UMWELTFORSCHUNGSPLAN DES
BUNDESMINISTERIUMS FÜR UMWELT,
NATURSCHUTZ UND REAKTORSICHERHEIT

Forschungsbericht 298 97 343
UBA-FB 000137

Texte
10/02
ISSN
0722-186X

Instrumente zum Klimaschutz in einem liberalisierten Energiemarkt unter besonderer Berücksichtigung der Kraft-Wärme-Kopplung

Projektbearbeitung:

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH:

Dr. Manfred Fischedick (Projektleitung)
Markus Gailfuß

Bremer Energie Institut:

Wolfgang Schulz

Dr. Tolle Consulting GmbH:

Dr. Arnold Tolle

BET Aachen:

Dr. Norbert Krzikalla

sowie unter Mitarbeit von:

Dr. Kurt Berlo (WI)
A. Gregorzewski (BEI)
Christian Jungbluth (WI)
Dorle Riechert (WI)

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Diese TEXTE-Veröffentlichung kann bezogen werden bei
Vorauszahlung von 10,00 €
durch Post- bzw. Banküberweisung,
Verrechnungsscheck oder Zahlkarte auf das

Konto Nummer 4327 65 - 104 bei der
Postbank Berlin (BLZ 10010010)
Fa. Werbung und Vertrieb,
Ahornstraße 1-2,
10787 Berlin

Parallel zur Überweisung richten Sie bitte
eine schriftliche Bestellung mit Nennung
der **Texte-Nummer** sowie des **Namens**
und der **Anschrift des Bestellers** an die
Firma Werbung und Vertrieb.

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

Herausgeber: Umweltbundesamt
Postfach 33 00 22
14191 Berlin
Tel.: 030/8903-0
Telex: 183 756
Telefax: 030/8903 2285
Internet: http://www.umweltbundesamt.de

Redaktion: Fachgebiet I 2.5
Dr. Bärbel Westermann

Berlin, April 2002

Inhaltsverzeichnis

0 ZUSAMMENFASSUNG 1

0.1 Einleitende Bemerkungen 1

0.2 Stand der Nutzung und Ausbaupotentiale 4

0.3 Ausbaunotwendigkeiten und Qualitätskriterien für die KWK 10

0.3.1 Klimaschutz erfordert Ausbau der KWK 10

0.3.2 KWK als Hoffnungsträger für den klimaverträglichen Atomausstieg 11

0.3.3 Abgeleitete Qualitätskriterien für die KWK 12

0.4 Referenz-Entwicklungen für die Jahre 2010 bis 2020 15

0.5 Zielorientierte Entwicklungsperspektiven vor dem Hintergrund politischer Vorgaben 17

0.6 Stand und Perspektiven der KWK in anderen Ländern 21

0.7 Instrumente und Maßnahmen zur Förderung der KWK in Deutschland 23

0.8 Definition eines Maßnahmenbündels für die Erreichung des Zielkorridors 29

1 EINLEITENDE BEMERKUNGEN 38

1.1 Die Arbeitsfähigkeit der Energie: Der Schlüssel zur Energieeffizienz am Beispiel der KWK 42

1.2 Ziele und Vorgehen des Untersuchungsauftrags 44

2 TYPISCHE KWK-ANLAGEN IN DER ÜBERSICHT 46

2.1 Die KWK im Überblick 47

2.1.1 Allgemeines 47

2.1.1.1 Eingesetzte Anlagentechniken 47

2.1.1.2 Funktionsprinzipien 47

2.1.2 Grundprinzipien der Erzeugung mechanischer Energie 47

2.1.2.1 Dampfturbinenanlagen 47

2.1.2.2 Gasturbinenanlagen 48

2.1.2.3 GuD-Anlagen 48

2.1.2.4 Verbrennungsmotoren-Anlagen 48

2.1.3 Grundprinzipien der Fernwärmeerzeugung 50

2.1.3.1 Dampfturbinen 50

Praxis - Beispiele Fernwärmeerzeugung in Kohle-Heizkraftwerken: Schwarze Pumpe der VEAG und Weisweiler der RWE Energie AG 51

