz der allgemeinen Versorgung weitere Kosten zu den Stromgestehungskosten gerechnet werden, wie beispielsweise Netznutzungsgebühren (bis zu 6,5 ct/kWh im Niederspannungsnetz), Ökosteuern (2,05 ct/kWh in 2003), Konzessionsabgabe (0,11 ct/kWh bei Sondervertragskunden und bis zu 2,40 ct/kWh bei Tarifkunden). Inwieweit die Kosten für die „Durchleitung“ an Dritte sowie Diskriminierungen beim Netzzugang den Zubau von dezentraler Erzeugung verhindern, und welche Instrumente bzw. Regelungen Abhilfe schaffen können, wird derzeit in einem EU-Projekt näher untersucht (Sustelnet, 2002 – 2004).

Kaum Marktnischen für Brennstoffzellen vorhanden

In allen potenziellen Anwendungen sind bereits konventionelle KWK-Systeme etabliert bzw. können angepasst werden. Weiterhin machen sich verschiedene Typen von Brennstoffzellen sowohl im Siedlungsbereich als auch bei Industrie- und Kraftwerksanwendungen Konkurrenz. Hinzukommen unterschiedliche Systemkonzepte verschiedener Hersteller (Pehnt / Nitsch, 2000).

Notwendigkeit weiterer Kostendegression

Trotz Förderung sind die Investitions- und Betriebskosten bei Brennstoffzellensystemen im Vergleich zu bereits etablierten bzw. bereits am Markt verfügbaren KWK-Anlagen noch zu hoch (mindestens um den Faktor 8, siehe vorne Abschnitt 1.3.4.1). Weitere Kostenreduktionen sind auch im Bereich kleinerer Motoren-BHKW erzielbar.

Verbesserung der Zuverlässigkeit sowie FuE-Bedarf

Es sind aktuell Ausfälle bei ausgelieferten Brennstoffzellen aus Kleinserien zu verzeichnen (Swingback-Problem). Nachfragen beim Anlagenbauer ergaben, dass es sich insbesondere um Schwierigkeiten bei der Umstellung von Einzelfertigung zu einer halb-

automatischen Kleinserienfertigung handelt, die jedoch als behebbar bezeichnet werden.²⁰

Die Auslieferung einer unter Serienbedingungen gefertigten 250 kW_{el} SOFC-Anlage wird sich bis zur zweiten Jahreshälfte 2004 verzögern. Grund sind technische Probleme bei der Beschichtung der Röhren.

Ein Demonstrationsprojekt mit einer 1 MW_{el} SOFC-Anlage wurde Ende 2002 gestoppt, weil keine Mikrogasturbine verfügbar ist, mit der der vorgesehene Zeit- und Kostenrahmen eingehalten hätte werden können (HyWeb, 2003).

Insgesamt betrachtet, stellt sich weiterer Forschungs- und Entwicklungsbedarf betreffend Verbesserung bei Lebensdauer, Materialien, Gewicht und Peripherie (z.B. Konverter). Dies zeigen insbesondere derzeit durchgeführte Pilotprojekte und Feldversuche. Bipolarplatten sind eine wichtige Komponente von PEM-Brennstoffzellen, die maßgeblich die Form, die Größe und das Gewicht eines Stacks beeinflussen. Geeignete Materialien und massentaugliche Verarbeitungsverfahren zur Herstellung von Bipolarplatten sind eine wichtige Voraussetzung für die Weiterentwicklung der Brennstoffzellentechnologie.

Mangelnde Verfügbarkeit unterschiedlicher Leistungsgrößen

Weiterhin wurden als hemmende Faktoren die fehlende Verfügbarkeit in unterschiedlichen Leistungsgrößen sowie die fortwährend zeitliche Verschiebung einer Markteinführung bzw. der Beginn von Klein-Serien genannt.²¹

1.4.4 Abschätzungen eines Zubaus an Brennstoffzellensystemen durch das KWK-Gesetz

Eine mittel- bzw. langfristige Abschätzung und Bewertung der Größenordnung eines möglichen Zubaus an Brennstoffzellensystemen durch die Auswirkungen des KWK-Gesetzes auf Basis von elektrischer Leistung in MW ist derzeit nicht möglich. In Anbetracht der Tatsache, dass für die nächsten Jahre die vom KWK-Gesetz ausgehenden Anreize keinen quantitativ ins Gewicht fallenden Zubau von Brennstoffzellen bewirken dürften, muss insgesamt mit eher marginalen Wirkungen gerechnet werden, wenn nicht ergänzende Impulse hinzukommen.²²

Erste Auswirkungen des KWK-Gesetzes spiegeln die bis zum 31.12.2003 beim Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) eingegangenen Anträge auf Zulassung für kleine KWK-Anlagen wider. Für Brennstoffzellen wurden 51 Anträge mit einer Gesamtleistung von 1,18 MW_{el} gemeldet. Die Anträge beim BAFA lassen keine

²⁰ Angaben von Sulzer Hexis GmbH, Juni 2003

²¹ weitere Angaben zu Problemen bei der Brennstoffzelle vgl. Anhang, Anlage 5

²² Bis 2010 wird jedoch unter bestimmten Randbedingungen mit einer installierten Gesamtleistung an stationären Brennstoffzellen von etwa 700 MW_{el} gerechnet (UBA, 2003, S.47).

Aussage über die tatsächlich angeschlossenen Anlagen bzw. über gezahlte Zuschläge zu, da es sich nur um die Zulassung für eine spätere evtl. Einspeisung handelt.²³

Tabelle 1-14 Anträge beim BAFA auf Zulassung für kleine KWK-Anlagen

Anträge auf Zulassung für kleine KWK-Anlagen beim BAFA bis zum 31.12.2003		
	Anträge	Gesamtleistung
Brennstoffzellen	51	1,18 MW _{el}
kleine KWK bis 50 kW _{el}	2.589	21,6 MW _{el}
kleine KWK über 50 kW _{el} bis 2 MW _{el}	113	47,3 MW _{el}
Summe	2.753	70,1 MW_{el}
Quelle: Auskunft BAFA		

Insgesamt wurden für KWK Anlagen bis 2 MW_{el} Anträge für ca. 70 MW_{el} Gesamtleistung beim BAFA eingereicht (Stand 31.12.2003). Unter der Annahme entsprechend angeschlossener Anlagen und einer durchschnittlichen Laufzeit von 5.000 Stunden/a und 20 % Einspeisung in das Netz der allgemeinen Versorgung erzeugen diese Anlagen jährlich nur ca. 70 Mio. kWh zuschlagsberechtigten Strom. Der "Deckel" für Zahlungen an Klein-KWK-Anlagen bis 2 MW nach dem KWK-Gesetz liegt jedoch bei 14 Milliarden kWh. Wenn sich an der Zahl der jährlichen Neuinstallationen nichts ändert, werden neue kleine KWK-Anlagen bis 2010 nur ca. 1,1 TWh einspeisen, den Deckel also nur zu 8 % ausschöpfen (B.KWK, 2003)²⁴

Bis zum 31.12.2002 wurden ca. 20.000 Euro an Zuschlägen für die Einspeisung von Strom aus Brennstoffzellen ausgezahlt. Für 2003 liegen noch keine Daten vor, weil die Betreiber der Anlagen bis zum 31.03.2004 Gelegenheit haben, die im vergangenen Jahr eingespeiste KWK-Strommenge dem BAFA mitzuteilen (§ 8 Abs.2 KWK-Gesetz).

Will man für 2003 die Zuschlagszahlungen für 1,2 MW_{el} installierte Leistung an Brennstoffzellen abschätzen, ergibt sich eine Bandbreite von ca. 30.000 bis 300.000 Euro (je nach Verfügbarkeiten und Fahrweisen). Eine im oberen Bandbreitenbereich angenommene Betriebsstundenanzahl von 5000 h/a und gleichzeitige Volleinspeisung ist eher unwahrscheinlich. Nach eigenen Schätzungen ist für Brennstoffzellen im Jahr 2003 mit ca. 80.000 bis 100.000 Euro an Zuschlägen zu rechnen.²⁵

Festzustellen ist, dass derzeit nur ein relativ geringer (geplanter) Zubau zu verzeichnen ist. Die Wirtschaftlichkeit der Brennstoffzellenanlagen wird vom KWK-Gesetz derzeit quasi nicht beeinflusst.

²³ Eine Umfrage des B.KWK im Juni 2003 bei 12 Herstellern mit einem Marktanteil von über 90 % ergab im Zeitraum 1.4.2002 bis 31.5.2003 ein Auftragseingang (ohne Auslieferung) von 2.142 Anlagen (bis 2 MW_{el}, inkl. BHKW) mit einer elektrischen Leistung von 40,5 MW.

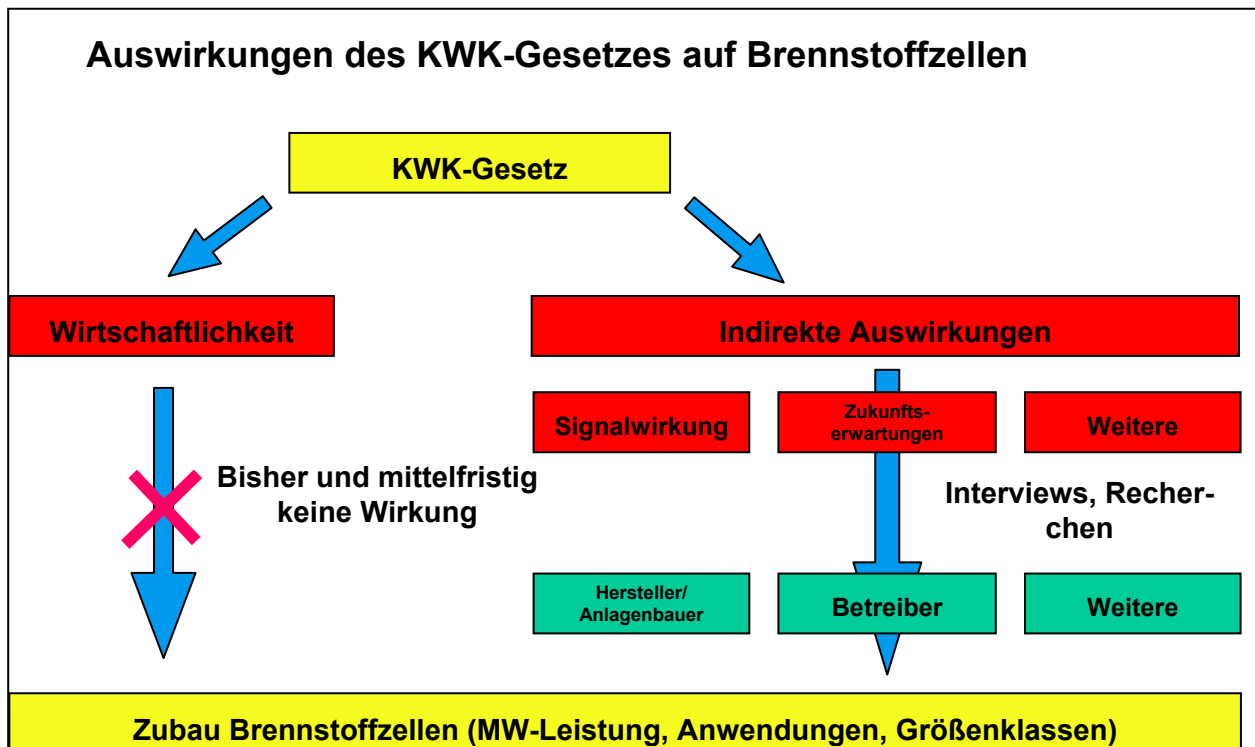
²⁴ Nach einer Befragung des VKU (Verband kommunaler Unternehmen) wollen die kommunalen Unternehmen ca. 1,7 Mrd. Euro in den nächsten beiden Jahren in die KWK investieren und dazu Anlagen im Umfang von ca. 1.800 MW modernisieren bzw. neu bauen (Quelle: ZfK Zeitung für kommunale Wirtschaft vom 7/2003: „KWK-Ausbau: Gesetz zeigt Wirkung“). Eine Nachfrage beim VKU ergab, dass die Umfrage hauptsächlich die Modernisierung von Bestandsanlagen im Leistungsbereich bis 400 MW erfasst hat. Davon entfielen ca. 1.400 MW auf allein vier KWK-Anlagen.

²⁵ Abschätzungen wurden dem BAFA und BMWA zur Kenntnis gegeben. Bis zum Ende des Projektvorhabens war keine weiterreichende Stellungnahme erhältlich.

Signalwirkung für positive Zukunftserwartungen / Motivation der Investoren

Heute geht vom KWK-Gesetz eher eine Signalwirkung aus, dass die Bundesregierung Brennstoffzellen zukünftig zu unterstützen versucht. Somit können die Zukunftserwartungen der Brennstoffzellentechnologie langfristig positiv eingeschätzt werden. Mit dem KWK-Gesetz ist Rechtssicherheit geschaffen worden, dass Netzbetreiber verpflichtet sind, KWK-Strom abzunehmen und Anlagen ans Netz anzuschließen. Dies war vor dem Inkrafttreten des Gesetzes nicht der Fall.

Abbildung 1-3 Auswirkungen des KWK-Gesetzes auf Brennstoffzellen



Überbrückung einer Finanzierungslücke zwischen 2005 und 2010

Für die Brennstoffzellentechnologie wird in den Jahren zwischen 2005 bis 2010 eine kritische Phase vorausgesagt, die es zu überbrücken gilt. Das Potenzial der Pionierkunden wird ausgeschöpft sein und die Kostendegression reicht nicht aus, um Käufern bzw. Betreibern Brennstoffzellenanlagen zu marktüblichen Preisen offerieren zu können.²⁶ Aufgabe wird es sein, Anreize bzw. Förderungen für die Überbrückungsphase zu schaffen (vgl. auch Kapitel 2).

Ein einzelner Investor wird in der Regel seine Kaufentscheidung unter dem Hauptgesichtspunkt der Wirtschaftlichkeit treffen. Neben Umweltgesichtspunkten gilt somit:

Die Vergütung für eingespeisten Strom muss größer sein als die eigenen Bezugskosten, da sonst die Eigennutzung/-verwendung sinnvoller ist.

²⁶ Hinzu tritt die Gefahr, dass zunehmend Anlagenbauer und Betreiber ihre Aktivitäten im Bereich der Brennstoffzellenentwicklung und -anwendung unter langfristigen Kosten-/Nutzen-Aspekten kritisch betrachten, und sich teilweise zurückziehen oder weiterhin abwartend sind.

1.5 Fazit und Ausblick

Die Frage, ob die durch das KWK-Gesetz geschaffenen Anreize kurz- und mittelfristig ausreichen, um Brennstoffzellen als kleine KWK-Anlagen breit in den Markt einzuführen bzw. diese zumindest bis hin zur Marktreife zu entwickeln, muss nach bisherigem Kenntnisstand und unseren Recherchen eindeutig verneint werden. Dafür ist die Zuschlagszahlung zu gering, um die erheblichen Kostengrößen für Investition und Betrieb einer Brennstoffzellenanlage nachhaltig zu beeinflussen.

Stationäre Brennstoffzellen werden in den nächsten 10 Jahren demnach als energie-wirtschaftlich relevante Größe bei den jetzigen Rahmenbedingungen keine große Rolle spielen. „Demonstrativ“ gefördert werden somit Pilot- und Feldtestanlagen, bestenfalls der erste Beginn einer Markteinführung.²⁷

Eines der Ziele des KWK-Gesetzes, über eine breitere Markteinführung von Brennstoffzellen einen Beitrag zur Minderung der jährlichen Kohlendioxid-Emissionen in der Bundesrepublik Deutschland zu leisten, kann dadurch nicht erreicht werden.

Allerdings können Brennstoffzellen, wenn ihre wirtschaftliche Verfügbarkeit gesichert ist und heute bereits entsprechende Rahmenbedingungen gesetzt werden, mittel- und langfristig eine durchaus wichtige klimapolitische Bedeutung erlangen.

Mit dem KWK-Gesetz hat die Bundesregierung öffentlich dokumentiert, dass sie die Entwicklung und Markteinführung der Brennstoffzelle fördern will. Diese Signalwirkung hilft zum einen der Industrie, ihre mittel- bis langfristigen Entscheidungen entsprechend auszurichten. Und Anwendern und Anlagenbetreibern von Brennstoffzellenanlagen hilft das Gesetz, insbesondere weil nun Rechtssicherheit darüber besteht, dass der Netzan-schluss und eine Einspeisevergütung garantiert werden, wenn Anlagen zur Stromeinspeisung ins Netz der allgemeinen Versorgung genutzt werden sollen.

Problematisch für das KWK-Gesetz insgesamt ist ein Ausbleiben des erhofften Zubaus bei herkömmlichen KWK-Anlagen. Umfragen bei den Verbänden und Zulassungsanträge beim BAFA dokumentieren ein vergleichsweise geringes Zubauinteresse, das es zum heutigen Zeitpunkt als sehr unwahrscheinlich erscheinen lässt, dass die angestrebten Ausbau- und damit verbunden CO₂-Minderungsziele bis 2010 erreicht werden.

Das KWK-Gesetz (§ 7 Abs. 6) sieht vor, dass die Bundesregierung mit Zustimmung des Bundestages auf veränderte wirtschaftliche Rahmenbedingungen mit abweichenden Festlegungen der Höhe und der Dauer des Zuschlages reagieren kann. Ferner wird die Bundesregierung nach (§ 4 Abs. 7, KWK-Gesetz) ermächtigt, durch Rechtsverordnung Grundlagen und Berechnungsgrundsätze zur Bestimmung des Vergütungsanspruches für aufgenommenen KWK-Strom näher zu bestimmen. Somit bestehen mehrere Ansatzmöglichkeiten, Veränderungen bzw. Anpassungen im KWK-Gesetz vorzunehmen.

²⁷ Nach Einschätzung einer aktuellen Studie unter Mitwirkung des ISE und des VDI/VDE-Technologie-zentrums werden portable Brennstoffzellen noch vor stationären oder mobilen die Marktreife erlangen. Die Autoren erwarten eine Marktreife ab 2006 vgl. Voigt/Hebling: „European Portable Fuel Cell Study“, Freesen & Partner, 2004.

2 Flankierung und Weiterentwicklung des KWK-Gesetzes unter besonderer Berücksichtigung kleiner KWK-Anlagen und Brennstoffzellen

Das KWK-Gesetz wird spätestens Ende des Jahres 2004 vom Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit gemeinsam mit dem Bundesumweltministerium dahingehend überprüft, ob die mit dem Gesetz verfolgten Klimaschutzziele erreicht werden. Sollte dies der Fall sein, bleibt das Gesetz unverändert bis zum 31. Dezember 2010 in Kraft; für kleine KWK-Anlagen bis 50 kW_{el}, die bis Ende 2005 den Dauerbetrieb aufgenommen haben, sowie für Brennstoffzellenanlagen, die vor dem Außerkrafttreten des Gesetzes in Dauerbetrieb genommen wurden, gilt seine Anwendung unverändert fort.

Da sich aktuell bereits abzeichnet, dass die Ziele aller Voraussicht nach nicht erreicht werden (Stand: 31.12.2003, s. dazu Abschnitt 1.4.4), ist es notwendig, sich intensiv Gedanken über eine Flankierung und Weiterentwicklung des Gesetzes zu machen. In diesem Gutachten konzentrieren wir uns auf die kleinen KWK-Anlagen insgesamt (< 2 MW_{el}) einschließlich der Brennstoffzelle, da für die größeren KWK-Anlagen eigenständige Untersuchungen erforderlich sind.

Zunächst gehen wir der Frage nach, inwieweit andere, bereits in Kraft befindliche oder geplante global steuernde Instrumente das Gesetzesanliegen unterstützen oder konterkarieren. Für den letzteren Fall schlagen wir entsprechende Modifikationen dieser Instrumente vor.

Danach analysieren wir den energiewirtschaftlichen und Umsetzungskontext des KWK-Gesetzes im Hinblick auf Regelungen, die den Ausbau der kleinen KWK und damit auch der Brennstoffzellen hemmen. Für die Überwindung dieser Hemmnisse werden entsprechende Vorschläge entwickelt, die das eigentliche Gesetz flankieren.

Schließlich diskutieren wir neben einer Modifizierung des KWK-Gesetzes eine Reihe alternativer Instrumente, die möglicherweise geeignet sind, die kleine KWK und vor allem die Brennstoffzellenverbreitung umfassender und effektiver zu unterstützen, wobei diese Unterstützung nicht nur aus den angestrebten Klimaschutzzielen, sondern aus einem breiteren Zielspektrum abgeleitet werden soll.

2.1 Das KWK-Gesetz im Kontext global steuernder Instrumente

Unter global marktsteuernden Instrumenten werden diejenigen staatlichen Eingriffe verstanden, die über die Veränderung von Preisrelationen technologie-, akteurs- sowie sektorübergreifende Lenkungswirkungen in Bezug auf Energieverbrauch oder Emissionen entfalten. Zu diesen Instrumenten zählen einerseits Steuern und Abgaben auf Energieverbrauch oder Emissionen und andererseits Instrumente der emissions- oder energieverbrauchsbezogenen Mengensteuerung (handelbare Emissionszertifikate etc.).

Global marktsteuernde Instrumente sind jedoch in der Realität nicht hinreichend für die Erreichung der Klimaschutzziele und müssen durch sektor-, akteurs- oder technologiespezifische Instrumente ergänzt werden. Die Grenzen global marktsteuernder Instrumente ergeben sich vor allem aus den folgenden Aspekten: (vgl. Enquete-Kommission 2002, Abschnitt 6.3)

- Die Tatsache, dass die Internalisierung externer Kosten über global marktsteuernde Instrumente mit erheblichen Quantifizierungs- und Monetarisierungsproblemen konfrontiert ist, spricht prinzipiell dafür, dass ergänzende Instrumentenbündel notwendig sind.
- Die Märkte im Allgemeinen wie auch Energiemärkte sind nicht vollkommen, sie weisen auch jenseits der Existenz externer Kosten eine Reihe von Hemmnissen und Unvollkommenheiten auf (Informationsasymmetrien, Marktmacht etc.). In bestimmten Konstellationen läuft die Lenkungswirkung von Preissignalen aufgrund struktureller Probleme (z.B. Nutzer-/Investor-Dilemma, unterschiedliche Verzinsungsansprüche / pay back gap) ins Leere.
- Global marktsteuernde Instrumente bewirken eher kurzfristige Anpassungsreaktionen. Für Handlungsfelder oder Optionen, die wie die dezentrale Stromerzeugung eine erhebliche Bedeutung für die Langfristperspektive haben, setzen sie oft keine ausreichenden Preissignale und führen zu erheblichen Ineffizienzen.
- Klimaschutz als langfristige Gestaltungsaufgabe erfordert in hohem Maße „Learning Investments“, es müssen neue Handlungsoptionen entwickelt und bestimmte Handlungsoptionen erhalten werden. Märkte sind für solche Erfordernisse weitgehend „blind“. Damit entsteht die Notwendigkeit, technologiespezifische Instrumente (temporär) einzusetzen, bis die entsprechenden Optionen unter den Rahmenbedingungen global marktsteuernder Instrumente wettbewerbsfähig werden.
- Schließlich werden akteurs-, sektor- oder technologiespezifische Instrumente eingesetzt, um instrumentelle Lücken für die Fälle zu schließen, in denen global marktsteuernde Instrumente aus politischen oder Akzeptanzgründen nicht oder nur teilweise umgesetzt werden können.

Gleichwohl ist zu beachten, dass ein technologiespezifisches Instrument wie das KWK-Gesetz mit den bereits vorhandenen oder geplanten globalen Instrumenten harmonisiert

bzw. dass die konkrete Ausgestaltung der global steuernden Instrumente das technologiespezifische Instrument nicht konterkariert.

2.1.1 Ausgangspunkt: Das KWK-Gesetz als Teil der Selbstverpflichtung der Industrie

Das KWK-Gesetz ist ein wichtiger Teil der freiwilligen Vereinbarung zwischen der Regierung und der deutschen Wirtschaft zur Klimavorsorge. In Ergänzung der so genannten Klimavereinbarung vom 9. November 2000 wurde am 25. Juni 2001 eine Vereinbarung zur Minderung der CO₂-Emissionen und der Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung geschlossen, die ein ordnungsrechtliches Vorgehen im KWK-Bereich seitens der Bundesregierung ausschließen soll.

Mit Hilfe des Gesetzes sollen bis zum Jahr 2010 mindestens **20 Mio. t**, möglichst jedoch **23 Mio. t** CO₂/Jahr durch zusätzliche Nutzung der KWK erreicht werden. Dies beinhaltet

- die Planung, Errichtung und den Betrieb neuer KWK-Anlagen (Zubau)
- die Erneuerung bestehender KWK-Anlagen (Modernisierung)
- die Förderung von Blockheizkraftwerken bis zu 2 MW und Brennstoffzellen
- die erhöhte Wärmeabgabe in Nah- und Fernwärmenetze.

Da bei den Stichworten Zubau und Modernisierung im Wesentlichen an große industrielle und kommunale KWK-Anlagen gedacht war, bestand die Notwendigkeit, für die Klein-KWK bis zu 2 MW_{el} eine eigenständige Förderung festzuschreiben. Es wurden jedoch keine Mengenziele für dieses KWK-Segment festgelegt; vielmehr wurde eine Begrenzung eingeführt, nach der die Förderung ein Jahr nach Erreichen der Einspeisung einer Gesamtmenge von **11 TWh** ausläuft (§ 5 Abs. 2). Es ist jedoch wie erläutert sehr unwahrscheinlich, dass diese Menge im Jahr 2010 erreicht wird, so dass de facto hierin keine Fördereinschränkung zu sehen ist.

Bedingt durch die relativ geringen Zuschlagszahlungen für Klein-KWK und Brennstoffzellen, die zusammen mit der übrigen Vergütung seitens der Netzbetreiber im Regelfall derzeit nicht auskömmlich sind, sind hier kaum Impulse zu erwarten. Vielmehr wird die Industrie versuchen, das CO₂-Mengenziel durch Maßnahmen bei der großen KWK zu erreichen, und hier vorzugsweise durch Modernisierung und Steigerung der Wärmeabgabe in bestehende Wärmenetze.²⁸

Insgesamt muss also konstatiert werden, dass das eher global steuernde Instrument der freiwilligen Klimaschutzverpflichtung der Industrie zwar ein sektorales Ziel für die CO₂-Reduktion durch zusätzliche Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung enthält, dass die Klein-KWK bei der Zielerreichung jedoch möglicherweise keine Rolle spielt.

²⁸ Und selbst die Erreichung des Zieles auf diesem Wege muss angesichts der bisher vorliegenden Daten mit Zubauten bei Modernisierungen als äußerst fragwürdig eingeschätzt werden.

2.1.2 Mineralölsteuer und Ökosteuer

Das im April 1999 in Kraft getretene „Gesetz zum Einstieg in die ökologische Steuerreform“ (sog. „Ökosteuergesetz“) und das „Gesetz zur Fortführung der ökologischen Steuerreform“ vom Dezember 1999 sehen für KWK-Anlagen bei Einhaltung bestimmter Bedingungen Vergünstigungen bei der Mineralölsteuer und der Stromsteuer vor, wodurch sich deren Wirtschaftlichkeit erheblich verbessert. Grundsätzlich sollten diese Vergünstigungen für alle stationären KWK-Anlagen kleiner Leistung und somit auch für stationär eingesetzte Brennstoffzellen mit Nutzwärmeauskopplung gelten. Im Detail gibt es hier allerdings einige Unschärfen und offene Probleme (s.u.).

Mineralölsteuergesetz und Mineralölsteuerteil der Ökosteuer

Das Mineralölsteuer-Gesetz befreit KWK-Anlagen mit einem Gesamt-Jahresnutzungsgrad (Strom- plus Nutzwärmeerzeugung im Verhältnis zum Brennstoffeinsatz) von mindestens 60 Prozent von der (seit April 1999 erhobenen) zusätzlichen Mineralölsteuer auf den eingesetzten Brennstoff. Anlagen mit einem Jahres- oder Monatsnutzungsgrad von mindestens 70 Prozent sind zusätzlich für das gesamte Jahr bzw. für die Monate, in denen dieser Nutzungsgrad erreicht wird, von der „alten“ Mineralölsteuer befreit. Das Mineralölsteuer-Gesetz spricht in § 3 Abs. 3 S.1 explizit nur von Gasturbinen und Verbrennungsmotoren. Brennstoffzellen werden nicht ausdrücklich erwähnt. Von daher ist fraglich, ob Brennstoffzellen bei Verwendung von steuerpflichtigen Brennstoffen (in Frage kommt hier vor allem Erdgas) von der Steuer befreit sind. **Eine solche Gleichstellung mit anderen Anlagen der Klein-KWK wäre aber zweifelsohne eine notwendige, wenngleich nicht hinreichende Voraussetzung für eine Markteinführung von Brennstoffzellen kleiner Leistung und ist daher zu fordern.**

Ein weiteres Problem stellt sich beim Mineralölsteuer-Gesetz im Hinblick auf potenzielle andere Brennstoffe für Brennstoffzellen – wie zum Beispiel Methanol und Äthanol. Bei einer Erzeugung aus biogenem Material ist die Herstellung (wie bei Klärgas und Biogas) nach dem Mineralölsteuergesetz erlaubnispflichtig; die Verwendung ist dann steuerfrei. Seit dem 01.01.2004 gilt eine neue Fassung des § 2a Mineralölsteuergesetzes, der in Abs. 1 eine Steuerbegünstigung bis Ende 2009 für „Biokraft- oder Bioheizstoffe“ festschreibt.²⁹ Methanol für den Einsatz in Brennstoffzellen könnte aber auch aus fossilen Ausgangsstoffen gewonnen werden. Solche Fälle sind im Mineralölsteuergesetz nicht explizit geregelt, so dass hier Ergänzungen erforderlich werden, wenn solche Technologien marktreif werden. Ebenso ist im Mineralölsteuer-Gesetz nicht klar geregelt, wie Wasserstoff steuerlich zu behandeln ist, der nicht mittels eines in die Brennstoffzellen-Anlage integrierten Reformers aus Erdgas bereitgestellt wird, sondern per Rohrnetz der Brennstoffzelle zugeführt und extern erzeugt wird.

Die mit der Gas- bzw. Ölrechnung gezahlte „alte“ Mineralölsteuer und die „neue“ Mineralölsteuer werden für den gesamten Brennstoffeinsatz im BHKW zur Erzeugung von Strom und Wärme auf Antrag und auf Grundlage eines entsprechenden Nachweises vom zuständigen Hauptzollamt erstattet. Für Erdgas liegt die erstattungsfähige Belas-

²⁹ Für diesen Zeitraum (in dem allerdings Brennstoffzellen noch keine quantitative bedeutsame Rolle spielen) gibt es somit eine Befreiungsregel.

zung aus der Mineralölsteuer insgesamt bei 0,0055 € je kWh (Ho). Beim Betrieb mit leichtem Heizöl liegt die erstattungsfähige Belastung bei 0,006135 € je kWh (Ho) Brennstoff. Für ein Erdgas-BHKW mit einer Leistung von 50 kW elektrisch und 100 kW thermisch ergibt sich bei einer Brennstoff-Leistung von 170 kW und 6.000 jährlichen Betriebsstunden im Jahr daraus eine Steuererstattung von 6.227 € im Jahr. Im Vergleich zur Situation beim ausschließlichen Betrieb eines Gaskessels mit 100 kW thermisch – also ohne Stromerzeugung und deshalb mit geringerem Brennstoffbedarf – errechnet sich eine Steuerersparnis von 4.070 € (Wirkungsgrad eines alternativ eingesetzten Heizkessels: 90 %; Brennwert/Heizwert: Ho/Hu = 1,11).

Die Nutzungsgrade aller marktgängigen modernen Motor-BHKW liegen regelmäßig deutlich oberhalb der Grenze von 70 %, soweit die Anlagen nicht zur Ermöglichung der (zeitweisen) Nur-Stromerzeugung mit einer Vorrichtung zur Abwärmeabfuhr (ohne Nutzung) ausgestattet werden. Prototypen und Testanlagen für kleine Brennstoffzellen erreichen die Vorgabe heute gelegentlich noch nicht. Dies stellt derzeit kein entscheidendes Hemmnis für die Markteinführung dar, weil Brennstoffzellen kleiner Leistung heute noch so hohe spezifische Investitionskosten aufweisen, dass allein eine Befreiung von der Mineralölsteuer keine Schließung der Wirtschaftlichkeitslücke zu den Motor-BHKW bewirken würde. Bei Eintritt der erhofften Senkung der spezifischen Kosten bei kleinen Brennstoffzellen ohne parallele Anhebung des Nutzungsgrades könnte hier aber zwecks Gewährung eines mit den Motor-BHKW vergleichbaren Steuervorteils eine Anpassung der Regelungen im Mineralölsteuergesetz erforderlich werden.

Die Begünstigung der Klein-KWK durch die Befreiung von der Mineralölsteuer ist ohne jeden Zweifel von erheblicher Bedeutung für die Wirtschaftlichkeit der Anlagen und bildet die für Motor-BHKW zusammen mit der Entlastung bei der Stromsteuer derzeit bei Weitem wirksamste Förderung. Umso problematischer ist deshalb das aufwendige und bürokratisierte Genehmigungs- und Nachweisverfahren nach dem Mineralölsteuergesetz (An die bis heute nicht beendete jahrelange Auseinandersetzung um die Interpretation der „Ortsfestigkeit“ von KWK-Anlagen als Voraussetzung für eine steuerliche Begünstigung sei hier nur erinnert.) Auch nach Akzeptanz eines Nachweisverfahrens für kleine KWK-Anlagen durch die Hauptzollämter, das auf eine aufwendige Messtechnik verzichtet und die in einer Anlage eingesetzte Brennstoffmenge auf Grundlage von technischen Herstellerangaben und einer Messung der erzeugten Strommenge ermittelt, bleibt die Berechnung und Beantragung insbesondere für nicht-professionelle Betreiber schwierig und schreckt potenzielle Investoren ab. Die detaillierten Auskünfte im Anmeldeverfahren, die geforderte Benennung eines Mineralölsteuer-Beauftragten nebst Stellvertreter, die Modalitäten der Meldung von Betriebsergebnissen und des Nachweises der Einhaltung der Effizienzkriterien sind für eine Markteinführung auf breiter Front kaum förderlich – weder für die Klein-KWK im allgemeinen noch für Brennstoffzellen kleiner Leistung im besonderen.

Wenn das Verfahren der Begünstigung von Klein-KWK nach dem Mineralölsteuergesetz eine zentrale Rolle bei der Marktpenetration von Klein-BHKW und bei der Markteinführung von Brennstoffzellen kleiner Leistung spielen soll, empfiehlt sich dringend eine Überprüfung von Möglichkeiten der Vereinfachung. So könnte z.B. eine Verminderung der Zahl der Kriterien für die Begünstigung und eine Pauschalierung des Vorteils für Klein-Anlagen in Betracht gezogen werden. Geprüft werden sollte auch die Möglich-

keit einer Verlagerung der Beantragung der Steuerbefreiung zu dem Brennstoffhändler, was zumindest bei Erdgas durch Installation eines getrennten Zählers für die KWK-Anlage gut möglich wäre. Zumindest würde sich die Integration der Rückerstattung von den Hauptzollämtern mit dem Antrags- und Nachweisverfahren nach dem KWK-Gesetz bei Vereinfachung und Vereinheitlichung der Kriterien anbieten, um die derzeit erforderliche doppelte Arbeit bei den Betreibern wenigstens für Klein-Anlagen zu vermeiden.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass im Regelungsbereich des Mineralölsteuer-Gesetzes folgende flankierenden Weiterentwicklungen im Hinblick auf die künftige Markteinführung von Brennstoffzellen an folgenden Punkten erforderlich sind:

- Die Brennstoffzellen-Technologie muss in die Begrifflichkeit des Mineralölsteuer-Gesetzes aufgenommen werden, das bisher im Bereich der Klein-KWK nur Gasturbinen und Verbrennungsmotoren kennt.
- Die Steuerbefreiung für Brennstoffzellen bei Nutzung von mineralölsteuerpflichtigen Brennstoffen - insbesondere von Erdgas – müsste analog zu Gasturbinen und Verbrennungsmotoren geregelt werden.
- Die Frage der Erlaubnis der Herstellung und der steuerfreien Verwendung von speziellen Einsatzstoffen (wie Methanol und Wasserstoff) für Brennstoffzellen müsste durch das Mineralölsteuer-Gesetz explizit geregelt werden.
- Generell empfiehlt sich eine Vereinfachung des Anmelde- und Erstattungsverfahrens sowie der zugehörigen Nachweise i. S. einer möglichst weitgehenden Pauschalierung, um nicht nur die künftigen Anwender von Brennstoffzellen sondern auch die Betreiber von Klein-BHKW von administrativem Aufwand zu entlasten.

Der Stromsteuerteil der Ökosteuern

Nach dem Stromsteuergesetz sind Betreiber von KWK-Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu 2.000 kW von der Stromsteuer auf den Teil des Stroms befreit, den sie (vollständig) selbst verbrauchen. Im Unterschied zum Mineralölsteuer-Gesetz ist im Stromsteuergesetz hier nur von „Anlagen“ ohne nähere technische Spezifikation die Rede, so dass die Einbeziehung von Brennstoffzellen kleiner Leistung kein Problem aufwerfen dürfte. Stromsteuer muss somit von diesen KWK-Betreibern nur auf die Reststrom-Menge entrichtet werden, die sie aus dem Netz der allgemeinen Versorgung beziehen. Der Regelsatz der Stromsteuer liegt seit Anfang 2003 bei 0,0205 € je kWh. Ein BHKW mit einer elektrischen Leistung von 50 kW und 6.000 Stunden Laufzeit im Jahr erspart bei vollständiger Nutzung des erzeugten Stroms durch den Betreiber 6.150 €. Die im Vergleich zum Strombezug erzielbare Steuerersparnis fällt allerdings geringer aus, wenn der KWK-Betreiber aufgrund der Ausnahmeregelungen des Stromsteuergesetzes einen geringeren Stromsteuersatz zu entrichten hat und/oder wenn ein Teil des Stroms in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist wird.

Um die Begünstigung im Rahmen des Stromsteuergesetzes nicht vom Eigentum an der Anlage abhängig zu machen, ist auch Strom aus Klein-KWK bis 2.000 kW elektrisch von der Stromsteuer befreit, der "im räumlichen Zusammenhang zu dieser Anlage entnommen und von demjenigen, der die Anlage betreibt oder betreiben lässt, geleistet

wird." Die Befreiung von der Stromsteuer gilt somit auch für Strom aus solchen BHKW, die auf vertraglicher Grundlage von Dritten (z.B. per Contracting) für den Nutzer betrieben werden. Zwar ist die Intention dieser Regelung klar, aber in der Praxis wirft sie aufgrund ihrer Unschärfe erhebliche Probleme auf. Gelegentlich wurde die Vorgabe des Gesetzes so interpretiert, dass der Strom steuerfrei bleiben könne, der den mit Wärme versorgten Objekten zugeordnet werden kann, wenn hier eine entsprechende, vertraglich ausgestaltete Stromlieferbeziehung vorliegt. Nach neuerer Interpretation der Zollverwaltung ist aber auf alle Fälle zwingende Voraussetzung, dass der KWK-Strom nicht über das Netz der allgemeinen Versorgung (früher: „öffentliches Netz“) an den Nutzer geliefert wird. Umgekehrt soll nämlich Strom aus KWK-Anlagen, der in ein Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist wird und deshalb einen Zuschlag nach dem KWK-Gesetz erhält, keine Begünstigung durch Befreiung von der Stromsteuer erhalten. (Es sind jedoch Fälle bekannt geworden, wo insbesondere bei großen KWK-Anlagen nach Verpachtung von Netzen in Industrie-Arealen an den regionalen Netzbetreiber der Zuschlag nach dem KWK-Gesetz gezahlt wird. Dass für solche Anlagen dann auch eine Befreiung von der Stromsteuer in Anspruch genommen wird, wenn sie eine Leistung von bis zu 2.000 kW aufweisen, kann nicht ausgeschlossen werden.)

Unverständlich bleibt, warum die Begünstigung von Klein-KWK-Anlagen durch Befreiung von der Stromsteuer auf den „im räumlichen Zusammenhang“ verwendeten Strom begrenzt sein muss, wenn doch das energiepolitische Ziel die Begünstigung effizienter Anlagen unabhängig von der Frage ist, wo der Strom verwandt wird.³⁰ Es würde auch und gerade den Zubau von kleinen Anlagen der KWK bei Stromversorgern fördern, wenn sie generell und unabhängig von der Stromverwendung von der Stromsteuer befreit würden.

2.1.3 Die Europäische Richtlinie zum Emissionshandel

Am 23. Oktober 2001 legte die Europäische Kommission einen Richtlinienentwurf für den Handel mit Treibhausgasemissionen vor. Er sieht ab 2005 absolute und verbindliche Emissionsobergrenzen für rund 9.600³¹ bis 12.000³² Anlagen in der EU vor; dies betrifft im wesentlichen Anlagen der Stromerzeugung sowie der energieintensiven Industrie (Eisenmetallerzeugung und -verarbeitung, Mineralölverarbeitende Industrie, Zellstoffindustrie, Papier-/Pappindustrie). Dabei wurden jeweils Mindestgrößen für die Verpflichtung zur Einhaltung der Obergrenzen festgelegt.

³⁰ Das Finanzgericht Düsseldorf hat jüngst entschieden, dass das umstrittene Tatbestandsmerkmal „räumlicher Zusammenhang“ greift, wenn der in der Anlage mit einer elektrischen Nennleistung bis 2 MW erzeugte Strom in ein örtliches Verteilnetz (Nieder- oder Mittelspannung) eingespeist und aus diesem Netz ohne vorherige Umspannung auf Hoch- oder Höchstspannungsebene entnommen wird. Das Urteil ist noch nicht rechtskräftig, da das beklagte Hauptzollamt Revision eingelegt hat (Quelle: ZfK 7/2003 Steuerfreie Spannung: Finanzgericht präzisiert „räumlichen Zusammenhang“).

³¹ IHK Hannover, http://www.hannover.ihk.de/xumwelt/energie/energie/040407_40700_w_nap.htm, Stand: 07. April 2004

³² Umweltmagazin, <http://www.umweltmagazin.de/umwelt/aktuell/newsdetail.asp?id=5480>, Stand 28.04.04

Das Europäische Parlament hat am 10. Oktober 2002 grundsätzlich einer Verabschiedung des Richtlinienvorschlages zum Handel mit Treibhausgasen vom Oktober 2001 zugestimmt³³. Der am 2. Juli 2003 von ihm verabschiedete Kompromiss sieht vor, dass ab 1. Januar 2005 in Europa mit Emissionsrechten gehandelt werden kann. Das Bundeskabinett hat am 17.12.2003 den Entwurf zum Treibhausgas-Emissionshandlungsgesetz (TEHG) und die zugehörige Verordnung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz samt Begründung beschlossen. Zuständige Behörde im Sinne dieses Gesetzes wird das Umweltbundesamt sein.

Der Nationale Allokationsplan wurde unter Parlamentsvorbehalt fristgerecht zum 31. März 2004 nach Brüssel gemeldet. Auch das Gesetz über den Nationalen Zuteilungsplan für Treibhausgas-Emissionsberechtigungen in der Zuteilungsperiode 2005 bis 2007 (NAPG) wurde am 21. April 2004 bereits im Bundeskabinett beschlossen und wird voraussichtlich Ende Mai, Anfang April im Bundestag entschieden.³⁴

Im Allokations-Gesetz sind die CO₂-Emissionsziele für die Periode 2005 bis 2007 festgelegt. Die Sektoren Energie und Industrie erhalten dabei ein jährliches Emissionsbudget von 503 Mio. t CO₂ pro Jahr. Das allgemeine Ziel für die Sektoren Gewerbe/Handel/Dienstleistungen, Verkehr sowie private Haushalte wurde gegenüber der ersten Version des NAP vom Januar 2004 auf insgesamt 356 Mio. t CO₂ festlegt.

Bestandsanlagen und Neuanlagen erhalten ihre Emissionsberechtigungen in den ersten beiden Perioden kostenlos zugeteilt. Bei Bestandsanlagen erfolgt die Zuteilung auf Basis ihrer historischen Emissionen nach dem Durchschnitt der Jahre 2000-2002. Neue Anlagen müssen sich einem Benchmark entsprechend der besten verfügbaren Technik (Best Available Technic / BAT) stellen. Darüber hinaus bestimmt das Zuteilungsgesetz eine Reihe von Sonderregelungen. Dazu gehört die Berücksichtigung frühzeitig erbrachter Klimaschutzleistungen, eine gesonderten Behandlung von Anlagen der Kraft-Wärme-Koppelung sowie die Berücksichtigung technisch nicht vorhandener Minderungsmöglichkeiten bei prozessbedingten Emissionen.

Auswirkungen auf die Klein-KWK

Die Klein-KWK ist zunächst einmal nicht direkt von der Richtlinie betroffen, da im Bereich der Strom- und Wärmeerzeugung nur Anlagen über 20 MW Wärmenettozufuhr einbezogen sind.³⁵

Indirekt ergibt sich durch die Richtlinie die Wirkung, dass sich die Wirtschaftlichkeit der Klein-KWK gegenüber denjenigen Anlagen verbessert, die die Vorgaben erfüllen müssen. Das bezieht sich zum einen auf den Vergleich gegenüber Kondensationskraftwerken, aber auch gegenüber größeren KWK-Anlagen sowie gegenüber Heiz- und Fern-

³³ Von mehr als 100 Änderungsvorschlägen wurden mehr als 73 angenommen. Insbesondere Änderungsvorschläge zur speziellen Berücksichtigung von KWK-Anlagen bei der Allokation wurden berücksichtigt.

³⁴ <http://www.bmu.de/de/1024/js/presse/2004/pm106/>

³⁵ Zu negativen Auswirkungen und deren Problemlösungen für KWK-Anlagen, die unter ein Emissionshandelssystem fallen würden, vgl. DIW Berlin / FhG ISI / Öko-Institut: Nationaler Allokationsplan (NAP), Gesamtkonzeption, Kriterien, Leitregeln und grundsätzliche Ausgestaltungsalternativen, 7 Juli 2003, S. 27-28.

heizwerken. Insofern ist die Wirkung tendenziell positiv, wenngleich sich die Wirtschaftlichkeitsrelationen dadurch nicht grundlegend verändern.

Sollte in Zukunft daran gedacht werden, auch kleine KWK-Anlagen in den Emissionshandel einzubeziehen, ergibt sich das gleiche Problem wie derzeit bei der großen KWK: aus dem gegenüber der Kondensationsstromerzeugung erhöhten Brennstoffeinsatz resultiert ein höherer Zertifikatsbedarf, der die relative Wettbewerbsposition der KWK verschlechtert.

Spielraum für eine KWK-Sonderregelung bietet die Europäische Emissionshandelsrichtlinie (s.o.) im Annex III, Ziffer 7a. Hier wird eine Berücksichtigung energieeffizienter Technologien bei der Zuteilung festgeschrieben, zu denen KWK-Anlagen zählen, die aber nicht explizit aufgeführt sind. Es obliegt der Ausgestaltung des nationalen Allokationsplans, eine entsprechende Berücksichtigung der KWK vorzunehmen. Zu überlegen wären Sonderzuteilungen an Emissionsrechten für bestehende KWK-Anlagen sowie kostenlose Zuteilungen für Neuanlagen auf der Grundlage von Benchmarks, die den substituierten Einsatz von Brennstoffen zu getrennten Erzeugung von Strom und Wärme berücksichtigen.

Die folgende Übersicht fasst die Probleme kleiner KWK-Anlagen im Kontext der vorhandenen global steuernden Instrumente nebst Lösungsansätzen auf einen Blick zusammen.

Tabelle 2-1 Probleme kleiner KWK-Anlagen im Kontext global steuernder Instrumente

Global steuerndes Instrument	Problem	Lösungsansatz
Selbstverpflichtung der deutschen Wirtschaft zur Klimavorsorge	kleine KWK möglicherweise nicht tangiert	separate Förderung
Mineralölsteuergesetz	keine expliziten Regelungen für Brennstoffzellen; aufwändiges Genehmigungs- und Nachweisverfahren	* Aufnahme expliziter Regelungen * Vereinfachung des Verfahrens
Ökosteuergesetz	Stromsteuerbefreiung für Strom aus kleinen KWK-Anlagen nur für den Teil, der im räumlichen Zusammenhang zur Anlage entnommen wird (Eigenverbrauch)	generelle Befreiung von der Stromsteuer
Emissionshandel	kleine KWK nicht direkt betroffen; bei späterer Einbeziehung möglicher Wettbewerbsnachteil gegenüber getrennter	* Sonderzuteilungen (Altanlagen) * Zuteilungen nach Benchmark (Neuanlagen)

	Erzeugung	
--	------------------	--

2.2 Flankierung des KWK-Gesetzes durch Hemmnisabbau im energiewirtschaftlichen und Umsetzungs-Kontext

Entscheidend für den Erfolg eines technologiespezifischen Instruments sind neben seiner Effektivität und Effizienz die auf das Instrument zugeschnittene Harmonisierung mit den bestehenden Rahmenbedingungen sowie seine transaktionskostenminimierende Umsetzung.

Bezogen auf das KWK-Gesetz und hier wiederum vor allem auf die Klein-KWK bedeutet dies eine Harmonisierung mit dem existierenden energiewirtschaftlichen Ordnungsrahmen, um ein „Anfördern“ gegen diesen Ordnungsrahmen zu vermeiden und dadurch die Förderung als solche zu minimieren. Leitidee für eine solche Harmonisierung ist zunächst das so genannte „level playing field“, wonach jedwede Bereitstellungsoption – sei sie zentraler oder dezentraler Natur – bei unterstelltem gleichen Wirtschaftlichkeitskalkül die gleichen Chancen haben sollte, zum Zuge zu kommen. Diese Chancengleichheit lässt sich unter Umständen jedoch erst dann herstellen, wenn die bislang eher vernachlässigten Optionen ihr Potenzial demonstrieren können. Dies setzt voraus, dass ihnen der Marktzutritt für einen gewissen Zeitraum garantiert wird und dass beim Wirtschaftlichkeitskalkül ein langfristiger Maßstab angelegt wird, der auf den langfristigen Systemgrenzkosten unterschiedlicher Bereitstellungssysteme beruht. Im Rahmen dieser Untersuchung gehen wir davon aus, dass der energiewirtschaftliche und hier vor allem der elektrizitätswirtschaftliche Ordnungsrahmen so umgestaltet werden muss, dass er dieser Zukunftsoffenheit im Hinblick auf die Integration langfristig kostenoptimaler Bereitstellungsoptionen Rechnung trägt.

Unabhängig von einer solchen langfristigen Systemperspektive besteht für die Klein-KWK eine Reihe von Hindernissen und Benachteiligungen, die den Marktzutritt erschweren und im Sinne der Zielsetzung des Gesetzes aufgehoben werden sollten.

2.2.1 Energiewirtschaftsgesetz

Anlagen der Klein-KWK partizipieren notgedrungen an Elektrizitätsmärkten, die zwar für den Wettbewerb geöffnet wurden, in denen aber insbesondere das Netzmonopol mit einem komplizierten Regulierungssystem dem jeweiligen Betreiber (und Stromversorger) eine sehr starke Stellung gegenüber dem Anlagenbetreiber verschafft. Gerade bei Klein-KWK sind die potenziellen Anwender im Verhältnis zu den Unternehmen der Versorgungswirtschaft ökonomisch schwächer und auf diesem Gebiet meist unerfahren. Deshalb können sie sich jahrelanges Warten auf Änderungen in Verbändevereinbarungen, aufwendige Individualverhandlungen oder gar juristische Auseinandersetzungen über Reststromversorgung, Netznutzungsentgelte und technische Anschlussbedingungen kaum leisten - zumal im Zusammenhang mit einer KWK-Investition, die zur Aufrechterhaltung ihrer Versorgung mit Wärme und Strom nicht zwingend erforderlich ist, sondern die „nur“ der Energieeinsparung und damit dem Klimaschutz dient und die ansonsten - vielleicht - einen mäßigen wirtschaftlichen Ertrag bringt.

Von daher ist der rechtliche Rahmen, der vor allem vom Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) definiert wird, von kaum zu unterschätzender Bedeutung für die Frage, in welchem Umfang die schon heute verfügbare Technik der Klein-KWK (Motor-BHKW,

Micro-Gasturbine) tatsächlich genutzt wird. Und dies gilt in gleicher Weise auch für Zukunftstechnologien der Klein-KWK wie stationäre Brennstoffzellen kleiner Leistung. Vor allem angesichts der Marktstruktur im Strombereich und in Anbetracht der Interessenlage der dominanten Anbieter ist eine Öffnung des Marktes für Klein-KWK ohne eindeutige rechtliche Vorgaben kaum vorstellbar. Denn die großen Verbundunternehmen sind Eigentümer von etwa vier Fünfteln der vorhandenen Strom-Erzeugungskapazität, die vorwiegend aus ungekoppelten Großkraftwerken besteht. Sie haben von daher ein vitales Interesse an der Auslastung ihrer verbrauchsfernen Kondensationskraftwerke. Zur Sicherung des eigenen Stromabsatzes haben sie deshalb schon immer versucht, Investitionen in neue BHKW-Anlagen bei ihren nachgelagerten Abnehmern auf der regionalen und kommunalen Ebene durch gezieltes Unterbieten oder auch vermittels strategischer Kapitalbeteiligungen zu verhindern. Gleiches gilt im Verhältnis zu potenziellen Eigenerzeugern, wie ein Bericht der VDEW aus der Zeit vor der Öffnung der Strommärkte für den Wettbewerb belegt:

„Für die deutschen Elektrizitätsversorgungsunternehmen ist Wettbewerb nichts Neues. Sie mussten sich schon bisher (...) gegen die Eigenerzeugung behaupten. Letztere hat Auftrieb bekommen, da die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme heute bei kleinen Anlagen auf der Basis von Erdgas wirtschaftlich sein kann (...). Zwischen 1994 und 1996 mussten nach einer VDEW-Umfrage die 50 größten Stromversorger sich in fast 2.000 Fällen der Herausforderung durch Pläne zur Eigenerzeugung stellen. Durch flexibles Preisgeben (...) konnten sie sich vielfach behaupten (...). Jedenfalls wurden die Überlegungen zur Eigenerzeugung in den meisten Fällen letztlich fallengelassen.“ (VDEW Jahresbericht 1996, S. 9)

Im Zeichen des Stromwettbewerbs wurde diese Verhinderungspraxis insofern verallgemeinert, als die Strompreise ab 1999 gerade für die Kunden mit einem für den KWK-Einsatz geeigneten Strombedarfsprofil stark abgesenkt wurden. Neuinvestitionen in KWK gerieten damit in eine äußerst schwierige Wettbewerbssituation, weil die Stromgestehungskosten neuer KWK-Anlagen gegen ungewöhnlich niedrige Preise für den alternativ möglichen Strombezug bestehen mussten. Denn diese im Kampf um Marktanteile angebotenen Strompreise waren an kurzfristigen Grenzkosten der Großkraftwerke der Verbundebene orientiert – spiegelten also nicht die Vollkosten neuer Anlagen wider, sondern deckten allenfalls die variablen Kosten der oft schon weitgehend abgeschriebenen Großkraftwerke im Bestand. Trotz inzwischen wieder steigender Strompreise und KWK-Gesetz ist die wirtschaftliche Situation für Neuinvestitionen in KWK-Anlagen im Wesentlichen unverändert (Stand: Ende 2003).

Hinzu kommt, dass das neue Energierecht der KWK insgesamt und der Klein-KWK im Besonderen keine Impulse durch Stärkung der Stellung von potenziellen Investoren und Betreibern gegeben hat und gibt.

Die Hervorhebung der „besonderen Bedeutung“ der KWK für die Umweltverträglichkeit der Energieversorgung in § 2 Abs. (4) EnWG hat zunächst keine praktischen Konsequenzen.

Ähnlich steht es mit der Freistellung der Objekt- bzw. Arealversorgung bei der Genehmigung nach § 3 des neuen EnWG (Stand: 20.5.2003) bei „überwiegender“ Versorgung aus KWK-Anlagen. Tatsächlich schafft die Regelung bei enger Auslegung sogar eher

Rechtsunsicherheit, weil bei der Aufnahme der Versorgung (z.B. von Neubauten) im Einzelfall schwer abschätzbar ist, ob die vom BHKW bereitgestellte Strommenge die Grenze von 50 % des vom BHKW-Betreiber im Objekt gedeckten Bedarfs übersteigt. Grundsätzlich schiene es besser, die Versorgung von räumlich abgegrenzten Arealen, in denen kein Netz der allgemeinen Versorgung betrieben wird, grundsätzlich genehmigungsfrei zu stellen.

Dies würde zusammen mit weiteren Regelungen aktuell die Chancen verbessern für die heute schon mögliche, wirtschaftliche Nutzung von BHKW zur Belieferung mit Strom und Wärme in größeren Wohnanlagen, die im Prinzip ideale technische Anwendungsbedingungen für Klein-KWK allgemein und damit künftig auch für Brennstoffzellen kleiner Leistung im besonderen bieten. Allerdings scheitert in Eigentums-Wohnanlagen und in Mietwohnungsgebäuden die für einen wirtschaftlichen BHKW-Betrieb erforderliche Verwertung des Stroms im Objekt vielfach noch an ungeklärten rechtlichen Problemen bzw. an den hohen Transaktionskosten, die bis zur Aushandlung einer tragfähigen Regelung mit dem angestammten Stromversorger und Betreiber des Netzes regelmäßig entstehen.

Von besonderer Bedeutung wäre es hier, für Betreiber von Objekt- bzw. Arealnetzen Rechtssicherheit herzustellen, was den Anschluss an das vorgelagerte Netz der allgemeinen Versorgung angeht³⁶. Nach Auffassung der Bayerischen Landeskartellbehörde und nach einem Urteil des Landgerichts Frankfurt haben nämlich Objekt- und Arealnetzbetreiber, die Strom an Dritte vermarkten, wie dies beim Betrieb von Klein-KWK-Anlagen durch Contractoren regelmäßig der Fall ist, keinen Anspruch auf Netzanschluss, da die Anschlusspflicht des § 10 EnWG ausschließlich auf Letztverbraucher sowie auf Betreiber von KWK-Anlagen bis 50 kW zur Eigenbedarfsdeckung abstellt. Damit wäre der professionalisierte Betrieb durch spezialisierte Unternehmen weitgehend unterbunden und ein Ausbau der Klein-KWK würde so weitgehend verhindert. Dagegen hat das Landgericht München in einem überzeugend begründeten Urteil (Az.: 33 0 6442/02 vom 28.01.2003) dargelegt, dass es auf den Anspruch aus dem § 10 EnWG nicht ankommt, sondern dass ein solches Unternehmen seinen Anspruch auf Anschluss schon aus dem Recht des Netzzugangs („Durchleitung“) in § 6 EnWG herleiten kann und zudem aus § 19 Abs. 4 Nr. 4 des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB), wonach ein marktbeherrschendes Unternehmen gegen ein angemessenes Entgelt Zugang zu seinem Netz als „essential facility“ gewähren muss. Allerdings ist gegen dieses Urteil vom örtlichen Netzbetreiber und Stromversorger umgehend Rechtsmittel eingelegt worden. Eine definitive Klärung solcher Fragen vor den Gerichten nimmt mehrere Jahre in Anspruch, in denen kein verantwortlicher Contractor Investitionen in Klein-KWK riskieren kann, die sich später als komplett unwirtschaftlich erweisen würden.³⁷ Eine Präzisierung von Seiten des Gesetz- und Verordnungsgebers

³⁶ Vgl. 1.3.2.3 „neue Akteure“

³⁷ Daran ändert auch eine Entscheidung des Bundeskartellamtes vom Oktober 2003 nichts, in welchem dem Frankfurter Energieversorger Mainova untersagt wurde, den Anschluss von zwei Arealnetzen an ihr Mittelspannungsnetz zu verweigern. Das erste in dieser Sache ergangene Urteil des OLG Düsseldorf vom 11.06.2003 (Kart 7/03 – V) hat die Rechtsauffassung des Bundeskartellamtes deutlich bestätigt. Der VKU fordert in seinem Vorschlag zur Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes vom Nov. 2003 einem Objekt- oder Arealnetzbetreiber keinen gesetzlichen Anspruch auf Anschluss an das vorgelagerte Netz zu gewähren (VKU 2003).

scheint deshalb unverzichtbar, wenn die Marktdurchdringung von Klein-BHKW und die Markteinführung von Brennstoffzellen zügig vorankommen sollen.

Hilfreich für das Marktsegment der Kleinst-KWK (und damit potenziell auch für kleine Brennstoffzellen) ist im liberalisierten Energierecht (Stand: 20.5.2003) die Regelung in § 10 Abs. (2) EnWG, wo klargestellt wird, dass Eigenerzeuger mit KWK-Anlagen bis zu 50 kW elektrischer Leistung Anspruch auf Bezug des benötigten Reststroms zu Tarifkonditionen haben. Dies verhindert zumindest die früher notorische Praxis der systematischen Verschlechterung der preislichen Konditionen für den Reststrombezug mittels Einordnung des Kunden in spezielle, nur für Eigenerzeuger angewandte Preisregelungen des Gebietsmonopolisten. Allerdings wird selbst diese Regelung gelegentlich von Gebietsversorgern so interpretiert, dass auch die Anwendung eines Leistungspreistarifs mit Viertelstundenmessung gefordert werden kann, was dann erhebliche wirtschaftliche Nachteile für den KWK-Betreiber mit sich bringt. Von daher wäre im Interesse der Klein-KWK eine Präzisierung der Regelung erforderlich, mit der die freie Wahl unter den vom EVU für die jeweilige Kundengruppe angebotenen Tarifen gesichert wird.

Es kommt hinzu, dass der Anspruch auf Bezug des Reststroms zu Tarifkonditionen auf die Eigenbedarfsdeckung des KWK-Betreibers beschränkt ist. Die Regelung gilt also schon nicht mehr, wenn der Strom innerhalb des Objekts an einen Dritten (z.B. Objekt-eigner, Mieter, Wohnungseigentümer) geliefert wird und schon gar nicht für den Fall eines Arealversorgers, der zum Beispiel ein Neubaugebiet, einen Gewerbehof etc. aus der Erzeugung mittels Klein-KWK plus zugekauftem Strom versorgt. Dies mag – auch angesichts der sehr kleinen Anlagen, um die es hier geht - nicht sonderlich wichtig scheinen. Allerdings muss man sich darüber klar sein, dass die im Vergleich zu Kesselanlagen und Strombezug technisch, organisatorisch, rechtlich und wirtschaftlich kompliziertere Bereitstellung von Wärme und Strom aus Klein-KWK in vielen Fällen eine Professionalisierung erfordern wird (z.B. durch Übernahme der Aufgabe durch ein Versorgungsunternehmen, durch den Vermieter oder durch beauftragte Dienstleister). Auch die Hersteller von Brennstoffzellen kleiner Leistung diskutieren aus den verschiedensten Gründen sehr intensiv den Betrieb durch Contractoren. Und selbst die Diskussion bei einigen Stromversorgern über „virtuelle Kraftwerke“ in Heizungskellern privater Haushalte unterstellt ganz selbstverständlich eine solche Professionalisierung. Es wäre deshalb nur konsequent, den Anspruch auf Zusatz- und Reservestrom zu allgemeinen Tarifen auf sämtliche Fälle der vollständigen und teilweisen Versorgung von Dritten aus Klein-KWK auszuweiten und im übrigen die Grenze von 50 kW_{el} deutlich anzuheben (z.B. auf 150 kW_{el}).

Bei größeren Anlagen scheinen analoge Regelungen im Bereich des EnWG jedenfalls im Augenblick nicht erforderlich. Denn für Objekte mit größeren BHKW hat sich die durch das neue Energierecht (Stand: 20.5.2003) eingeräumte Möglichkeit der freien Wahl des Stromlieferanten durchaus positiv ausgewirkt. Da nunmehr der zusätzlich zur Erzeugung der BHKW-Anlage benötigte Strom von verschiedenen Anbietern bezogen werden kann, lassen sich diskriminierende Konditionen für diesen restlichen Strom (so genannter Reserve und Zusatzstrom) beim jeweiligen Gebietsversorger, wie sie zu Monopolzeiten weithin üblich waren, durch Nutzung anderer Angebote aushebeln. So ist es beispielsweise inzwischen in vielen Fällen möglich, für den Strombezug eines mit BHKW versorgten Objekts Monats-Leistungspreise anstelle von (besonders hohen)

Jahres-Leistungspreisen zu vereinbaren, bei denen selbst ein kurzzeitiger Ausfall des BHKW im Sommer außerhalb von netzseitigen Lastspitzen bereits große ökonomische Einbußen zur Folge hätten.

Allerdings zeigen die Erfahrungen mit dem neuen Energierecht (Stand: 20.5.2003) auch, dass beim Abschluss von Netznutzungsverträgen gemäß der Verbändevereinbarung (VV II plus), wie er von vielen Gebietsversorgern und Netzbetreibern gefordert wird, wenn der Strom von einem anderen Anbieter bezogen werden soll, das frühere Problem wiederkehrt: Die Netznutzungsentgelte enthalten nach der Verbändevereinbarung einen Leistungspreisteil, der im Regelfall auf die Jahresspitze des Bezugs aus dem Netz abstellt und dabei nicht berücksichtigt, ob sie in den lastschwachen Sommermonaten liegt. Eben dies ist aber in einem Objekt mit Klein-KWK zu erwarten, wenn die Anlage auf die Deckung des jeweiligen Heizwärmebedarfs und des Warmwasserbedarfs ausgelegt ist. Da die Kosten des Netzes vor allem durch den Ausbau für die Winterspitze determiniert werden, die durch Klein-KWK-Anlagen verringert wird, wäre hier zu fordern, dass mindestens wahlweise Monatsleistungspreise für die Netznutzung angeboten werden, was den Betrieb von Klein-KWK erheblich erleichtern würde.

Jenseits der generellen Frage der Netznutzungsentgelte (s. unten) gibt es aber auch andere Hemmnisse für die individuelle Vermarktung von Strom aus kleinen KWK-Anlagen. So werden von den Netzbetreibern bei „Durchleitung“ von Strom aus Klein-BHKW überzogene Anforderungen an die Messvorrichtungen zur Überprüfung der Zeitgleichheit von Ein- und Ausspeisung gestellt. Eine Lösung wäre hier eine durch rechtliche Regelung bzw. durch eine Regulierungsbehörde vorgegebene Verwendung von Normganglinien für die Versorgung von kleineren Stromkunden ohne tatsächliche zeitgleiche Messung für jeden einzelnen Kunden und die Verwendung eines normierten Einspeisungsprofils, wie es ansatzweise in Anlage 6 zur VV II plus enthalten ist. Analog zur Regelung in der BTOElt § 5 Abs. (1) könnte der Grundsatz verankert werden, dass der vom Netzbetreiber einforderbare messtechnische Aufwand sich an der Technik zu orientieren hat, die das Gebiets-EVU für seine vergleichbaren Kundengruppen verwendet, (z.B. bei privaten Haushalten allenfalls Zweitarifzähler oder bei größeren Kunden der 96-Stunden-Zähler).

2.2.2 Netzregulierung allgemein³⁸

Die bislang unzureichende Regulierung und die Rechtsunsicherheit im deutschen Strommarkt betreffen nicht nur neue Marktakteure aus dem Ausland und neue Unternehmen, die den bisherigen Versorgern im Erzeugungs- oder Vertriebsbereich Konkurrenz machen wollen. Sie betrifft auch die Betreiber von KWK-Anlagen. Bei ihnen geht es allerdings nicht nur darum, dass das Ziel eines Wettbewerbs verschiedener Anbieter und der Vermeidung von Marktmacht zum Nutzen der Kunden unterminiert wird. Bei KWK- (und EEG)-Anlagen wirkt der (mangelnde) Regulationsrahmen vielmehr auch der Förderung dieser Anlagen aus ökologischen Gründen entgegen. So wie häufig argumentiert wird, dass die Förderung bestimmter Anlagen dem Wettbewerbsziel entgegensteht, weil diese Anlagen vom Wettbewerb ausgenommen werden, kann man

³⁸ Zu diesem Abschnitt vgl. Leprich/Bauknecht 2/2003.

umgekehrt argumentieren, dass die konkrete Ausgestaltung des Wettbewerbsrahmens das Ziel der Förderung bestimmter Anlagen konterkariert.

Für den Erfolg dezentraler Anlagen spielen die Netzbetreiber eine zentrale Rolle (vgl. auch Abschnitt 3.2.2 b)). Denn sie stellen die Netze zur Verfügung, an die die Anlagen angeschlossen werden, und sie sind es in der Regel auch, die den Strom dezentraler Anlagen abnehmen (müssen). Der regulatorische Rahmen, innerhalb dessen die Verteilnetzbetreiber agieren, ist deshalb in doppelter Hinsicht von entscheidender Bedeutung, und zwar weil er bestimmt,

1. welche Anreize die Verteilnetzbetreiber haben, dezentrale Anlagen anzuschließen und ihren Strom abzunehmen bzw. eine Einspeisung zu verhindern,
2. welche Möglichkeiten die Netzbetreiber haben, gesetzliche Vorgaben zu unterlaufen und damit die Wirkung von Förderinstrumenten zu schwächen.

Anreize für Verteilnetzbetreiber

Durch die Umlage-Mechanismen im KWK-Gesetz werden die Verteilnetzbetreiber nicht (mehr) mit den Kosten der Förderung belastet. Das bedeutet aber nicht, dass sie gegenüber solchen Anlagen neutral wären. Es gibt eine Reihe von Gründen für Netzbetreiber, den Anschluss unabhängiger Anlagen an ihr Netz möglichst gering zu halten.

Erstens sind die Interessen der Netzbetreiber durch das mangelhafte Unbundling häufig mit Erzeugungsinteressen verbunden. Aber auch die zahlreichen Netzbetreiber, die nicht mit einem Erzeuger verbunden sind, haben Anreize, die Anlagenzahl gering zu halten:

1. Je höher die Anzahl unabhängiger Erzeugungsanlagen, desto aufwendiger wird der Betrieb und der Unterhalt des Netzes, z.B. wenn das Netz zu Wartungszwecken außer Betrieb genommen werden muss.
2. Die Finanzierung der Förderung wird zwar umgelegt, die Organisation der Umlage ist jedoch nicht kostenlos. So beklagen sich Netzbetreiber darüber, dass die Abwicklung der durch EEG und KWKG festgelegten Geld- und Stromflüssen zusätzliches Personal erfordert und damit Kosten verursacht.

Hindernisse für dezentrale Anlagen

Netzbetreiber haben eine Reihe von Möglichkeiten, den Anschluss und die Erzeugung dezentraler Anlagen zu behindern:

- Interpretation gesetzlicher Regelungen zuungunsten der Anlagenbetreiber
- Selbstregulierung des Netzzugangs in der Verbändevereinbarung und Interpretation der Verbändevereinbarung durch den einzelnen Netzbetreiber
- Verzögerung von Verfahren

Die Erfahrung vieler Neueinsteiger, dass sie sich nur über die Gerichte Zugang zu den Netzen verschaffen oder Kunden abwerben können, entspricht der Erfahrung der Betreiber dezentraler Anlagen, die häufig nur über den Rechtsweg eine Einspeisung

ihres Stroms zu angemessenen Konditionen erzwingen können. Zwar fallen die Gerichtsentscheidungen oft zugunsten der Anlagenbetreiber aus, durch die Rechtsunsicherheit und Verzögerungen erhöhen sich jedoch die Kosten für die Anlagenbetreiber, was vor allem bei den vielen kleinen Betreibern die Machbarkeit von Projekten in Frage stellen kann. Eine Verzögerungstaktik kann so zur Verhinderungstaktik werden. Das bisherige Fehlen von höchstrichterlichen Entscheidungen – respektive klarer gesetzlicher Regelungen - führt außerdem dazu, dass der Gang zum Gericht immer wieder aufs Neue notwendig wird.

Die hier beschriebenen Probleme sind angesichts der Vielzahl von mehreren Hundert Netzbetreibern in Deutschland nicht für alle Anlagenbetreiber verallgemeinerbar. Diese bewegen sich jedoch in vielen Bereichen in einem rechtsfreien Raum, und ihr Erfolg hängt wesentlich davon ab, welchen Kurs der jeweilige Netzbetreiber verfolgt und wie das Verhältnis zwischen Netz- und Anlagenbetreiber aussieht.

Entgelt für vermiedene Netznutzung

Die Verbändevereinbarung (VV) sieht ein Entgelt für vermiedene Netznutzung vor, das folgendermaßen zustande kommt: Die Kalkulation der Netznutzungsentgelte beruht auf der Annahme, dass alle Kraftwerke auf der höchsten Spannungsebene einspeisen. Da in der Praxis aber zahlreiche Kraftwerke auf einer niedrigeren Spannungsebene einspeisen und damit die Nutzung der übergelagerten Netze verringern, erhalten die Netzbetreiber Netznutzungsentgelte, die über ihren tatsächlichen Kosten liegen (Kosten im Sinne von Netznutzungsentgelte für übergelagerte Spannungsebenen). Dieser Überschuss soll an die Anlagenbetreiber unterer Spannungsebenen ausgeschüttet werden. Da Kraftwerke in Deutschland keine Netznutzungsentgelte bezahlen, ist das die einzige Möglichkeit für dezentrale Anlagen, vom energiewirtschaftlichen Wert ihrer Einspeisung unterhalb der höchsten Spannungsebenen selbst zu profitieren. EEG-Anlagen erhalten dieses Entgelt nicht, für KWK-Anlagen wird das Entgelt aber explizit im § 4 des KWKG genannt und stellt eine wichtige zusätzliche Einnahmequelle dar.

Mit dem Entgelt für vermiedene Netznutzung enthält die VV eine Regelung, die dezentralen Anlagen zugute kommt. Allerdings fällt das tatsächliche Entgelt geringer aus, als es in der VV zunächst vorgesehen ist (vgl. Mühlstein 2003). Dabei

1. wird das Entgelt in der Kalkulationsanleitung der Anlage 6 der VVII+ zuungunsten der Anlagenbetreiber berechnet. Dabei geht es vor allem um die Frage, inwieweit dezentrale Anlagen die Spitzenlast, die vom übergeordneten Netz bezogen werden muss, tatsächlich verringern (BET 2000, S. 7 - 8). Ein weiterer Punkt ist, dass die vermiedenen Umspanngebühren nicht in die Berechnung des Entgelts miteinbezogen werden,
2. haben einige Netzbetreiber den Kalkulationsleitfaden so angewandt, dass das Entgelt weiter verringert wird. So sieht die Anlage 6 der VVII+ vor, dass Anlagen unter 30 kW keinen Leistungsmesser benötigen und der Netzbetreiber für den Ausgleich zwischen angenommenem Standardprofil und tatsächlicher Einspeisung einen Abschlag von 0,25 ct auf die Energiekomponente des Entgelts berechnen kann. Allerdings liegt es im Ermessen des Netzbetreibers, diesen Abschlag festzulegen, wofür es keine Berechnungsgrundlage gibt. Manche Netzbetreiber haben darüber hinaus zwar einen Abschlag für die Umwandlung in ein

Standardprofil berechnet, dann aber immer noch argumentiert, dass die eingespeiste Energie nicht prognostizierbar und deshalb nur einen geringen Preis erzielt.

Einspeisevergütung für KWK-Anlagen³⁹

Neben den beschriebenen Problemen mit dem Entgelt für vermiedene Netznutzung haben die Betreiber von BHKW-Anlagen seit Inkrafttreten des KWK-Gesetzes auch mit einer abgesenkten Einspeisevergütung zu kämpfen (s.o.). In einigen Fällen liegt die gesamte Vergütung, die sich aus dem so genannten „üblichen Preis“, d.h. dem Marktpreis, dem KWK-Zuschlag und dem Entgelt für vermiedene Netznutzung zusammensetzt unter der Vergütung, die vor Inkrafttreten des KWKG gezahlt wurde (BKWK 11/2002). KWK-Strom wird zurzeit von vielen Netzbetreibern nur mit weniger als 2 ct/kWh vergütet, mit der Begründung, dass dies den Beschaffungskosten abzüglich Reserveverteuerung und zusätzlicher Regelenergie entspräche. Allgemein kann der Ansatz sehr niedriger Beschaffungskosten, wie er auch gegenüber Neueinsteigern auf der Vertriebsebene implizit angesetzt wird, nur durch Quersubventionierung erklärt werden. Anlagenbetreiber haben zwar die Möglichkeit, den Strom an Dritte zu verkaufen, wodurch der Netzbetreiber verpflichtet wird, den Strom zum vereinbarten Preis weiterzuleiten. Diese Regelung soll der Marktmacht der Netzbetreiber entgegenwirken. Für kleine Erzeuger ist das aber in der Regel keine lohnende Option, denn die Transaktionskosten würden die zusätzlichen Einnahmen übersteigen.

Komponenten eines Verteilnetzregelwerks zur Stärkung dezentraler Stromerzeugung

Wir sehen die Verteilnetzbetreiber als Schlüsselakteure für einen fairen Marktzugang für dezentrale Erzeuger an. Hauptziel muss es sein, negative Anreize im Hinblick auf die dezentrale Erzeugung möglichst durch geeignete Mechanismen zu neutralisieren. Daneben sollte versucht werden, die energiewirtschaftlichen Vorteile von dezentraler Erzeugung in angemessener Weise zu berücksichtigen (vgl. dazu Abschnitt 3.2.2). Grundsätzlich erscheint dies umso eher möglich, je stärker der Netzbetrieb von den übrigen Aktivitäten des Unternehmens entflochten ist. Die Netzbetreiber würden dann als aktive Anbieter von Netzdiensten für Einspeiser und Endkunden (facilitators) agieren können, nicht mehr wie heute als passive Durchleiter von Strom, denen Neueinsteiger ihre – der eng verflochtenen Vertriebssparte zugerechneten – Endkunden „klauen“ wollen.

• Anschlussgebühren

Abgesehen davon, dass es ohnehin nicht möglich ist, Gemeinkosten verursachungsgerecht zuzuweisen, plädieren wir dafür, die Zuordnung von Anschluss- und Netzverstärkungskosten im Hinblick auf ihre Anreizwirkung zu betrachten: Sollen Einspeiser wie Stromkunden behandelt werden, die das Netz gemeinsam nutzen und gemeinsam die Kosten dafür tragen, oder sind ihnen die Kosten so verursachungsgerecht wie möglich zuzuweisen?

³⁹ vgl. hierzu 1.3.4.2 b) Stromvergütung und Erlösrechnung; 2.3.2 Einspeiseregulierung für Kleinanlagen; Anhang Anlage 3a Einschub aus aktuellem Anlass der EEG-Novellierung

Der Behandlung der mit der Stärkung von dezentraler Erzeugung verbundenen Kosten sollte unseres Erachtens die Philosophie zugrunde liegen, dass die Netzbetreiber grundsätzlich für die Verbindung der Erzeuger mit den Kunden zuständig sind und die damit verbundenen Kosten auch auf alle Kunden abwälzen können. Die bisherige Regelung in Deutschland, wonach die Anschlusskosten von den Netzbetreibern und den Kunden getragen, die sonstigen Netzkosten aber auf alle Netznutzer umgelegt werden, kann so gesehen als Kompromiss betrachtet werden. Wir plädieren in diesem Sinne grundsätzlich dafür, maximal „flache“ (shallow) Anschlussgebühren für dezentrale Erzeuger zu erheben und die durch dezentrale Erzeugung möglicherweise induzierten Netzverstärkungs- und -ausbaukosten umlagezufinanzieren.

Da die Netzbetreiber für die Wartung und Reinvestition der Anschlussleitungen zuständig sind, erscheint eine Einstellung dieser – von ihnen zunächst nicht aufgebracht – Kosten in ihr betriebsnotwendiges Vermögen zur Kalkulation der Netznutzungsentgelte gerechtfertigt. Zudem gibt ihnen eine solche Regelung einen monetären Anreiz, den Anschluss dezentraler Anlagen zu unterstützen.