2.1.3.2 Gasturbinen 52

2.1.3.3 GuD-Anlagen 52
Praxis - Beispiele Fernwärmeerzeugung in Gas-Heizkraftwerken: Das Heizkraftwerk Mitte der BEWAG 52
2.1.3.4 Fern- bzw. Nahwärmeerzeugung mit Verbrennungsmotoren 53
Praxis - Beispiel: BHKW und Nahwärmenetz "Europahaus Langenhagen bei Hannover" 53
2.1.3.5 KWK auf der Basis erneuerbarer Energien 56
Praxis - Beispiel:Biomasse-Heizkraftwerk Pfaffenhofen 56
2.1.3.6 Heizwerke 58
2.1.4 Entwicklungsstand und –trends 58
2.1.4.1 Dampfturbinenanlagen 58
2.1.4.2 Gasturbinenanlagen 59
2.1.4.3 GuD-Anlagen 60
2.1.4.4 Verbrennungsmotoren-Anlagen 60
2.1.4.5 Effizienzsteigerungsmaßnahmen bei bestehenden Dampfheizkraftwerken 62
2.1.5 Perspektiven zukünftiger KWK-Erzeugungstechnik 64
2.1.5.1 Fortentwicklungen im Bereich klassischer Kraftwerkstechnik 64
Praxis - Beispiele Heizkraftwerk Cottbus: 65
2.1.5.2 Brennstoffzellen 65
2.1.6 Übersicht 68
2.2 Charakteristische KWK-Anlagen in verschiedenen Anwendungsbereichen 71
2.2.1 Kommunale und öffentliche Energiewirtschaft (inkl. Objektversorgung) 72
2.2.1.1 Ökonomische Bewertung 73
2.2.1.2 Ökologische Bewertung 90
2.2.2 Industrielle Energiewirtschaft 91
2.2.2.1 Typische Kraftwerksprozesse in der Industrie 92
2.2.2.2 KWK-Einsatz im Wettbewerb mit weiteren Maßnahmen der Emissions-minderung 102
2.2.2.3 Typische Kostenstrukturen im Bereich der industriellen KWK 105
2.2.2.4 Exkurs: Wie funktioniert die kooperative KWK? 110
Praxis - Beispiel: Kooperativer Energieverbund in Güterlosh KWK 111

3 STAND DER NUTZUNG UND WEITERREICHENDE NUTZUNGSPOTENTIALE DER KWK 114

3.1 Derzeitiger Nutzungstand der KWK in Deutschland 114
3.1.1 Kommunale und öffentliche KWK 114
3.1.2 Dezentrale KWK 116
3.1.3 Industrielle KWK 117
3.1.4 Kraft-Wärme-(Kälte)-Kopplung 119
3.1.5 Zusammenfassung des derzeitigen Nutzungsstandes und resultierender CO_2-Minderungsbeitrag 120

3.2 Technisch und wirtschaftliche Potentiale der KWK 122
3.2.1 Kommunale/öffentliche KWK 122
3.2.1.1 Überprüfung der Siedlungs-KWK-Potentiale 125

3.2.1.2 Ausschöpfung der Siedlungs-KWK-Potentiale ausschließlich auf der Basis Erdgas 129
3.2.1.3 Wärmeauskopplung aus existierenden Großkraftwerken 130
3.2.1.4 Steigerung der KWK-Stromerzeugung durch Umrüstung von Kohle-HKW auf Erdgas bzw. durch Kombinationen mit Gasturbinen 134
3.2.2 Dezentrale KWK 141
3.2.3 Industrielle KWK 142
3.2.4 Kraft-Wärme-(Kälte)-Kopplung 146
3.2.5 Technisch/wirtschaftliche Potentiale in der Übersicht 146

4 ENERGIE- UND KLIMAPOLITISCHE BEDEUTUNG DER KWK 149

4.1 Qualitätskriterien für die Kraft-Wärme-Kopplung 166

4.2 Bedeutung der KWK für den Klimaschutz 211
4.2.1 Nationale Perspektive 211
4.2.1.1 Erreichbarkeit von Klimaschutzzielen unter Trendbedingungen 212
4.2.1.2 Möglicher Handlungsspielraum für Klimaschutzmaßnahmen 215
4.2.1.3 Gesamtsystemare Klimaschutzstrategien 223
4.2.1.3.1 Eigene Untersuchungen und ältere Studien 223
4.2.1.3.2 Aktuelle Untersuchungen im Zusammenhang mit dem Energiedialog 2000 227
4.2.2 Weltweite Entwicklungsperspektiven 231
4.2.3 Energiewirtschaftliche Bewertung der Szenarioanalysen 238

5 DIE AKTUELLE SITUATION DER KWK UND DEREN TRENDPERSPEKTIVEN 241

5.1 Die EU-Richtlinie und deren Umsetzung in deutsches Recht 214
5.1.1 Die im Energiewirtschaftsgesetz enthaltenen Neuerungen für KWK-Anlagen 242
5.1.2 Defizite beim neuen Energierecht und angrenzender Regelungen hinsichtlich der KWK im einzelnen **Fehler! Textmarke nicht definiert.**

5.2 Die KWK im Kontext der Ökologischen Steuerreform 247

5.3 Befragung von Herstellern, Betreibern und Planern 252
5.3.1 Teilnehmer der Befragung 252
5.3.2 Auswertung des Umfragebogens 254