Schließlich ist zu überlegen, inwieweit die Höhe der Anschlussgebühren den dezentralen Erzeugern korrekte Preissignale geben können, ihre Anlagen in Regionen mit potenziell hohen Netzverstärkungs- bzw. -ausbaukosten zu errichten. Solche Überlegungen hätten zur Folge, die Gebühren sowohl regional als auch zeitlich zu staffeln.

- **Netznutzungsentgelte**

Die absolute Höhe der Netznutzungsentgelte stellt zunächst keinen spezifischen Wettbewerbsnachteil für selbstvermarktende dezentrale Erzeuger dar, da diese Entgelte von allen Händlern/Versorgern gezahlt werden müssen und insofern im Hinblick auf die Stromherkunft wettbewerbsneutral wirken.⁴⁰ Voraussetzung ist natürlich, dass bei den Unternehmen keine Quersubventionierung zwischen der Erzeugung und dem Netzbetrieb stattfindet. Generell ist zu konstatieren, dass eine unzureichende Interessenentflechtung zwischen Erzeugung und Netzbetrieb stets zu Lasten dezentraler Erzeugung von dritter Seite geht, da die Auslastung und Vermarktung der eigenen Erzeugungsanlagen im Vordergrund steht.

Darüber hinaus ist festzuhalten, dass eine unzureichende Entflechtung von Netzbetrieb und Vertrieb ebenfalls zu Lasten selbstvermarktender dezentraler Erzeugung geht, da der Netzbetreiber keinen Anreiz besitzt, freiwillig auf seine Vertriebsmarge zu verzichten. Hinzu kommen Transaktionskosten im Hinblick auf die Einbeziehung von Dritterzeugern, die möglicherweise nicht ohne weiteres auf die Preise abwälzbar sind.

Insgesamt halten wir neben der Entflechtungsfrage die Anreizstruktur der Netzbetreiber für enorm wichtig im Hinblick auf den Ausbau dezentraler Stromerzeugung. Bei negativen Anreizen verfügen sie über genügend Möglichkeiten, den Ausbau zu erschweren bzw. zu verhindern; bei positiven Anreizen könnten sie zum Antreiber einer solchen Entwicklung werden.

⁴⁰ Die Höhe der Netznutzungsentgelte hat jedoch Auswirkungen auf zukünftige Netzkonfigurationen (vgl. auch Abschnitt 3.2.2 Punkt c)).

- **Explizite Berücksichtigung von Vorteilen dezentraler Stromerzeugung**

Die explizite Berücksichtigung der Vorteile dezentraler Stromerzeugung beinhaltet zumindest die

- Vergütung vermiedener Netzverluste durch dezentrale Anlagen.
- Vergütung vermiedener bzw. zeitlich nach hinten verschobener Netzverstärkungs- oder -ausbaukosten.

Die Vergütung eingespeister Energie und zur Verfügung gestellter Leistung dezentraler Anlagen sollte bereits heute den langfristigen Systemvorteil eines dezentralen Systems widerspiegeln, um das Hineinwachsen in ein solches System zu ermöglichen („Strukturwandelkomponente“).

- **Sonstige Vorschriften**

Über die bislang angesprochenen Regelungen hinaus sollte ein angemessenes Regelwerk zur Stärkung dezentraler Stromerzeugung mindestens noch die folgenden Komponenten enthalten:

- klare Transparenzvorschriften für die Netzbetreiber gegenüber den dezentralen Erzeugern (z.B. Einsichtsmöglichkeiten in Netzpläne, Fahrpläne von Kraftwerken etc.), um so die Anlagen optimal einsetzen zu können.
- Schaffung und Sicherung funktionsfähiger Märkte für Reservestrom und Regelleistung unter Einbeziehung dezentraler Stromanlagen; dadurch könnten zum einen die Selbstvermarktung der Anlagen gefördert und zum anderen möglicherweise zusätzliche Einnahmequellen erschlossen werden.
- Liberalisierung des Zähler- und Messwesens mit dem Ziel, diese Leistungen vom Netzbetrieb zu trennen und den Wettbewerb um ihre Erbringung zu ermöglichen; dies würde die dezentralen Anlagenbetreiber vor überhöhten Zähler- und Messkosten am wirksamsten schützen.

2.2.3 Gebührenordnung zum KWK-Gesetz

Die vom Bundeswirtschaftsministerium erlassene Verordnung zum KWK-Gesetz regelt die Gebühren und Auslagen, die das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle bei der Zulassung von KWK-Anlagen erhebt. Diese Verordnung sieht unterschiedliche Gebührensätze für die Zulassung von KWK-Anlagen in Abhängigkeit von der Leistungsgröße vor. Für KWK-Anlagen bis 2 Megawatt elektrischer Leistung und damit auch für Klein-BHKW mit 5 kW_{el} liegt nach dieser Verordnung die Zulassungsgebühr bei 75 €. Der gleiche Betrag ist auch für Brennstoffzellen zu entrichten. Für die Zulassung großer KWK-Anlagen wie etwa ein Entnahme-Kondensations-Heizkraftwerk mit vielleicht 50 oder 100 Megawatt liegt die Gebühr bei 600 €. Angesichts der Relation zwischen den Investitionskosten der jeweiligen Anlagen und des daraus fließenden wirtschaftlichen Ertrags ist dies ein krasses Missverhältnis.

Der aufgrund der Zulassung für ein Klein-BHKW mit 5 kW_{el} in einem Jahr bei normaler Einspeisung von 20 % der Stromerzeugung bei 6.000 Betriebsstunden entstehende Anspruch auf Zuschläge nach dem KWK-Gesetz übersteigt mit 93 € knapp die Höhe der Gebühr, wenn man eine (Neu)Anlage im Bestand zugrunde legt und liegt bei etwa einem Drittel des Zuschlags von ca. 306 €, den eine Neuanlage mit 5,11 ct je kWh im Jahr zu erwarten hat. Letzteres würde auch für eine Brennstoffzelle kleiner Leistung gelten. Diese Kosten würden nochmals stärker durchschlagen, wenn man von sehr kleinen, für den Einsatz im einzelnen privaten Haushalt konzipierten Brennstoffzellen ausgeht, die gerade mal ein- oder zweitausend Kilowattstunden jährlich in das Netz der allgemeinen Versorgung einspeisen sollen. Bei einer großen KWK-Anlage wären hingegen die Gebühren als Anteil der jährlich erwartbaren Zuschläge nach dem KWK-Gesetz verschwindend gering.

Erschwerend kommt für Klein-KWK hinzu, dass das Antragsverfahren beim Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle ebenso wie das Erstattungsverfahren für den Bereich der Mineralölsteuer bei den Hauptzollämtern einen erheblichen bürokratischen Aufwand erfordert. Für die typischen potenziellen Betreiber von Klein-KWK, die mit solchen Verfahren nicht vertraut sind, wirkt die Gebührenhöhe wie auch der administrative Aufwand abschreckend und letztlich als Investitionshemmnis. Ziel müsste es hier sein, die energiepolitisch gewollte Begünstigung von Klein-KWK auch in der behördlichen Handhabung umzusetzen. Dazu müssen die Bedingungen für Klein-BHKW einschließlich Brennstoffzelle in der Besteuerung und nach dem KWK-Gesetz so einfach gestaltet werden wie der Betrieb eines Gas- oder Heizölkessels. Wenn es denn ohne ein Antrags- und Nachweisverfahren beim Anwender der Technik tatsächlich nicht geht, dann sollte das Verfahren für Klein-Anlagen gebührenfrei sein und bei einer einzigen Behörde in gestraffter Form abgewickelt werden.

2.2.4 Sonstige Regelungen

Neben den Regelungen in den vorstehend abgearbeiteten Rechtsbereichen gibt es weitere amtliche und quasi-amtliche Vorschriften, die den Einsatz von KWK-Anlagen kleiner Leistung behindern, die sich heute hemmend für Klein-BHKW auswirken und die künftig in gleicher oder ähnlicher Weise Brennstoffzellen kleiner Leistung treffen dürften. Einige sollen hier zusammen mit denkbaren Maßnahmen zur Abhilfe benannt werden.

Baugenehmigung

Je nach Landesrecht kann es erforderlich sein, ein langwieriges und aufwendiges Baugenehmigungs-Verfahren für kleine und mittlere BHKW durchzuführen – und dies auch beim Einbau in bereits vorhandene Heizzentralen. Eine Lösung, die auch auf Brennstoffzellen kleiner Leistung ausgedehnt werden könnte, ist hier die in einigen Bundesländern praktizierte Freistellung von kleineren BHKW (etwa bis 500 kW elektrisch) vom formellen Baugenehmigungs-Verfahren. Ersetzt wird es durch Vorlage einer Bescheinigung über eine Typprüfung und den Nachweis der Einhaltung technischer Regeln durch eine Fachunternehmerbescheinigung. Für Brennstoffzellen wird daraus deutlich, wie wichtig bereits für die Markteinführung eine Typprüfung und damit die Einbeziehung der Brennstoffzelle in die entsprechenden technischen Regelwerke ist.

Kehrordnung

Im Zuge der Markteinführung von Klein-BHKW sind eine Reihe von Fällen bekannt geworden, in denen insbesondere zum Abgassystem der BHKW von Seiten der Schornsteinfeger im Rahmen des Genehmigungsverfahrens teilweise unsinnige und kostentreibende Forderungen erhoben wurden (z.B. Reinigungsöffnung an dem unter Druck stehenden Teil der Abgasanlage = „Auspuff“). Mit ähnlichen Problemen ist auch bei Brennstoffzellen kleiner Leistung zu rechnen. Eine Lösung wäre hier die Herausnahme von Klein-KWK-Anlagen aus den Kehrordnungen der Bundesländer bzw. die Aufnahme expliziter Regelungen für den Fall, dass ein (vorhandener) Schornstein zur Abführung der Abgase dient bzw. ein Kaminzug von der KWK-Anlage zusammen mit einem Kessel benutzt wird. Ansonsten kann die Prüfung der Klein-KWK-Anlage durch den Schornsteinfeger auf die Sicherheit der Zuluftversorgung und der Abführung der Abgase beschränkt werden.

Richtlinien für den Parallelbetrieb

Im Zuge der Markteinführung von Klein-BHKW haben einige Betreiber von Netzen der allgemeinen Versorgung übermäßig hohe elektrotechnische und damit kostentreibende Anforderungen als Voraussetzung für den Anschluss von BHKW an ihr Netz gestellt. So wurde und wird z.B. auf Grundlage der Richtlinie des VDEW für den Netzparallelbetrieb von dezentralen Stromerzeugungsanlagen ein außerhalb des Gebäudes angeordneter, nur für das EVU zugänglicher Schalter bzw. Schaffung einer Einrichtung zur kontinuierlichen Netzimpedanzüberwachung mit ENS (Einrichtung zur Netzüberwachung mit zugeordneten allpoligen Schaltern) gefordert, obwohl das BHKW mit Asynchron-Generator ausgerüstet ist und von daher aus physikalischen Gründen eigentlich keinen Inselbetrieb bei Abschaltung des Netzes aufrecht erhalten kann. Strukturell ähnliche Diskussionen spielen sich im Zusammenhang mit dem Netzanschluss von Photovoltaik-Anlagen ab; und sie sind in gleicher Weise auch für den Netzparallelbetrieb von Brennstoffzellen kleiner Leistung zu erwarten. Die erforderliche Beschränkung auf die unter Sicherheitsgesichtspunkten und zur Vermeidung von gravierenden Rückwirkungen elektrotechnischen (Mindest-) Anforderungen kann nicht dem Verband der Branche allein bzw. (bei darüber hinausgehenden Anforderungen) dem einzelnen Netzbetreiber überlassen werden. Denn sonst besteht die Gefahr, dass die Anforderungen zwecks Abwehr von Klein-KWK im Interesse des eigenen Stromabsatzes überhöht werden. Es muss im Interesse der Hersteller und Betreiber von KWK-Anlagen kleiner Leistung möglich sein, die Anforderungen von einer mit Sachverstand ausgestatteten Stelle überprüfen und ggf. korrigieren zu lassen. Dabei empfiehlt sich eine Beweislastumkehr, so dass nicht mehr der Betreiber die Unsinnigkeit von Anforderungen nachweisen muss, sondern der Netzbetreiber verpflichtet wird, die Unverzichtbarkeit von Vorkehrungen zu belegen, die über den Mindeststandard hinausgeht.

Die folgende Übersicht fasst die Probleme kleiner KWK-Anlagen im energiewirtschaftlichen und Umsetzungskontext nebst Lösungsansätzen auf einen Blick zusammen:

Tabelle 2-2 Probleme kleiner KWK-Anlagen im energiewirtschaftlichen und Umsetzungs-Kontext nebst Lösungsansätzen

Kontext	Problem	Lösungsansatz
Energiewirtschaftsgesetz (wird derzeit novelliert)	<ul style="list-style-type: none"> • Probleme der Arealnetzversorgung • Regelungen zum Reserve- und Zusatzstrombezug • Leistungspreisteil der Netznutzungsentgelte auf das Jahr bezogen • überzogene Anforderungen an Messvorrichtungen 	<ul style="list-style-type: none"> • Netzanschluss von Arealnetzen an das vorgelagerte Netz festlegen • Anspruch für Klein-KWK-Betreiber auf Zusatz- und Reservestrom zu allgemeinen Tarifen bis zu einer Anlagengröße von 150 kW • Leistungspreisanteile mindestens auf monatlicher Basis • standardisierte Messverfahren
Stromnetzregulierung	<ul style="list-style-type: none"> • Fehlanreize für Netzbetreiber • Fehlen von Rechtssicherheit • Entgelt für vermiedene Netznutzung zu gering • Vergütung für eingespeisten Strom zu gering 	<ul style="list-style-type: none"> • Regulierung der Netzanschlussgebühren • Regulierung der Netznutzungsentgelte inkl. Anreize für Netzbetreiber • Explizite Berücksichtigung des energiewirtschaftlichen Wertes dezentraler Stromerzeugung
Gebührenordnung	Gebühren zu hoch; bürokratisches Verfahren	Sonderregelung für Klein-KWK
<u>Sonstige Regelungen:</u> <ul style="list-style-type: none"> • Baugenehmigung • Kehrordnung • RL für Parallelbetrieb 	evtl. langwierige Baugenehmigungsverfahren z.T. unsinnige Auslegung z.T. übermäßig hohe Anforderungen	vereinfachtes Verfahren Herausnahme der Klein-KWK Beweislastumkehr

2.3 Weiterentwicklung des KWK-Gesetzes und alternative Instrumente (bezogen auf kleine KWK und Brennstoffzellen)

Neben einigen konkreten Verbesserungsvorschlägen für das bestehende KWK-Gesetz geht es in diesem Abschnitt vor allem um alternative Instrumente, die möglicherweise besser geeignet sind, die stärkere Verbreitung der Klein-KWK und der Brennstoffzellen zu fördern.

2.3.1 Weiterentwicklung des KWK-Gesetzes

Wie in Kapitel 1 ausgeführt, sind Brennstoffzellen derzeit noch weit von einem wirtschaftlichen Betrieb entfernt. Aber auch die Klein-KWK kann bisher mit den drei Vergütungskomponenten

- bisherige Einspeisevergütung der Netzbetreiber („üblicher Preis“)
- gesetzliche Zuschlagszahlung
- vermiedene Netznutzungsentgelte nach Anlage 6 der VV II plus

in der Regel nicht auskömmlich betrieben werden.

Wenn eine Aufstockung der gesetzlichen Zuschlagszahlung und eine Verlängerung des Förderzeitraumes über das Jahr 2010 hinaus (für Anlagen zwischen 50 kW und 2 MW) nicht ins Auge gefasst werden soll und die Höhe der vermiedenen Netznutzungsentgelte im Rahmen der künftigen Energiemarktregulierung geregelt wird, bleibt als einziger Ansatzpunkt des KWK-Gesetzes die Höhe der Einspeisevergütung. Wie weiter unten ausgeführt, ist diese Vergütung seit Inkrafttreten des Gesetzes stark abgesenkt worden, so dass zu prüfen wäre, ob nicht auf die Verordnungsermächtigung in § 4 Abs. 7 KWKG zurückgegriffen und die Grundlagen und Berechnungsgrundsätze zur Bestimmung des Vergütungsanspruchs für aufgenommenen KWK-Strom festgeschrieben werden sollen. Dies wäre jedenfalls ein Beitrag zur Stärkung der Investitionssicherheit.⁴¹

Diese ist darüber hinaus durch den Deckel in Höhe von 11 TWh beeinträchtigt und somit der potenzielle Investoren verunsichert, da niemand wissen kann, wie lange der Anspruch auf den Zuschlag besteht.⁴² Diese Unsicherheit ließe sich dadurch beseitigen, dass der Vergütungsanspruch erst für diejenigen Anlagen entfällt, die nach Erreichen des Deckels in Betrieb gehen.

Schließlich sollte auch für Brennstoffzellenanlagen klargestellt werden, dass wie bei kleinen KWK-Anlagen kein Sachverständigengutachten über die Eigenschaften der

⁴¹ Im Rahmen des am 2.4.2004 im Bundestag in 3. Lesung verabschiedeten Artikel-Gesetzes zur Novellierung des EEG wurde auch eine Veränderung des KWK-G beschlossen. Als „üblicher Preis“ soll der an der Leipziger Strombörse EEX erzielte durchschnittliche Baseload-Preis des jeweils vorangegangenen Quartals gelten (vgl. Anhang, Anlage 3a).

⁴² Die Deckelung gilt allerdings nicht für Brennstoffzellenanlagen.

Anlage notwendig ist, um die Voraussetzung für die Inanspruchnahme der Zuschlagszahlung zu erfüllen. Vielmehr sollten auch hier entsprechende Herstellerunterlagen ausreichen.

2.3.2 Einspeiseregulierung für Kleinanlagen

Das KWK-Gesetz überlässt die Festlegung der Höhe des Preises für den eingespeisten Strom grundsätzlich der „freien“ Vereinbarung zwischen dem Netzbetreiber und dem Betreiber der KWK-Anlage. Aufgrund der faktischen Monopolsituation des (großen) Netzbetreibers gegenüber dem (kleinen) Einspeiser führt dies bisher in der Praxis regelmäßig zu recht einseitigen Festsetzungen. Könnte man von einer Vergütung für Einspeisungen ins Niederspannungsnetz ausgehen, die im Bereich von 3 bis 4 ct/kWh liegt und damit in etwa den durchschnittlichen Kosten der anderweitigen Beschaffung von Strom einschließlich ersparter Netznutzungsentgelte beim aufnehmenden Netzbetreiber entspricht, dann könnten kostengünstige Klein-BHKW vor allem im oberen Drittel des Leistungsbereichs bis 50 kW elektrisch bei hohen Jahresbenutzungsstunden mit dem Zuschlag von 5,11 ct/kWh auch bei Volleinspeisung kostendeckend betrieben werden.

Allerdings zeigen die bisherigen Erfahrungen, dass viele Netzbetreiber die früheren Einspeiseverträge gekündigt haben und jeden Neuvertrag nur noch mit deutlich schlechteren Konditionen für den Betreiber von Klein-KWK-Anlagen abschließen, wodurch dann eine Volleinspeisung in allen wichtigen Anwendungsbereichen unwirtschaftlich wird. So bieten zum Beispiel die mit dem RWE eng verflochtenen Pfalzwerke AG für eingespeisten Strom aus Klein-BHKW 1,1 ct/kWh an und E.ON/Bayern 1,5 bis 2,0 ct/kWh (Stand Sept. 2002)⁴³. Von anderen Unternehmen werden im Einzelfall sogar Vergütungen von deutlich weniger als einem Cent angeboten. Auch bei Hinzurechnung des Entgeltanteils für vermiedene Netznutzung liegt die Gesamtvergütung im relevanten Bereich letztlich nur im Bereich von 1,5 ct/kWh, und nur ausnahmsweise würde mehr gezahlt. Das gemeinsame Positionspapier der Verbände (VDEW, VKU, VRE, AGFW, VDN) vom 13. Februar 2003 schreibt diese Praxis fest und sieht einen „üblichen Preis“ in Höhe von präzise 1,41 ct/kWh bei Einspeisung aus kleinen KWK-Anlagen ohne registrierende Leistungsmessung vor (Präzisierung „üblicher Preis“ seit 2.4.2004 vgl. Anhang, Anlage 3a). Nach der Erkenntnis der Verbände werden den Betreibern kleiner KWK-Anlagen ohne registrierende Leistungsmessung für den eingespeisten Strom marktgerechte Preise gezahlt (vgl. auch Abschnitt 1.3.4.2).

Das reicht aber bisher selbst bei einem Zuschlag von 5,11 ct/kWh für neue Klein-BHKW keinesfalls zur Kostendeckung für Klein-KWK bei einem Planungshorizont von zehn Jahren⁴⁴ – selbst wenn man etwa im Wohnungsbereich ausschließlich in Objekte mit einer Zahl von Wohneinheiten je Objekt geht, die jährliche Laufzeiten des BHKW von 6.000 Stunden und mehr zulassen. Durch diese konzertierte Strategie der Absenkung des „üblichen Preises“ werden die Ausbauziele des KWK-Gesetzes im Bereich der Klein-KWK unterlaufen. Denn so zweifelhaft dieses Berechnungssystem der Strombranche für den „üblichen Preis“ und für die vermiedenen Netznutzungsentgelte im einzelnen sein mag, so wenig helfen doch juristische Kontroversen und langwierige

⁴³ Marktbeobachtungen zeigen, dass die Werte bis auf wenige Ausschläge noch aktuell sind.

⁴⁴ Vgl. auch Abschnitt 1.3.4.2 Auswirkungen unter Berücksichtigung der Entwicklung von Erlössituationen

gerichtliche Auseinandersetzungen über diese Fragen der Klein-KWK und damit auch der Brennstoffzellen-Technik wirklich weiter. Schon durch den Zeitbedarf für die rechtliche Klärung dieser unbestimmten Regeln schwinden die Chancen für Investitionen in den Ausbau der Klein-KWK zusehends. Denn schon die Befristungen im KWK-Gesetz lassen es nicht zu, erst einige Jahre auf die verbindliche Klärung von Rechtsfragen zu warten.

Die Schwierigkeit der Annäherung bzw. Einigung der stromwirtschaftlichen Verbände bei der Vergütung von Stromlieferungen aus kleinen KWK-Anlagen ohne registrierender Leistungsmessung zeigte das Gespräch auf Geschäftsführerebene am 23. Mai 2003. Daraufhin stellt der VDEW im Positionspapier vom 13. Juni 2003 im Namen der stromwirtschaftlichen Verbände eine methodische Grundlage zur Verfügung vor, die zur Bestimmung des „üblichen Preises“ verwendet werden kann. In dem Papier wird u.a. aufgeführt, dass der B.KWK keine spezifische Veränderungswünsche verlangt und nicht auf der von ihm bisher vorgeschlagenen Festpreisvergütung beharrt sowie zur Förderung des Neubaus kleiner KWK-Anlagen eine höhere Gesamtvergütung für erforderlich halte. Dieses wurde vom B.KWK am 24.06.2003 dementiert. Dieser sieht eine Gesamtvergütung auf der Grundlage des bis zum Inkrafttreten des KWK-Gesetzes branchenüblichen Einspeisepreises zzgl. gesetzlichen Zuschlages für ausreichend, aber wendet sich gegen die inzwischen massiv praktizierte Absenkung des „üblichen Preises“, „die nun durch das stromwirtschaftliche Positionspapier zusätzlich eine auch rechtlich fragwürdige Legitimation erhalten soll“ (Bergen, 2003).

Auch die im Gesetz als Alternative für die Preisfindung eingeräumte Möglichkeit für Betreiber von Klein-KWK-Anlagen, einen abnahmebereiten Dritten zu benennen, dem der Netzbetreiber den eingespeisten Strom zu einem von dem Dritten gebotenen Preis verkaufen muss, ändert an dem Problem nichts Wesentliches. Ganz abgesehen von den für KWK kleiner Leistung prohibitiv hohen Transaktionskosten solcher aufwendigen Vertragskonstruktionen muss man auch davon ausgehen, dass der für einen (kleinen) Dritten bei heutigen Strompreisen und Netznutzungsentgelten anbietbare Restbetrag für den Strom im Niederspannungsnetz nicht ausreichend hoch ist, wenn man auch noch realistischerweise davon ausgehen muss, dass der Netzbetreiber dafür eine registrierende Messung für die Einspeisung und die zeitlich parallele Entnahme bei dem Dritten fordert (Monatskosten z.B. bei RWE-Net an einer Zählstelle im Niederspannungsnetz: 97 ct im Monat). Es besteht sogar die Gefahr, dass diese in der Praxis des Betriebs von Klein-KWK kaum anwendbare Rechtsfigur des „abnahmebereiten Dritten“ von Netzbetreibern in gerichtlichen Auseinandersetzungen als Beweis dafür herangezogen wird, dass sie keine marktbeherrschende Stellung gegenüber einem BHKW-Betreiber einnehmen.

Will die Politik verhindern, dass die Ziele des KWK-Gesetzes unterlaufen werden, dann müsste sie umgehend von der in § 4 Abs. (7) des KWK-Gesetzes enthaltenen Möglichkeit Gebrauch machen, einheitliche Grundlagen und Berechnungssätze zur Bestimmung des Vergütungsanspruchs für aufgenommenen KWK-Strom durch Verordnung festzulegen (s.o.).⁴⁵

Instrument der Vorgabe fester Sätze für die Einspeisevergütung:

⁴⁵ Präzisierung des „üblichen Preises“ seit 2.4.2004, vgl. Anhang, Anlage 3a

Um einen baldigen Beginn des energie- und klimapolitisch gewollten Ausbaus kleiner KWK-Anlagen und künftig auch der Brennstoffzelle kleiner Leistung zu sichern, empfiehlt sich deshalb die Anwendung des Instruments der Vorgabe fester Sätze für die Einspeisevergütung mittels einer begrenzten Änderung des KWK-Gesetzes, wie sie vom Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung (B.KWK) in Vorschlag gebracht worden ist.

An die Stelle der aus verhandeltem Strompreis, vermiedenen Netzkosten und gesetzlichem Zuschlag bestehenden kombinierten Vergütung für eingespeisten KWK-Strom tritt für kleine KWK-Anlagen nach diesem Vorschlag eine einheitliche Einspeisevergütung. Ihre Höhe entspricht der kombinierten Vergütung, wie sie zur Zeit der Beratung des KWK-Gesetzes zu erwarten war. Seinerzeit lag die Vergütung für den ins Netz der allgemeinen Versorgung eingespeisten KWK-Stroms bei durchschnittlich 4 ct/kWh. Mit 4 ct/kWh zuzüglich der im § 7 KWK-Gesetz definierten Zuschlagshöhen ergeben sich (gerundet) die in der folgenden Tabelle dargestellten Festpreisvergütungen für KWK-Strom aus kleinen KWK-Anlagen (nach § 3 Abs. 3) für die Kategorien „neue Bestandsanlagen“ (§ 5 Abs. 1 Nr. 2) und „neue Anlagen“ (§ 5 Abs. 2 Nr. 1).

Tabelle 2-3 Festpreisvergütungen für KWK-Strom bis 2010

Festpreisvergütungen [ct/kWh _{el}] für KWK-Strom aus kleinen KWK-Anlagen > 50 kW _{el}								
Jahr	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
neue Bestandsanlagen	5,50	5,40	5,40	5,2	5,2	4,8	4,6	
neue Anlagen	6,5	6,4	6,4	6,25	6,25	6,1	6,1	5,9

Für KWK-Strom aus **neuen Anlagen bis einschließlich 50 kW_{el}**, die bis zum 31.12.2005 in Dauerbetrieb genommen worden sind, und für KWK-Strom aus **Brennstoffzellen-Anlagen** sind für zehn Jahre ab Aufnahme des Dauerbetriebs **8,60 ct/kWh_{el}** zu entrichten⁴⁶. Dieser Wert entspricht einer Kombination des für diese Anlagen gewährten gesetzlichen Zuschlags von 5,11 ct/kWh_{el} mit 3,5 ct/kWh_{el} (gerundet) als Ansatz für die seinerzeit übliche Vergütung. Bei den derzeitigen und mittelfristigen Stromgestehungskosten bei Brennstoffzellenanlagen (vgl. Abschnitt 1.3.4.1) würde eine Festpreisvergütung von 8,60 ct/kWh zum wirtschaftlichen Betrieb allerdings bei weitem nicht ausreichen.

⁴⁶ Für neue Anlagen gemäß § 5 Abs. 2 Nr. 1 gilt der Vergütungsanspruch vorbehaltlich des § 5 Abs. 2 Satz 2 und 3.

Im Entwurf zur EEG-Novelle werden die Mindestvergütungssätze für Strom aus Depo-niegas, Klärgas und Grubengas (6,65 bis 7,67 ct/kWh je nach Leistungsgröße der Anlage) und Strom aus Biomasse (8,4 bis 11,5 ct/kWh je nach Leistungsgröße der Anlage) um jeweils 2 ct/kWh erhöht, wenn Brennstoffzellen zur Stromerzeugung bzw. -einspeisung genutzt werden (§ 7 und § 8 des am 2.4.2004 im Bundestag verabschie-deten Artikelgesetzes zur Novellierung des EEG).⁴⁷ Auch durch diese Regelung sind keine wesentlichen Impulse für die Verbreitung der Brennstoffzelle zu erwarten.

Solche Impulse speziell für die Brennstoffzelle würden erst bei einer Vergütung von durchschnittlich mehr als **30 ct/kWh** erwartet werden können, wie die Ausführungen im Abschnitt 1.3.4.1 gezeigt haben.

Hinsichtlich des Belastungsausgleichs für die vorgeschlagenen Festpreisvergütungen treten zweckmäßigerweise anstelle der Regelungen des KWK-Gesetz § 9 die Regelun-gen des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) § 11 (bzw. entsprechend § 14 des am 2.4.2004 im Bundestag verabschiedeten Artikelgesetzes zur Novellierung des EEG).

Da alle Netzbetreiber ohnehin am EEG-Belastungsausgleich teilnehmen, ergibt sich kein zusätzlicher Verwaltungsaufwand. Es werden aber die Belastungen infolge der Vergütungen für Strom aus kleinen KWK-Anlagen aus dem Bereich des KWK-Gesetzes in den Bereich des EEG verlagert. Damit würden sie nicht dem Belastungslimit für Verbraucher mit über 100 MWh jährlichem Strombezug nach § 9 Abs. 7 KWK-Gesetz unterliegen. Das erscheint unproblematisch, weil die Stromerzeugung aus kleinen KWK-Anlagen – selbst bei einem zügigen Ausbau – gegenüber der gesamten KWK-Stromerzeugung gering bleibt, daher den Strompreis nicht nennenswert erhöht.

Eine vom B.KWK vorgelegte Abschätzung zur maximal denkbaren Auswirkung auf die Strompreise in Deutschland (vgl. B.KWK 13.02.2003) kommt zu folgenden Ergebnissen:

Die Einspeisevergütung gemäß dem B.KWK-Vorschlag würde durch Begünstigung der bereits vorhandenen Klein-KWK-Anlagen im Bestand zusätzlich zur geltenden Zu-schlagsregelung eine durchschnittliche Belastung der Stromverbraucher von maximal 0,008 ct/kWh bewirken. Zum Vergleich: Der Durchschnittserlös aus dem Stromabsatz an Endverbraucher betrug im Jahr 2000 7,4 ct/kWh (Sondervertrags- bzw. Tarifkunden 5,1 bzw. 11,2 ct/kWh). Die Belastung mit 0,008 ct/kWh entspricht somit einer durch-schnittlichen Steigerung der Strompreise für Endverbraucher um ca. 0,1 %.

Hinzu käme die Belastung durch den Zubau von neuen KWK-Anlagen kleiner Leistung, die sich bei realistischer Betrachtung in engen Grenzen halten wird. Die Belastung der Stromverbraucher durch den Zubau im Leistungsbereich bis 2000 kW_{el} würde nach den Ergebnisse der Abschätzung des B.KWK kontinuierlich bis auf maximal 0,02 ct/kWh im Jahr 2010 ansteigen. Dieses Maximum liegt unter 0,3 % des durchschnittlichen Strom-preises für Endverbraucher im Jahr 2001.

⁴⁷ Für Strom aus Anlagen [...], die ausschließlich Biomasse [...] einsetzen, erhöht sich die Mindestvergü-tung um weitere 2 ct/kWh, wenn es sich um Strom in Sinne des KWK-Gesetzes handelt. Ein Rechenbeispiel für eine mit Biogas betriebene 250 kW_{el}-Brennstoffzellenanlage befindet sich in der Anlage 3a.

Es liegt im übrigen auf der Hand, dass selbst bei sehr positiven Annahmen über die technisch-wirtschaftliche Entwicklung im Bereich der Brennstoffzellen kleiner Leistung der durch eine solche Regelung direkt beförderte Zubau von Brennstoffzellen in den nächsten Jahren nur sehr gering sein dürfte. Nicht zu unterschätzen ist jedoch die von einer solchen konsequenten energiepolitischen Strategie des Ausbaus von Klein-KWK leistbare Marktvorbereitung für innovative KWK kleiner Leistung, wobei Auswirkungen auf beispielsweise den Technologiestandort Deutschland, Arbeitsplätze und Förderung mittelständischer Unternehmen nicht unberücksichtigt bleiben dürfen.

2.3.3 Quoten-/Zertifikatsmodell

Das seit 1998 intensiv diskutierte und im Jahr 2000 vom Bundeskabinett verabschiedete Quoten-/Zertifikatsmodell zur Förderung des Ausbaus der Elektrizitätserzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung sah für die Klein-KWK die Ausgabe zusätzlicher Zertifikate vor in Höhe von

- 100 % der Elektrizitätserzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung bei Anlagen unter 50 kW_{el}
- 60 % der Elektrizitätserzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung bei Anlagen zwischen 50 – 199 kW_{el}.
- 40 % der Elektrizitätserzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung bei Anlagen zwischen 200 – 499 kW_{el}.
- 20 % der Elektrizitätserzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung bei Anlagen zwischen 500 – 999 kW_{el}.

(vgl. Traube/Riedel 1998)

Ein solches Modell könnte auch Brennstoffzellenanlagen gut integrieren und ihnen über zusätzliche Zertifikate einen breiteren Marktzutritt ermöglichen.

Es ist hier nicht der Ort, um das Quoten-/Zertifikatsmodell ausführlich zu diskutieren (vgl. dazu beispielsweise Praetorius/Ziesing 2001); gleichwohl ist es im Auge zu behalten, wenn über alternative Förderinstrumente für Klein-KWK und Brennstoffzellen nachgedacht wird.

2.3.4 Klassische Förderinstrumente

Die prinzipiellen Möglichkeiten der Förderung dezentraler Stromerzeugung lassen sich grob in vier Kategorien unterteilen:

Tabelle 2-4 Kategorien von Instrumenten zur Förderung dezentraler Stromerzeugung

Instrumente zur Verbesserung von Information, Ausbildung und Schulung	Maßnahmen, die bei allen Akteuren ansetzen, um den Wissensstand über die Funktionsweise, Leistungsfähigkeit und Ökonomie der Technologie (wie Brennstoffzellen oder auch erneuerbare Energien) zu verbessern (insbesondere im Bereich der Ausführenden, der Genehmigungsbehörden und der Lehranstalten)
Ordnungsrechtliche Instrumente	Maßnahmen zur Verbesserung der rechtlichen, strukturellen und administrativen Rahmenbedingungen (u.a. Auflagen/Ge- und Verbote)
Monetäre Instrumente	Direkte und indirekte finanzielle Maßnahmen bzw. preisorientierte Förderinstrumente zur Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit (werden nachfolgend detailliert aufgeführt). Mengenorientierte Förderinstrumente ⁴⁸ (u.a. gesetzliche Vorgabe von Quoten), aber auch freiwillige oder private Maßnahmen (Steuern auf herkömmliche Energien oder deren Emissionen ⁴⁹)
Flankierende Maßnahmen	Forschungs-, Entwicklungs- und Demonstrationsmaßnahmen (F+E+D) zur stetigen Verbesserung und Verbreiterung der technologischen Basis, Förderung von Vermarktung und Export, verbesserte internationale Abstimmung
Quelle: Arbeitsgemeinschaft DLR/WI/ZSW/IWR/Forum, 1999	

Im Hinblick auf die weitere Brennstoffzellenförderung stehen dabei vor allem die letzten beiden Kategorien zur Diskussion:

- **Monetäre Instrumente**

Nachfolgende Tabelle stellt eine Auflistung von Vor- und Nachteilen preisorientierter Förderinstrumente als Teil des monetären Instrumentenkastens dar.

⁴⁸ Mengenorientierte Instrumente könnten formal auch dem Ordnungsrecht zugeordnet werden. Da sie aber das Energiepreisgefüge beeinflussen und als Alternative zu preisorientierten Instrumenten diskutiert werden, laufen sie unter der Rubrik monetäre Instrumente.

⁴⁹ Dadurch wird die Kostendifferenz zu KWK-Anlagen oder auch erneuerbaren Energien verringert. Die Art der Verwendung der Steuereinnahmen ist dabei zweitrangig.

Tabelle 2-5 Vor- und Nachteile preisorientierter Förderinstrumente

<i>Instrumente</i>	<i>Vorteile</i>	<i>Nachteile</i>	<i>Transaktionskosten</i>
Investitionsförderung (Zuschüsse als Prozentsatz der Gesamtkosten oder pro Leistungseinheit oder als Festbetrag)	<ul style="list-style-type: none"> • Unmittelbare Anreizwirkung zur Investition, insbesondere bei Kapitalknappheit • Erleichterte Finanzierung für Investoren • Einmalige Abwicklung bei Investition • Genaue Anpassung an die zu fördernden Techniken möglich 	<ul style="list-style-type: none"> • Kein Anreiz zum erfolgreichen Betrieb • Gefahr von Mitnahmeeffekten über Preiserhöhungen bei Herstellern • Starke Belastung der Förderbudgets zum Investitionszeitpunkt • In der Praxis häufig lange Bearbeitungsdauer 	Relativ hoch
Verbilligung des Kapitals (Zinsvergünstigte Darlehen; teilweise auch Bürgschaften und Preisnachlässe)	<ul style="list-style-type: none"> • Hohe Anreizwirkung bei Investoren mit hohem Fremdkapitalbedarf • Erhöhung der Liquidität, falls tilgungsfreie Zeiträume vorgesehen • Administration wird auf Banken verlagert • Verteilung der Förderung auf Kreditlaufzeit 	<ul style="list-style-type: none"> • Als Sicherheiten werden häufig die Anlagen selbst nicht akzeptiert • Nur mittelbarer Anreiz zum erfolgreichen Betrieb • Auswirkung für private Investoren eher gering 	Relativ niedrig
Verbesserte Abschreibungsmöglichkeiten	<ul style="list-style-type: none"> • Einfache Handhabung • Gute Anreizwirkung auf professionelle Anleger • Verteilung der Förderung auf Abschreibungszeitraum 	<ul style="list-style-type: none"> • Nur für Investoren mit hohen Einkommenssteuerbelastungen interessant • Kein Anreiz zum erfolgreichen Betrieb • Mangelnde Verteilungsgerechtigkeit 	Niedrig
Reduzierte bzw. erlassene Steuern	<ul style="list-style-type: none"> • Einfache Handhabung • Verteilung der Förderung auf Abschreibungszeitraum 		Niedrig
Betriebskostenzuschüsse	<ul style="list-style-type: none"> • Erfolgsabhängige Förderung • Direktes Feedback zur Verbesserung der Betriebsweise • Verteilung der Förderung auf Anlagenlebensdauer 	<ul style="list-style-type: none"> • Investition muss vom Betreiber selbst aufgebracht werden 	Je nach Abwicklung unterschiedlich
Quelle: Arbeitsgemeinschaft DLR/WI/ZSW/IWR/Forum, 1999			

Während unter Durchführungsaspekten die steuerlichen Fördermöglichkeiten als besonders attraktiv erscheinen, könnte unter dem Aspekt der Feinjustierung der Förderung ein Investitionszuschuss besonders zielführend sein.

▪ Flankierende Instrumente

Als eines der wichtigsten flankierenden Instrumente ist hier die **Förderung von Forschung und Entwicklung** zu sehen. FuE-Programme können einen Beitrag erbringen, um die Lücke bis zur Breitereinführung zu überbrücken.

Hauptsächlich werden Brennstoffzellen-Aktivitäten bzw. (Demonstrations-) Projekte derzeit auf Bundes- und Landesebene unterstützt. Die Ministerien für Bildung und Forschung (**BMBF**)⁵⁰ und für Wirtschaft und Arbeit (**BMWA**) beinhalten die umfangreichsten Programme. Beide haben mit dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (**BMU**) das Zukunfts-Investitions-Programm (**ZIP**) initiiert, das Energieforschung finanziert. Im Bereich Brennstoffzellen sollen im Zeitraum 2001-2003 ca. 65 Mio. Euro für entsprechende Projekte ausgegeben werden. Die Förderbeträge unterstützen sowohl Vorhaben im stationären als auch im mobilen Bereich mit Konzentration auf die Technologien DMFC, MCFC, PEM und SOFC. Durch das Umweltbundesamt (**UBA**) können Brennstoffzellenprojekte im Bereich effizienter Energiewandlungstechnologien über den Umweltforschungsplan oder das Investitionsprogramm für umweltfreundliche Verfahren, Technologien und Produkte über das Projekt-Management-Invest (PMI) unterstützt werden.

Auf Länderebene ist fast jedes Bundesland an Fördervorhaben beteiligt. Seit 1997 haben die Länder Bayern ca. 50 Mio. Euro und Nordrhein-Westfalen ca. 40 Mio. Euro ausgegeben und sind damit führend. Baden-Württemberg und Hessen sind ebenfalls sehr aktiv.

Die Europäische Union (**EU**) unterstützt die Brennstoffzellenentwicklung und einzelne Demonstrationsprojekte mit dem vierten, fünften und sechsten Rahmenprogramm (Frame Work Programme). Hierbei werden knapp 60 % aller EU-Brennstoffzellen-Projekte mit deutscher Beteiligung durchgeführt (Geiger, 2003).

Die Brennstoffzellentechnik ist insgesamt noch nicht bis zur Markteinführung entwickelt. Daher sind auch noch keine entsprechenden spezifischen Förderprogramme vorhanden, die die reine Anwendung der Brennstoffzelle fördern. Die Förderungen betreffen in erste Linie noch Pilot- und Feldversuche.

Exportförderung und Vermarktungsinstrumente können speziell für Brennstoffzellen zu einem späteren Zeitpunkt bei entsprechender Markteinführung wirksam werden.

Bei einem möglichen Zubau von Brennstoffzellen ist auf eine ausgewogene Balance bzw. angepasste Gewichtung zwischen der Unterstützung der Markteinführung/-ausbau insbesondere mit preisorientierten Förderinstrumenten und der weiteren

⁵⁰ Das BMBF und die Deutsche Forschungsgesellschaft (DFG) fördern institutionelle Grundlagenforschung u.a. im Bereich Neue Materialien, Kondensierte Materie, Chemische Technologien und Forschung für die Umwelt.

Förderung bei Forschung, Entwicklung und Demonstration zu achten. Stimulierende Wechselwirkungen und Rückkopplungen, die aus den Anforderungen des Marktes entstehen, sind zu berücksichtigen. Laufende Brennstoffzellen-Feldversuche zeigen weiteren Forschungs- und Entwicklungsbedarf bei Lebensdauer, Reduzierung des Gewichtes, Verbesserung der eingesetzten Materialien und Weiterentwicklung der Peripherie. Eine intensivere Unterstützung bei der Markteinführung ist umso erfolgreicher, je markttauglicher ein Produkt ist.

2.4 Fazit

Vor dem Hintergrund der in Kapitel 1 dargestellten unbefriedigenden Perspektive der Marktdurchsetzung von kleinen KWK-Anlagen und insbesondere von Brennstoffzellen wurde in diesem Kapitel das Spektrum möglicher Fördermaßnahmen und unterstützender Ansätze dieser Technologien beleuchtet. Dabei wurde zwischen einer Flankierung des bestehenden KWK-Gesetzes, seiner Weiterentwicklung sowie alternativen Instrumenten differenziert:

- Im Hinblick auf die **Flankierung durch global steuernde Instrumente** wurden Anpassungserfordernisse des Mineralölsteuer- sowie des Ökosteuergesetzes identifiziert, die insbesondere aktuelle Benachteiligungen der Brennstoffzelle betreffen. Die Umsetzung der Europäischen Emissionshandelsrichtlinie betrifft zunächst weder die Klein-KWK noch Brennstoffzellen (erst ab einer Grenze von über 20 MW Feuerungswärmeleistung), so dass sie bei dieser Betrachtung außer Acht bleiben kann.
- Der **Flankierung des KWK-Gesetzes durch Modifikation der allgemeinen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen** kommt eine zentrale Rolle im betrachteten Instrumentenspektrum zu. Neben Detailanpassungen des Energiewirtschaftsgesetzes ist hier die Ausgestaltung der künftigen Netzregulierung von herausragender Bedeutung, da den Netzbetreibern die Schlüsselrolle im Hinblick auf den Marktzutritt dezentraler Stromerzeugung zufällt. Hier wurden Komponenten eines Verteilnetzregelwerks diskutiert, die für die weitere Verbreitung von Klein-KWK und Brennstoffzellen hilfreich wären.
- Schließlich wurden **Flankierungen** des KWK-Gesetzes aufgezeigt, die **gezielt Hemmnisse gegenüber Klein-KWK und Brennstoffzellen abbauen helfen**. Dazu gehören Modifikationen der Gebührenordnung, Veränderungen der Baugenehmigungsverfahren und der Kehrordnungen sowie Richtlinien für den Netzparallelbetrieb.
- Als zentrale **Weiterentwicklung** des bestehenden KWK-Gesetzes wurde eine Einspeiseregulierung für Kleinanlagen inkl. Brennstoffzellen vorgestellt, die geeignet erscheint, ausreichende Anreize für den Betrieb derselben zu gewährleisten.
- Abschließend wurden zur Vervollständigung des Instrumentenspektrums **alternative Instrumente** wie das Quoten-/Zertifikatsmodell und monetäre Förderinstrumente betrachtet, die möglicherweise geeignet sind, das KWK-Gesetz zu ersetzen.

Isolierte Betrachtungen einzelner Instrumente sind jedoch meist unzureichend, da sich eindeutige Ursache-Wirkungsbeziehungen nur schwer nachweisen lassen. Häufig sind

es Bündel von Maßnahmen und Umständen, die letztlich zum Markterfolg neuer Technologien führen. Zielführend ist es, wenn die Maßnahmenbündel die Marktentwicklung stimulieren, eine ausreichende Basis für weitere Forschung und Entwicklung schaffen und schließlich die Etablierung der Technologie im politischen und rechtlichen System unterstützen.

In diesem Sinne kommt den aufgezeigten flankierenden Maßnahmen und Instrumenten höchste Priorität zu, da sie ein „Anfordern“ gegen die bestehenden Rahmenbedingungen vermeiden und somit als „no-regret“-Optionen begriffen werden können. Ob dann die wirksame Förderung von Klein-KWK und Brennstoffzellen über eine Weiterentwicklung des bestehenden KWK-Gesetzes im beschriebenen Sinne oder über alternative Instrumente vorangetrieben wird, ist dann eine nachgelagerte Fragestellung, die mit Hilfe von Instrumenten-Bewertungskriterien wie ökonomische Effizienz, Effektivität, Praktikabilität und Durchsetzbarkeit entschieden werden muss.

3 Weitere Instrumente zur Förderung der Brennstoffzellentechnologie im Rahmen dezentraler Netze

Derzeitiger Hauptantrieb für Investitionen in die dezentrale Stromerzeugung in Deutschland sind die geltenden Förderungen dezentraler Anlagen durch Einspeisevergütungen und Abnahmeverpflichtungen, Zuschüsse sowie Zinsvergünstigungen. Dadurch werden diese Anlagen erst betriebswirtschaftlich kalkulierbar, und für Investoren besteht Planungssicherheit. Dies gilt derzeit für kleine KWK-Anlagen sowie Brennstoffzellen nicht oder nur eingeschränkt.⁵¹

Nachfolgend wird generell der Frage nachgegangen, inwieweit der energiewirtschaftliche Nutzen⁵² dezentraler Anlagen durch Energiemanagementsysteme bzw. durch Einbindung in dezentrale Netze erhöht werden kann, und welche Chancen sich insbesondere für Brennstoffzellen durch die Einbindung in solche Systeme ergeben. Dabei werden sowohl Anforderungen und Voraussetzungen als auch Instrumente benannt, die für eine solche Einbindung notwendig sind bzw. diese unterstützen. Hierbei ergeben sich wechselseitige Auswirkungen sowohl für die Brennstoffzelle als auch für das Gesamtsystem.

3.1 Chancen für Brennstoffzellensysteme durch die Einbindung in dezentrale Energieversorgungsinfrastrukturen

3.1.1 Dezentrale Energieversorgungsstrukturen

- **Stand und Entwicklung**

Die immer noch vorherrschende Philosophie der Energieversorgung ist dadurch gekennzeichnet, dass Strom zentral in großen Kraftwerksblöcken erzeugt, über Hochspannungssysteme zu den Lastzentren übertragen und dort verteilt wird. Begründungen waren sowohl ökonomischer wie technischer Natur. Im Kraftwerksbau wurden über Skaleneffekte spezifische Kosten gesenkt, die Entwicklung von großen Turbinen, Generatoren und Übertragungstechnik machte dies möglich.

Heute gibt es vielfältige Möglichkeiten, mit kleinen Einheiten Energie dezentral bereitzustellen und zu verteilen, sowie eine entsprechende Kommunikationsinfrastruktur durch IT-Technologie aufzubauen. Durch eine Verknüpfung dezentraler Energieeinheiten (Strom, Wärme, Kälte) untereinander und mit dem Netzverbund erscheint bei steigendem Einsatz dezentraler Systeme (fossil, regenerativ) im Laufe der nächsten zwanzig Jahre ein Einsparpotenzial im Hinblick auf die Primärenergie von mindestens 20 % bei gleich bleibender Versorgungssicherheit möglich (Feldmann, 2001).

⁵¹ Vgl. hierzu Abschnitt 1.3.4 Untersuchung eines wirtschaftlichen Beitrages des KWK-Gesetzes zum Betrieb von Brennstoffzellenanlagen

⁵² Vgl. hierzu Abschnitt 3.1.3 Mögliche Chancen und Auswirkungen der Einbindung

▪ Besonderheiten und Anforderungen

Zentrale große Einheiten haben dazu geführt, dass gemäß der Sicherheitsphilosophie N-1 (der Ausfall der größten Einheit ist zu beherrschen) Reservevorhaltungen geschaffen wurden, die die Gesamtkosten in die Höhe trieben.⁵³

Aus der Sicht der Verbundebene ist es derzeit schwierig, eine Vielzahl unterschiedlicher dezentraler Anlagen im Netzverbund wirtschaftlich zu betreiben. Argumentiert wird, dass das Dargebot insbesondere von Regenerativanlagen wie Wind- oder Solaranlagen unregelmäßig (stochastisch) ist und daher durch andere Anlagen „geglättet“ werden müsse.⁵⁴ Hinzu kämen zusätzliche Anforderungen an Regelenergie und Reservehaltung, deren Kosten den dezentralen Anlagen zugerechnet werden.

Alternativ zu dieser bislang vorherrschenden Sichtweise könnten zukünftig Planung, Bau und Betrieb der Netze in einer Weise erfolgen, die es erlaubt, die Stromnachfrage an die jeweils verfügbare Erzeugung anzupassen und umgekehrt dezentrale Quellen entsprechend dem aktuellen Bedarf zu steuern. Dies beinhaltet die Abkehr von der traditionellen monodirektionalen Netzsteuerung und Verteilung von den oberen zu den unteren Spannungsebenen, hin zur bidirektionalen Verteilung von der regionalen Niederspannungsebene zur oberen Spannungsebene und umgekehrt (Bitsch, 2002).

▪ Dezentrale Optimierungspotenziale

Optimierungspotenziale aus einem stärker dezentralen Energieangebot können sich aus der Betrachtung folgender Zielsetzungen ableiten lassen:

- Die Ausgleichsfunktion innerhalb des dezentralen Netzes zwischen tatsächlicher Energienachfrage und vorhandenem Angebot zu berücksichtigen.
- Energie möglichst dort zu erzeugen, wo sie gebraucht wird, bzw. zu verbrauchen, wo sie erzeugt wird.
- Verfügbare Energie - insbesondere dargebotsabhängige regenerative Energie - der Last zuführen, die im Augenblick des Dargebots den dringendsten Bedarf bzw. beste Verwendung hat.
- Evtl. erforderlichen überregionalen Energiebezug aus dem Netz zu optimieren und so die Versorgung des Gebietes energetisch, ökonomisch und ökologisch nach vorgehenden Kriterien zu optimieren.

⁵³ Bei vielen kleinen dezentralen Einheiten fällt der Ausfall einer oder mehrerer Einheiten weniger ins Gewicht. Zur Abdeckung sind keine großen Einheiten notwendig.

⁵⁴ Allerdings können mehrere Windparks bei regional abweichenden Windverhältnissen auch untereinander einen gewissen Ausgleich der Schwankungen im Netzverbund erzielen.

▪ **Fördernde Faktoren dezentraler Energieversorgungsstrukturen**

- Bedeutende Innovationstreiber in der Energietechnik insbesondere im Bereich dezentraler Energieverbunde sind die Informations- und Kommunikationstechnologien. Diese beeinflussen das gesamte Feld der Kraftwerks- und Netzführung, den Energiehandel und den Service und ermöglichen die ganzheitliche Integration der technischen und kommerziellen Prozesse.
- Der Ausbau der REG und KWK erfordert neue Netzstrukturen und Betriebskonzepte.
- Durch ein Energiemanagementsystem erhöht sich der energiewirtschaftliche Nutzen regenerativer Energien und dezentraler Energiequellen, d.h. Einzeltechnologien können durch die Einbindung in Systemlösungen profitieren, weil Optimierungen, Abgleichungen zwischen Angebot und Nachfrage durchgeführt und evtl. Einsparungen bei Netzerweiterung oder Neubau möglich werden.⁵⁵
- Weltweit nimmt die dezentrale Energieerzeugung (Wandlung und Bereitstellung) zu. Dadurch ergeben sich Exportmöglichkeiten für Know-how und Technologien in Industrieländer (u.a. EU, USA, Japan) und angepasste Systemlösungen in Schwellen- und Entwicklungsländer.

▪ **Hemmnisse (*Entwicklung und Markteinführung*)**

- Der Anreiz für die Unternehmen, in neue Systeme zu investieren, ist gekoppelt mit den energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen und dem eigenem Geschäftsinteresse. Die Verbundunternehmen müssen ihren Kraftwerkspark mittelfristig um bis zu 50 % erneuern⁵⁶ und sehen sich derzeit (Sommer 2003) noch mit relativ niedrigen Preisen an der Strombörse und den Rohölmärkten konfrontiert, die die Gewinnerwartungen schmälern. Hinzu kommen heutige Planungs- und Genehmigungsfristen von 5 bis 10 Jahren. Trotzdem setzen sie weiter auf zentrale Großkraftwerke, zum einem mit der Begründung vermeintlich überlegener Wirtschaftlichkeit und andererseits, um vorhandene Marktstrukturen und -interessen in Energieerzeugung und -vertrieb zu erhalten.
- Neuinvestitionen in große zentrale Kraftwerke würden den Marktzutritt kleiner dezentraler Energieversorgungsanlagen/-systeme über einen längeren Zeitraum erschweren (UBA, 2003).
- Verbesserte Wirkungsgrade und niedrigere Emissionswerte von neuen Großkraftwerksanlagen verringern den Vorsprung dezentraler Systeme.

⁵⁵ Unklar ist bisher, inwieweit Einsparungen möglich sind bzw. Investitionen für Netzausbau im Rahmen des Zubaus der Windenergie notwendig werden.

⁵⁶ Ab ca. 2007 werden aufgrund der Altersstruktur des Kraftwerksparks erhebliche Investitionen für Kraftwerkserneuerung in Deutschland erforderlich (Wagner / Brückl, 2002). Das Bundesumweltamt sieht im Jahr 2010 eine Differenz zwischen Energieangebot und Bedarf (Anlagenkapazitätslücke) von ca. 10.000 MW_{el} und für das Jahr 2020 einen Ersatzbedarf von ca. 40.000 MW_{el} (UBA, 2003).

- Innovationen in der Energiewirtschaft benötigen ca. 20 bis 30 Jahre, um spürbare Veränderungen in den Versorgungsstrukturen zu bewirken (Feldmann, 2001).
- Die durch ein hohes Sicherheitsbedürfnis geprägte Versorgungsstruktur verlangt eine maximale Gewährleistung der Versorgungssicherheit und eine Aufrechterhaltung der hohen Qualität des Stromnetzes.

3.1.2 Möglichkeiten der Einbindung von Brennstoffzellen in dezentrale Energieversorgungsstrukturen/-netze

Die zukünftige Stromversorgung ist im Besonderen von der Art, Auslegung, Form und Größe der elektrischen Netze abhängig.

Die Aufgabe der Regelung bzw. Steuerung von dezentralen Anlagen stellt sich im Rahmen der Betriebsführung der Netze. Folgende Regelungs- und Steuerungskonzepte – und deren Mischformen – bieten sich an:

- Die Erzeugungsanlage wird dezentral von dem jeweiligen Verbraucher, der als Anlagenbetreiber fungieren kann, eigenständig nach seinem Bedarf gesteuert.
- Die einzelnen dezentralen Erzeugungsanlagen werden unabhängig von den Besitzverhältnissen zentral in einer Leitstelle gesteuert („Virtuelles Kraftwerk“).

Wir werden uns im Folgenden auf die zentralen Steuerungsmöglichkeiten konzentrieren.

3.1.2.1 Virtuelle Kraftwerke

Überblick

Ziel ist es, viele dezentrale, an unterschiedlichen Orten verteilte Energiewandlungseinheiten (BHKW, Windkraftanlagen, Brennstoffzellen, Photovoltaikanlagen, etc.) mit den Strom-Abnehmern (große und kleine Stromkunden) über eine Vernetzung zu koordinieren, dabei die Stromquellen zu integrieren und damit gleichsam ein „verteiltes“ Großkraftwerk zu betreiben - das „Virtuelle Kraftwerk“.

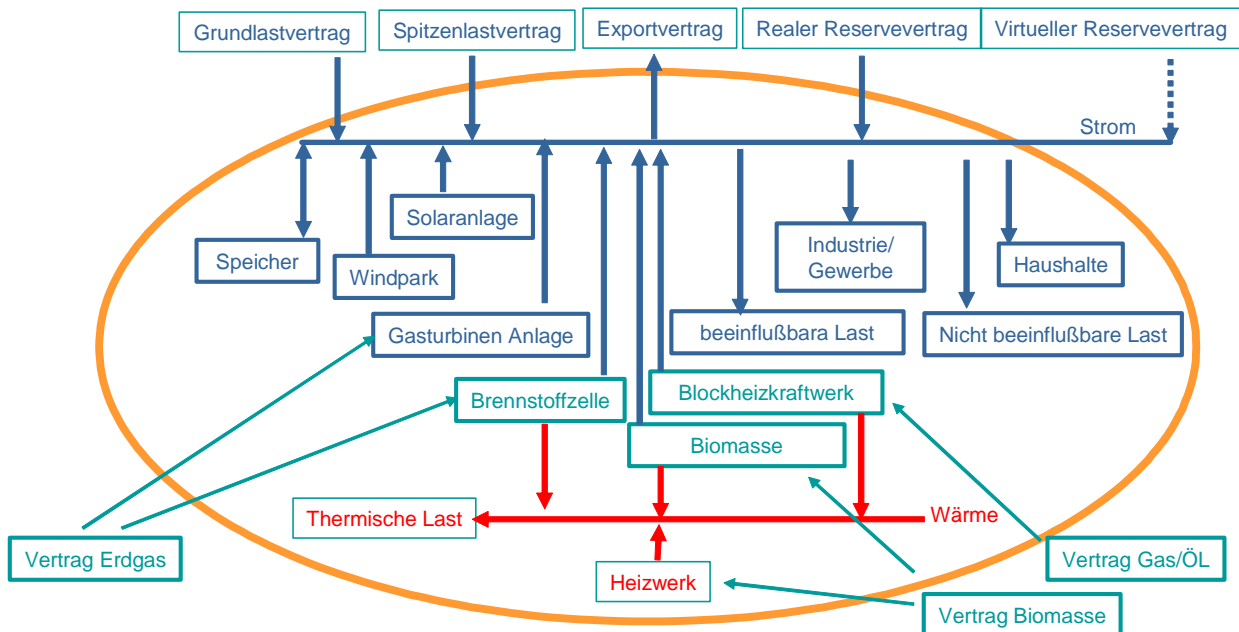
Durch die Steuerung von Angebots- und Nachfrageseite sind Optimierungen möglich, die sowohl Energie- als auch Kosteneinsparungen ermöglichen können.⁵⁷ Die Stromnetze übernehmen in diesem Konzept primär eine Austauschfunktion und verlieren ihre traditionelle Grundversorgungsfunktion (vgl. nachfolgende Abbildung).⁵⁸

⁵⁷ vgl. Abschnitt 3.1.3 Mögliche Auswirkungen und Chancen der Einbindung

⁵⁸ In dem Schaubild nicht enthalten ist die Darstellung von Informations- und Kommunikations-(IuK)-Netzen, Automatisierung, ISDN/Internet/E-Commerce, Ferndiagnose, Nutzungsmanagement, Energieeffizienz, Entwicklung von Software-Tools etc.

Abbildung 3-1 Beispiel für ein „Virtuelles Kraftwerk“

Beispiel für ein „Virtuelles Kraftwerk“



Quelle: Siemens AG, Erlangen, ETG-Kongress, Okt. 2001.

Voraussetzung dafür ist die Vernetzung der einzelnen dezentralen Einspeiser und Abnehmer auf der unteren regionalen Netzebene.

Jeder integrierte Erzeuger ist somit an das Versorgungsnetz angeschlossen und verfügt über ein eigenes Betriebsführungssystem, das über eine Schnittstelle in direktem Kontakt mit dem zentralen Steuersystem des „Virtuellen Kraftwerkes“ steht. Durch diese Verbindung stehen dem zentralen Steuersystem aktuelle Stände über Einzel- und Gesamtleistungen zur Verfügung. Das zentrale Steuersystem ist mit weiteren Kommunikationsschnittstellen ausgerüstet, über die es zusätzliche relevante Informationen erhält. So kann das zentrale Steuersystem zum Beispiel Wetterprognosen für die einzelnen Standorte auswerten und Daten zur Nachfragesituation am Energiemarkt einholen. Damit ist das zentrale Steuersystem in der Lage, die Energieerzeugung des Verbundes auf der Basis fundierter Informationen bedarfsgerecht zu koordinieren.

D.h., mit Hilfe von Rechnersystemen, Kommunikationsnetzen und -diensten sowie des Einsatzes der Steuerungselektronik werden die dezentralen Anlagen gekoppelt und durch Leitsysteme in einen rationellen Netzbetrieb integriert. Die Abnehmer verfügen dabei auch beispielsweise über Gebäudeintelligenz und können ihr eigenes Energiemanagement in das übergeordnete Managementsystem integrieren. Das Gesamtsystem „verhält“ sich gewissermaßen wie ein selbstorganisierter Prozess, der mit anderen selbstorganisierenden Systemen verbunden ist.

Private Haushalte, Gewerbe, Industrie und Kommunen können in das „Virtuelle Kraftwerk“ als Akteursgruppen bzw. Anwendergruppen eingebunden werden, indem diese Anlagenbesitzer, -betreiber, Einspeiser oder Abnehmer sind.

Anlagenkomponenten eines „Virtuellen Kraftwerkes“

Nachfolgende Anlagenkomponenten geben einen Einblick in den Umfang bzw. die möglichen Bestandteile eines „Virtuellen Kraftwerks“:

Tabelle 3-1 Bestandteile / Anlagenkomponenten eines „Virtuelles Kraftwerks“

Bestandteile/Anlagenkomponenten eines „Virtuellen Kraftwerkes“	
Bereich	Komponenten
Stromerzeugungsanlagen/-systeme ⁵⁹ (dezentral):	Windkraft, Wasserkraft, Photovoltaik, Biomasse, gesamtes KW(K)K-Spektrum mit BHKW sowie zukünftig Brennstoffzellen und Mikrogasturbinen, weitere
Netzmanagement:	I & K-Netze (Information- und Kommunikationsnetze), Betriebssysteme und Software für Energie- und Netzmanagementsysteme (u.a. Software-Tools), Automatisierung, Ferndiagnose, Prognosesysteme, Nutzungsmanagementsysteme, weitere
Netztechnik (Stromtransport und -verteilung):	Schalt- und Umspannstationen, Speicher, Kabel und Leiter, Schutztechnik, HGÜ/MGÜ, Halbleiterschalter/Leistungselektronik, supraleitende Technologie, Netzanalysatoren, passive und aktive Netzkontionierer, sonstige Power-Quality-Techniken
Kunde/Verbraucher (Energie-nutzung):	„Intelligente Gebäude und Haustechnik“, ISDN/Internet/DFÜ, (interaktive) Zähler, USV, weitere
Wertschöpfungsbereiche:	Anlagenbau, Wartung & Service, Tiefbau und Verlegetechniken für Energie- und Kommunikationstechnik, weitere
Quelle: IZES in Anlehnung an Wuppertal-Institut, 4/2002	

Die Übersicht zeigt, dass Brennstoffzellen in einem „Virtuellen Kraftwerk“ nur eine Technologie eines möglichen Anlagenmixes sind und mit anderen KWK-Anlagentypen konkurrieren müssen.

⁵⁹ Die hier genannten Technologien werden als besonders geeignete Technologien für das Konzept „Virtuelles Kraftwerk“ gesehen (Save contract: XVII/4.1031/Z/99-063, Draft version: 20.06.01, S.16)

3.1.2.2 Virtuelles Brennstoffzellen-Kraftwerk

Der einzige Unterschied zwischen dem „Virtuellen Brennstoffzellenkraftwerk“ und dem „Virtuellen Kraftwerk“ liegt darin, dass es sich bei den Erzeugungsanlagen ausschließlich um Brennstoffzellen handelt. Ein Anlagenmix unterschiedlicher Technologien fehlt. Das Ziel, Erzeugungsanlagen zu koppeln und mit dem Verbrauch zu koordinieren - bei gleichzeitiger Optimierung des Gesamtsystems - bleibt erhalten.

Insbesondere Heizungsbauer hatten bisher die Vorstellung in der Öffentlichkeit verbreitet, Brennstoffzellen als Ersatz zu Heizungsanlagen in Ein- oder Mehrfamilienhäusern zu betrachten (unter der Prämisse eines marktfähigen Produktes) und diese wie im Falle eines „Virtuellen Kraftwerkes“ zu koordinieren. Daher wird teilweise ebenfalls der Begriff „Virtuelles Kraftwerk“ verwendet, genauer wäre die Bezeichnung „Virtuelles Brennstoffzellen(heiz)kraftwerk“.⁶⁰

3.1.2.3 Weitere Integrationsmöglichkeiten von Brennstoffzellen

▪ Microgrids

Aus untereinander gekoppelten Verbrauchern lassen sich so genannte Mikronetze (Microgrids) bilden, die eine Art eigene Versorgungsinsel mit Energie darstellen. Das Versorgungsgebiet beschränkt sich auf einen kleineren Raum, wie ein Wohn- oder Gewerbegebiet oder einen Industriepark (Kueck et al., 2003).⁶¹

In der Regel handelt es sich um eine Gruppe von geographisch zusammenhängenden Erzeugungsanlagen, die anteilig bzw. vollständig solch eine Versorgungsinsel mit Strom, Wärme oder Kälte versorgen können (Siddiqui et al., 2001).⁶²

Microgrids können an das Netz der öffentlichen Versorgung angeschlossen werden oder unabhängig mit einem eigenem Niederspannungsverteilnetz betrieben werden (Hatziargyriou, Nikos 2003).⁶³

⁶⁰ Der Heizungsbauer Vaillant bezeichnet seinen geplanten Feldtest, über 30 Brennstoffzellen zu einem System zusammen zu schließen, als „Virtuelles Kraftwerk“.

⁶¹ Eine genaue Abgrenzung betreffend Netz- oder Versorgungsgröße ist derzeit nicht bekannt. Ferner gibt es unterschiedliche Definitionen zum Begriff Microgrid wie: Kombination aus Erzeugungsanlagen kleiner 250 kW_{el} und Speichersystemen (Lasseter et al., 2002), oder: Zwei oder mehr verteilte Erzeugungsanlagen in einem Netzwerk, verbunden mit oder unabhängig von einem größeren Stromnetz zur kontinuierlichen Versorgung von einem oder mehreren Endverbrauchern (Klinger, 2003). Beim Vergleich der Begriffsdefinitionen und Konzeptionen „Virtuelles Kraftwerk“ und Microgrid wird deutlich, dass es Überschneidungen gibt. Ein Energiemanagementsystem ist in einem Microgrid ebenfalls einsetzbar, welches die lokale Nachfrage sowie Angebot, Wetterprognosen, aktuelle Energie- und Brennstoffpreise berücksichtigt (Kueck et al, 2003). Weiterhin ist zu unterscheiden der Begriff „Distributed Generation“, der eine verteilte Erzeugung mit einzelnen Anlagen gekoppelt oder ungekoppelt meint (vgl. www.Sustelnet.net und vgl. Arthur D. Little, 1999).

⁶² „Virtuelle Kraftwerke“ im Sinne dieser Untersuchung zeichnen sich dadurch aus, dass deren Erzeugungsanlagen verteilt und ortsunabhängig sind.

⁶³ vgl. auch www.microgrids.power.ece.ntua.gr/overview.htm

- **Biomasseinfrastruktur**

Die Kombination der Brennstoffzellentechnik mit dem Energieträger Biomasse kann ein vollständig regeneratives Energiekonzept für ein Versorgungsgebiet ermöglichen. Hierbei sind die zur Verfügung stehenden Biomasseströme und Technologien zu nutzen.

Die Stromerzeugung aus Biomasse beruht derzeit überwiegend auf der Verbrennung von Holz mit anschließendem Dampfprozess. Weiterhin als Stand der Technik zu betrachten sind die anaerobe Fermentation von vergärbaren Biomassen mit anschließender Nutzung des erzeugten Biogases in einem Gasmotor oder die motorische Nutzung von Pflanzenölen bzw. Pflanzenmethylester. Demgegenüber befinden sich Verfahren zur Holzvergasung mit anschließender motorischer Nutzung des erzeugten Holzgases noch in der Entwicklungs- bzw. Demonstrationsphase. Die direkte Nutzung von Bio- und Holzgasen in Brennstoffzellen gestaltet sich schwierig und ist, je nach Brennstoffzellentyp, nur nach einer mehr oder weniger aufwendigen Gasreinigung möglich. Es besteht die Möglichkeit der Umwandlung der Bio- und Holzgase in Methanol oder Wasserstoff, welche dann in Brennstoffzellen genutzt werden können.

Welche Einsatzmöglichkeiten der oben genannten Gase in Brennstoffzellen bestehen, welche Aufbereitungsschritte notwendig sind und wie sich die technische Machbarkeit bzw. die Wirtschaftlichkeit darstellen, wird derzeit erforscht⁶⁴.

3.1.2.4 Beispiele anhand laufender Pilotprojekte und Feldversuche

Beispiele für aktuelle nationale und internationale Pilotprojekte und Feldversuche im Bereich dezentraler Energieversorgung sind u.a. DISPOWER, EDISON, KonWERL 2010 (vgl. nachfolgende Übersicht). Alle haben das vorrangige Ziel, insbesondere regenerative Energien und Brennstoffzellen intelligent mit entsprechenden Prognose- und Steuerungssystemen zu einem dezentralen Versorgungssystem bzw. „Virtuellem Kraftwerk“ zu verknüpfen. Das EU-Projekt „The Virtuell Fuel Cell Power Plant“ besteht ausschließlich aus Brennstoffzellen.

⁶⁴ Beispielsweise in dem Forschungsprojekt „Möglichkeiten der energetischen Nutzung von Biomassen mittels Brennstoffzellen“ des Fraunhofer-Institutes für Umwelt-, Sicherheit und Energietechnik UMSICHT

Tabelle 3-2 Beispiele laufender Pilotprojekte und Feldversuche

Projekt	Ziel	Teilnehmer	Dauer	Budget
DISPOWER	<p>Entwicklung von Hard- und Software für den optimalen Betrieb einer großen Anzahl dezentraler Stromerzeuger inkl. der Einbindung in vorhandene Netze. Ausbau von Infrastrukturen zur Durchführung von Pilotversuchen in Europa.</p> <p>Zielsetzung ist es, die Auswirkungen von dezentralen Energieerzeugungssystemen wie Solar-, Biomasse-, Windenergie und Brennstoffzellen auf bestehende Netze weiter zu erforschen und diese Anlagen praxisgerecht zum Einsatz zu bringen</p>	<p>37 Partner aus 11 Ländern innerhalb der EU.</p> <p>Leitung: ISET in Kassel.</p>	4 Jahre bis 2006	Projektumfang ca. 17 Mio. Euro. 50 % aus EU-Mitteln gefördert.
EDISON	<p>Entwicklung eines Konzeptes und Komponenten für eine neue, dezentrale Netzstruktur mit integriertem Kommunikationssystem.</p> <p>Bausteine sind Photovoltaik- und Windkraftanlagen, BHKW, Brennstoffzellen, lokale Energiespeicher, Power- Quality-Geräte.</p>	<p>17 Industrie- und Forschungspartner in Deutschland.</p> <p>Leitung: Stadtwerke Karlsruhe, Fraunhofer ISE, EUS GmbH in Gelsenkirchen und Siemens AG in Erlangen.</p>	Ende 2003	Projektumfang ca. 16 Mio. Euro. Förderung BMWI ca. 7,6 Mio. Euro
Energiepark KonWerl 2010	Verknüpfung verschiedener regenerativer, aber auch konventioneller Erzeugungssysteme über das überregionale EVU-Netz und Fernwärmeleitungen mittels eines integrativen Energie- und Verbrauchsmanagements.	Träger: GWS Werl, TWS, VEW, Stadtwerke Werl und Siemens AG.	Ende 2002 (läuft weiter)	NRW-Landes- und EU-Mitteln ca. 5 Mio. Euro
The Virtual Fuel Cell Power Plant	In mehren europäischen Ländern werden insgesamt 31 Brennstoffzellen-Systeme der Fa. Vaillant in der dezentralen Hausenergieversorgung in Mehrfamilienhäusern, Kleingewerbeobjekten und öffentlichen Einrichtungen installiert. Die mit einer Leitwarte verbundenen Brennstoffzellen sollen mit dem Lastmanagement des Stromnetzes verbunden werden ⁶⁵	Beteiligt sind u.a.: Vaillant, Plug Power Holland, Ruhrgas, E.ON-Energie, EWE, Institut GASUNIE (NL), Cogen Europe (B), DLR in Alemeria (E) weitere europäische Partner	Ende März 2005	Projektumfang ca. 8,6 Mio. Euro. Förderung EU ca. 3 Mio. Euro

⁶⁵ Der Feldtest wurde offiziell gestartet am 23.1.2004, vgl. Vaillant: Presseinformation vom 23.1.2004.

Weitere Versuche mit prototypischen Anlagen stehen kurz vor dem Abschluss. Beispiele hierzu sind ein Energieversorgungssystem bestehend aus PEM-Brennstoffzelle, Mikroturbine und Gasmotor-BHKW in Oberhausen⁶⁶ und das „Virtuelle Kraftwerk“ der Stadtwerke Unna. Das „VK-Unna“ umfasst mehrere im gesamten Gebiet der Stadtwerke verteilte BHKWs und Windkraftanlagen (Jänig, 2002).

3.1.2.5 Ausgestaltung eines Energiemanagementsystems

In einer dezentralen Energieversorgungsinfrastruktur bedarf es eines Energiemanagementsystems, damit die Anlagen Regelungs- und Steuerungsfunktionen im Netz übernehmen können. Hierzu wurde beispielsweise ein „Dezentrales Energiemanagementsystem (DEMS)“ von der Firma Siemens entwickelt und derzeit in den laufenden FuE-Projekten KonWERL 2010 und EDISON eingesetzt. Das DEMS zeigt sich derzeit als stabiles System bei Steuerung und Verteilung des Energieflusses.⁶⁷ Ein weiteres Energiemanagementsystem wird im Projekt VK-Unna von der Fa. EUS GmbH⁶⁸, den Stadtwerken Unna und der Fa. ProCom GmbH entwickelt. Das zentrale Energiemanagementsystem BoFiT der ProCom GmbH optimiert die Einsatzplanung des „Virtuellen Kraftwerks“, das sowohl als autarker Verbund installiert als auch in konventionelle Erzeugerparks integriert sein kann. Die Fa. Natcon 7 GmbH ist dabei, ihr Geschäftsfeld der Fernüberwachung und -analyse von Windkraftanlagen weiter zu einem Portal für ein „Virtuelles Kraftwerk“ auszubauen.

Wesentliche Aufgaben eines Energiemanagementsystems sind:⁶⁹

- Prognosen (Wetterprognosen, Erzeugungsprognosen für regenerative Energieerzeuger, Lastprognosen für verschiedene Kategorien von Verbrauchern)
- Einsatzplanung (Erzeugung, Speicherung, beeinflussbare Lasten)
- Online-Optimierung
- Sekundärregelung
- Ausgleichsregelung
- Lastmanagement
- Simulation (für unterschiedliche Ausgangsbedingungen sowie prozessgetreue Daten zur Verfügung zu stellen).

Für Prognosen werden neben statistischen Verfahren u.a. neuronale Netze eingesetzt. Diese erlauben die Erstellung genauerer Prognosemodelle. Informationstheoretische

⁶⁶ In diesem vom Land Nordrhein-Westfalen geförderten Verbundprojekt wurde von den Ingenieuren des Fraunhofer Institutes für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik (UMSICHT) in Oberhausen im Zeitraum von April bis August 2002 eine Brennstoffzelle, eine Mikroturbine und ein motorisches Blockheizkraftwerk (BHKW) zu einem Energieversorgungskonzept zusammengefügt. Es sollten einerseits die Möglichkeiten der Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung und die Verarbeitung von Sondergasen gezeigt werden. Andererseits soll nachgewiesen werden, dass dezentrale Energieversorgungskonzepte die Netzstabilität nicht zwingend verschlechtern, sondern sogar "Premium Power" liefern können (vgl. auch Hnida, Ulrich, 2001). Das Förderprojekt endete im November 2003.

⁶⁷ Dabei spielt die Übereinstimmung der Prognose (Wind und Sonne) mit der tatsächlichen Produktion eine wichtige Rolle.

⁶⁸ Vgl. auch Stephanblohme / Bühner 2002

⁶⁹ Konzeptinhalte sind Bestandteile des Dezentralen Energiemanagementsystems DEMS.

Methoden (Chaostheorie) sollen die Abschätzung des voraussichtlichen Prognosefehlers ermöglichen.

Einsatzplanung und Dispatch verwenden neben gemischt-ganzzahlig linearer Optimierung genetische Algorithmen. Sie erlauben eine Optimierung kleiner komplexer Systeme unter Berücksichtigung ausgeprägter Nebenbedingungen (ökonomische und ökologische).

In der Sekundärregelung kommt u.a. eine Fuzzy Rulebase zu Anwendung. Sie ermöglicht eine robuste Reglercharakteristik für die stark schwankenden regenerativen Erzeugungseinheiten.