5.4 Hemmnisse und Barrieren für den Ausbau der KWK 261

5.5 Trendentwicklung der KWK 265

6 WELCHER ZIELKORRIDOR IST FÜR DIE KWK NOTWENDIG UND WIE IST ER TECHNISCH ZU ERREICHEN 274

7 STAND UND PERSPEKTIVEN DER KWK IN ANDEREN LÄNDERN 294

7.1 Stand der Nutzung der KWK in Europa 294

7.2 KWK-Politik in den Nachbarländern 296

8 HANDLUNGSOPTIONEN ZUR STÄRKUNG DER ROLLE DER KWK 325

8.1 Mögliche Instrumente und Maßnahmen zur Förderung der KWK in Deutschland 325
8.1.1 Bisherige Maßnahmen und einführender Überblick 325
8.1.2 Beschreibung wesentlicher Handlungsoptionen 329

8.2 Vergleichende Bewertung der Instrumente nach einem einheitlichen Kriterienraster 344
8.2.1 Auswahl der Bewertungskriterien 345
8.2.2 Bewertung von Mengenverpflichtungen (Quotenregelungen) 346
8.2.2.1 Basisvorschlag Quotenregelung 346
8.2.2.2 Diskussion der Kriterien für Quotenmodelle 350
8.2.3 Bewertung von Vergütungsregelungen 365
8.2.3.1 Basisvorschlag Bonusmodell 365
8.2.3.2 Diskussion der Kriterien für Vergütungsmodelle 371
8.2.4 Zusammenfassende Bewertung 379

8.3 Definition eines Maßnahmenbündel für die Erreichung des Zielkorridors 382
8.3.1 Auswahl des Hauptinstrumentes im Kontext des energiepolitischen Handlungsspielraums 383
8.3.2 Resultierende Empfehlung für die Ausgestaltung und Flankierung des Hauptinstrumentes 390
8.3.3 Flankierende Maßnahmen 398
8.3.4 Zusammenfassung und Fazit 400

9 STRUKTUR- UND BESCHÄFTIGUNGSPOLITISCHE AUSWIRKUNGEN 403

9.1 Strukturelle Implikationen der KWK 403

9.2 KWK und Beschäftigung 409

LITERATUR 411

ANHANG

A1 Anforderungskatalog Referenztechniken

A2 Grobkonzept einer Bonusregelung
A2.1 Grundprinzip der Bonusregelung
A2.2 Ausgestaltung der Bonusregelung (Grundmodell)
A.2.2.1 Festlegung des Bonus
A2.2.2 Finanzierung der Bonusregelung

A2.2.2.1 Wettbewerbsneutrale Umlage der Zusatzkosten für den Bonus über einen Netzaufschlag
A2.2.2.2 Steuerfinanzierte Lösung
A2.2.3 Geltungsbereich der Bonusregelung
A2.2.4 Differenzierte Ausgestaltung der Bonusregelung
A2.2.5 Finanzierungsbedarf
A2.2.6 Rechtliche Aspekte (Behandlung Stromimporte)

A4 Das KWK-Vorschaltgesetz

A5 Auswirkungen der Netzzugangsregelungen auf den Zubau und Betrieb von KWK-Anlagen
A5.1 Vorbemerkung
A5.2 Netzzugang nach ursprünglicher Fassung der Verbändevereinbarung
A5.3 Netzzugang nach Netzzugangsverordnung
A.5.4 Zwischenfazit
A5.5 Die neue Verbändevereinbarung

A6 Exkurs: Nutzungsmöglichkeiten von Grubengas

A7 Die Wärmepumpenanalogie als Erklärungshilfe für die Arbeitsfähigkeit

0 Zusammenfassung

0.1 Einleitende Bemerkungen

Die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)[1] steht heute im Spannungsfeld gesunkener Strompreise auf der einen und den international zunehmenden Anforderungen an den Klimaschutz (sowie ggf. zusätzlicher nationaler energiepolitischer Zielsetzungen) auf der anderen Seite. Insbesondere die Preissenkungen[2] als Folge der zu Monopolzeiten aufgebauten Überkapazitäten setzen die KWK wie aber auch andere Stromerzeugungstechnologien derzeit unter einen enormen Wettbewerbsdruck, dem bisher im Rahmen der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) und zusätzlicher Regelungen (z. B. Ökologische Steuerreform) nur unzureichend begegnet worden ist. Nach eigenen Recherchen und empirischen Erhebungen der einschlägigen Verbände können die wenigen heute bekannten Neubauvorhaben den sich seit einiger Zeit abzeichnenden Trend vermehrter Stilllegungen (im industriellen und öffentlichen Bereich) allenfalls kompensieren, nicht aber zu einem aus ökologischer Sichtweise erwünschten deutlichen Ausbau der KWK führen.

Nach überschlägigen Rechnungen weist die gegenwärtige Nutzung der KWK im Vergleich zum derzeitigen Stromerzeugungs- und Wärmebereitstellungsmix rund 27 Mio. t geringere CO_2-Emissionen im Jahr auf. Bei einer Verdoppelung des KWK-Anteils an der Stromerzeugung - z. B. in einem Zeitraum von 10 Jahren - könnte dieser Betrag auf über 50 Mio. t CO_2 erhöht werden. Bezogen auf den gesamten CO_2-Ausstoß in Deutschland im Jahr 1990 entspricht dies etwa 5,1 %. Vor dem Hintergrund der von der Bundesregierung angestrebten CO_2-Minderungsziele[3] sowie der im internationalen Rahmen eingegangenen Verpflichtungen[4] wäre daher nicht nur eine Sicherung des bestehenden KWK-Anteils an der Stromerzeugung, sondern ein deutlicher Ausbau der KWK wünschenswert. Dass dies realisiserbar wäre, ist in verschiedensten Untersuchungen nachgewiesen worden (vgl. Ziesing 2000).

In Bezug auf den Ausbau der gekoppelten Bereitstellung von Strom und Wärme sind aber auch noch andere Aspekte zu beachten. Von Bedeutung sind z. B. der direkte Erhalt und der Ausbau an Beschäftigung in der heimischen Stromerzeugung sowie indirekte Arbeitsplatzeffekte durch die Weiterentwicklung von KWK-Technologien und deren erfolgreiche Implementierung im Exportmarkt. Die Sicherung und der Ausbau der KWK stellt zudem eine wichtige Voraussetzung für eine mittel- bis langfristig erfolgreiche Einführung der Brennstoffzellen in den Kraftwerksmarkt dar. Ihre besondere Stärke entwickeln Brennstoffzellen gerade in dezentralen Anwendungen, wo sie gegenüber konventionellen Kraftwerkstechnologien höhere elektrische Wirkungsgrade erreichen

1 Hierunter versteht man die gekoppelte Strom- und Wärmebereitstellung innerhalb eines Anlagenverbundes. Im Unterschied zu reinen stromerzeugenden Kondensationskraftwerken, in denen die Abwärme üblicherweise ungenutzt an die Umgebung abgegeben wird, erreichen KWK-Anlagen deutlich höhere Gesamtnutzungsgrade.

2 Dies gilt in erster Linie für den Sondervertragskundenbereich, zunehmend aber auch für die Tarifkunden.

3 25 % Minderung des CO_2-Ausstoßes bis zum Jahr 2005 im Vergleich zum Jahr 1990, von dem bisher nur etwa die Hälfte erreicht worden ist.

4 21 % Minderung des Ausstoßes klimarelevanter Spurengase im Mittel bezogen auf 1990 bis zu den Jahren 2008 bis 2012 zur Erfüllung des Kyoto-Protokolls.

lassen. Brennstoffzellen können in die bereits bestehende KWK-Infrastruktur eingegliedert werden und konventionelle Anlagen sukzessive ersetzen. Dabei kommt es allerdings auf ein effektives Zusammenspiel zwischen der Markteinführung von Brennstoffzellen und dem weiteren Ausbau der konventionellen KWK an, in dem potentielle Anfangsmärkte für die Brennstoffzellen (z. B. im Bereich der Mehrfamilienhausversorgung) nicht bereits vollständig durch konventionelle Anlagen ausgeschöpft werden. Letztlich ermöglicht die KWK auch die stärkere Einbeziehung der Biomasse in die Stromversorgung, was insbesondere hinsichtlich der langfristig wohl noch schärferen klimapolitischen Anforderungen von hoher Bedeutung ist.

Andere Länder haben mit einer gezielten KWK-Ausbaustrategie erfolgreich gezeigt, dass diese Form der Energiebereitstellung zu einem der wichtigsten Pfeiler der Energieversorgung werden kann. Vorreiter in der Europäischen Union sind hier sicherlich die Niederlande, Finnland und Dänemark mit Anteilen der KWK an der Stromerzeugung von z. T. deutlich mehr als 40 % (im Vergleich zu je nach statistischen Grundlagen 11 bis 14 % in Deutschland). Die Analyse der Energiepolitik in diesen Ländern ergibt, dass für die Erreichung des hohen KWK-Anteils die Umsetzung eines umfassenden Maßnahmenpaketes erforderlich war.