So ein System integriert stark schwankende Erzeugungseinheiten (wie regenerative Energien) und KWK-Anlagen. Insbesondere die Behandlung wärmegeführter Erzeugungseinheiten bietet weiteres Optimierungspotenzial mit entsprechender Erzeugungsprognose, Einsatzplanung und Online-Optimierung.⁷⁰

3.1.3 Mögliche Auswirkungen und Chancen der Einbindung

Welche Chancen sich für Brennstoffzellensysteme durch die Einbindung in dezentrale Energieversorgungsinfrastrukturen bzw. „Virtuelle Kraftwerke“ ergeben können, soll nachfolgend betrachtet werden. Zu berücksichtigen sind neben den technischen und wirtschaftlichen Aspekten auch die Auswirkungen bzw. der Nutzen für einzelne Akteure.

3.1.3.1 Energiewirtschaftliche und technische Auswirkungen und Chancen

Die Wirtschaftlichkeit vernetzter dezentraler Anlagen bzw. eines „Virtuellen Kraftwerkes“ und damit deren Attraktivität steht in engem Zusammenhang mit den möglichen Kosten- und Erlösvorteilen gegenüber der Erzeugung einer bestimmten Strom- und Wärmemenge mit einer Vielzahl unverbundener Anlagen oder eines Großkraftwerkes.

Die quantitative Abschätzung der direkten und indirekten Kostenvorteile eines „Virtuellen Kraftwerkes“ ist derzeit nicht darstellbar, weil hierfür mangels realisierter Projekte die Datenbasis nicht ausreicht.⁷¹ In nachfolgenden Tabellen wird mittels unterschiedlicher Ansatzpunkte versucht, in qualitativer Form aufzuzeigen, wo sich Kosten-/ Erlösvorteile identifizieren lassen, aus denen sich ein wirtschaftlicher Wert ableiten ließe.⁷²

⁷⁰ Es wird dabei unterschieden in rein wärmegeführte Systeme und Systeme, die in bestimmten Grenzen eine regelbare elektrische Energie zulassen.

⁷¹ Ein Vergleich oder eine Bilanz der Energieeffizienz von heutigen Großkraftwerken zu einem dezentralen Großkraftwerk (z.B. „Virtuellen Kraftwerk“) gleicher Energieversorgungsleistung liegt derzeit noch nicht vor. Das gleiche gilt für die Darstellung der Systemkosten insgesamt als Zusammenspiel von Bereitstellungsanlagen und Netzkonfigurationen. Die Frage externer Kosten spielt eine separate, wenngleich nicht zu unterschätzende Rolle.

⁷² Die dargestellten Kostenbestandteile entsprechen den der VDI-Richtlinien, unterscheiden sich aber von üblichen Wirtschaftlichkeitsberechnungen von BHKW (vgl. Schneider, 2000).

a) Ausgewählte Kostensenkungspotenziale

Bei der Betrachtung kapitalgebundener (Investitionskosten, Zinssatz), verbrauchsgebundener (Brennstoff) und betriebsgebundener (Wartung u. Instandhaltung) Kosten lassen sich bei einer vernetzten Anlagenstruktur wie im Fall „Virtuelles Kraftwerk“ folgende Kostensenkungspotenziale identifizieren (im Vgl. zu unvernetzten Anlagen):

Tabelle 3-3 Ansatzpunkte für Kostenvorteile vernetzter Anlagen

Ansatzpunkte für Kostenvorteile vernetzter Anlagen		
	Bei Bündelung der Interessen und Aktivitäten	Bei leitetechnischer Vernetzung
Kapitalgebundene Kostenvorteile	Mengenrabatt im Einkauf der Anlagenteile Günstigerer kalkulatorischer Zinssatz durch bessere Fremdkapitalkonditionen Standardisierung und Lerneffekte bei Planung, Genehmigung und Installation	Gezielte Anlagenüberdimensionierung und Überschussenergieverkauf an andere lokale Kunden (begrenzt durch zusätzliche Wärmedargebot bzw. –verwendungsmöglichkeiten)
Verbrauchsgebundene Kostenvorteile	Mengenrabatt beim Brennstoffbezug	Reduzierung der Brennstoffmenge durch Erhöhung des Gesamtnutzungsgrades bei geeignetem Betriebskonzept ⁷³ (Hürde: lokaler Wärmeverbrauch, Opportunitätskosten ⁷⁴) Günstigere Konditionen durch Veränderung des Bezugsprofils (z.B. Nachfrage in Schwachlastzeiten)
Betriebsgebundene Kostenvorteile	Mengenrabatt bei Serviceverträgen (z.B. Bündelungsvertrag, Vollwartungsvertrag)	Frühdiagnostik durch Fernüberwachung (Vermeidung von schweren Ausfällen), Lerneffekte durch Aufbau von Datenbanken
Quelle: Roon, 2003, S.55		

Die dargestellten Kostensenkungspotenziale beruhen größtenteils auf Bündelung der wirtschaftlichen Interessen der Anlagenbetreiber. Berücksichtigt werden muss, dass sich diese Potenziale demnach auch durch Organisationsformen ohne leitetechnische Vernetzung realisieren lassen können.

⁷³ vgl. Ganssloser, 2002.

⁷⁴ Dem eingesparten Brennstoff müssen die entgangenen Erlöse als Opportunitätskosten gegenübergestellt werden.

b) Erlössteigerungspotenziale unterschiedlicher Geschäftsmodelle

Die Wirtschaftlichkeit eines dezentralen Systems bzw. eines Brennstoffzellenkraftwerkes hängt auch ab von der Abwägung zwischen der Lukrativität der Eigenverbrauchsdeckung und der Einspeisung in das Netz der öffentlichen Versorgung gekoppelt mit einer Vergütung nach EEG, einer Zuschlagszahlung aus dem KWKG und/oder einer Einspeisevergütung nach dem „üblichen Preis“ (vgl. auch Anhang, Anlage 3a). Die Teilnahme am Stromhandel durch das Anbieten bzw. den Verkauf von Regelleistung kann unter gegebenen Rahmenbedingungen (entsprechender Vergütung, Verfügbarkeit der Kapazitäten) von Vorteil sein.⁷⁵

Insgesamt betrachtet lassen sich aus der Konzeption Vernetzung dezentrale Energie wandlungsanlagen oder „Virtuelles Kraftwerk“ unterschiedliche Geschäftsmodelle bzw. Einsatzzwecke ableiten. Diese müssen sich nicht gegenseitig ausschließen, sondern stellen Möglichkeiten dar, unterschiedliche Erlösvorteile auszunutzen zu können. Die quantitative Darstellung der Erlösmöglichkeiten bzw. Wirtschaftlichkeit des jeweiligen Geschäftsmodells bedürfen einer gesonderten Untersuchung.

▪ Großhandelsebene: Verkauf des erzeugten Stroms am Spotmarkt der EEX

Am Spotmarkt werden Stromlieferungen für einzelne Stunden des darauf folgenden Tages oder mehrere aufeinanderfolgende Stunden, zusammengefasst in Blockkontrakten, gehandelt. Die minimale Gebotsmenge ist mit 0,1 MW angesetzt.⁷⁶

Inwieweit ein Erlössteigerungspotenzial durch den erzeugten Strom für den Spotmarkt der EEX im Vergleich zu den Erlösen der Anlagen im Einzelbetrieb möglich ist, muss abgewogen werden. Zu prüfen und zu bewerten sind u.a. folgende Fragestellungen: Verkauf ausschließlich der Überschussleistung oder der gesamten Erzeugungsleistung, tatsächlich erzielbare Vergütung zu jeweiligen Stunden⁷⁷, Teilnahmebedingungen und -kosten.

Weiterhin besteht die Möglichkeit, eine Kooperation mit dem Verteilnetzbetreiber einer eigenständigen Vermarktung vorzuziehen. Wird entsprechend der lukrativen Fahrpläne eingespeist, so könnte eine entsprechend höhere Vergütung für den üblichen Preis ausgehandelt werden, da auch für den Verteilnetzbetreiber die Einspeisung „wertvoller“ wird. Die Transaktionskosten für den Börsenhandel entfallen zudem (Roon, 2003, S.78). Darüber hinaus kann der Anlagenbetreiber den Mindeststrompreis, den er als

⁷⁵ In diesem Fall speist das dezentrale System seinen Strom zum Ausgleich von Lastschwankungen im Netz (Minutenreserve) in ein vorgelagertes Stromnetz ein. Das Prinzip des „Virtuellen Kraftwerks“ zielt aber nicht primär darauf ab, ausschließlich Regelleistung zur Verfügung zu stellen, sondern hat den Abgleich bzw. die Optimierung zwischen Angebot und Bedarf an Energie im Focus.

⁷⁶ Die Marktteilnehmer können durch den Spotmarkt der EEX kurzfristig ein Gleichgewicht ihrer Abnahme- und Bezugsverpflichtungen herstellen. Am Spotmarkt werden physische Stromlieferungen für einzelne Stunden des darauf folgenden Tages gehandelt (Hour 1: 0.00 – 1.00 Uhr bis 24 Hour: 23.00 – 24.00 Uhr). Im Vergleich zum Spotmarkt werden am Terminmarkt alle Produkte gehandelt, deren Erfüllungszeitraum mehr als einen Tag in der Zukunft liegt. Weitere Bedingungen und Voraussetzungen sowie Kosten zur Teilnahme am Spotmarkt vgl. (EEX, 2002)

⁷⁷ Spotmarktpreise variieren und sind für Einspeiser entsprechend unterschiedlich lukrativ, der mittlere Preis (arithmetisches Mittel) lag im Jahr 2002 bei 22,6 Euro/MWh.

Erlös für die Stromerzeugung benötigt, angeben. Die Festlegung der entsprechenden Betriebszeiten, Lastabruf, Fahrplanabwicklung, Vermarktung an der Börse sowie die Absicherung der Leistung kann der Verteilnetzbetreiber bzw. das Stadtwerk als Dienstleistung übernehmen (Spaich/Strese, 2003).⁷⁸

▪ **Netzbetriebsebene: Regelenergiemarkt**

Die Kraftwerkskapazität bzw. die erzeugte elektrische Energie aus vernetzten dezentralen Anlagen lässt sich auf dem Regelenergiemarkt vermarkten.

Regelenergie bzw. Regelleistung wird zum Ausgleich von Lastschwankungen im Netz eingesetzt.⁷⁹ Ursache ist die Abweichung vom vorhergesagten Energieverbrauch bzw. der -erzeugung. Das Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Entnahme führt zu Abweichungen der Frequenz vom Sollwert 50 Hz. Gründe für die Abweichung lassen sich in zwei Gruppen einteilen (Röck, 2003):

- fehlerhafte Prognose (beispielsweise stochastische Erzeugung aus Wind und Sonne, Verbraucherverhalten)
- unvorhersehbare Einzelereignisse (beispielsweise Kraftwerksausfall, Netzstörungen)

Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) bzw. Regelzonenbetreiber ist ein störungsfreier Betrieb. Deutschland ist in vier Regelzonen eingeteilt, die von den Regelzonenbetreibern E.ON Netz GmbH, EnBW Transporte AG, RWE Net AG und Vattenfall Europe Transmission GmbH betrieben werden. Dabei besteht jede Regelzone aus mehreren Bilanzkreisen. Ein Bilanzkreis setzt sich wiederum aus einer beliebigen Anzahl von Einspeise- und/oder Entnahmestellen innerhalb einer Regelzone zusammen.

Die Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) stehen zunächst in der Verantwortung, die ihnen zugeordneten Entnahmen möglichst weitestgehend durch entsprechende Einspeisungen zu egalisieren.⁸⁰ Nicht vermeidbare Ungleichgewichte werden letztlich dann durch den Bezug von Ausgleichsenergie ausgeglichen.⁸¹ Da sich Bezug und Lieferung von

⁷⁸ Beispielsweise bieten SFW und SaarEnergie ihren Industriekunden an, sich an einem Strompool zu beteiligen. Vorteilhaft für KWK-Anlagen ist, dass diese sich energetisch optimal auf den Wärmebedarf und die „Wärmesenke“ zuschneiden lassen. Der Kunde erhält durch die Vermarktung des Überschussstroms deutlich verbesserte Wärme- bzw. Dampfprikkonditionen. Weiterer Vorteil des Pooling ist, dass sich Lastsprünge der Stromeinspeisung aus KWK-Anlagen glätten lassen (vergleichbar dem Prinzip des „Virtuellen Kraftwerks“).

⁷⁹ Im Rahmen von Regelenergie wird auch von Regelleistung gesprochen. Regelleistung ist die Leistung, die das Kraftwerk zur Verfügung stellen kann. Jeder Übertragungsnetzbetreiber ist verpflichtet, für ausreichende Regelleistung zu sorgen, um Abweichungen der Leistungsbilanz durch Regelprozesse ausgleichen zu können (Reservehaltung). Regelenergie ist die Regelleistung pro Zeiteinheit.

⁸⁰ Der BKV übernimmt die wirtschaftliche Verantwortung für eine ausgeglichene Leistungsbilanz des Bilanzkreises in jeder ¼ Stunden-Messperiode. Die Leistungsbilanz ist die Gegenüberstellung der Summe der Entnahmen sowie der Summe der Einspeisungen.

⁸¹ Abzugrenzen von diesem Beschaffungsmarkt für Regelenergie ist der Teilmarkt Abrechnung für Ausgleichsenergie. Die Ausgleichsenergie bildet die Basis zur Berechnung der Entgelte für den Einsatz von Regelenergie und ist zunächst als eine rein rechnerische Größe zu sehen (vgl. Roon, 2003, S.79).

Ausgleichsenergie einzelner Bilanzkreise in hohem Maße gegenseitig kompensieren, muss letztendlich Regelenergie nur in einem relativ geringen Umfang eingesetzt werden, um das Gleichgewicht des Gesamtsystems zu gewährleisten (Müller-Kirchenbauer/Zenke, Ines, 2001).

Die Bereitstellung der Regelenergie bzw. Regelleistung und deren Einsatz werden von den jeweiligen ÜNB ausgeschrieben (Minutenreserve werktätlich, Primär- und Sekundärregelung derzeit halbjährlich, wobei die Zeiträume bei den jeweiligen ÜNB nicht synchronisiert sind).

Tabelle 3-4 Ausgeschriebene Regelenergie/Regelleistung in Deutschland

Ausgeschriebene Regelenergie/Regelleistung in Deutschland (April 2003)			
Übertragungsnetz- betreiber	Primärregelung (MW)	Sekundärregelung (MW)	Minutenreserve (MW)
EON Netz GmbH	+/- 190	+ 800 - 400	+ 1.100 - 400
EnBW Transport- netze AG	+/- 75	+ 720 - 390	+ 510 - 480
RWE Net AG	+/- 320	+/- 1.230	+ 1.030 - 760
Vattenfall Europa Transmission GmbH	+/- 150	+/- 580	+/- 780
Quelle: Röck, 2003			

Dem ÜNB kann der Betreiber des „Virtuellen Kraftwerkes“ seine Kapazitäten zur Bereitstellung der Regelenergie/Regelleistung⁸² verkaufen und dabei selbst als Anbieter am Regelenergiemarkt (Fall I) auftreten oder sich einem großem Bilanzkreis anschließen (Fall II).

Fall I: Als Regelenergieanbieter sind Präqualifikationsanforderungen zu erfüllen, wie Sicherstellung, dass im Falle einer Regelenergienachfrage die verkaufte Kapazität voll zur Verfügung steht inkl. geforderter technischer Voraussetzungen (Regelgeschwindigkeit, Einsatzdauer, Mindestleistung, Ort der Erbringung, physikalische und informationstechnische Übertragung). Brennstoffzellen können aus technischer Sicht die Anforderungen an Mindesteinsatzdauer und -regelgeschwindigkeit von Regelkraftwerken erfüllen (Ramesohl, 2003).

⁸² Es gibt verschiedene Arten von Regelleistung und -energie, für die auch unterschiedliche Ausschreibungen erfolgen und Anforderungen gelten (Müller-Kirchenbauer/Zenke, 2001). Die Regelung wird nach der Geschwindigkeit der notwendigen Verfügbarkeit in Primärregelung, Sekundärregelung und Tertiärregelung (Minutenreserve oder Ausgleichsenergie) unterteilt, d.h. diese wirken nacheinander, um im System Energiedifferenzen auszugleichen (Röck, 2003).

Eine Mindestgebotsmenge von 30 MW_{el} muss vom Regelenergieanbieter ebenfalls garantiert werden. Diese Mindestgebotsmenge bedeutet, dass bei einem Versorgungskonzept „Virtuelles Kraftwerk“ oder dezentrales Versorgungssystem entsprechend viele Anlagen gebündelt werden müssten.

Im Fall eines reinen Brennstoffzellenkraftwerkes für die Hausenergieversorgung mit KWK-Anlagen von 1-10 kW_{el} wären so mehrere Tausend Anlagen notwendig, welches in naher Zukunft eher unwahrscheinlich erscheint (derzeit fehlende Verfügbarkeit und Marktdurchdringung sowie relativ hoher Aufwand für Aufbau der notwendigen Informationstechnologie zur Steuerung eines derart großen Verbundes).

Wettbewerbshemmnisse bestehen im Regelenergiemarkt, indem Angebote aus anderen Regelzonen oder dem Ausland hohe administrative Hürden zu überwinden haben. Das faktische Angebotsmonopol der Kraftwerksgesellschaften der Verbundgesellschaften innerhalb der jeweiligen Regelzone bleibt insbesondere für die Sekundärregelung weitgehend erhalten (Müller-Kirchenbauer/Zenke, Ines, 2001).

Fall II: Pooling (Kooperation Kraftwerkspoolbetreiber mit Einzeleinspeisern)

Die Beteiligung am Regelenergiemarkt durch einen Strompool ist ebenfalls möglich und erhöht die Vermarktungschancen für Strom aus KWK-Anlagen.

Der Strompool kann mit dem Kraftwerkspark eines Stadtwerks oder Betreibers gefahren werden oder einen offenen Charakter haben, wo externe Kunden (Anlagenbetreiber) eingebunden werden können.

Kunden, deren Erzeugungsanlagen frei verfügbare Kapazitäten haben, melden die Anlagen in dem „Minutenmarkt-Pool“ an und erhalten einen festen monatlichen Grundpreis. Das Risiko der täglichen Teilnahme an den Auktionen sowie die Liefergarantie gegenüber dem Regelnetzbetreiber übernimmt der Kraftwerkspoolbetreiber. Wird vom Regelnetzbetreiber die Minutenreserve angefordert, erhält der Teilnehmer (hier Einzeleinspeiser) ein Arbeitsentgelt (Spaich/Strese, 2003).

- **Vertriebsebene: Belieferung der Verbraucher**

Eine Eigenverbrauchsdeckung kann unter geltenden Rahmenbedingungen lukrativer sein als eine Einspeisung.⁸³

Hierbei kann der Aufbau und die Nutzung eines eigenen Niederspannungsnetzes (Siedlungsnetzes oder Microgrids) mit einer Verbrauchs- und Erzeugungsgemeinschaft realisiert werden. Inwieweit die Einbindung, Koordination und Steuerung der Anlagen in Anlehnung an die Konzeption eines „Virtuellen Kraftwerks“ erfolgt, ist offen. Hemmnisse können u.a. die Kosten für das Niederspannungsnetz, Gleichzeitigkeit der Lastspitzen, keine freie Wahl des Stromlieferanten etc. darstellen.

⁸³ vgl. Kapitel 1.3.4 „Untersuchung eines wirtschaftlichen Beitrages des KWK-Gesetzes zum Betrieb von Brennstoffzellen“

Welche Betriebskonzepte/-Strategien für Brennstoffzellen im Netzverbund unter entsprechenden Rahmenbedingungen von Vorteil sein können, wird derzeit im Projekt „Brennstoffzellen im Netzverbund – Anforderungen, Restriktionen und Handlungsbedarf“ untersucht. Hierbei werden die Möglichkeiten und Vorteile von Brennstoffzellen im Stromhandel ebenfalls berücksichtigt (Arbeitsgemeinschaft DLR/ifeu/WI/LEE/ZSW/ISE, 2002).

Mit dezentralen Versorgungsstrukturen wie dem eines „Virtuellen Kraftwerkes“ oder mit Microgrids lassen sich Brennstoffinfrastrukturen sichern, ausbauen oder aufbauen, die für den Einsatz von Brennstoffzellen geeignet sind. Aufgrund des vorhandenen gut ausgebauten Erdgasnetzes in Deutschland kann das System und somit die Brennstoffzelle zunächst diesen Brennstoff zur Energieumwandlung nutzen. Eine Erweiterung auf Brennstoffe wie Schwachgase aus der Biomasseverwertung oder Wasserstoff ist möglich und ebenfalls in das Konzept eines „Virtuellen Kraftwerkes“ integrierbar.

Brennstoffzellen lassen sich je nach Anlagentyp in ein Regel- und Steuerungssystem relativ flexibel integrieren und zeigen hohe Gesamtwirkungsgrade auch im Teillastbereich (vgl. Abschnitt 1.2.1 Kurzeinführung zur Brennstoffzellentechnologie). Dadurch kann eine bessere Ausrichtungs- und Optimierungsfähigkeit an Fahrplänen/Lastplänen erreicht werden.⁸⁴

Die Brennstoffzelle wird künftig dann in dezentrale Versorgungsinfrastrukturen bzw. Netze integriert werden, wenn diese aufgrund ihrer heutigen sehr hohen Investitionskosten gefördert wird oder der Betreiber/Eigentümer eine Notwendigkeit der Einbindung sieht. Diese Notwendigkeit kann bestehen aus technischen Gründen (Gesamtwirkungsgrad, Teillastverhalten, Flexibilität in der Leistungsänderung) oder aus Umweltgesichtspunkten, Image- oder Öffentlichkeitsgründen. Die Brennstoffzelle wird derzeit in der Öffentlichkeit als eine weitere KWK-Option angesehen, die umwelt- und ressourcenschonend ist.⁸⁵

3.1.3.2 Energiewirtschaftlicher Wert dezentraler Anlagen - Diskussionspunkte

Nachfolgend werden stichpunktartig netzbezogene und energiebezogene Nutzen sowie Kosten aufgezählt, die im Zusammenhang mit einem Zubau an dezentralen Anlagen und deren Vernetzung stehen.

Innerhalb der dargestellten Kategorien und Unterkategorien kann es eine Reihe unterschiedlicher Vorteile oder Kosten für die Netzbetreiber sowie für Kunden und die Gesellschaft als Ganzes geben. Die Vorteile oder Kostenpunkte können sehr speziell sein, ob nun bezogen auf Technologie, Standort oder Zeit. Sie treffen nicht notwendigerweise in gleichem Maße oder auf jeden einzelnen Fall der dezentralen Erzeugung zu.

⁸⁴ Vgl. Bitsch, 2002

⁸⁵ Fälschlicherweise entsteht oftmals der Eindruck, mit der Brennstoffzelle entstünde erst die KWK-Technologie, welche die Dezentralisierung der Stromerzeugung ermöglicht (Traube, 6/2003).

Hierbei werden auch die Ansätze aufgeführt, deren zunächst anfänglich allgemein angenommene Vorteilhaftigkeit zunehmend in Frage zu stellen ist.⁸⁶

a) Netzbezogene Vorteile/Nutzen

- Der Anschluss von dezentralen Erzeugungsanlagen in der Nähe der Leistungsabnahme kann notwendige Investitionen in zusätzliche Verteilungs- und Übertragungskapazitäten ganz oder zeitlich begrenzt hinausschieben.⁸⁷
- Operationale Kosteneinsparungen: Dezentrale Erzeugung kann die Kosten für den Betrieb und die Instandhaltung des Verteilnetzes reduzieren. Werte bezüglich Technikkosten beinhalten dabei:
 - **Reduktion der Verluste:** Dezentrale Erzeugung kann die Systemverluste durch Reduzierung des augenblicklichen Flusses vom Übertragungssystem durch die Transformatoren und Stromleitungen hin zum Verteilernetz verringern (kurze Wege). Die Verlustminimierung durch die dezentrale Erzeugung reduziert damit die durch die Netzbetreiber insgesamt installierte Kapazität (und die damit verbundenen Kosten) ebenso wie bei dem Übertragungsnetz.
 - **Spannungsebenen-Unterstützung:** Dezentrale Erzeugung kann Spannungshaltung in solchen Bereichen des Verteilnetzes unterstützen, welche hohe Spannungsabfälle bei hoher Auslastung haben und damit Spannungsregulatoren und Leitungsausrüstungen ersetzen. Dezentrale Erzeugung kann ebenso zur Spannungshaltung durch die Ausbalancierung variierender Lastanforderungen mittels der Erzeugerleistung beitragen.
 - **Blindstromkompensation:** Dezentrale Erzeugung kann zur Verringerung des Blindstromflusses und damit der Verringerung von Verlusten in Netzen beitragen (Einsatz asynchroner Generatoren als Phasenschieber). Üblicherweise werden hierzu auch Kondensatoren zur Blindstromkompensation eingesetzt.⁸⁸
- Erhöhung der Ausfallsicherheit durch Entlastung des Netzes (geringere Wahrscheinlichkeit von Ausfällen oder Spannungsabfällen).
- Eine potenzielle Vermeidung von zusätzlichen Netzkapazitäten durch vernetzte dezentrale Anlagen ist auf Grund enormer Kostenunterschiede kurz- und mittelfristig

⁸⁶ Die Nutzen- und Kostenaufstellungen sowie kritischen Einschätzungen sind insbesondere das Ergebnis aus der Projektarbeit des EU-Projektes Sustelnet; vgl. dazu www.sustelnet.de und (Leprich / Bauknecht, 2003).

⁸⁷ Die Kosten für die Verteilung elektrischer Energie variieren von Ort zu Ort, so dass durch eine Platzierung dieser Erzeugungsanlagen in „teuren“ Gebieten die Kosten für die Verteiler reduziert werden können.

⁸⁸ Durch dezentrale Erzeugung und Verwendung vor Ort muss weniger Blindstrom durch das Netz der öffentlichen Versorgung transportiert werden.

eher skeptisch zu sehen.⁸⁹ Zudem ist die Disparität in den Investitionszeiträumen zu beachten: während eine Netzverstärkung bzw. -erweiterung für einen Zeitraum von 40 Jahren das Problem der netzseitigen Versorgungssicherheit löst, stellt sich für eine dezentrale Anlage viel früher die Frage nach der Zuverlässigkeit des Betreibers bzw. nach dem Zeitpunkt der Reinvestition.

- Das Argument einer Verbesserung der Zuverlässigkeit des Netzes durch dezentrale Erzeugung/vernetzte Anlagen greift zwar kurzfristig nicht. Es besteht in Deutschland derzeit eine so hohe Netzqualität, dass dezentrale Erzeugungsanlagen als „störend“ bezeichnet werden. Mittel- und langfristig jedoch kann sich die Situation hier jedoch verändern.

b) Energiebezogene Vorteile/Nutzen

Bei den energiebezogenen Vorteilen muss zwischen planbarer/steuerbarer und nicht planbarer/steuerbarer (stochastischer) Leistung (z.B. Windkraftanlagen) und damit verbunden im Hinblick auf das Vorhalten von Regelleistung unterschieden werden. Im Fall von Windkraftanlagen muss weniger Regelleistung vorgehalten werden, wenn 1 – 2 Tage im Voraus geplant und ein notwendiger Bedarf durch die Börse ausgeglichen werden kann, wobei größtmögliche Transparenz vorausgesetzt wird. Je kontrollierbarer und daher verlässlicher die dezentrale Erzeugung ist, desto größer ist ihr wirtschaftlicher Wert.

Weitere Vorteile sind:

- Unterstützung zur (Spitzen-) Lastreduktion, zur Sicherung der Kapazität und zur Leistungsregelung
- Verbesserung der Versorgungssicherheit und Vermeidung von Überkapazitäten (auf der Zeitachse eher hinten anzusiedeln).⁹⁰

Für beide Nutzenkategorien ist es äußerst wichtig, zwischen kurzfristigen und langfristigen Vorteilen zu unterscheiden. Kurzfristig sind einige der oben genannten potenziellen „Nutzbringer“ momentan mit zusätzlichen Kosten für das Stromnetz behaftet. Der Bedarf für zusätzliche Netzkapazitäten könnte durch Zubau von dezentralen Anlagen zunehmen; es kann auch Bedarf für zusätzliche Regelleistung bestehen. Und gerade wenn die Zuverlässigkeit eines Systems aktuell schon hoch ist, besteht für ein dezentra-

⁸⁹ Die Stadtwerke Unna allerdings sehen durch ihr Projekt VK-Unna eine mögliche Vermeidung von Netzverstärkungs-/Netzausbaukosten in der Höhe von 8 – 9 Euro/MW (Einsparung im Eingang von Energieknoten).

⁹⁰ Dezentrale Anlagen verfügen über erheblich kürzere Planungs- und Bauzeiten als Großkraftwerke (fünf bis zehn Jahre) und sind somit flexibler plan- und einsetzbar. Dies kann langfristig zur Vermeidung von Überkapazitäten in den bislang gewohnten Größenordnungen beitragen. Bei der Überlegung von Ersatzinvestitionen innerhalb eines Kraftwerksparks ist zu berücksichtigen, dass die Kalkulation der durchschnittlichen Stromgestehungskosten in der Regel auf der Basis eines halbabgeschriebenen Kraftwerksparks durchgeführt wird und daher kaum zu unterbietende Erzeugungskosten angesetzt werden können.

les Energieversorgungssystem nur mittelfristig die Chance, inhärente Vorteile zu realisieren.

c) Kosten der dezentralen Erzeugung

Neben Kapital- und Betriebskosten (vgl. auch Abschnitt 1.3.4.1 und Abschnitt 3.1.3.1) für dezentrale Anlagen gibt es Kosten, die gerade durch eine Vernetzung entstehen und die es ohne eine dezentrale Erzeugung nicht geben würde. Es kann zwischen den folgenden Kostenkategorien unterschieden werden:

Netzbezogene Kosten

- Anschlusskosten: Die Anschlusskosten der dezentralen Anlage zum Verteilernetz bedingen Aufwendungen hinsichtlich Anschlussleitungen und Netzverbesserungen, abhängig von der Leistung und vom Standort der Anlage(n).⁹¹
- Kosten für eine Netzverbesserung bzw. Ausbau
- Messkosten: Messung der Energieproduktion aus dezentralen Anlagen ist ein Kostenpunkt, welcher außerhalb des Netzes anfällt und dem Anlagen-Betreiber zu Lasten gelegt wird. Die Kosten für das übergeordnete Energie- und Lastmanagement, welches automatisch die Messdaten sammelt und Steuersignale zur dezentralen Anlage liefert, sollte jedoch dem Netzbetreiber zugeordnet werden.
- Kosten für zusätzlichen Planungsaufwand
- Transaktionskosten.

Energiebezogene Kosten

- Reservekosten (die notwendige Reservekapazität kann z.B. durch KWK-Anlagen, die unabhängig von der Wärmenachfrage fahren können, bereitgestellt werden oder durch andere dezentrale Anlagen, die in der Leistungsabfrage sicher zur Verfügung stehen.)
- Regelenergiekosten: Ein zusätzlicher Bedarf an Regelenergie entsteht wegen der unregelmäßigen Einspeisung durch einige dezentrale Anlagen (die z.B. abhängig sind von Wind- oder Sonnen-Energie).⁹²
- Kosten für zusätzlichen Systemservice (wie Transaktionskosten durch zusätzliche Verträge)

⁹¹ Durch die Wahl eines Standortes nahe eines existierenden Netzes können Anschlusskosten gemindert werden.

⁹² Um die Leistungsbilanz innerhalb des Netzes auszugleichen bzw. ausgeglichen zu halten, ist es bedeutsam, ob eine dezentrale Anlage regelbar ist und ob sie als Be- oder Entlastung auf das Netz einwirkt.

- Kontroll- und Steuerungskosten in Fällen kontrollierbarer dezentraler Anlagen.

Die meisten der oben genannten Kosten haben kurzzeitlichen Charakter, was die Langzeitvorteile der dezentralen Erzeugung aber nicht aufhebt.

3.1.3.3 Vergleichbare Technologien zu Brennstoffzellen beim Einsatz in „Virtualen Kraftwerken“

Nachfolgend werden heute bzw. zukünftig verfügbare dezentrale Technologien dargestellt, die in direkter Konkurrenz zur Brennstoffzelle stehen. Dabei ist wesentlich, dass die Technologien entsprechend ihrer Auslegung zur Strom- und/oder Wärmeerzeugung dargestellt werden. Insbesondere um zu verdeutlichen, dass Brennstoffzellen bei Anlagen, die nur Strom erzeugen können, einen Bonus der Wärmeerzeugung aufweisen. Bei Motoren-BHKW, Biomasse-Heizkraftwerk, Gas- und Dampfkraftwerk (GuD) ist der Wettbewerbsdruck für Brennstoffzellen relativ hoch, da diese Technologien sowohl wärme- als auch stromgeführt betrieben werden können.

Tabelle 3-5 Konkurrenz-/Referenztechnologien zur Brennstoffzelle

Konkurrenz-/Referenztechnologien zur Brennstoffzelle			
Brennstoffzelle/-system	Konkurrenz-/Referenztechnologie (Auswahl)		Versorgungsaufgabe mit oder ohne Einbindung <small>(in dezentrale Energieversorgungsinfrastruktur)</small>
	Wärmeseite	Stromseite	
1 – 2 kW _{el} SOFC 2 – 6 kW _{el} PEMFC	Brennwertkessel Stirling-Motor Wärmepumpe (elektro-motorische) Holzpellettheizung		Einfamilienhaus
200 kW _{el} PEMFC 200 kW _{el} PAFC 250 kW _{el} MCFC 250 kW _{el} SOFC 300 kW _{el} Hybrid SOFC	Motor-BHKW Biomasse-Heizkraftwerk Brennwertkessel Solares Nahwärmenetz	Motor-BHKW Biomasse-Heizkraftwerk	Wohnsiedlung/ Gewerbe/ Kleinindustrie
> 1 MW _{el}	Motor-BHKW Biomasse-Heizkraftwerk GuD (Gas- und Dampfkraftwerk) Geothermie	Motor-BHKW Biomasse-Heizkraftwerk GuD (Gas- und Dampfkraftwerk) Windenergie Geothermie	Industrie

		Wasserkraft	
Quelle: IZES in Anlehnung an Arbeitsgemeinschaft DLR/ifeu/WI/LEE/ZSW/ISE, 2002			

Ein umfassender Technologievergleich ist an dieser Stelle nicht möglich. Eine Darstellung mit Einteilungen der jeweiligen Technologien nach unterschiedlichen Wirkungsgraden bei entsprechenden Leistungen und Anlagengrößen ist im Anhang in der Anlage 6 abgebildet. Stromgestehungskosten ausgewählter Technologien sind in Kapitel 1.3.4. aufgeführt.

Weiterhin verfügt die Brennstoffzelle über hohe Wirkungsgrade (Stromkennzahlen) insgesamt und auch im Teillastbereich.⁹³ Im Vergleich der Brennstoffzelle zu Motoren-BHKW oder Stirling-Motoren verfügen alle über eine hohe Laständerungsgeschwindigkeit.⁹⁴

Weiterhin ist die Brennstoffzelle eine Technologie, die nicht abhängig vom Dargebot an Wind oder Sonne ist. Während Windkraftwerke oder Photovoltaikanlagen abhängig von der Wetterlage Strom ins Netz einspeisen, können Brennstoffzellenkraftwerke wie jede andere KWK-Anlage auch von einer Leitstelle aus gesteuert zur Stromproduktion jederzeit verfügbar eingesetzt werden.

Bei dem Vergleich und der Bewertung der Brennstoffzelle mit Konkurrenztechnologien muss berücksichtigt werden, dass hier weitere technische Verbesserungen und Kostensenkungen zu erwarten sind u.a. durch neue Materialien, verbesserte Konstruktion bei Brennern, höhere Temperaturen und Drücke, Injektion von Wasserdampf und Rekupe-ratoren bei Gasturbinen (Pehnt/Nitsch, 2000).

Die Einbindung jeweils unterschiedlicher Technologien mit verschiedenem Leistungsverhalten und Stromangebot in „Virtuelle Kraftwerke“ ist sinnvoll, um entsprechend der Energienachfrage den effizientesten Anlagen-Fahrplan planen und steuern zu können.⁹⁵

3.1.4 Ausgewählte Hemmnisse und Problemstellungen

Heutige elektrische Energieversorgungsnetze bzw. -systeme sind hinsichtlich des Energieflusses traditionell „Top-down“ orientiert und für den breit gestreuten Einsatz dezentraler Anlagen derzeit teilweise nicht ausreichend gerüstet. Dies betrifft in erster Linie die Windenergienutzung im norddeutschen Raum. Bei der Umsetzung von dezentralen Energieversorgungsstrukturen, beispielsweise dem eines „Virtuellen Kraftwerkes“, ist noch unklar, inwieweit „alte“ Netzstrukturen in welchem Umfang

⁹³ vgl. UBA, 2003. Laufende Feldversuche zeigen, dass die angegebenen Wirkungsgrade unter realen Einsatzbedingungen derzeit noch nicht gänzlich erreicht werden (Traube, 6/2003).

⁹⁴ Ferner lassen sich bei vorhandenen KWK-Anlagen die Stromkennzahl (Verhältnis von erzeugtem Strom zu erzeugter Wärme) von heute ca. 0,3 (bundesdeutscher Durchschnitt) auf Werte von 0,5 bis über 1 erhöhen, durch den Einsatz von Motoren und Gasturbinen sowie durch die Vorschaltung von Gasturbinen vor vorhandene Dampfturbinenprozesse (B.KWK, 23.5.2001).

⁹⁵ Gerade in den derzeitigen Feldversuchen wird der Frage eines entsprechenden Anlagenmixes bzw. einer optimierten Steuerung unterschiedlicher Anlagen nachgegangen (vgl. Gliederungspunkt 3.1.2.5 Beispiele anhand laufender Pilotprojekte).

genutzt werden können oder nicht benötigt werden bzw. „eigene“ Netzstrukturen⁹⁶ (insbesondere bei Microgrids) ausreichen.

Zu beantworten sind die Fragen, welche Auswirkungen sich auf die Planung und den Betrieb zukünftiger Netze, d.h. auf die Struktur dieser Netze, die Auslegung der Netzbetriebsmittel und die Netzbetriebsführung ergeben und welche Informationen hierfür benötigt werden bzw. zur Verfügung stehen.

Beispielsweise sind für eine weitergehende, belastbare quantitative Abschätzung zur Bestimmung der Grenzen der Netzanschlusskapazitäten folgende Daten von Bedeutung:⁹⁷

- Reale Planungs- und Zustandsdaten von Niederspannungsnetz-Gebieten, beispielsweise Anzahl der Wohneinheiten, Lastdichten, weitere
- Lastflussberechnungen für reale Netze
- Reale Lastkurven.

Die nachfolgende Auflistung stellt weitere Hemmnissen stichpunktartig dar, die dezentrale Energieversorgungsstrukturen und somit Brennstoffzellen betreffen.⁹⁸

- Bedarf / Kosten (bisher wenig Möglichkeiten der quantitativen Kostenabschätzung, insbesondere langfristiger Systemgrenzkosten bzw. Ermittlung von Kosteneinsparpotenzialen bei „Virtuellen Kraftwerken“ sowie Kostenreduktionspotenziale bei Brennstoffzellen)
- Fehlende einheitliche nationale und internationale Standards für Geräte und Daten in der Energie- und Informationsübertragung
- Fehlende Transparenz: Betreiber dezentraler Anlagen haben keinen Zugang zu den Daten der Netzbetreiber (Netzpläne, Kundenlastprofile, Engpässe etc.)⁹⁹
- Rudimentäre Märkte im Bereich Zusatz-/Reservestrombezug sowie Regelenergie
- Rechtsfreier Raum bei Nichtbeachtung der Regelungen der VV II+
- Fehlende Anreize für die Netzbetreiber, dezentrale Strukturen bzw. Anschluss von dezentralen Anlagen zu unterstützen

⁹⁶ i.S. nicht öffentlicher Netze der allgemeinen Versorgung

⁹⁷ Vgl. Arbeitsgemeinschaft DLR/ifeu/WI/LEE/ZSW/ISE, 2002

⁹⁸ In Kapitel 1 wurden bereits einige Problemstellungen und Hemmnisse für Brennstoffzellen benannt, diese gelten teilweise auch für dezentrale Energieversorgungsnetze wie „Virtuelle Kraftwerke“. Weitere Ergänzungen vgl. Abschnitt 2.2.2.