Angesichts dieser Ausgangssituation stellt sich heute für Deutschland vor allem die Frage, welche politischen Leitlinien und Instrumente wirksam dazu beitragen können,

- den wirtschaftlichen Weiter-Betrieb ökologisch und unter fairen Randbedingungen auch ökonomisch effizienter KWK-Anlagen sicherzustellen,

- bestehende KWK-Standorte solange zu erhalten, bis eine Nachrüstung bzw. ein vorzeitiger Ersatz durch hocheffiziente Neuanlagen realisierbar ist,

- nachhaltige Anreize zu induzieren, neue KWK-Anlagen in allen Leistungsbereichen zu errichten

- den Ausbau der KWK so klima- und umwelteffizient wie möglich auszugestalten,

- die innovativen Kräfte des Marktes im Sinne der KWK zu nutzen, in dem z. B. alternative Betreiber- und Kooperationsmodelle (z. B. Contracting, kooperative KWK) verstärkt genutzt werden und darüber hinausgehend,

- eine weitestgehende Erfüllung von über den Klimaschutz hinausgehenden Nebenzielen zu ermöglichen (z. B. Begrenzung negativer Auswirkungen von stranded investments, industrie- und technologiepolitische Impulse).

Entsprechende energiepolitische Aktivitäten sind zwar angekündigt, aber deren Ausgestaltung noch wenig klar. Für einen der wichtigsten Bausteine der Klimapolitik sind die Unsicherheiten in bezug auf die zukünftige Entwicklung damit noch nie so hoch gewesen wie heute.

Vor diesem Hintergrund hat das Umweltbundesamt eine Gruppe von wissenschaftlichen Forschungsinstituten (Wuppertal Institut, Bremer Energie Institut) und in der Praxis stehenden Consulting-Unternehmen (Dr. Tolle Consulting, BET Aachen) unter Federführung des Wuppertal Institutes beauftragt, eine Untersuchung zum Thema "Instrumente zum Klimaschutz in einem liberalisierten Energiemarkt unter besonderer Berücksichtigung der KWK" durchzuführen. Die Analyse soll dabei insbesondere auch als Grundlage für den anstehenden politischen Entscheidungsprozess verstanden werden. Entscheidende Fragen sind hier, ob, in welchem Umfang und mit welchen Maßnahmen die Rolle der KWK im liberalisierten Energiemarkt gestärkt werden kann.

Im Unterschied zu vielen anderen Forschungsaufträgen stand diese Untersuchung in der gesamten Projektphase in Wechselwirkung mit aktuellen energiepolitischen Entscheidungen. Dies bedeutet einerseits, dass während der Bearbeitung bereits an verschiedener Stelle Vorschläge des Projektteams in den politischen Raum eingeflossen sind, andererseits aber auch immer wieder auf Änderungen der energiepolitischen und -wirtschaftlichen Rahmenbedingungen reagiert werden musste. In diesem Zusammenhang ist insbesondere darauf hinzuweisen, dass zwischenzeitlich mit dem KWK-Vorschaltgesetz, das am 17.05.200 in Kraft getreten ist, eine Regelung umgesetzt wurde, die befristet bis zum 31.12.2004 einen Beitrag zur Standortsicherung für bestehende kommunale Anlagen leisten soll[5]. Für Gemeinschaftskraftwerke bestehen Sondervereinbarungen, industrielle KWK-Anlagen sind nicht im Geltungsbereich des Gesetzes. Aufgrund der zeitlichen und betreiberseitigen Begrenzung sowie der ausschließlichen Fokussierung auf den Kraftwerksbestand greift dieses Gesetz aber zu kurz, um einen maßgeblichen Beitrag zur Erfüllung der von der Koalitionsrunde Ende 1999 und vom Bundeskabinett am 09.02.2000 festgesetzten Zielsetzung der Verdopplung des Anteils der KWK an der Stromerzeugung leisten zu können. In der Gesetzgebungsphase ist daher auch immer wieder darauf hingewiesen worden, dass diesem ein KWK-Ausbaugesetz (z. B. auf der Basis einer marktkonformen Quotenregelung) mit dem eine langfristige Sicherung und ein Ausbau der KWK anstrebt wird, folgen soll.

Die tatsächliche Ausgestaltung des KWK-Ausbaugesetzes wird jedoch noch offengelassen. Zudem ist die Zielsetzung Ausbau der KWK im Gesetz mit dem Vorbehalt verbunden, dass sich die KWK im Rahmen des Klimaschutzprogramms als geeignete Technologie erweist. Eine Einschränkung, die insbesondere vom Bundeswirtschaftsministerium lange Zeit sehr ernst genommen wurde. Mit der zwischenzeitlichen Verabschiedung des Zwischenberichtes zum Klimaschutzprogramm durch das Bundeskabinett sind diese Zweifel beseitigt, wird der KWK dort doch ein konkreter, bis zum Jahr 2005 (2010) noch zusätzlich zu erbringender CO_2-Minderungsbeitrag von 10 respektive 23 Mio. t CO_2/a zugewiesen.