⁹⁹ Die Offenlegung von geeigneten Lastprofilen bietet zusätzliche Chancen für dezentrale Anlagen, denn diese werden derzeit kaum lastabhängig eingesetzt.

- Pauschalierte Netznutzungsentgelte ohne Differenzierung in den einzelnen Versorgungsgebieten => fehlende Preissignale
- Unzureichendes „Unbundling“ von Netzbetrieb und den anderen Marktstufen (Erzeugung, Vertrieb).

Weiterhin wirken bestehende Wettbewerbsschranken negativ auf die Marktentwicklung, hervorgerufen durch (Hartung, 2002):

- Informationsmonopol der Verbundunternehmen
- Konzentration durch massiven Beteiligungskauf der Verbundunternehmen (vertikal)
- Geteilter, wenig liquider Regelenergiemarkt.

Mögliche Regelungsvorschläge bzw. notwendige Rahmenbedingungen, um die genannten Hemmnisse zu beseitigen oder einzudämmen, werden im nachfolgenden Abschnitt genannt.

3.2 Voraussetzungen und Instrumente für die Einbindung der Brennstoffzellentechnik in „Virtuelle Kraftwerke“

Um die zuvor dargestellten Chancen nutzen zu können und die Hemmnisse zu beseitigen, ergeben sich Voraussetzungen bzw. Anforderungen an unterschiedliche Akteursgruppen. Sowohl die Forschung im Hinblick auf die Technologieentwicklung als auch die Energiewirtschaft und die Politik benötigen zukünftig geeignete Instrumente, um eine entsprechende dezentrale Energieversorgungsinfrastruktur zu schaffen bzw. den daraus ableitbaren Anforderungen gerecht zu werden. Nachfolgende Darstellungen zeigen wesentliche Voraussetzungen, Anforderungen und mögliche Instrumente zur Umsetzung.

3.2.1 Technologie in Verbindung mit Forschung und Entwicklung

Aufgabe der Forschung und Entwicklung (FuE) ist es, Technologien soweit zu entwickeln, dass diese in Feldversuchen eingesetzt werden können, die gesammelten Erfahrungen zu Verbesserungen/Weiterentwicklungen führen und somit ein einsatzfähiges Produkt entsteht.

Ziel wird es sein, sowohl für die Brennstoffzelle (als Einzel- und Systemtechnologie) als auch für ein gesamtes dezentrales Energieversorgungsinfrastrukturnetz (z.B. „Virtuelles Kraftwerk“) mit seinen Einzelkomponenten die Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit sicher zu stellen. Eine entscheidende Rolle bei der Einbindung bzw. Vernetzung dezentraler Anlagen wird der Einsatz von Informations- und Kommunikationstechnologie spielen.

Die Durchführung von Feldversuchen ist somit eines der entscheidenden Instrumente, um praxisreife Demonstrationsanlagen mit belastbaren Angaben zur Langzeitstabilität und Betriebsverhalten zu erhalten.¹⁰⁰

Für eine bevorstehende (Klein-)Serienproduktion oder Technologiemarkteinführung müssen die Herstellkosten durch FuE bereits um soviel gesenkt sein, dass weitere Kostensenkungen bis zur Konkurrenzfähigkeit gegenüber konventionellen Systemen hauptsächlich durch Fertigungsfortschritte und größere Stückzahlen möglich werden.

Darüber hinaus sind für die Einbindung von Brennstoffzellen und die Weiterentwicklung der Systemtechnik weitere wesentliche FuE-Maßnahmen notwendig:

- Weiterentwicklung bzw. verstärkter Einsatz von bereits einsatzfähigen Energiemanagementsystemen zur Steuerung und Regelung (vgl. auch nachfolgenden Gliederungspunkt Energiewirtschaft und Politik)
- Entwicklung dialogfähiger Komponenten und Systeme nach definierten Standards (Plug & Play-Technik)
- Entsprechende Interfacefunktion der KWK-Anlagen bzw. Brennstoffzellen
- Technisch und finanziell geeignete kommunikative Anbindung (Maedium, Protokoll) (Bitsch / Fuchs, 2002)
- Aggregation von Clustern nach bestimmten Gesichtspunkten (Anlagentypen, netztopologische Standorte).

Eine modular strukturierte, dialogfähige Anlagentechnik (z.B. Bausteinprinzip) ermöglicht bzw. verbessert die Systemerweiterbarkeit, die Anlagenintegrationsfähigkeit, eine Vereinfachung des Betriebes und der Wartung, das Anwendungsspektrum, die Serienfertigung und reduziert den Entwurfsaufwand und somit die Herstellkosten (Kleinkauf, 2000).

¹⁰⁰ Vgl. Abschnitt 3.1.2.5 Beispiele anhand laufende Pilotprojekte und Feldversuche

3.2.2 Energiewirtschaft und Politik

a) Energiebezogene Maßnahmen und Instrumente

Die Energiewirtschaft kann (von energie- oder unternehmenspolitischen Gesichtspunkten bzw. Zielen abgesehen) mit dezentralen Energieversorgungssystemen eine Energieversorgung integral von unten im geschlossenen Regelkreis optimieren.¹⁰¹

Maßnahmen für die Energiewirtschaft zur Ausschöpfung der so definierten Optimierungspotenziale ergeben sich u.a. aus nachfolgenden Bedingungen:

- Verstärkter Einsatz dezentraler Energieerzeugungssysteme (mittels regenerativer und fossiler Energieträger)
- Informationseffizienz und dadurch Erhöhung der Wettbewerbsintensität mittels Veröffentlichung
 - von Kraftwerksausfällen, Revisionen, geplanten Zubauten, geplanten Stilllegungen durch Kraftwerksbetreiber,
 - von Lastflüssen (in anderen europäischen Ländern bekannt), Auslastung und Verfügbarkeit der Netzkapazitäten (inkl. Kuppelstellen zum Ausland) durch Übertragungsnetzbetreiber (Hartung, 2002).
- Optimierung durch Beeinflussung der Verbraucher (Demand Management), Steuerung der Erzeuger und Auswahl der Bezugsverträge.
- Einsatz von Energieeffizienzmaßnahmen in Bezug auf Erzeugung, Übertragung, Verteilung und Vermarktung mittels Energiemanagementsystemen zur Reduktion des Primärenergieverbrauchs und der Betriebskosten.
- Vernetzung von Erzeugungssystemen, steuerbaren Lasten und der vorhandenen elektrischen Netze über Energiemanagementsysteme, welche dezentrale Einheiten bis hin zum regionalen Netz integrieren.

Basis eines dezentralen Energiemanagementsystems ist die Prognose, die gegebenenfalls bereits mit dem Wetter als einer wesentlichen Einflussgröße beginnt und die Gesamtheit aller dargebotsabhängigen Erzeugungen und Lasten voraussagt. Dadurch wird möglich:

- eine Einsatzplanung im Viertel-Stunden-Raster,

¹⁰¹ Die derzeit verfügbare Informations- und Kommunikationstechnologie (IT) kann eine durchgängige Kommunikation ermöglichen bzw. gewährleisten.

- die Simulation und Optimierung bei der Projektierung und Auslegung des Energieparks mit unterschiedlichen Erzeugern, Speichern und Lasten bei neuen Kundenanforderungen bzw. weiterem Ausbau.

Darüber hinaus können auch operative und betriebswirtschaftliche Simulationen durchgeführt sowie der wirtschaftliche Nutzen ermittelt werden.

Mit zunehmender Anzahl an dezentralen Energieerzeugungsanlagen (KWK-Anlagen) wird eine Einbindung in ein Energiemanagement aus nachfolgenden Gründen sinnvoll und notwendig (Bitsch/Fuchs, 2002):

- Betriebskostenoptimaler Einsatz aus energetischer Sicht im Verbund mit bestehenden Erzeugungsstrukturen als vollständig abgebildete Kraft-Wärme-Kopplungsanlage (Prognose der elektrischen und thermischen Last und Ermittlung optimaler Einsatzfahrpläne für KWK-Cluster und andere Betriebsmittel),
- Berücksichtigung netztopologischer Restriktionen (z.B. Leistungsbeschränkungen) bei der Erstellung der Einsatzfahrpläne.

Zur Einbindung in ein Energiemanagementsystem benötigen dezentrale Anlagen eine Schnittstelle zum Datenaustausch, zur Messung und zur Steuerung. Hierbei kann ein Interface den Datenaustausch wie Übertragung von Zeitreihen, Einzelwerten, Statusinformationen, Strukturinformationen von / zu überlagertem System durchführen sowie das Empfangen von Fahrplänen für die Erzeugung übernehmen.

Eine rechtzeitige Normierung oder Einführung von Standards betreffend der Schnittstellen (Interfaces) ist für dezentrale KWK-Anlagen notwendig, insbesondere aus Sicht des Energiemanagements solcher Anlagen.¹⁰²

b) Netzbezogene Maßnahmen und Instrumente

Der Aufbau und die Verwirklichung dezentraler Energieversorgungsinfrastrukturen ist derzeit von der Nutzung öffentlicher Stromversorgungsnetze zwecks Stromdurchleitungs- bzw. Ausgleichsfunktion abhängig.¹⁰³

Hierbei besteht Abstimmungsbedarf zu Regeln und Kosten beispielsweise des Netzan schlusses, des Netzausbaus, der Stromdurchleitung oder einer angemessenen Vergütung bei der Stromeinspeisung ins öffentliche Netz der Versorgung (vgl. nachfolgende Tabelle). Hier ist die Politik gefragt, wenn Selbstverpflichtungen der

¹⁰² Dabei werden über zusätzliche schutztechnische, verrechnungstechnische und wartungstechnische Daten hinausgehende Anforderungen an das Interface gestellt.

¹⁰³ Im Fall einer Insel-/Arealversorgung oder eines Microgrids kann ein eigenständiges Netz (unabhängig vom Netz der allgemeinen Versorgung) aufgebaut und unterhalten werden.

Energiewirtschaft mit verhandelbaren Verträgen nicht ausreichen oder nicht zum gewünschten Erfolg eines „level playing field“ für die jeweiligen Akteure führen.¹⁰⁴

Tabelle 3-6 Brennstoffzellen und KWK-Anlagen im Netzverbund – Handlungsbedarf / Instrumente

Brennstoffzellen und KWK-Anlagen im Netzverbund	
Handlungsbedarf / Instrumente	
Netzanschluss	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Einheitliche diskriminierungsfreie Regeln (Anschlussbedingungen, kein Ausschluss¹⁰⁵, Netznutzungsgebühren) ▪ Bestimmung von Netzanschlusskapazitäten (mittels mehr Transparenz bei realen Lastkurven, reale Planungs- und Zustandsdaten von Niederspannungsnetzgebieten wie z.B. Anzahl der Wohneinheiten, Lastdichten,...) ▪ Individualisierung der Anschlussprüfung
Netzausbau	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Klärung der Verpflichtungs-, Kostenfrage (insbesondere durch weitere Zunahme dezentraler Anlagen)
Netzurückwirkungen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Konzepte für Spannungsstabilisierung (Blindleistungskompensation) und netzgeführten Betrieb
Stromhandel	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Konzepte für Regelenergiemarkt (Zugang zu fremden Regelzonen, Strom-Pooling,...) ▪ Verbesserung der Einspeiseprognosen (Bilanzkreis)
<p>Anmerkung: Die Stichpunkte sind sowohl für die Anbindung von dezentralen Einzelanlagen als auch von dezentralen Energieversorgungssystemen zu sehen, die das vorhandene Netz der öffentlichen Versorgung in die Erzeugungs- und Versorgungsinfrastruktur integrieren.</p> <p>Quelle: IZES in Anlehnung an Arbeitsgemeinschaft DLR/ifeu/WI/LEE/ZSW/ISE, 2002</p>	

Handlungsbedarf für die Politik besteht bei der Festlegung einheitlicher diskriminierungsfreier Regelungen für den Netzanschluss, die Netznutzung und die Netzkosten.

¹⁰⁴ Vgl. Kapitel 2.2.2 und www.Sustelnet.net

¹⁰⁵ Das Bundeskartellamt hat dem Frankfurter Energieversorger Mainova untersagt, zwei Unternehmen den Anschluss an das Verteilnetz der Mittelspannungsebene zu verweigern. Es bestehe der Verdacht, dass die Mainova ihre lokale Monopolstellung als Anbieterin von Netzanschluss- und Netzzugangsleistungen missbraucht, um den Wettbewerb um Errichtung und Betrieb von Arealnetzanlagen für ihr Netzgebiet auszuschalten, vgl. (ZfK-5.8.03) und (Pressemitteilung Bundeskartellamt vom 9.10.2003 „Bundeskartellamt untersagt Mainova AG Netzanschlussverweigerung“).

Die Transparenz bei den Netzanschlusskapazitäten muss dem Anlagenbetreiber/Investor durch die Netzbetreiber gewährleistet werden.

Die Einbindung von dezentralen Anlagen in einen Netzverbund ist auch (oder insbesondere) unter dem Gesichtspunkt der Bedeutung und der Veränderung der Rolle der jeweiligen Akteure zu sehen. Beim Anschluss dezentraler Anlagen - wie von Brennstoffzellen und anderen dezentralen KWK-Anlagen an einen dezentralen Netzverbund oder an das Netz der öffentlichen Stromversorgung - sind Brennstoffhändler, Anlagenhersteller und Anlagenbetreiber sowie die Netzbetreiber inkl. Bilanzkreisverantwortliche und schließlich der Handel/Vertrieb betroffen.¹⁰⁶

Dezentrale Versorgungsstrukturen mit oder ohne „Virtuellem Kraftwerk“ bewirken Veränderungen in den Verteilnetzen. Beispielsweise werden Photovoltaikanlagen und Brennstoffzellen oder Mikroturbinen ans Niederspannungsnetz und Windkraftanlagen ans Mittelspannungsnetz angeschlossen.

Die vermehrte regenerative Erzeugung von Strom hat auf den Netzbetrieb Einfluss. Die Zunahme der Windenergienutzung ist derzeit der Treiber für eine zukünftige Veränderung der Netzstrukturen.¹⁰⁷

Netzbetreiber müssen sich somit auf neue Versorgungsstrukturen und Varianten der Betriebsführung einstellen. Dezentrale Einspeisung, insbesondere der weiter steigende Anteil regenerativer Energien, verursacht eine erhöhte Dynamik in den Verteilnetzen. Vorhandene Netzanschlussbedingungen müssen auf Eignung bei vermehrter Einspeisung und veränderter Betriebsführungsweise überprüft und könnten entsprechend zertifiziert werden. Schutztechnische Aspekte sind ebenfalls zu berücksichtigen. (Handschin / Horenkamp, 2002).

Den derzeit vorhandenen Netzen (insbesondere dem Verteilnetz) und somit dem Netzbetreiber kommt im Rahmen des Ausbaus dezentraler Energieversorgungsstrukturen zunehmend eine Schlüsselfunktion zu. Ziel muss es sein, dass der Netzbetreiber durch geeignete Instrumente dazu veranlasst wird, die Entwicklung dezentraler Energieversorgung nicht zu blockieren oder zu diskriminieren, sondern zu unterstützen („aktiver Netzbetreiber“).¹⁰⁸ Der Netzbetreiber sollte die Anreize erhalten, die es ihm

¹⁰⁶ In diesem Zusammenhang besteht Klärungsbedarf, wer von den Akteuren letztlich Kunde bzw. Betreiber eines „Virtuellen Kraftwerkes“ sein kann. Entscheidend wird der größtmögliche zu erzielende Mehrwert der Geschäftsmodelle sein sowie die Vorgaben aus dem „Unbundling“ (Trennung von Erzeugung, Übertragung, Verteilung und Vertrieb).

¹⁰⁷ Derzeit wird die Zunahme der Windenergienutzung bis 2020 auf ca. 40.000 MW installierte Anlagen in Deutschland - jeweils zur Hälfte on-shore und off-shore - prognostiziert. Insbesondere die Netzbetreiber sehen hier eine erhöhte Regelleistung im Bereich der Sekundärregelung und der Minutenreserve als erforderlich an, um Leistungsschwankungen auszugleichen. Ein Verbund von Windparks mit anderen Energiewandlungsanlagen wie Blockheizkraftwerken könnte die erforderliche Regelleistung zur Verfügung stellen. Offen ist derzeit die Frage der Kosten für die Bereitstellung dieser Regelleistung. Im Konzept der dezentralen Energieversorgungsstruktur wie dem des „Virtuellen Kraftwerkes“ werden Windkraftanlagen durch ein Energiemanagementsystem inkl. Prognosemodelle effizient integrierbar. Begrenzungen bzgl. Größe bzw. Leistung des zu integrierenden Windparks sind in Abhängigkeit der Konzeption des Gesamtsystems zu sehen.

¹⁰⁸ Vgl. auch Kapitel 2.2.2 Netzregulierung allgemein

ermöglichen, die gesamte Netzkonfiguration unter besonderer Berücksichtigung dezentraler Anlagen, der Möglichkeiten des Demand- und Lastmanagements sowie der Realisierung von Netzeinseln im Versorgungsgebiet („Microgrids“) zu optimieren.¹⁰⁹

Im Rahmen der bevorstehenden Umsetzung einer deutschen Regulierungsbehörde besteht die Möglichkeit, bei der Gestaltung von Regulierungsmaßnahmen Kosten- und Anzelelemente aufzunehmen.¹¹⁰ Ansätze für Maßnahmen, die Anreize für Investitionen der Netzbetreiber darstellen können, sind aus nachfolgendem Beispiel der Regulierungsmaßnahmen in Norwegen ableitbar (Vaterlaus et al., 2002):

- Neubewertung des Anlagevermögens durch die Netzbetreiber (auch unter der Kenntnis, dass damit Investitionen zweimal abgeschrieben werden können. Bedingung ist, dass durch die Neubewertung das durchschnittliche Niveau der Netznutzungspreise nicht steigt).
- Produktivitätssteigerung durch „revenue-cap regulation“, d.h. für jeden Netzbetreiber wird – basierend auf seinen historischen Kosten – eine Erlös-Obergrenze festgelegt, die während eines bestimmten Zeitraums (im Fall Norwegen 5 Jahre) unabhängig von der individuellen Kostenentwicklung gilt. Durch diese Entkopplung der Erlöse von den Kosten besteht ein Anreiz, die Produktivität zu steigern. Zusätzliche Effizienzvergleiche zwischen den Betreibern verstärken den Anreiz. Die Ergebnisse dieses Benchmarkings werden zur Auferlegung individueller Produktivitätsvorgaben für die Netzbetreiber verwendet.
- Die Festlegung der Erlösobergrenzen erfolgt in Abhängigkeit vom Niveau der Versorgungsqualität. Dadurch sollen Netzbetreiber zusätzliche Qualitäts- und Investitionsanreize erhalten.

Die dargestellten Anzelelemente wurden in Norwegen stufenweise umgesetzt und konnten einerseits Quersubventionen zwischen Netzen und anderen Aktivitäten verhindern; andererseits lohnte es sich, durch die Einführung qualitätsabhängiger Erlösobergrenzen, Investitionen zur Verhinderung von Stromunterbrechungen zu tätigen.

Festzuhalten ist, dass die Netznutzungsentgelte die Haupteinnahmequelle der Netzbetreiber sind (hinzukommen noch die Netzanschlussgebühren).¹¹¹ Wesentliches Ziel einer Regulierung ist die Preisgünstigkeit der Stromversorgung. Hieraus wird abgeleitet, dass sich die Netznutzungsentgelte an den Kosten einer effizienten Leistungsbereitstellung orientieren müssen.¹¹² Zwecks sachgerechter Kostenzuordnung haben

¹⁰⁹ Überprüft werden müsste u.a. welche Rahmenbedingungen betreffend Wirtschaftlichkeit und Unabhängigkeit des Netzbetreibers notwendig sind, welche Anreizstrukturen greifen könnten oder welche Restriktionen bzw. Festlegungen von außen erforderlich sind.

¹¹⁰ Vgl. auch Monitoring Bericht (BMWA, Anlage 3, August 2003, S. 18)

¹¹¹ Welche weiteren Anreizmechanismen für Netzbetreiber zukünftig bestehen bzw. sinnvoll sein könnten, um dezentrale Erzeugung zu unterstützen, wird u.a. im Projekt Sustelnet untersucht (www.sustelnet.net).

¹¹² Der Preis für ein Produkt bzw. einer Leistung - auch für ein reguliertes Unternehmen - muss so hoch sein, dass sich Investitionen in dieses Geschäft lohnen (Erfüllung von Renditeerwartungen) und zugleich Anreize zu einer effizienten Produktion sowie zu Innovation und Investition bestehen (Küpper, 2003).

verschiedene Regulierungsbehörden europäischer Länder (England u. Wales, den Niederlanden, Norwegen, Österreich und Schweden) zum Teil detaillierte Richtlinien erarbeitet.

Alle betrachteten Länder (außer Frankreich) haben Bestandteile einer Anreizregulierung eingeführt, die den Netzbetreibern, durch die Einräumung zusätzlicher Gewinnmöglichkeiten, Anreize für eine Steigerung der Effizienz geben sollen. Hierbei werden von der Regulierungsbehörde Preis- und/oder Erlösobergrenzen (price bzw. revenue caps)¹¹³ im Voraus festgelegt. Die Regulierungsbehörden veröffentlichen zudem die erwarteten Produktivitätssteigerungen. (BMWA, 2003 Anlage 3)

Wesentliches Argument der Netzbetreiber gegen die Einbindung von zahlreichen, zum Teil stochastischen Energieeinspeisern in das Netz der allgemeinen Versorgung ist: durch die Zunahme an dezentraler Energieerzeugung und Netzeinspeisung wird die Lastprognose erschwert und der damit verbundene Ausgleich von Lastschwankungen notwendig, dieser erhöht die Regeleistung/Regelenergie im Bereich der Sekundärregelung und Minutenreserve.

Das bisherige System schafft für die Netzbetreiber keinen Anreiz, die Kosten der Regelenergie durch bessere Planung, den besseren Zuschnitt von Regelzonen und den Einsatz günstigerer Kraftwerke zu minimieren.

Folgende Maßnahmen bzw. Instrumente könnten die Entwicklung des Regelenergiebedarfs zukünftig derart beeinflussen, dass die Kosten für Regelenergie sinken und die Anzahl der Akteure bzw. deren Anlagen steigen, die Regelenergie anbieten (Röck, 2003):¹¹⁴

- Informationsbereitstellung der Übertragungsnetzbetreiber über aktuell benötigte Regelenergie/Regelleistungen, um den Bilanzkreisen indirekt zu ermöglichen, über Mehr- oder Mindereinspeisung einen Beitrag zu liefern (vgl. Abschnitt 2.2.2)
- Öffnung des Regelenergiemarktes für Anbieter außerhalb der ausschreibenden Regelzone (bzw. außerhalb Deutschlands)
- Europaweite Neufestlegung der Grenzen für erforderliche Regelenergie (beispielsweise in Abhängigkeit der jeweiligen Maximallast)
- Festlegung von Regelzonen und Preisen

¹¹³ Daneben existieren noch Konzepte wie „Rate-of-Return“, „Multiple Driver Target Regulation“ und „Yard Stick Competition“.

¹¹⁴ Der aktuelle Monitoring-Bericht des BMWA bemängelt u.a., dass bei den Ausschreibungen für Regelenergie die Anzahl der Anbieter, die sich für das Angebot von Regelenergie in den einzelnen Regelzonen qualifiziert haben, gering geblieben ist (BMWA, 2003, S. 29). Die Aufzählung überschneidet sich mit den Forderungen der Verbraucherzentrale Bundesverband e.V. (vzbv): „Die Regulierungsbehörde in Deutschland muss die Kompetenz erhalten, Maßnahmen durchzusetzen, die die Kosten der Regelenergie verringern, z.B. durch die bessere Vorhersage des Regelenergiebedarfs, die Zulassung kleinerer Einheiten an Regelenergie, die Zusammenlegung von Regelzonen, den optimierten Einsatz kostengünstiger Kraftwerke zur Erzeugung von Regelenergie.“ (vzbv, August 2003)

- Zubau von neuen, für die Anforderungen der Regelung geeigneten Kraftwerken (hoher Wirkungsgrad auch bei reduzierter Leistung)

Weitere ergänzende Regelungsvorschläge bzw. Anregungen, die sowohl Netzbetreiber als auch Anlagenbetreiber betreffen, können sein (Sustelnet 2002):

- Möglicherweise Berücksichtigung der von den Anlagenbetreibern gezahlten Anschlusskosten im betriebsnotwendigen Vermögen der Netzbetreiber mit der Möglichkeit zur Abschreibung und Verzinsung dieses Kostenblockes (evtl. ist hier der Eigentumsvorbehalt zu berücksichtigen)
- Möglicherweise Bildung eines Topfes aller vermiedenen Netznutzungsentgelte durch dezentrale Erzeugungsleistung und gleichmäßige Verteilung auf die dezentralen Erzeuger
- Möglicherweise Infragestellen der Briefmarke in den Versorgungsgebieten, um differenziertere Preissignale für Investitionen in dezentrale Anlagen zu geben
- Stärkeres „Unbundling“ der Netze

c) Festlegung Netznutzungsentgelte

Durch die Festlegung der Netznutzungsentgelte wird die zukünftige Netzkonfiguration erheblich beeinflusst, so dass dieser Zusammenhang näher untersucht werden muss (hat beispielsweise der Aufbau von unabhängigen Microgrids bei der derzeitigen Anreizstruktur der Netzbetreiber überhaupt eine Chance?).¹¹⁵

3.3 Bewertung im Überblick

▪ Bewertung „Virtuelles Kraftwerk“

Ein bestehendes „Virtuelles Kraftwerk“ kann jederzeit um weitere Erzeuger erweitert werden. Der Standort ist dabei unerheblich. Da sich ein „Virtuelles Kraftwerk“ technologieutral verhält, können Anlagen von unterschiedlichen Herstellern in den Verbund integriert werden. Eine Abstimmung und Einhaltung von technischen Standards ist dabei für die Netzkompatibilität wesentlich.

¹¹⁵ Andererseits stellt die absolute Höhe der Netznutzungsentgelte zunächst keinen spezifischen Wettbewerbsnachteil für selbstvermarktende dezentrale Erzeuger dar (vgl. Abschnitt 2.2.2 den Punkt Netznutzungsentgelte).

Die Kombination von verschiedenen Technologien verschafft den Betreibern Vorteile, weil unbeeinflussbare Störgrößen wie meteorologische Verhältnisse (stochastische Erzeugung) oder ein veränderter Energiebedarf kompensiert werden können.

Der Einsatz dezentraler Energieerzeuger sollte ökonomisch nicht ausschließlich an den reinen Stromgestehungskosten, sondern auch an den Ersparnissen im Stromhandel und dessen Vermarktungsmöglichkeiten sowie in Bezug auf den Beitrag zum Spotmarkt, zum Regelenergiemarkt oder zur Hausenergieversorgung gesehen werden.

Wichtig für die Bewertung von „Virtuellen Kraftwerken“ ist die Ermittlung bzw. Betrachtung des energiewirtschaftlichen Wertes eines solchen Systems insgesamt. Quantitative Abschätzungen - zu zusätzlichen Nutzen- und Kostengrößen durch dezentrale Energieversorgungsinfrastrukturen - fehlen derzeit. Bei der Ermittlung von Vorteilen und Kosten ist die Fristigkeit zu beachten. Langfristig werden die Vorteile von dezentraler Erzeugung eher sichtbar als heute oder mittelfristig (vgl. Abschnitt 3.1.3 Mögliche Auswirkungen und Chancen der Einbindung).

Neben der elektrischen Energieerzeugung fällt bei der Kraft-Wärme-Kopplung Wärme an, die ausgekoppelt und den Verbrauchern für Produktionsprozesse bzw. Heizung zugeleitet werden kann. Hierbei stellt sich die Frage, wie die Wärme in welchem Umfang genutzt werden kann (Tag-/Nachtzeit, Sommer-/Winterzeit). Weiterhin können bzw. sollten Anlagen nicht beliebig groß dimensioniert werden (Optimierung der Wärme- und Stromerzeugung). Zur Lösung der Ausgleichsprobleme (Nutzung von Überschussenergie wie Wärme, Strom) sollten mittelfristig geeignete Speichersysteme eingesetzt werden.

Daraus entstehen eine Vielzahl von Problemen, u.a. mit welcher Betriebsstrategie sollen die jeweiligen KWK-Anlagen gefahren werden (strom- und/oder wärmegeführt, in Abhängigkeit von der Verfügbarkeit, dem Bedarf und dem wirtschaftlichen Wert der Wärme). Ist eine Wärmeversorgung direkt vor Ort ökonomisch und ökologisch sinnvoller, als diese durch ein Netz (Nah- oder Fernwärme) zur Verfügung zu stellen? Durch Prognose- und Simulationsmöglichkeiten kann eine Optimierung durchgeführt werden. Weiterentwicklungen von Energiemanagementsystemen können entsprechende Parameter aufnehmen.¹¹⁶

Im Wärmemarkt spielen heute neue Akteure wie Contractoren eine zunehmende aktive Rolle, indem diese Gesamtkonzepte über die Analyse, Bereitstellung der Anlagen bzw. Wärme, Abrechnung und Wartung und Service sowie Finanzierung anbieten. Darüber hinaus ist die Einbindung in ein Konzept „Virtuelles Kraftwerk“ durch die Bereitstellung der Verbrauchs- und Erzeugungsdaten sowie Abfahren der Leistung nach vereinbarten Fahrplänen oder nach Anforderung möglich.

¹¹⁶ Der Aufbau von Nahwärme-Inseln in der kommunalen Versorgung, im Gewerbe, öffentlichen Einrichtungen, Verwaltungen und im Wohnbereich ist durch KWK-Anlagen unterschiedlicher Größe ebenfalls möglich (B.KWK, 23.05.2001).

▪ **Bewertung der Einbindung von Brennstoffzellen**

Mit Hilfe von „Virtuellen Kraftwerken“ lassen sich regenerative Energien und KWK-Anlagen in Verbundnetze einbinden. Der energiewirtschaftliche Nutzen dieser Anlagen und des Gesamtsystems wird zusätzlich erhöht. Das gleiche gilt für die Einbindung von Brennstoffzellen.

Tabelle 3-7 Bewertung von Brennstoffzellen im Netzverbund bei unterschiedlichen Betriebsstrategien

Bewertung von Brennstoffzellen im Netzverbund bei unterschiedlichen Betriebsstrategien		
Betriebsweise	Bewertung (Vor- und Nachteile)	Instrumente/Strategien
Systemgeführt (übergeordnete Leitebene)	+ Netzverträgliche Einspeisung + Systemdienstleistungen realisierbar - zusätzlicher Informations- u. Kommunikations (IuK)-Aufwand - fremdbestimmter Betrieb	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Strom- oder wärmegeführt mit reduzierter Nennleistung ▪ Zugriffsrechte für den Netzbetreiber (z.B. Zu-/Abschalten, Leistungssteigerung/-drosselung)
Stromgeführt	+ Netzverträgliche Einspeisung + Hohes Erlöspotenzial (Substitution Eigenbedarf) - Kleiner Gesamtnutzungsgrad - Ungünstige Gesamtauslegung oder evtl. Wärmeüberschuss	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Auslegung der Teillastgrenze auf elektrischer Grundlast ▪ Modulierender Dauerbetrieb
Wärmegeführt	+ hoher Gesamtnutzungsgrad + einfache Gesamtauslegung - stochastische elektrische Einspeisung - Einspeisung evtl. unrentabel - Jahreszeitliche Nachfrageschwankungen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Auslegung auf Wärmebedarf ▪ Taktender Nennlastbetrieb
Quelle: Arbeitsgemeinschaft DLR/ifeu/WI/LEE/ZSW/ISE 2002		

In der nachfolgenden Übersicht erfolgt eine Bewertung der Einbindungsmöglichkeiten von Brennstoffzellen in dezentrale Versorgungsstrukturen unter Berücksichtigung der Entwicklung derselben.

Tabelle 3-8 Bewertung von Brennstoffzellen im Netzverbund bei unterschiedlichen Netz- / Versorgungsstrukturen

Bewertung von Brennstoffzellen im Netzverbund bei unterschiedlichen Netz-/Versorgungsstrukturen		
Brennstoffzelle integriert in	Vorteile	Nachteile
Virtuelle Kraftwerke	Einbindung in Anlagenmix Hohes Optimierungspotenzial bei Energieeinsatz und Verbrauch (gutes Teillastverhalten) Energiewirtschaftlicher Nutzen	Evtl. Lastabwurf Teilweise neue Netzstrukturen erforderlich Keine quantitative Kostenabschätzung vorhanden
Microgrids	Einbindung in Anlagenmix Kosten eigener Netzstruktur (evtl. geringer, da in der Regel nur eine Netzebene notwendig) Energiewirtschaftlicher Nutzen	Abhängigkeit der angeschlossenen Energieanbieter und -bezieher Aufbau eigener Netzstruktur (Kosten und Auslastung)
Reine Brennstoffzellen-Kraftwerke	Geringerer Prognoseaufwand Keine Abhängigkeit der Stromproduktion von der Wetterlage (Wind, Sonne, Wasser) Energiewirtschaftlicher Nutzen	Relativ hohe Investitionskosten, (da bisher ausschließlich teure Brennstoffzellen eingesetzt werden können) Beim Einsatz von Brennstoffzellen in der Hausenergieversorgung ist der Kostenaufwand für eine individuelle Steuer- und Regeltechnik im Vergleich zum Nutzen, d.h. der externen Steuerung relativ hoch

3.4 Fazit und Ausblick

Zentrale Kraftwerke spielen mittelfristig nach wie vor eine bedeutende Rolle für die Stromversorgung, doch werden diese sukzessive ergänzt um dezentrale Einheiten zur Nutzung regenerativer Energien und neuer Technologien, so dass sich langfristig eine sehr viel dezentralere Angebotsstruktur herausbildet.

Die Bereitstellung und Verteilung elektrischer Energie wird dann noch mehr als heute von der Synergie zwischen klassischer Energietechnik und der Informations- und Kommunikationstechnik abhängig sein. Grundsätzlich arbeitet die Mehrzahl der Technologielieferanten, teilweise in Kooperation mit Forschungseinrichtungen, am Thema „Intelligente Netze“ insbesondere im Hinblick auf die effiziente Einbindung dezentraler Energiesysteme in den Netzverbund („Virtuelle Kraftwerke“).

Brennstoffzellen lassen sich relativ gut in die jeweils unterschiedlichen dezentralen Energieversorgungsstrukturen einbinden, am erfolgversprechendsten jedoch in Microgrids und „reine Brennstoffzellen(heiz)kraftwerke“. Von „Virtuellen Kraftwerken“ kann die Brennstoffzelle erst profitieren, wenn diese im Markt umgesetzt werden, wobei vor 2010 - bei unveränderten Rahmenbedingungen - mit keiner nennenswerten Umsetzung zu rechnen ist.

Da die Brennstoffzellentechnologie derzeit für den Massenmarkt weder technisch ausgereift und schon gar nicht wettbewerbsfähig ist, wird eine stufenweise Vorgehensweise empfohlen. Im ersten Schritt erfolgt eine Förderung der herkömmlichen kleinen KWK (BHKWs, Mikroturbinen), wodurch eine dezentrale KWK-Infrastruktur aufgebaut werden kann. In einem zweiten, späteren Schritt erfolgt dann teilweise ein Update der alten KWK-Anlagen durch Brennstoffzellen, die durch weitergeführte Forschung und Entwicklung (FuE) mit einer gewissen Wahrscheinlichkeit über entsprechende Zuverlässigkeit und bessere Wirtschaftlichkeit verfügen.

Treiber für die Entwicklung dezentraler Energieanlagen und -versorgungsstrukturen sind derzeit

- das EEG und das KWK-Modernisierungsgesetz,
- die Ökosteuer mit ihrer Mineralölsteuer- und Stromsteuerbefreiung,
- die Entwicklung und der Einsatz von neuen Informations- und Kommunikationstechniken,
- der Ausstieg aus der Kernenergie,
- das durch die Liberalisierung der Strommärkte bedingte höhere Investitionsrisiko beim Bau von Großkraftwerken,
- die Sicherstellung der Versorgungssicherheit vor dem Hintergrund der Altersstruktur des derzeitigen Kraftwerkparks und der damit verbundenen Reinvestitionserfordernisse.

Folgende Handlungsoptionen stellen eine Ergänzung zu den in Kapitel 2 beschriebenen Maßnahmen und Instrumenten für die Energiewirtschaft und die Politik dar, wobei der Fokus auf der Einbindung von Brennstoffzellen in dezentrale Netze liegt:

- Durchführung von Pilot- bzw. Feldversuchen als Grundlage für den Aufbau von „Virtuellen Kraftwerken“ unter Einbeziehung von Brennstoffzellen.
- Herausfiltern und Analyse von Technologielücken. Festlegung von Forschungszielen (Roadmaps) sowie Umsetzung von Maßnahmen sowohl bei Systemlösungen als auch bei der Brennstoffzelle selber.
- Identifikation und Vernetzung bestehender öffentlicher und privatwirtschaftlicher Aktivitäten.
- Information und Sensibilisierung von Wirtschaft und Politik für das Thema „Virtuelle Kraftwerke“, Aktivierung der Energieversorger und Netzbetreiber. Hierbei können in einem ersten Schritt insbesondere mittelgroße Stadtwerke als Anlageneigentümer bzw. Anlagenbetreiber von einer Umsetzung profitieren.

Dezentrale Anlagen sehen sich heute zum Teil trotz bestehender Fördergesetze mit Problemen konfrontiert, die einen fairen Marktzugang erschweren. Dazu gehören Verzögerungen von Netzanschlüssen, unzureichende Vergütungen oder überhöhte Messpreise, um nur einige zu nennen. In einem ersten Schritt wird es Aufgabe der neuen Strom-Regulierungsbehörde sein, diskriminierungsfreie Wettbewerbsbedingungen für dezentrale Erzeuger herzustellen. In einem zweiten Schritt sollte es auch darum gehen, Regulierungsmechanismen und -formeln zu entwickeln, die dem Netzbetreiber Anreize geben, die gesamte Netzkonfiguration unter besonderer Berücksichtigung dezentraler Anlagen, der Möglichkeiten des Demand- und Lastmanagements sowie der Realisierung von Netzeinseln im Versorgungsgebiet („Microgrids“) zu optimieren. Ein solcher „aktiver“ Netzbetreiber wäre dann der Schlüsselakteur für die Verbreitung „Virtueller Kraftwerke“ und damit verbunden der dezentralen Erzeugungstechnologien wie der Brennstoffzelle.

Insgesamt ist daher festzuhalten, dass ein Fördergesetz wie das KWK-Modernisierungsgesetz isoliert betrachtet nicht ausreichen wird, dezentrale Energieversorgungsinfrastrukturen voranzutreiben. Erst ein abgestimmtes Instrumentenbündel, in dem neben einer gezielten Forschungs- und Entwicklungs-Politik die Stromnetzregulierung eine wichtige Rolle spielt, erscheint geeignet, den Weg dafür zu ebnen.

Literaturverzeichnis

Arbeitsgemeinschaft DLR/ifeu/WI/LEE/ZSW/ISE: „Brennstoffzellen im Netzverbund – Anforderungen, Restriktionen und Handlungsbedarf“, Forschungsprojekt im Rahmen des Zukunftsinvestitionsprogramm ZIP, 2002

Arbeitsgemeinschaft DLR/WI/ZSW/IWR/Forum: Klimaschutz durch Nutzung erneuerbarer Energien, Studie im Auftrag des Bundesministerium für Umwelt, 1999

AGE: Arbeitsgruppe „Emissionshandel zur Bekämpfung des Treibhauseffektes“, Zwischenbericht der Unterarbeitsgruppe II Allokation, Phase: Februar – September 2002, Berlin

ASUE: Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V., BHKW-Kenndaten 2001, Hamburg

Arthur d. Little: Distributed Generation: Understanding the Economics, an Arthur D. Little White Paper, 1999

Bergen, Johannes van: „Eilige Verbandsnachrichten des VDEW vom 13.06.2003 zur Vergütung von Stromlieferungen aus kleinen KWK-Anlagen, Schreiben vom B.KWK vom 24.06.2003 an VDEW.