Vor diesem Hintergrund hat der hier vorliegende Forschungsbericht eine hohe Aktualität. Er versucht vor allem

- Hintergründe zu liefern, in dem er über Potentiale und Nutzungsmöglichkeiten aufklärt,

[5] Der Einspeisung von KWK-Anlagen in das Netz wird dabei eine feste, vom nächstgelegenen Netzbetreiber zu entrichtende Vergütung gesetzlich zugesichert. Die Netzbetreiber führen untereinander einen Belastungsausgleich durch.

- Handungsschwerpunkte und -möglichkeiten innerhalb des komplexen Bereichs KWK aufzuzeigen ,
- zu beleuchten, welche Strategien unsere Nachbarländer anwenden,
- über Einschätzungen von Trends und Marktentwicklungen zu berichten,
- den für den Ausbau der KWK auf der Basis der bereits beschlossenen Maßnahmen notwendigen weitergehenden policy mix zu beschreiben und letztlich
- einen Blick über das Jahr 2010 hinaus zu werfen, indem diskutiert wird, ob und wie angsichts der sehr großen KWK-Potentiale und der sich weiter verschärfenden Klimaschutzproblematik weitergehende Ausbauziele erreicht werden können.

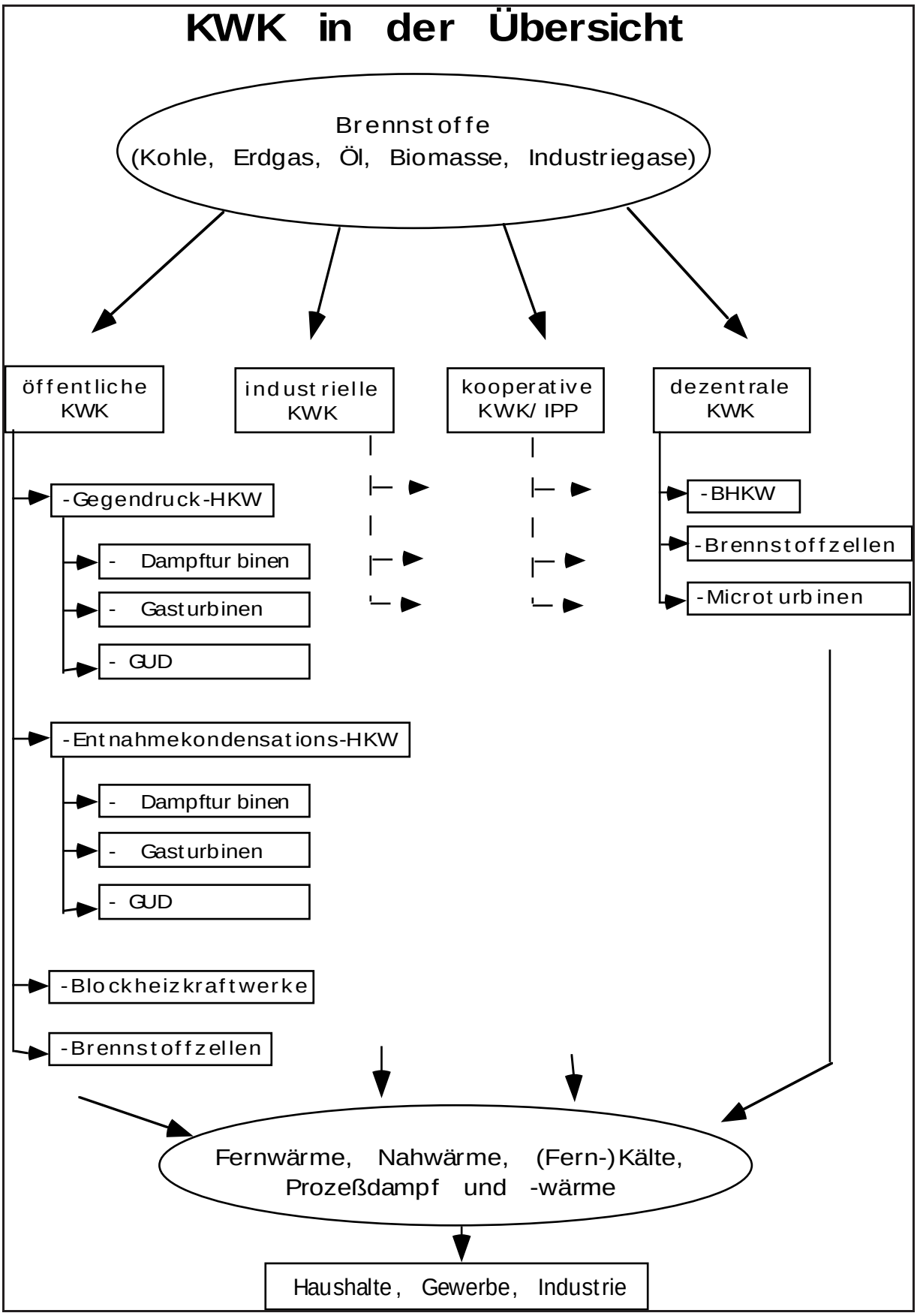
0.2 Stand der Nutzung und Ausbaupotentiale

Bei der Diskussion über den Nutzungsstand der KWK ist zu berücksichtigen, dass es sich hierbei um eine vielfältig gestaltbare Technologieform handelt. Dies betrifft nicht nur die technologischen Unterschiede selber, sondern vor allem auch die differenzierte Betreiberstruktur, die Vielfalt der einsetzbaren Brennstoffe sowie Nutzungsformen (vgl. nachfolgendes Schema).