Bergen, Johannes van: KWK-Nachrichten, Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung kritisiert ungenutzte Potenziale / Chancen nur für kleine Anlagen, 25.01.2002

BET / Büro für Energiewirtschaft und Technische Planung GmbH: Entgelt für dezentrale Einspeiser nach Verbändevereinbarung (VVII), Gutachten im Auftrag des VDMA, August 2000

Bitsch, Rainer / Fuchs, Erich: Netzanschluss von Brennstoffzellen und anderen kleinen dezentralen Energieerzeugungsanlagen, ETG-Workshop in Frankfurt vom 14. Mai 2002

Bitsch, Rainer et al.; Bitsch Rainer / Erge, Thomas / Zacharias, Peter: Technische Anforderungen an dezentrale Versorgungsstrukturen in Europa, erschienen in FVS Themen 2001

B.KWK: Für Behauptungen und Tatsachen zum KWK-Ausbau, Für einen KWK-Ausbau fehlt das Wärmepotenzial?, Bundesverband für Kraft-Wärme-Kopplung vom 23.05.2001

BMWA: Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit an den Deutschen Bundestag über die energiewirtschaftlichen und wettbewerblichen Wirkungen der Verbändevereinbarungen (Monitoring-Bericht), Berlin 31. August 2003

BMWA, Anlage 3: Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit an den Deutschen Bundestag über die energiewirtschaftlichen und wettbewerblichen Wirkungen der Verbändevereinbarungen (Monitoring-Bericht), Anlage 3 „Regulierung der Strom- und Gasmärkte in europäischen Staaten“, Berlin 31. August 2003, S. 18 ff.

Bundeskartellamt: „Bericht des Bundeskartellamtes über seine Tätigkeit in den Jahren 2001/2002 sowie über die Lage und Entwicklung auf seinem Aufgabengebiet“ (Abschnitt zur Energieversorgung), S. 161 der Bundestags-Drucksache 15/1226 vom 27.6.2003

Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung / B.KWK: Behauptungen und Tatsachen zum KWK-Ausbau, KWK und Klimaschutz, B.KWK vom 18.05.2001

Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung / B.KWK: Ergebnisse der Umfrage zur Ermittlung der bisherigen Markteffekte, B.KWK Juni 2003

Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung / BKWK: Praktische Erfahrungen mit dem neuen Kraft-Wärme-Kopplungs-Modernisierungsgesetz. Dokumentation neuer Einspeisevergütungen für Strom aus BHKW-Anlagen zum parlamentarischen Abend des BKWK am 4.12.2002 in Berlin

Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung / B.KWK: Das KWK-Gesetz wirkt nicht im Bereich kleiner Anlagen – Lösungsvorschlag des B.KWK, 26.11.2002

Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung / B.KWK: Stellungnahme zum Vorschlag der EU-Kommission KOM (2002) 415 endg. vom 22.07.02 für eine KWK-Richtlinie, Berlin, 30. August 2002

Bünger, U.: Einsatzbedingungen und Marktchancen von Brennstoffzellen als Klein-BHKW, L-B-Systemtechnik, Juli 2000.

DIW Berlin / FhG ISI / Öko-Institut: Nationaler Allokationsplan (NAP), Gesamtkonzeption, Kriterien, Leitregeln und grundsätzliche Ausgestaltungsalternativen, 7. Juli 2003 S. 27-28

EEX: Produktbroschüre für den Spot- und Terminmarkt. Leipzig 03. Juni 2002, vgl. auch www.eex.de/info_center/downloads/index.asp.

Enquête-Kommission: Endbericht der Enquête-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“, Drucksache 14/9400 des Bundestages, 7.7.2002

EU-Kommission: Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlamentes und Rates über die Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung auf der Grundlage des Nutzwärmebedarfes im Energiebinnenmarkt (KOM (2002) 415 endgültig), Brüssel 22.7.2002

Feldmann, Werner: Systemaspekte (Virtuelle Kraftwerke, Steuerung flukturierender Quellen, Anhörung im Rahmen der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“ des Deutschen Bundestages (14. Wahlperiode), 20. November 2001

Fraser, Peter: DG within liberalized electricity markets and prospects to 2030, in: Cogeneration and On-Site Power Production, January-February 2003, p. 31-40

Gailfuß, Markus: Auswirkungen des BHKW-Infozentrum Rastatt, 2003

Ganssloser, F: Virtuelles Kraftwerk, in VDI Berichte 1670: Blockheizkraftwerke 2002, VDI Verlag, Düsseldorf, S.149-162

Garche, Jürgen: Übersicht und Einführung zur Technik der Brennstoffzelle und erste Betriebserfahrungen, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung, Baden-Württemberg, 2002

Geiger, Stefan: Brennstoffzellen in Deutschland – Marktanalyse relevanter Aktivitäten, Fuel Cell Today, 2003

Handschin, Edmund / Horenkamp, Willi: „Neue dezentrale Versorgungsstrukturen“, in etz Heft 9/2003

Handschin, Edmund / Horenkamp, Willi: „Neue dezentrale Versorgungsstrukturen“, ETG-Workshop in Frankfurt vom 14. Mai 2002

Hartung, Roland: Fünf Jahre liberalisierter Energiemarkt – eine Zwischenbilanz, in Energie Innovativ 2002, Tagungsband Kongress Messezentrum Nürnberg 4-5.6.2002

Hatziargyriou, Nikos: Integration of Renewable Energy Sources and Distributed Generation, EU-Project: Microgrids, contract No. ENK5-CT-2002-00610, 2003

HessenEnergie: KWK im Spannungsfeld von Politik und Markt - Zubauchancen von BHKW unter dem KWK-G, Berliner Energietage 2003, 17. Juni 2003

Hirschl et al: Hirschl Bernd et al: Markt- und Kostenentwicklung erneuerbarer Energie, 2 Jahre EEG – Bilanz und Ausblick, Erich Schmidt Verlag, Berlin 2002

Hnida, Ulrich: Kraftwerk „denkt mit“, Ein komplexes Projekt: PEM-Brennstoffzelle, Blockheizkraftwerk und Mikroturbine werden im Zusammenspiel erprobt, in Handelsblatt, 17.1.2001

Hustedt, Michael: Micropower - von der Brennstoffzelle zum Virtuellen Kraftwerk, Rede auf dem Wasserstoffkongress 2002, 1./2. März in Berlin

HyWeb: Rückschläge der SOFC-Entwicklung von Siemens Westinghouse, in Neuigkeiten der HyWeb Gazette, 29.04.2003

International Energy Agency: Distributed generation in liberalised electricity markets, OECD/IEA 2002

Jänig, Christian: Paradigmenwechsel zu dezentralen Erzeugungsstrukturen aus der Sicht der Stadtwerke Unna GmbH, in Energie Innovativ 2002, Tagungsband Kongress Messezentrum Nürnberg, 4-5.6.2002

Kleinkauf, Werner: „Stromversorgung mit erneuerbaren Energien – Dezentrale Strukturen und modulare Systemtechnik“ in FVS (Forschungsverband Sonnenenergie), DGS Themen 2000

Klinger, Amy: Northern Power Systems MicroGrid – Power Network to Address Risk of Power Outages, Waitsfield VT 18 August 2003

Koschorke, Wolfgang / Marscheider-Weidemann, Frank / Bünger, Ulrich: Auswirkungen der Innovation Brennstoffzelle auf Handwerksberufe – Anforderungen, Tätigkeiten, Berufsbilder, Ausbildungsordnung (Erste Analyse Ansätze), Berlin 23.01.2002

Kueck, J.D. et al.: Microgrid Energy Management System, Consortium for Electric Reliability Technology Solutions (CERTS), Oak RIDGE National Laboratory, Tennessee, January 2003

Küpper, Hans-Ulrich: Was darf der Netzzugang kosten?, Regulierte Märkte brauchen neue Kosten-Konzepte, in BWK, Das Energie-Fachmagazin, 10/2003

Lasseter, Robert et al.: The MicroGrid Concept, White Paper on Integration of Distributed Energy Resources; Assistant for Energy Efficiency and Renewable Energy U.S. Department of Energy, California Energy Commission, April 2002

Leprich, Uwe / Bauknecht, Dierk: Development of benchmark criteria, guidelines and rationales for distribution network functionality and regulation, Sustelnet WP 4.2, December 2003

Leprich, Uwe / Bauknecht, Dierk: Regulierung von Strommärkten und dezentrale Stromerzeugung: Der deutsche Sonderweg und die Auswirkungen auf Erneuerbare Energien und Kraft-Wärme-Kopplung, in: 3. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien „Die Zukunft der Energiewirtschaft im liberalisierten Markt“, Proceedings, 12.- 14. Februar 2003

Meixner, Horst: Innovative Entwicklungen im Bereich der Heiztechnik, die mit BZ-Heizgeräten kleiner Leistung konkurrieren, Wiesbaden 2003

Meixner, Horst: Klein KWK in der dezentralen Energieversorgung, Praxiserfahrungen der hessenEnergie GmbH, Wiesbaden, 2002

Mühlstein, Jan: Vermiedene Netznutzungsentgelte der dezentralen Einspeisung, 5. März 2003

Müller-Kirchenbauer, Joachim; Zenke, Ines: Wettbewerbsmarkt für Regel- und Ausgleichsenergie in Energiewirtschaftliche Tagesfragen Heft 11, 2001

Nast, Michael: Hausenergieversorgung mit Brennstoffzellen, DLR, Stuttgart 2002

Niedersächsisches Umweltministerium: Stromkonzerne unterlaufen Gesetz zur Förderung von Kraft-Wärme-Kopplung, www.mu1.niedersachsen.de, 24. Oktober 2002

Pehnt, Martin / Nitsch, Joachim: Einsatzfelder und Marktchancen von Brennstoffzellen in der industriellen und öffentlichen Kraft-Wärme-Kopplung, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Stuttgart 2000

Praetorius, Barbara / Ziesing, Hans-Joachim: Quotenmodell für Kraft-Wärme-Kopplung mit handelbaren Zertifikaten, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, 25 (2001), Heft 2, S.107-123

Ramesohl, S, et al: Stationäre Brennstoffzellen im Energiesystem, in BWK: Das Energie-Fachmagazin, 2003, Heft 3 S. 44 - 48

Roon, Serafin: Betriebskonzepte und Produkte Virtueller Kraftwerke im liberalisierten Energiemarkt, Freie wissenschaftliche Arbeit zur Erlangung des Grades eines Diplom-Ingenieurs im Studiengang Wirtschaftsingenieurwesen, TU-Berlin, 2003

Röck, Edgar: Regel- und Ausgleichsenergie in Praxishandbuch der Energiebeschaffung, Band 1, Teil II, 2.6., Deutscher Wirtschaftsdienst Verlag, Köln 2003

Save contract: XVII/4.1031/Z/99-063: Risks and chances for small scale combined heat and power in the liberalised energy market, Draft version 20.06.2001, S.16

Schaumann, Gunter et al: Neue Entwicklungen – Impulse für die Energietechnik, in VDI-Tagung „Integration von Energiesystemen zur Effizienzsteigerung“ 4-5. Juni 2002, Nürnberg, Tagung „Energie Innovativ 2002“

Schneider, L.: Wirtschaftlichkeit und optimaler Betrieb von KWK-Anlagen unter den neuen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen, Oeko-Institut, Werkstattreihe Nr. 118, Freiburg, Berlin 2000.

Seiche, Matthias: Stellungnahme des BUND zum EU-Richtlinienentwurf für ein europäisches Emissionshandelssystem für Treibhausgase, Berlin Oktober 2002

Siddiqui, Afzal et al.: Customer Adoption of Small-Scale On-Site Power Generation, Environmental Energy Technologies Division, Berkeley National Laboratory, May 2001

Spaich, Wolfgang / Strese, Jörg: Marktkräfte für KWK, in Energie & Management, Energie & Management Verlag, Herrsching, 15. Juni 2003

Stephanblohme, Thomas / Bühner, Volker: Virtuelles Kraftwerk: Energiewirtschaftliche Voraussetzungen & Leittechnik-Software, in Energie Innovativ 2002, Tagungsband Kongress Messezentrum Nürnberg 4-5.6.2002

Stronzik / Cames: Stronzik, Marcus / Cames, Martin: Endbericht für die wissenschaftliche Vorbereitung einer Stellungnahme zum Entwurf einer Richtlinie zur Implementierung eines EU-weiten Emissionshandels, Mannheim / Berlin, März 2002

Sustelnet: 1. Nationales Forum für ein Verteilnetzregelwerk zur Stärkung dezentraler Stromerzeugung, im Rahmen des Sustelnet-Projektes in Saarbrücken, 28. November 2002

Sustelnet: Policy and Regulatory Roadmaps for the Integration of Distributed Generation and the Development of Sustainable Electricity Networks, 2002-2004, www.sustelnet.net

Sustelnet: WP2, Review of Current EU and MS Electricity Policy and Regulation, www.sustelnet.net, 2003

Swisher, Joel N.: Small is profitable – the economic benefits of distributed generation, in: Cogeneration and On-Site Power Production, July-August 2002, p. 17-27

Traube, K.: Skizze für Position zu Brennstoffzellen, B.KWK, 16.6.2003, S.1

Traube, Klaus: KWK im Emissionshandel – Vorschlag des B.KWK zur Berücksichtigung von KWK-Anlagen, B.KWK, 1. Februar 2003

Traube, Klaus / Riedel, Martin: Quoten- / Zertifikatsmodell zur Förderung des Ausbaus der Elektrizitätserzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung, in: Zeitschrift für Neues Energierecht, Heft 2, 1998, S.25-31

UBA: Anforderungen an die zukünftige Energieversorgung – Analyse des Bedarfs zukünftiger Kraftwerkskapazitäten und Strategie für eine nachhaltige Stromnutzung in Deutschland, Umweltbundesamt Berlin, August 2003

Vaillant: Feldtest „Virtuelles Kraftwerk“ mit Brennstoffzellen-Heizgeräten gestartet, Presseinformation Vaillant vom 23.1.2004

Vaterlaus, Stephan et al.: Erfolgreiche Strommarktöffnung in Norwegen, Analogien zur geplanten Liberalisierung in der Schweiz, in Neue Züricher Zeitung vom 13./14. Juli 2002

Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke / VDEW: VDEW Jahresberichte

VDEW: Gemeinsames Positionspapier der Verbände, Vergütung von Stromlieferungen aus kleinen KWK-Anlagen ohne registrierende Leistungsmessung, insbesondere Methodik zur Ermittlung des „üblichen Preises“ gemäß dem KWK-Gesetz vom 19. März 2002, Februar 2003

Verstege, Johannes: Netzstrukturen für Versorgungssysteme mit vorwiegend dezentraler Erzeugung, Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgung, Universität Wuppertal, 2001

van Overbeeke, Frank / Roberts, Vaughan: Active networks as facilitators for embedded generation, in: Cogeneration and On-Site Power Production, March-April 2002, p. 37-42

Verband kommunaler Unternehmen: VKU-Gesetzesvorschlag zur Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes, Berlin, 10. November 2003

Voigt, Marco / Hebling, Christopher: European Portable Fuel Cell Study, Freesen & Partner, 2004

vzbv: Stellungnahme des vzbv zur Regulierungsbehörde für den Strom- und Gasmarkt, Mitteilung von 04.08.2003

Wagner, Ulrich / Brückl, Oliver: Kostengünstige Stromerzeugung – wie lange noch?, in Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 11, 2002

Witschel, Wolfgang: Wind-Wahn: Die Entwicklung der Windenergie und ihre Probleme, Universität Ulm, Mai 2003

Wuppertal Institut: Der Emissionshandel als klimapolitisches Instrument in der Diskussion, Dokumentation des Workshops vom 26.11.2002

Wuppertal-Institut: Die technische Entwicklung auf den Strom- und Gasmärkten. Eine Kurzanalyse der Rolle und Entwicklungsperspektiven neuer dezentraler Energietechnologien und der Wechselwirkung zwischen technischem Fortschritt und den Akteursstrukturen in den Strom- und Gasmärkten, April 2002

ZfK Zeitung für kommunale Wirtschaft vom 5.8.2003: Kartellamt mahnt Mainova ab

ZfK Zeitung für kommunale Wirtschaft vom 7/2003: Steuerfreie Spannung: Finanzgericht präzisiert „räumlichen Zusammenhang“

ZfK Zeitung für kommunale Wirtschaft vom 7/2003: „KWK-Ausbau: Gesetz zeigt Wirkung“

Weiterhin wurden Experteninterviews bei Unternehmen, Instituten, Betreibern und Verbänden geführt.

Anlagen:

Anlage 1: Wortlaut KWK-Gesetz

Anlage 2: Investitionskostenentwicklung bei Brennstoffzellenanlage MTU Friedrichshafen

Anlage 3: Grafiken zur Entwicklung und zur Höhe der bisherigen Einspeisevergütung für BHKWs

Anlage 3a: Einschub aus aktuellem Anlass der EEG-Novellierung

Anlage 4: Kosten-/Erlössituation für BHKW mit Anlagengröße 50 kW_{el} und 250 kW_{el}

Anlage 5: Umfrage

Anlage 6: Vergleich der Wirkungsgrade von Brennstoffzellen mit Konkurrenztechnologien

Anlage 1: Wortlaut KWK-Gesetz

Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz)

Vom 19. März 2002

Der Bundestag hat das folgende Gesetz beschlossen:

§ 1

Zweck des Gesetzes

(1) Bis zum Jahr 2005 soll im Vergleich zum Basisjahr 1998 durch die Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung eine Minderung der jährlichen Kohlendioxid-Emissionen in der Bundesrepublik Deutschland in einer Größenordnung von 10 Millionen Tonnen und bis zum Jahr 2010 von insgesamt bis zu 23 Millionen Tonnen, mindestens aber 20 Millionen Tonnen, erzielt werden.

(2) Zweck des Gesetzes ist es, zu dem in Absatz 1 genannten Ziel einen Beitrag zu leisten durch den befristeten Schutz und die Modernisierung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) sowie den Ausbau der Stromerzeugung in kleinen KWK-Anlagen und die Markteinführung der Brennstoffzelle im Interesse der Energieeinsparung, des Umweltschutzes und der Erreichung der Klimaschutzziele der Bundesregierung.

§ 2

Anwendungsbereich

Dieses Gesetz regelt die Abnahme und die Vergütung von Kraft-Wärme-Kopplungsstrom (KWK-Strom) aus Kraftwerken mit KWK-Anlagen auf Basis von Steinkohle, Braunkohle, Abfall, Biomasse, gasförmigen oder flüssigen Brennstoffen, die im Geltungsbereich dieses Gesetzes gelegen sind. KWK-Strom, der nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz vergütet wird, fällt nicht in den Anwendungsbereich dieses Gesetzes.

§ 3

Begriffsbestimmungen

(1) Kraft-Wärme-Kopplung ist die gleichzeitige Umwandlung von eingesetzter Energie in elektrische Energie und in Nutzwärme in einer ortsfesten technischen Anlage. Als ortsfest gilt auch eine Anlage, die zur Erzielung einer höheren Auslastung für eine abwechselnde Nutzung an zwei Standorten errichtet worden ist.

(2) KWK-Anlagen im Sinne dieses Gesetzes sind Dampfturbinen-Anlagen (Gegendruckanlagen, Entnahme- und Anzapfkondensationsanlagen), Gasturbinen-Anlagen (mit Abhitzeessel oder mit Abhitzeessel und Dampfturbinen-Anlage), Verbrennungsmotoren-Anlagen, Stirling-Motoren, Dampfmaschinen-Anlagen, ORC (Organic Rankine Cycle)-Anlagen sowie Brennstoffzellen-Anlagen, in denen Strom und Nutzwärme erzeugt werden.

(3) Kleine KWK-Anlagen sind Anlagen nach Absatz 2, mit Ausnahme von Brennstoffzellen-Anlagen, mit einer elektrischen Leistung von bis zu zwei Megawatt. Mehrere unmittelbar miteinander verbundene kleine KWK-Anlagen an einem Standort gelten als eine KWK-Anlage.

(4) KWK-Strom ist das rechnerische Produkt aus Nutzwärme und Stromkennzahl der KWK-Anlage. Bei Anlagen, die nicht über Vorrichtungen zur Abwärmeabfuhr verfügen, ist die gesamte Netto-Stromerzeugung KWK-Strom.

(5) Netto-Stromerzeugung ist die an den Generator клемmen gemessene Stromerzeugung einer Anlage abzüglich des für ihren Betrieb erforderlichen Eigenverbrauchs.

(6) Nutzwärme ist die aus einem KWK-Prozess ausgekoppelte Wärme, die außerhalb der KWK-Anlage für die Raumheizung, die Warmwasserbereitung, die Kälteerzeugung oder als Prozesswärme verwendet wird.

(7) Stromkennzahl ist das Verhältnis der KWK-Nettostromerzeugung zur KWK-Nutzwärmeerzeugung in einem bestimmten Zeitraum. Die KWK-Nettostromerzeugung entspricht dabei dem Teil der Nettostromerzeugung, der physikalisch unmittelbar mit der Erzeugung der Nutzwärme gekoppelt ist.

(8) Vorrichtungen zur Abwärmeabfuhr im Sinne dieses Gesetzes sind Kondensations-, Kühl- oder Bypass-Einrichtungen, in denen die Strom- und Nutzwärmeerzeugung entkoppelt werden können.

(9) Netzbetreiber sind die Betreiber von Netzen aller Spannungsebenen für die allgemeine Versorgung mit Elektrizität.

(10) Betreiber von KWK-Anlagen im Sinne dieses Gesetzes sind diejenigen, die den Strom in eines der in Absatz 9 genannten Netze einspeisen. Die Betreibereigenschaft ist unabhängig von der Eigentümerstellung des Anlagenbetreibers.

§ 4

Anschluss-, Abnahme- und Vergütungspflicht

(1) Netzbetreiber sind verpflichtet, KWK-Anlagen im Sinne des § 5 an ihr Netz anzuschließen und den in diesen Anlagen erzeugten KWK-Strom abzunehmen. Die Verpflichtung trifft den Netzbetreiber, zu dessen technischer für die Aufnahme geeignetem Netz die kürzeste Entfernung zum Standort der KWK-Anlage besteht.

(2) Netzbetreiber können den aufgenommenen KWK-Strom verkaufen oder zur Deckung ihres eigenen Strombedarfs verwenden.

(3) Für den aufgenommenen KWK-Strom sind der Preis, den der Betreiber der KWK-Anlage und der Netzbetreiber vereinbaren, und ein Zuschlag zu entrichten. Kommt eine Vereinbarung nicht zustande, gilt der übliche Preis als vereinbart, zuzüglich dem nach den anerkannten Regeln der Technik berechneten Teil der Netznutzungsentgelte, der durch die dezentrale Einspeisung durch diese KWK-Anlage vermieden wird. Weist der Betreiber der KWK-Anlage dem Netzbetreiber einen Dritten nach, der bereit ist, den eingespeisten KWK-Strom zu kaufen, ist der Netzbetreiber verpflichtet, den KWK-Strom vom Betreiber der KWK-Anlage zu dem vom Dritten angebotenen Strompreis abzunehmen. Der Dritte ist verpflichtet, den KWK-Strom zum Preis seines Angebotes an den Betreiber der KWK-Anlage vom Netzbetreiber abzunehmen. Für vor Inkrafttreten des Gesetzes abgeschlossene Verträge zwischen dem Betreiber der KWK-Anlage und einem Dritten gilt Satz 3 entsprechend.

(4) Die Verpflichtung zur Abnahme und zur Vergütung von KWK-Strom entfällt, wenn der Netzbetreiber nicht mehr zur Zuschlagszahlung nach Absatz 3 Satz 1 verpflichtet ist.

(5) Netzbetreiber müssen für die Zuschlagszahlungen getrennte Konten führen; § 9 Abs. 2 des Energiewirtschaftsgesetzes gilt entsprechend.

(6) Soweit ein Netz technisch nicht in der Lage ist, den KWK-Strom aufzunehmen, treffen die Verpflichtungen aus Absatz 1 den Betreiber des nächstgelegenen Netzes einer höheren Spannungsebene. Ein Netz gilt als technisch in der Lage, den KWK-Strom aufzunehmen, wenn dies durch einen wirtschaftlich zumutbaren Ausbau des Netzes möglich wird. Soweit es für die Planung des Netzbetreibers oder des Einspeisewilligen erforderlich ist, sind Netzdaten und Anlagedaten offen zu legen.

(7) Die Bundesregierung wird ermächtigt, durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates Grundlagen und Berechnungsgrundsätze zur Bestimmung des Vergütungsanspruchs für aufgenommenen KWK-Strom nach Absatz 3 Satz 1 näher zu bestimmen.

§ 5

Kategorien der zuschlagberechtigten KWK-Anlagen

(1) Anspruch auf Zahlung des Zuschlags besteht für KWK-Strom aus folgenden vor Inkrafttreten des Gesetzes in Dauerbetrieb genommenen Anlagen:

1. KWK-Anlagen, die bis zum 31. Dezember 1989 in Dauerbetrieb genommen worden sind (alte Bestandsanlagen);
2. KWK-Anlagen, die ab dem 1. Januar 1990 bis zum Inkrafttreten dieses Gesetzes in Dauerbetrieb genommen worden sind (neue Bestandsanlagen). Anlagen nach Nummer 1 gelten als neue Bestandsanlagen, wenn in der Zeit vom 1. Januar 1990 bis zum Inkrafttreten des Gesetzes wesentliche die Effizienz bestimmende Anlagenteile erneuert worden sind, die Kosten der Erneuerung mindestens 50 vom Hundert der Kosten für die Neuerrichtung der gesamten Anlage betragen und die Anlage wieder in Dauerbetrieb genommen worden ist;
3. alten Bestandsanlagen, die modernisiert oder durch eine neue Anlage ersetzt und nach dem Inkrafttreten

dieses Gesetzes, spätestens jedoch bis zum 31. Dezember 2005, wieder in Dauerbetrieb genommen worden sind (modernisierte Anlagen). Eine Modernisierung liegt vor, wenn wesentliche die Effizienz bestimmende Anlagenteile erneuert worden sind und die Kosten der Erneuerung mindestens 50 vom Hundert der Kosten für die Neuerrichtung der gesamten Anlage betragen. Der Anspruch auf Zuschlag für modernisierte Anlagen besteht nur, soweit der KWK-Strom nicht auf einer Erhöhung des Wärmeanschlusswertes des Fernwärme-Versorgungsnetzes, an das die KWK-Anlage angeschlossen ist, beruht. Der Wärmeanschlusswert im Sinne des Satzes 3 ist die Summe der Wärmeanschlusswerte der über das Fernwärme-Versorgungsnetz zum 31. Dezember 2000 versorgten Kunden. Soweit modernisierte Anlagen einer immissionschutzrechtlichen Genehmigung bedürfen, besteht der Anspruch auf Zuschlag für modernisierte Anlagen nur, wenn bis zum 1. April 2003 ein Antrag auf Erteilung einer Genehmigung im Sinne des § 10 Abs. 1 Satz 1 des Bundes-Immissionsschutzgesetzes in Verbindung mit § 3 der Neunten Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes bei der dafür zuständigen Behörde gestellt worden ist. Ein Doppel dieses Antrages ist vom Antragsteller dem Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle zu übermitteln.

(2) Anspruch auf Zahlung des Zuschlags besteht für KWK-Strom aus folgenden nach Inkrafttreten des Gesetzes in Dauerbetrieb genommenen Anlagen:

1. kleinen KWK-Anlagen, soweit sie nicht eine bereits bestehende Fernwärmeversorgung aus KWK-Anlagen verdrängen, und
2. Brennstoffzellen-Anlagen.

Der Anspruch auf Zahlung für KWK-Strom aus Anlagen nach Satz 1 Nr. 1 besteht nicht mehr nach dem 31. Dezember des Jahres, das auf das Jahr folgt, in dem seit dem Inkrafttreten des Gesetzes Ansprüche auf Zahlung des Zuschlags für elf Terawattstunden KWK-Strom aus Anlagen nach Satz 1 Nr. 1 entstanden sind. Sind in dem letzten Anwendungsjahr noch keine Ansprüche für 14 Terawattstunden KWK-Strom seit dem Inkrafttreten des Gesetzes entstanden, so bestehen Ansprüche für ein weiteres Jahr. Die zuständige Stelle gibt die seit Inkrafttreten des Gesetzes eingespeiste KWK-Strommenge aus Anlagen nach Satz 1 Nr. 1 jährlich im Bundesanzeiger bekannt.

§ 6

Zulassung

(1) Voraussetzung für den Anspruch auf Zahlung des Zuschlags ist die Zulassung als KWK-Anlage gemäß § 5. Die Zulassung ist zu erteilen, wenn die KWK-Anlage die Voraussetzungen nach § 5 erfüllt. Der Antrag muss enthalten:

1. Angaben zum Anlagenbetreiber,
2. Angaben und Nachweise über den Zeitpunkt der Aufnahme des Dauerbetriebs sowie im Falle von neuen Bestandsanlagen und modernisierten Anlagen Nachweise für das Vorliegen der Voraussetzungen des § 5 Abs. 1 Nr. 2 Satz 2 und Nr. 3 Satz 2, 3 und 5,
3. Angaben zum Anschluss an das Netz für die allgemeine Versorgung sowie

4. ein nach den anerkannten Regeln der Technik erstelltes Sachverständigengutachten über die Eigenschaften der Anlage, die für die Feststellung des Vergütungsanspruchs von Bedeutung sind; als anerkannte Regeln gelten die von der Arbeitsgemeinschaft Fernwärme e. V. in Nummer 4 bis 6 des Arbeitsblattes FW 308 Zertifizierung von KWK-Anlagen – Ermittlung des KWK-Stromes (Beilage zum Bundesanzeiger Nr. 169a vom 8. September 2001) in der jeweils geltenden Fassung enthaltenen Grundlagen und Rechenmethoden. Anstelle des Gutachtens nach Satz 1 können für serienmäßig hergestellte kleine KWK-Anlagen geeignete Unterlagen des Herstellers vorgelegt werden, aus denen die thermische und elektrische Leistung sowie die Stromkennzahl hervorgehen.

(2) Die Zulassung wird rückwirkend zum Zeitpunkt des Inkrafttretens des Gesetzes erteilt, wenn der Antrag in demselben Kalenderjahr gestellt worden ist, bei späterer Antragstellung rückwirkend zum 1. Januar des Kalenderjahres, in dem der Antrag gestellt worden ist. Im Falle der Änderung oder Modernisierung der Anlage wird die Zulassung rückwirkend zu dem Zeitpunkt der Wiederaufnahme des Dauerbetriebs der Anlage erteilt. Für Anlagen nach § 5 Abs. 2 gilt Satz 2 entsprechend.

(3) Die Zulassung erlischt, wenn Eigenschaften der Anlage im Sinne des Absatzes 1 Satz 3 Nr. 4 verändert werden.

(4) Die von der zuständigen Stelle beauftragten Personen sind berechtigt, während der üblichen Geschäftszeiten Betriebsgrundstücke, Geschäftsräume und Einrichtungen des Betreibers der KWK-Anlage zu betreten, dort Prüfungen vorzunehmen und die betrieblichen Unterlagen des Betreibers der KWK-Anlage einzusehen, soweit dies für die Überprüfung der Zulassungsvoraussetzungen erforderlich ist.

(5) Der Netzbetreiber kann von dem Betreiber der KWK-Anlage Einsicht in die Zulassung und die Antragsunterlagen verlangen, soweit dies für die Prüfung der Ansprüche des Betreibers der KWK-Anlage erforderlich ist.

§ 7

Höhe des Zuschlags und Dauer der Zahlung

(1) Betreiber alter Bestandsanlagen haben für KWK-Strom einen Anspruch auf Zahlung eines Zuschlags in Höhe von 1,53 Cent pro Kilowattstunde in den Jahren 2002 und 2003, in Höhe von 1,38 Cent pro Kilowattstunde in den Jahren 2004 und 2005 und in Höhe von 0,97 Cent pro Kilowattstunde im Jahre 2006.

(2) Betreiber neuer Bestandsanlagen haben für KWK-Strom einen Anspruch auf Zahlung eines Zuschlags in Höhe von 1,53 Cent pro Kilowattstunde in den Jahren 2002 und 2003, in Höhe von 1,38 Cent pro Kilowattstunde in den Jahren 2004 und 2005, in Höhe von 1,23 Cent pro Kilowattstunde in den Jahren 2006 und 2007, in Höhe von 0,82 Cent pro Kilowattstunde im Jahre 2008 und in Höhe von 0,56 Cent pro Kilowattstunde im Jahre 2009.

(3) Betreiber modernisierter Anlagen haben für KWK-Strom ab Aufnahme des Dauerbetriebs als modernisierte Anlage einen Anspruch auf Zahlung eines Zuschlags in Höhe von 1,74 Cent pro Kilowattstunde in den Jahren 2002, 2003 und 2004, in Höhe von 1,69 Cent pro Kilowattstunde in den Jahren 2005 und 2006, in Höhe von

1,64 Cent pro Kilowattstunde in den Jahren 2007 und 2008 und in Höhe von 1,59 Cent pro Kilowattstunde in den Jahren 2009 und 2010.

(4) Betreiber kleiner KWK-Anlagen nach § 5 Abs. 2 Satz 1 Nr. 1 haben für KWK-Strom einen Anspruch auf Zahlung eines Zuschlags in Höhe von 2,56 Cent pro Kilowattstunde in den Jahren 2002 und 2003, in Höhe von 2,40 Cent pro Kilowattstunde in den Jahren 2004 und 2005, in Höhe von 2,25 Cent pro Kilowattstunde in den Jahren 2006 und 2007, in Höhe von 2,10 Cent pro Kilowattstunde in den Jahren 2008 und 2009 und in Höhe von 1,94 Cent pro Kilowattstunde im Jahre 2010. Betreiber kleiner KWK-Anlagen nach § 5 Abs. 2 Satz 1 Nr. 1 mit einer elektrischen Leistung bis einschließlich 50 Kilowatt, die bis zum 31. Dezember 2005 in Dauerbetrieb genommen worden sind, haben vorbehaltlich des § 5 Abs. 2 Satz 2 und 3 für KWK-Strom einen Anspruch auf Zahlung eines Zuschlags in Höhe von 5,11 Cent pro Kilowattstunde für einen Zeitraum von zehn Jahren ab Aufnahme des Dauerbetriebs der Anlage.

(5) Betreiber von Brennstoffzellen-Anlagen nach § 5 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2 haben für KWK-Strom einen Anspruch auf Zahlung eines Zuschlags in Höhe von 5,11 Cent pro Kilowattstunde für einen Zeitraum von zehn Jahren ab Aufnahme des Dauerbetriebs der Anlage.

(6) Die Bundesregierung wird ermächtigt, durch Rechtsverordnung, die der Zustimmung des Bundestages bedarf, von Absatz 1 bis 5 abweichende Festlegungen zur Höhe und zum Zeitraum der Begünstigung zu treffen, wenn die Entwicklung der Rahmenbedingungen für den wirtschaftlichen Betrieb von KWK-Anlagen, insbesondere der Strom- und Brennstoffpreise, dies erfordert.

§ 8

Nachweis des eingespeisten KWK-Stroms

(1) Der Betreiber einer KWK-Anlage macht der zuständigen Stelle und dem Netzbetreiber monatlich Mitteilung über die in das Netz für die allgemeine Versorgung eingespeiste KWK-Strommenge. Zur Feststellung der eingespeisten Strommenge und der abgegebenen Nutzwärme hat der Netzbetreiber auf Kosten des Betreibers der KWK-Anlage Messeinrichtungen anzubringen, die den eichrechtlichen Vorschriften entsprechen. Betreiber von KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung bis einschließlich 100 Kilowatt sind abweichend von Satz 2 selbst zur Anbringung der Messeinrichtungen berechtigt. Der Betreiber der KWK-Anlage hat Beauftragten des Netzbetreibers auf Verlangen Zutritt zu den Messeinrichtungen zu gewähren. Der Betreiber der KWK-Anlage legt der zuständigen Stelle und dem Netzbetreiber bis zum 31. März eines jeden Jahres eine nach den anerkannten Regeln der Technik erstellte und durch einen Wirtschaftsprüfer oder vereidigten Buchprüfer testierte Abrechnung der im vorangegangenen Kalenderjahr eingespeisten KWK-Strommenge sowie Angaben zur KWK-Nettostromerzeugung, zur KWK-Nutzwärmeerzeugung sowie zu Brennstoffart und -einsatz vor; als anerkannte Regeln gelten die von der Arbeitsgemeinschaft Fernwärme e.V. in Nummer 4 bis 6 des Arbeitsblattes FW 308 – Zertifizierung von KWK-Anlagen – Ermittlung des KWK-Stromes – in der jeweils geltenden Fassung enthaltenen Grundlagen und Rechenmethoden.

(2) Der Betreiber einer kleinen KWK-Anlage, die nicht über Vorrichtungen zur Abwärmeabfuhr verfügt, ist von

den Mitteilungspflichten nach Absatz 1 Satz 1 und der Messung der abgegebenen Nutzwärme befreit. Abweichend von Absatz 1 Satz 5 teilt der Betreiber einer kleinen KWK-Anlage der zuständigen Stelle und dem Netzbetreiber bis zum 31. März eines jeden Jahres die im vorangegangenen Kalenderjahr eingespeiste KWK-Strommenge mit. Der Betreiber einer kleinen KWK-Anlage macht der zuständigen Stelle darüber hinaus bis zum 31. März eines jeden Jahres Angaben zu Brennstoffart und -einsatz.

(3) Bei begründeten Zweifeln an der Richtigkeit der Mitteilung nach Absatz 1 Satz 1, der Abrechnung bzw. den Angaben nach Absatz 1 Satz 5 oder der Mitteilung nach Absatz 2 Satz 2 und 3 kann die zuständige Stelle Maßnahmen zur Überprüfung ergreifen. § 6 Abs. 4 gilt entsprechend.

(4) Vor der Vorlage der Abrechnung nach Absatz 1 Satz 5 oder der Mitteilung nach Absatz 2 Satz 2 kann der Betreiber der KWK-Anlage monatliche Abschlagszahlungen vom Netzbetreiber verlangen, wenn die Anlage zugelassen ist oder der Antrag auf Zulassung gestellt worden ist.

(5) Die zuständige Stelle übermittelt jährlich die nach § 6 Abs. 1 Nr. 1 bis 4 anfallenden Daten der KWK-Anlagen sowie die KWK-Nettostromerzeugung, die KWK-Nutzwärmeerzeugung und die eingespeiste KWK-Strommenge und die Angaben zu Brennstoffart und -einsatz an das Statistische Bundesamt zum Zwecke der Aufbereitung von Bundesergebnissen sowie zur Erfüllung von Mitteilungspflichten der Bundesrepublik Deutschland gegenüber supra- und internationalen Organisationen. Für die zu übermittelnden Daten gelten die Regelungen zur Geheimhaltung gemäß § 16 des Bundesstatistikgesetzes.

§ 9

Belastungsausgleich

(1) Netzbetreiber, die im Kalenderjahr Zuschläge zu leisten haben, können finanziellen Ausgleich von dem vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber für diese Zahlungen verlangen.

(2) Übertragungsnetzbetreiber ermitteln bis zum 30. April eines jeden Jahres die von ihnen im vorangegangenen Kalenderjahr geleisteten Zuschlags- und Ausgleichszahlungen und die von ihnen oder anderen Netzbetreibern im Bereich ihres Übertragungsnetzes an Letztverbraucher im Sinne des Absatzes 7 Satz 2, des Absatzes 7 Satz 3 und an andere Letztverbraucher ausgespeisten Strommengen.

(3) Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, den unterschiedlichen Umfang ihrer Zuschlagszahlungen und ihrer Ausgleichszahlungen nach Maßgabe der von ihnen oder anderen Netzbetreibern im Bereich ihres Übertragungsnetzes an Letztverbraucher im Sinne des Absatzes 7 Satz 2, des Absatzes 7 Satz 3 und an andere Letztverbraucher gelieferten Strommengen über eine finanzielle Verrechnung untereinander auszugleichen. Die Übertragungsnetzbetreiber ermitteln hierfür die Belastungen, die sie gemessen an den Strommengen nach Absatz 2 und den Belastungsgrenzen nach Absatz 7 Satz 2 und 3 zu tragen hätten. Übertragungsnetzbetreiber, die bezogen auf die Stromabgabe an Letztverbraucher im Bereich ihres Netzes höhere Zahlungen zu leisten hatten oder größere Strommengen an Letztverbraucher im Sinne

des Absatzes 7 Satz 2 und 3 abgegeben haben, als es dem Durchschnitt aller Übertragungsnetzbetreiber entspricht, haben einen finanziellen Anspruch auf Belastungsausgleich, bis alle Übertragungsnetzbetreiber eine Belastung tragen, die dem Durchschnittswert für jede Letztverbrauchergruppe entspricht.

(4) Übertragungsnetzbetreiber haben einen Anspruch auf Belastungsausgleich gegen die ihnen unmittelbar oder mittelbar nachgelagerten Netzbetreiber, bis alle Netzbetreiber gleiche Belastungen nach Absatz 3 tragen.

(5) Auf die zu erwartenden Ausgleichsbeträge sind monatliche Abschläge zu zahlen.

(6) Jeder Netzbetreiber ist verpflichtet, den anderen Netzbetreibern die für die Berechnung des Belastungsausgleichs erforderlichen Daten rechtzeitig zur Verfügung zu stellen. Jeder Netzbetreiber kann verlangen, dass die anderen ihre Angaben durch einen im gegenseitigen Einvernehmen bestellten Wirtschaftsprüfer oder vereidigten Buchprüfer testieren lassen.

(7) Netzbetreiber sind berechtigt, geleistete Zuschlagszahlungen, soweit sie nicht erstattet worden sind, und Ausgleichszahlungen bei der Berechnung der Netznutzungsentgelte in Ansatz zu bringen, sofern sie die Zahlungen durch Testat eines Wirtschaftsprüfers oder vereidigten Buchprüfers nachweisen. Für Letztverbraucher, deren Jahresverbrauch an einer Abnahmestelle mehr als 100 000 Kilowattstunden beträgt, darf sich das Netznutzungsentgelt für über 100 000 Kilowattstunden hinausgehende Strombezüge aus dem Netz für die allgemeine Versorgung an dieser Abnahmestelle höchstens um 0,05 Cent pro Kilowattstunde erhöhen. Sind Letztverbraucher Unternehmen des Produzierenden Gewerbes, deren Stromkosten im vorangegangenen Kalenderjahr 4 Prozent des Umsatzes überstiegen, darf sich das Netznutzungsentgelt für über 100 000 Kilowattstunden hinausgehende Lieferungen höchstens um die Hälfte des Betrages nach Satz 2 erhöhen. Letztverbraucher nach Satz 3 haben dem Netzbetreiber auf Verlangen durch Testat eines Wirtschaftsprüfers oder vereidigten Buchprüfers den Stromkostenanteil am Umsatz nachzuweisen. Die Sätze 2 und 3 gelten entsprechend für Unternehmen des schienengebundenen Verkehrs sowie Eisenbahninfrastrukturunternehmen; beim schienengebundenen Verkehr ist für die Zuordnung zum Übertragungsnetzbereich auf die Einspeisestelle in das Bahnstromnetz bzw. die Unterwerke abzustellen. Werden Netznutzungsentgelte nicht gesondert in Rechnung gestellt, können die Zahlungen nach Satz 1 bei dem Gesamtpreis für den Strombezug entsprechend in Ansatz gebracht werden.

§ 10

Zuständigkeit

(1) Zuständig für die Durchführung dieses Gesetzes ist das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, soweit im Gesetz nichts Abweichendes bestimmt ist.

(2) Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie wird ermächtigt, die Durchführung der Aufgaben nach den §§ 6 und 8 durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates ganz oder teilweise auf eine juristische Person des privaten Rechts zu übertragen, soweit deren Bereitschaft und Eignung zur ordnungsgemäßen Erfüllung der Aufgaben gegeben ist.

§ 11

Kosten

(1) Für Amtshandlungen nach diesem Gesetz werden Kosten (Gebühren und Auslagen) erhoben.

(2) Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie wird ermächtigt, durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates die gebührenpflichtigen Tatbestände und die Gebührenhöhe zu bestimmen.

§ 12

Gemeinsame

Zwischenüberprüfung, Übergangsregelung

(1) Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie führt Ende 2004 gemeinsam mit dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit unter Mitwirkung von Verbänden der deutschen Wirtschaft und Energiewirtschaft unter Berücksichtigung bereits eingetretener und sich abzeichnender Entwicklungen bei der KWK-Stromerzeugung eine Zwischenüberprüfung über die Erreichung der in § 1 Abs. 1 für 2005 und 2010 genannten Ziele, über die Entwicklung der Rahmenbedingungen für den wirtschaftlichen Betrieb von KWK-Anlagen und über das Finanzvolumen durch. Sollten nach dem Ergebnis der Zwischenüberprüfung die genannten Ziele und Vorgaben nicht erreicht werden, sind von der Bundesregierung geeignete Maßnahmen zur Zielerreichung vorzuschlagen.

(2) Vergütungs- und Belastungsausgleichsansprüche, die bis zum Außerkrafttreten des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes vom 12. Mai 2000 (BGBl. I S. 703), geändert durch Artikel 38 des Gesetzes vom 10. November 2001 (BGBl. I S. 2992), entstanden sind, dürfen noch bis zum 31. Dezember des darauf folgenden Jahres nach diesen Vorschriften erhoben werden.

(3) Zuschlags- und Ausgleichsansprüche für KWK-Anlagen nach § 5 Abs. 1 und 2 Nr. 1, die bis zum 31. Dezember 2010 entstanden sind, dürfen noch bis zum 31. Dezember 2011 nach den Vorschriften dieses Gesetzes geltend gemacht werden.

§ 13

Inkrafttreten, Außerkrafttreten

(1) Dieses Gesetz tritt am 1. April 2002 in Kraft. Gleichzeitig tritt das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 12. Mai 2000 (BGBl. I S. 703), geändert durch Artikel 38 des Gesetzes vom 10. November 2001 (BGBl. I S. 2992), außer Kraft.

(2) Dieses Gesetz tritt am 31. Dezember 2010 außer Kraft, sofern auf der Grundlage des Berichts nach § 12 Abs. 1 keine Verlängerung dieses Gesetzes beschlossen wird. Für kleine KWK-Anlagen nach § 5 Abs. 2 Satz 1 Nr. 1 mit einer elektrischen Leistung bis einschließlich 50 Kilowatt, die bis zum 31. Dezember 2005 in Dauerbetrieb genommen worden sind, sowie für Brennstoffzellen-Anlagen nach § 5 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2, die vor dem Außerkrafttreten dieses Gesetzes in Dauerbetrieb genommen worden sind, ist das Gesetz weiter anzuwenden.

Die verfassungsmäßigen Rechte des Bundesrates sind gewahrt.

Das vorstehende Gesetz wird hiermit ausgefertigt und wird im Bundesgesetzblatt verkündet.

Berlin, den 19. März 2002

Der Bundespräsident
Johannes Rau

Der Bundeskanzler
Gerhard Schröder

Der Bundesminister
für Wirtschaft und Technologie
Müller

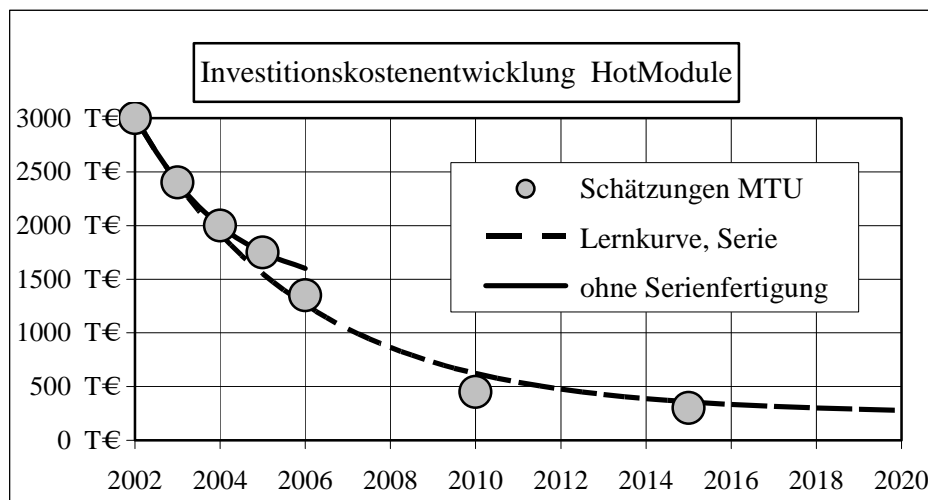
Anlage 2: Investitionskostenentwicklung bei Brennstoffzellenanlage

Beispiel MTU Friedrichshafen; HotModule MCFC 250 kW

Kosten

Die Kosten für ein HotModule betragen zum jetzigen Zeitpunkt rund **3 Mio. €** pro Einheit. Für die Jahre 2003 und 2004 wird derzeit ein Preis von etwa **2,4 Mio. €** bzw. **2 Mio. €** angegeben. Die zurzeit noch hohen Kosten sollen bis zum Jahr 2006/7 auf **1.000 €/kW_{el.}** bis **1.500 €/kW_{el.}** gesenkt werden, was einem Zielpreis zwischen **300.000 €** und **450.000 €** pro 300 kW Einheit entspricht. Laut MTU ist ein solcher Zielpreis durch die zu erwartende starke Vereinfachung der Peripherie und durch das HotModule-Konzept bereits ab einem Produktionsvolumen von 10 MW_{el}/a für die peripheren Anlagenteile und für die Zellkomponenten ab einem Produktionsvolumen von etwa 40 MW_{el}/a erreichbar [Huppmann 2000]. Die prognostizierte Lernkurve und die damit verbundene Preisdegression als Funktion des Lieferjahres sind in der folgenden Abbildung dargestellt.

Abbildung Anlage 2 - 1 Prognose zur Investitionskostenentwicklung des MTU HotModule



MTU Hot-Module	2002	2003	2004	2006	2010	2015
Prognose in 1000 €	3.000	2.400	2.000	1.350	450	300

Entwicklungen

Für die Absatzplanung der MTU Friedrichshafen GmbH bis zum Jahre 2010 liegen zum jetzigen Zeitpunkt die folgenden Stückzahlen bzw. Gesamtleistungen vor:

Jahr	Anzahl HotModule	Gesamte installierte Leistung
2002	4 Anlagen á 250kW _{el}	1 MW _{el}
2003	6 Anlagen á 250kW _{el}	1,5 MW _{el}
2004	10 Anlagen á 250kW _{el}	2,5 MW _{el}
2007	variable Leistungsgrößen	> 40 MW _{el}
2010	variable Leistungsgrößen	> 200 MW _{el}

Anlage 3: Grafiken zur Entwicklung und zur Höhe der bisherigen Einspeisevergütung für BHKWs

Anmerkung: Die dargestellten Bonuszahlungen beziehen sich auf bereits bestehende Anlagen (dadurch niedrigere Bonuszahlungen als bei Neuanlagen). Relevanter und aussagekräftiger sind die Darstellungen der Unterschiede in der Einspeisevergütung.

Die Grafiken beruhen auf Berechnungen, die auf der Grundlage vorliegender Zahlen über Einspeisevergütungen vorgenommen wurden für

- Einspeisung ins Niederspannungsnetz
- BHKW 30 kW, 6.000 h/a Betriebszeit, davon 20 % eingespeist, davon 15 % Winter HT, 45 % Winter NT, 10 % Sommer HT, 30 % Sommer NT
- bestehende BHKWs (Bestandsanlagen gem. KWKModG); es wurde der durchschnittliche Zuschlag für die Jahre 2002 bis 2009 angesetzt (0,92 ct/kWh).

Nachfolgende Abbildungen zeigen an einigen Beispielen die Entwicklung der Einspeisevergütung seit 2001. Es wird deutlich, dass in vielen Fällen trotz Bonus des KWK-Gesetzes die Einspeisevergütung zurückgegangen ist.

Abbildung Anlage 3-1 Entwicklung der Einspeisevergütung für Strom aus Klein-BHKW-Anlagen 2001 und 2002

Entwicklung der Einspeisevergütung für Strom aus Klein-BHKW-Anlagen 2001 und 2002 (Beispiele)

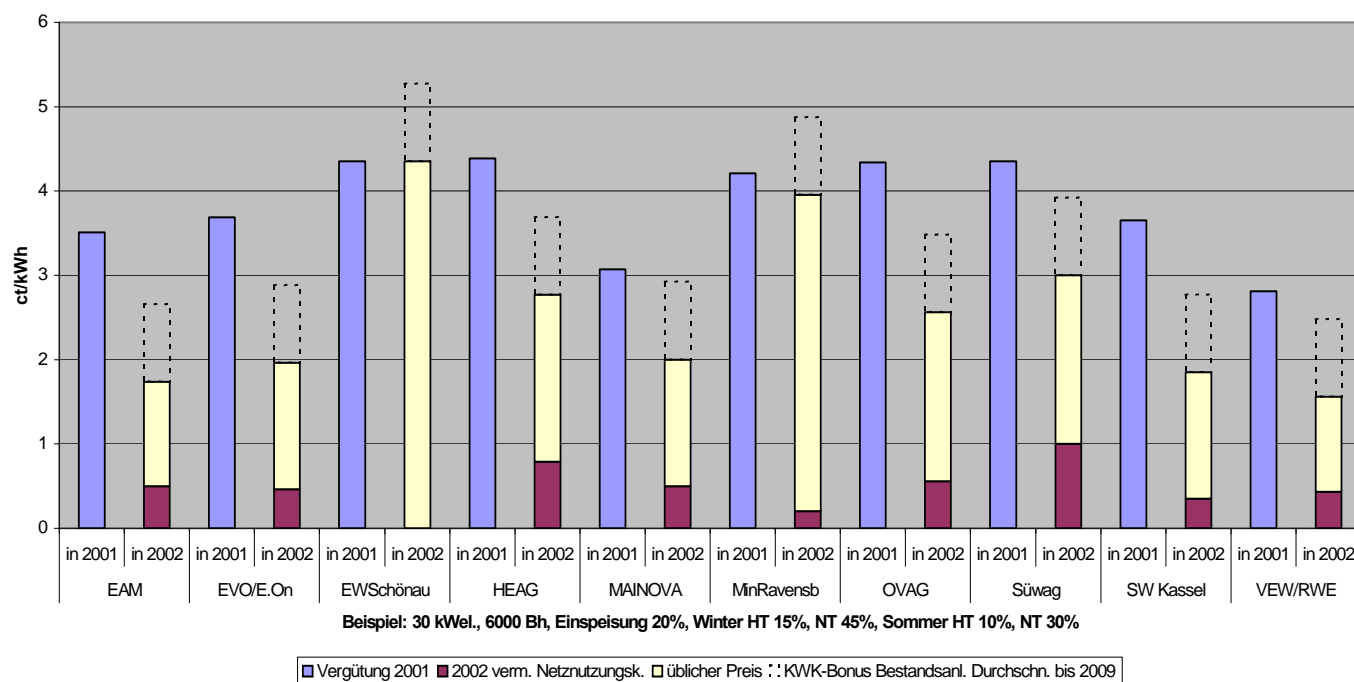
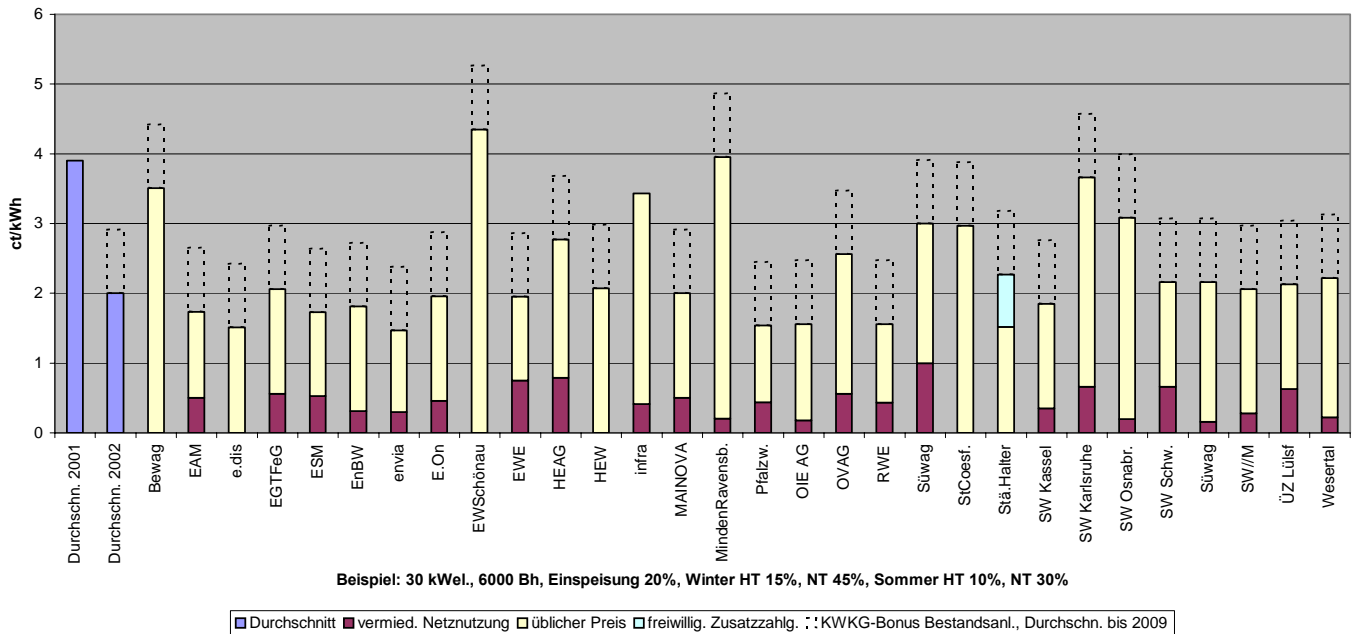


Abbildung Anlage 3 - 2 Einspeisevergütung für Strom aus Klein-BHKW-Anlagen 2002

Einspeisevergütung für Strom aus Klein-BHKW-Anlagen 2002 (Beispiele)



Quelle: Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung e.V., 12/2002

Bei einigen Unternehmen werden die vermiedenen Netznutzungsentgelte nicht separat ausgewiesen. In diesen Fällen sind sie in den Grafiken im „üblichen Preis“ mit enthalten.

Anlage 3a: Einschub aus aktuellem Anlass der EEG-Novellierung

a) Zukünftige Präzisierung des „üblichen Preises“

Im Rahmen des am 2.4.2004 im Bundestag in 3. Lesung verabschiedeten Artikelgesetzes zur Novellierung des EEG wurde auch eine Veränderung des KWK-G (KWKModG) beschlossen.*

Als „üblicher Preis“ soll der an der Leipziger Strombörse EEX erzielte durchschnittliche Baseload-Preis des jeweils vorangegangenen Quartals gelten.

Quartal	I / 2004	IV / 2003	III / 2003	II / 2003	I / 2003
durchschnittlicher Baseloadpreis ct/kWh	2,85	2,95	3,21	2,47	2,92

=> Differenz zu bisherigem „üblichen Preis“: ca. 1,5 ct/kWh (in 2003)

Anmerkung: Das Gesetz wird voraussichtlich Anfang Juni in Kraft treten.

b) Zuschläge im Rahmen des EEG

Im Rahmen des am 2.4.2004 im Bundestag in 3. Lesung verabschiedeten Artikelgesetzes zur Novellierung des EEG wurde beschlossen:

- Für Strom aus Anlagen bis einschließlich 20 MW, die ausschließlich Biomasse [...] einsetzen, erhöht sich die Mindestvergütung um **2 ct/kWh**, soweit es sich um Strom im Sinne des KWK-Gesetzes handelt.
- Für Strom aus Anlagen bis einschließlich 5 MW, die ausschließlich Biomasse [...] einsetzen, erhöht sich die Mindestvergütung um weitere **2 ct/kWh**, wenn der Strom mittels Brennstoffzellen gewonnen wird.

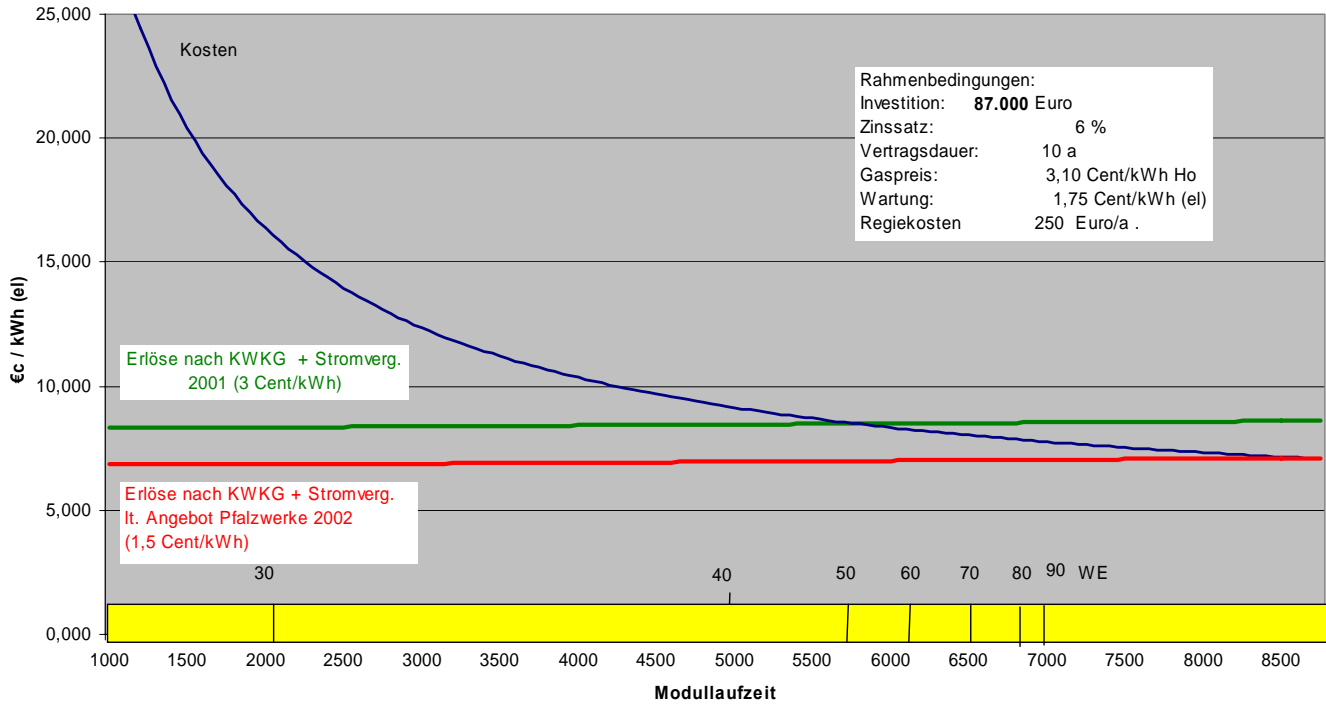
Durch das EEG-Artikelgesetz erhöht sich die Vergütung für 250 kW- Brennstoffzellen auf insgesamt rund 14,0 ct/kWh, wenn sie mit Biogas betrieben werden.¹¹⁷

¹¹⁷ Zusammengesetzt aus Basisvergütung von 9,9 ct/kWh (für Strom, der in Anlagen 8 [...] gewonnen wird, die ausschließlich Biomasse [...] einsetzen) plus jeweils 2 ct/kWh Zuschläge wie oben beschrieben (vgl. § 8, Absätze 1, 3 und 4 des Artikelgesetzes zur Novellierung des EEG von 2.4.2004)

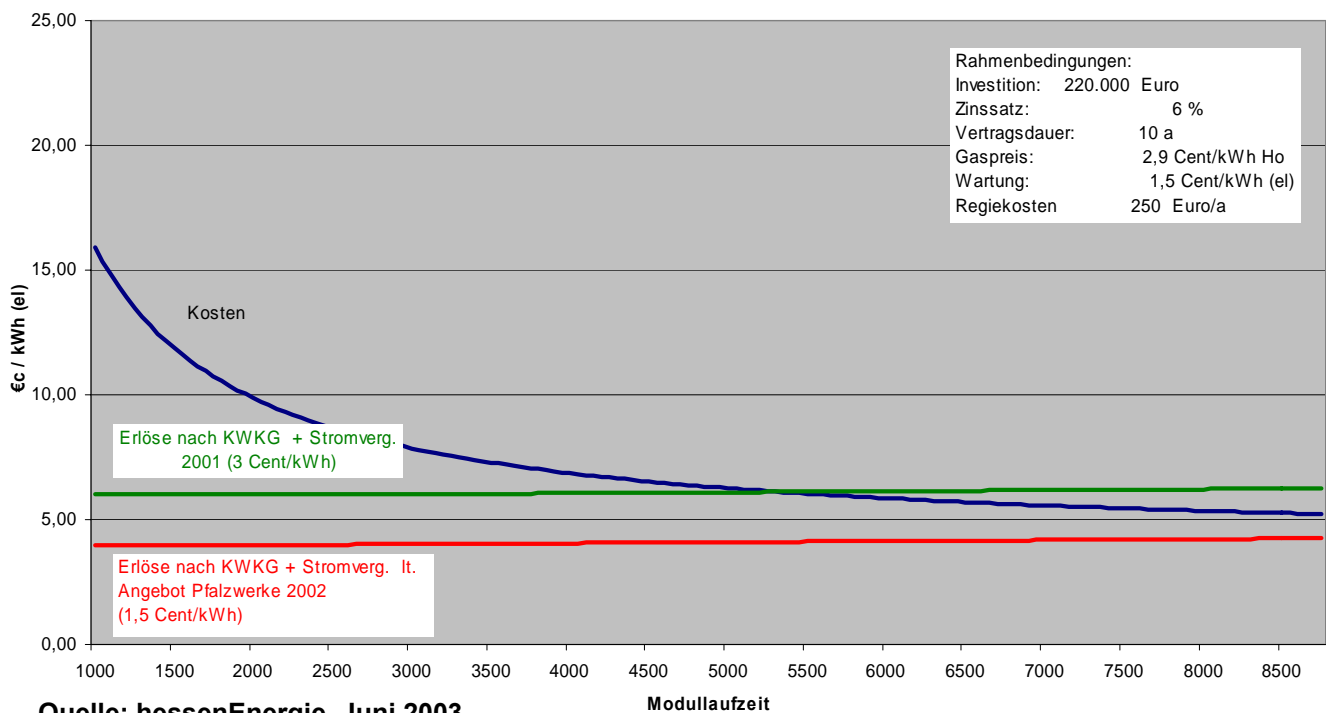
Anlage 4: Kosten-/Erlössituation für BHKW mit Anlagengröße 50 kW_{el} und 250 kW_{el}

Abbildung Anlage 4 - 1 Kosten-/Erlössituation für BHKW mit Anlagengröße 50 kW_{el} und 250 kW_{el}

Vollkosten 50 kW



Vollkosten 250 kW



Quelle: hessenEnergie, Juni 2003

Anlage 5: Umfrage: Was hat das KWK-Gesetz bisher bewegt, was ist noch zu erwarten?

Ausgewählte Aussagen von Herstellern, Anlagenbauern und Verbänden zu den Auswirkungen des KWK-Gesetzes auf Brennstoffzellenanlagen (Interviewrecherche), die im vorliegenden Bericht noch nicht aufgeführt wurden :

- Brennstoffzelle nur ein Unterpunkt vom KWK-Gesetz insgesamt
- Förderung der Photovoltaik mit 49 ct/kWh knapp zehn Mal höher als die Zuschlagszahlung für Brennstoffzellen
- Eingespeister Strom wird vergütet, der Eigenverbrauch dagegen nicht (wird als unplausibel empfunden)
- Weitere Felderprobungsanlagen zur Technologieausreifung notwendig. Diese sind aber nicht über eigene Mittel finanzierbar (auf öffentliche Förderung angewiesen, z.B. Marktanschubfinanzierung)
- Anlagenbauer und Hersteller plädieren für ein befristetes Markteinführungs-/ Marktanschubprogramm. Es soll begrenzt sein auf 10 Jahre mit einer möglichst hohen Anfangsförderung, die im Verlauf degressiv abnimmt
- Die Motorenentwicklung bis zum heutigen Entwicklungsstand hat 100 Jahre gedauert. Die Entwicklung der Brennstoffzelle zur konkurrenzfähigen Technologie soll sich nun innerhalb von 5 – 10 Jahren vollziehen
- Planung und Umsetzung einer Versorgungskonzeption unter Berücksichtigung von KWK ist notwendig (beispielsweise in der kleinsten Form als Siedlungsprojekte)

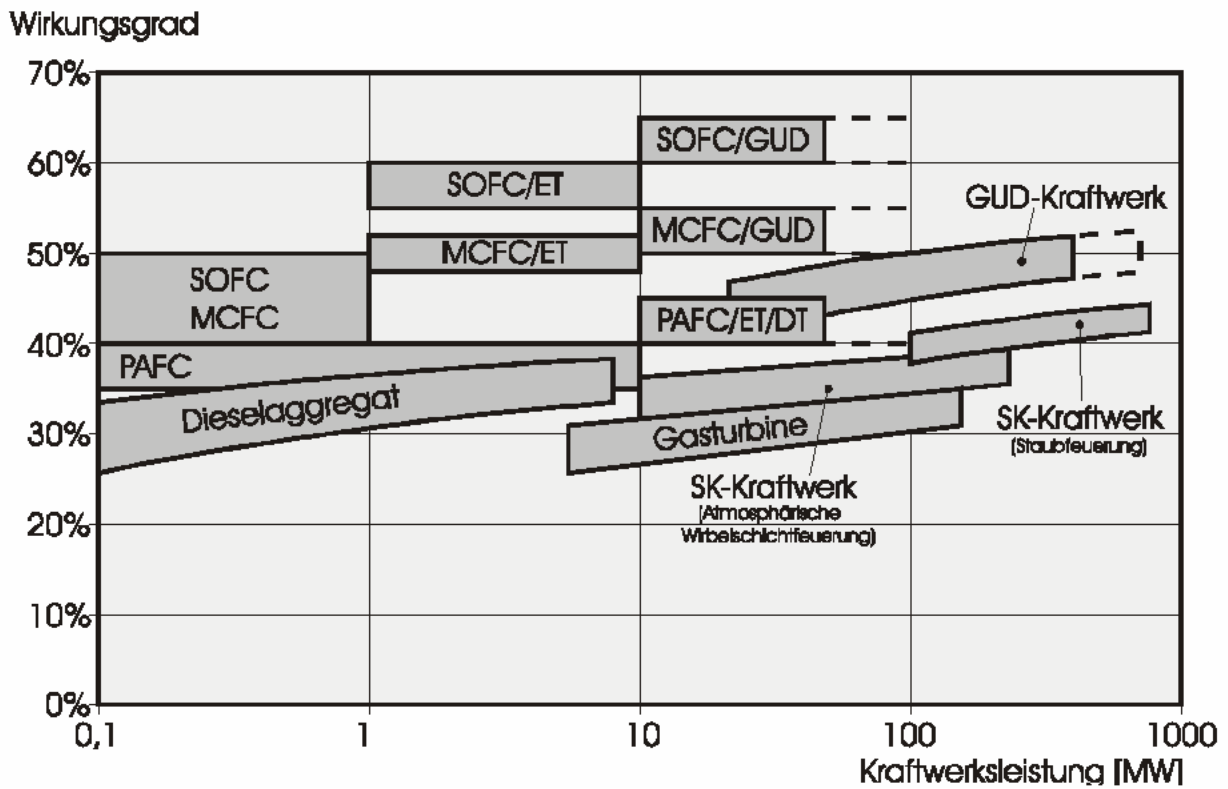
Aussagen von Heizungsbauern zu den Markterwartungen des BHKW-Zubaus durch das KWK-Gesetz insgesamt:

- Projektstätigkeit nimmt zu, aber keine entsprechenden Aufträge. Das KWK-Gesetz hat keinen nachhaltig positiv Effekt am BHKW-Markt ausgelöst.
- Bei Leistungen bis 50 kW_{el} wird eine steigende Nachfrage wahrgenommen. Bei größeren Leistungen nur geringe Veränderung der Anfragetätigkeit.
- Es werden nur Einspeisungen ins Netz der allgemeinen Versorgung berücksichtigt bzw. mit Zuschlägen versehen.

Quelle: BKWK-Umfrage: Markterwartungen der deutschen BHKW-Anbieter im Herbst 2002

Anlage 6: Vergleich der Wirkungsgrade von Brennstoffzellen mit Konkurrenztechnologien

Abbildung Anlage 6 - 1 Vergleich der Wirkungsgrade von Brennstoffzellen mit Konkurrenztechnologien



Quelle: in Anlehnung an Garcke, 2002

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1-1 Bestand an stationärer Brennstoffzellenleistung am Netz in Deutschland Ende 2003	9
Tabelle 1-2 Übersicht Unsicherheitsfaktoren für Markteinführung / -entwicklung	13
Tabelle 1-3 Übersicht Höhe und Dauer des Zuschlages	19
Tabelle 1-4 Auswirkungen des KWK-Gesetzes auf einzelne Akteure	20
Tabelle 1-5 Übersicht potenzieller Anwendungen und Einsatzgebiete von stationären Brennstoffzellen	24
Tabelle 1-6 Derzeitige Entwicklungen / verfügbare Brennstoffzellenanlagen im Jahr 2003.....	28
Tabelle 1-7 Übersicht Abschätzungen möglicher Investitionskostenentwicklungen von Brennstoffzellen	29
Tabelle 1-8 Überblick der Stromgestehungskosten / Strombezugskosten	31
Tabelle 1-9 Stromverwertungsansätze	33
Tabelle 1-10 Gesamtvergütung der Einspeisung von Strom aus kleinen Anlagen	33
Tabelle 1-11 Übersicht Zuschlagszahlungen nach KWK-Gesetz für unterschiedliche kW_{el} -Anlagen	35
Tabelle 1-12 Vergleich der Wirtschaftlichkeit ausgewählter Brennstoffzellen- und KWK-Anlagen	36
Tabelle 1-13 Auswirkung des KWK-Gesetzes auf die Ausbaudynamik von Brennstoffzellenanlagen	38
Tabelle 1-14 Anträge beim BAFA auf Zulassung für kleine KWK-Anlagen.....	43
Tabelle 2-1 Probleme kleiner KWK-Anlagen im Kontext global steuernder Instrumente.....	54
Tabelle 2-2 Probleme kleiner KWK-Anlagen im energiewirtschaftlichen und Umsetzungs-Kontext nebst Lösungsansätzen.....	68
Tabelle 2-3 Festpreisvergütungen für KWK-Strom bis 2010.....	72
Tabelle 2-4 Kategorien von Instrumenten zur Förderung dezentraler Stromerzeugung	75
Tabelle 2-5 Vor- und Nachteile preisorientierter Förderinstrumente	76
Tabelle 3-1 Bestandteile / Anlagenkomponenten eines "Virtuelles Kraftwerks"	85

Tabelle 3-2 Beispiele laufender Pilotprojekte und Feldversuche	88
Tabelle 3-3 Ansatzpunkte für Kostenvorteile vernetzter Anlagen	91
Tabelle 3-4 Ausgeschriebene Regelenergie / Regelleistung in Deutschland.....	94
Tabelle 3-5 Konkurrenz- / Referenztechnologien zur Brennstoffzelle	100
Tabelle 3-6 Brennstoffzellen und KWK-Anlagen im Netzverbund – Handlungsbedarf / Instrumente.....	107
Tabelle 3-7 Bewertung von Brennstoffzellen im Netzverbund bei unterschiedlichen Betriebsstrategien	113
Tabelle 3-8 Bewertung von Brennstoffzellen im Netzverbund bei unterschiedlichen Netz- / Versorgungsstrukturen	114

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1 Ansatzpunkte zur Bestimmung der Auswirkungen des KWK-Gesetzes auf Brennstoffzellen.....	17
Abbildung 1-2 Kosten- und Erlössituation für Mini-BHKW mit 5,5 kW	37
Abbildung 1-3 Auswirkungen des KWK-Gesetzes auf Brennstoffzellen.....	44
Abbildung 3-1 Beispiel für ein “Virtuelles Kraftwerk”	84
Abbildung Anlage 2-1 Prognose zur Investitionskostenentwicklung des MTU „HotModule“	130
Abbildung Anlage 3-1 Entwicklung der Einspeisevergütung für Strom aus Klein- BHKW-Anlagen 2001 und 2002	129
Abbildung Anlage 3-2 Einspeisevergütung für Strom aus Klein-BHKW-Anlagen 2002.....	130
Abbildung Anlage 4-1 Kosten- / Erlössituation für BHKW mit Anlagengröße 50 kW _{el} und 250 kW _{el}	132
Abbildung Anlage 6-1 Vergleich der Wirkungsgrade von Brennstoffzellen mit Konkurrenztechnologien	136

Abkürzungsverzeichnis

a	anno (Jahr)
Abh.	abhängig
Abs.	Absatz
AFC	Alkalische Brennstoffzelle
ASUE	Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch
AVBEIt	Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Elektrizität
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
Bh	Betriebsstunden
BHKW	Blockheizkraftwerk
BKV	Bilanzkreisverantwortliche
BMBF	Bundesministerium für Bildung und Forschung
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMWA (ehemals BMWI)	Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit
BTOEIt	Bundestarifordnung Elektrizität
DEMS	Dezentrales Energiemanagementsystem
DFG	Deutsche Forschungsgesellschaft
DISPOWER	Distributed Generation with High Penetration of Renewable Energy Sources
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
DMFC	Direkt-Methanol- Brennstoffzelle
EDISON	Energieverteilungsnetze mit dezentralen, innovativen Energiewandler-, Speicher- und Kommunikations-Systemen
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz (Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien)
EEX	European Energy Exchange (Europäische Energiebörse in Leipzig)
EI	Elektrische Leistung
ENS	Einrichtung zur Netzüberwachung mit zugeordneten allpoligen Schaltern
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EU	Europäische Union
EUS	Gesellschaft für innovative Energieübertragung- und Speicherung (EUS GmbH)
Evtl.	eventuell

EVU	Energieversorgungsunternehmen
EWE	Multi-Service-Unternehmen für Energie, Umwelt und Telekommunikation in der Ems-Weser-Elbe-Region
FuE	Forschung und Entwicklung
GmbH	Gesellschaft mit beschränkter Haftung
GuD	Gas- und Dampfturbinenkraftwerke
GWB	Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen
GWS	Gesellschaft für Wirtschaftsförderung und Stadtentwicklung (GWS) in Werl
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitung
Ho	Brennwert
HT	Haupt-Tarif (Haupt-Zeit)
Hu	Heizwert (früher auch "unterer Heizwert")
ifeu	Institut für Energie- und Umweltforschung in Iserlohn
IT	Informationstechnologie
ISE	Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme
ISET	Institut für Solare Energieversorgungstechnik
IuK	Information- und Kommunikationstechnologien
IZES	Institut für Zukunftssysteme
kW	Kilowatt
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	KWK-Gesetz
Max.	Maximal
MCFC	Karbonatschmelzen-Brennstoffzelle
MGÜ	Mittelspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitung
Mio.	Millionen
MW	Megawatt
NRW	Nordrhein-Westfalen
NT	Nacht-Tarif (Nacht-Zeit)
PAFC	Phosphorsäure Brennstoffzelle
PEMFC	Polymer-Membran-Brennstoffzelle
PMI	Projekt-Management-Invest
REG	Regenerative (erneuerbare) Energien
SFW	SaarFernWärme GmbH
Sog	So genannt
SOFC	Oxidkeramische Brennstoffzelle
s.o.	Siehe oben

s.u.	Siehe unten
TWh	Terrawattstunden
TWS	Institut für Technologie- und Wissenstransfer (TWS) in Soest
u.a.	Unter anderem
UBA	Umweltbundesamt
UCTE	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UMSICHT	Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik
VEW	VEW Energie AG Kraftwerke Lingen
VV	Verbändevereinbarung
WE	Wohneinheiten
WI	Wuppertal Institut
z.B.	Zum Beispiel
ZIP	Zukunfts-Investitions-Programm
ZSW	Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung, Ulm, Stuttgart