Im Bereich der öffentlichen KWK, hierunter wird die Bereitstellung von Wärme durch öffentliche Fernwärmeversorgungsunternehmen an Dritte verstanden, wurde 1998 (1997) nach Angaben der Arbeitsgemeinschaft Fernwärme eine Strommenge von 28,1 TWh (26,4 TWh) in Koppelproduktion bereitgestellt .

Die öffentliche KWK basiert zum überwiegenden Anteil auf dem Einsatz im Bereich der kommunalen Energiewirtschaft. Rund 60 % der heute in KWK-Anlagen installierten Leistung stellen die Anlagen der Mitgliedsunternehmen des ”Verbandes Kommunaler Unternehmen (VKU)”. Bei vielen dieser Stadtwerke basiert die gesamte Eigenerzeugung entweder vollständig oder zumindest mehrheitlich auf der KWK. Der verbleibende Anteil der öffentlichen KWK stützt sich im wesentlichen auf die Wärmeauskopplung aus Großkraftwerken, kommunalen Beteiligungsunternehmen bzw. Gemeinschaftskraftwerken (z. B. GKM Mannheim) sowie der Fernwärmeerzeugung der Verbundunternehmen (z. B. BEWAG).

Derzeit sind auch im Bereich der öffentlichen Versorgung verschiedene KWK-Anlagen in Bau, die im wesentlichen aber als Ersatz bestehender älterer Anlagen anzusehen sind. Dies sind u. a. Projekte (Stand August 1999) der Gas- und Elektrizitätswerke (GEW) Köln (HKW Merheim, HKW Merkenich), der Stadtwerke Hannover (Heizkraftwerk Linden), der Stadtwerke Düsseldorf (Heizkraftwerk Lausward), Kraftwerke Mainz AG/HEAG (Heizkraftwerk Mainz) und der Stadtwerke Erkrath (BHKW).


KWK in der Übersicht
Brennstoffe
(Kohle, Erdgas, Öl, Biomasse, Industriegase)
öffentliche KWK
industrielle KWK
kooperative KWK/ IPP
dezentrale KWK
-Gegendruck-HKW
- Dampfturbinen
- Gasturbinen
- GUD
-Entnahmekondensations-HKW
- Dampfturbinen
- Gasturbinen
- GUD
-Blockheizkraftwerke
-Brennstoffzellen
-BHKW
-Brennstoffzellen
-Microturbinen
Fernwärme, Nahwärme, (Fern-)Kälte,
Prozeßdampf und -wärme
Haushalte, Gewerbe, Industrie

Ein darüber hinausgehender Zubau an Kraftwerksleistung im Bereich der öffentlichen KWK ist im Moment nicht zu verzeichnen. Im Gegenteil zeigt die Entwicklung seit der Öffnung der Strommärkte eine deutlich rückläufige Tendenz. Nach Verbandsangaben sind seit April 1998 rund 15 % der bestehenden KWK-Anlagen stillgelegt worden (VKU 1999)[6]. Zahlreiche Betreiber haben zudem angekündigt, ihre KWK-Stromproduktion in nächster Zeit aus wirtschaftlichen Gründen drosseln zu wollen (z. B. Mainova Frankfurt, Stadtwerke Düsseldorf, Duisburg, GKM Mannheim und Bremen). Mit einem Ausbaupotential von 128 TWh_{el} bis zum Jahr 2010 und 258 TWh_{el} bis zum Jahr 2020 wird angesichts dieser Tendenzen bei weitem nicht erreicht werden können.

Auch wenn es keine einheitliche statistische Nomenklatur gibt und Überschneidungen üblich sind, wird in der Regel die dezentrale KWK von der öffentlichen Versorgung unterschieden. Als dezentrale KWK-Anlagen werden vielfach kleine, verbrauchernah installierte Wärme- und Stromerzeugungsanlagen bezeichnet (z. B. Blockheizkraftwerke (BHKW), kleine Gasturbinen-Heizkraftwerke), die häufig zur Eigenstromerzeugung oder im Rahmen von Gemeinschafts- oder Contractingaktivitäten zum Einsatz kommen.

Seit Anfang der 90er Jahre kann hinsichtlich der Installation von BHKW (Verbrennungsmotoren) in Deutschland von einer dynamischen Entwicklung gesprochen werden. Während Ende 1990 rund 1.312 Anlagen mit einer installierten Leistung von insgesamt 617 MW_{el} am Netz waren, lag Ende 1998 die in BHKW-Anlagen installierte elektrische Leistung je nach statistischen Angaben und Abgrenzungen zwischen 2.057 und 2.262 MW_{el}. Dennoch ist das technisch/wirtschaftliche Potential der Nutzung von BHKW, das auf 40 bis 60 TWh_{el} abgeschätzt werden kann, damit bisher nur zu geringen Teilen ausgeschöpft.

Im Gegensatz zu den zentralen Anlagen der öffentlichen KWK (mit dazugehörigen sehr fixkostenintensiven Fernwärmenetzen) haben die Anwendungsmöglichkeiten dezentraler KWK-Anlagen (mit kostengünstigeren Wärmeverteilungssystemen) im Zuge der Liberalisierung der Strommärkte eher zugenommen. Dies gilt insbesondere für gemeinschaftlich genutzte Anlagen im Rahmen von Contractingverträgen oder Anlagen der Wohnungswirtschaft. Trotzdem sind auch in diesem Bereich die Auswirkungen des gestiegenen Wettbewerbsdrucks deutlich spürbar. Der in den vergangenen Jahren zu verzeichnende stetige Zuwachs ist mittlerweile deutlich geringer geworden. Viele Bauvorhaben sind aufgrund des niedrigen Strompreisniveaus - trotz z. T. weit fortgeschrittener Planung - gestoppt oder zeitlich verschoben worden.

Die Kraft-Wärme-Kopplung wird letztlich vor allem auch in der Industrie aufgrund der hier z. T. günstigen Einsatzbedingungen (zeitgleicher Bedarf von Strom und Wärme, lange Laufzeiten durch Schichtbetrieb) bereits seit Jahrzehnten erfolgreich genutzt. Die Anlagen der industriellen KWK wurden in der Regel wärmegeführt betrieben, was für den KWK-Prozess zu einer hohen Energieausbeute führt. Die Stromerzeugung der KWK-Anlagen liegt z.Z. bei 29,8 TWh (nur verarbeitendes Gewerbe[7]). Damit wird rund 83,3 % der industriellen Stromerzeugung in KWK-Anlagen realisiert.

6 Bei den vorzeitigen Stillegungen ist allerdings zu berücksichtigen, dass es sich hierbei in einigen Fällen um bereits vergleichsweise alte Anlagen handelt, deren Restbetriebszeit ohnehin begrenzt gewesen ist.

7 d. h. ohne Bergbau: inklusive Bergbau betrug die industrielle KWK rund 41,1 TWh

In den letzten Jahren hat sich bei den Neuanlagen eine deutliche Verschiebung von den KWK-Anlagen auf Dampfturbinenbasis zu der gekoppelten Stromerzeugung auf Basis von Gasturbinenanlagen und Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerken eingestellt. Dies sind Anlagen, die gegenüber dem bisherigen Mittelwert deutlich höhere Stromkennzahlen (Verhältnis von Strom- zu Wärmeerzeugung) aufweisen. Im Ersatz bestehender Anlagen mit geringer Stromkennzahl durch solche mit höherem Strom- zu Wärmeverhältnis ist aus heutiger Sicht ein entsprechend hohes Zubaupotental zu erwarten. Weitere Nutzungspotentiale sind durch die Errichtung von KWK-Anlagen bei bereits zentral mit Wärme (über reine Heizwerke) versorgten Verbrauchern zu erschließen. Entsprechend ist das aus technisch/wirtschaftlichen Gesichtspunkten realisierbare Potential der KWK-Stromerzeugung, das je nach Randbedingungen auf 100 bis 150 TWh_{el} (nach einigen Quellen sogar auf bis zu 250 TWh_{el}) abgeschätzt werden kann, bisher nur in Teilen ausgeschöpft.

Von großer Bedeutung sind in diesem Zusammenhang die Möglichkeiten der sogenannten kooperativen KWK, d. h. des gemeinschaftlichen Anlagenbetriebes durch öffentliche und industrielle Akteure oder aber die Errichtung und der Betrieb einer Anlage durch öffentliche Akteure für die industrielle Wärmeversorgung. Beispiele hierfür sind etwa der gemeinschaftliche Bau von GUD-KWK-Anlagen zwischen RWE Energie AG und Bayer Dormagen bzw. zwischen RWE Energie AG und Hoechst in Frankfurt sowie Opel in Rüsselsheim. Aber auch unabhängige Stromversorger, die sogenannten Independent Power Producer (IPP), sind in diesem Bereich aktiv. Häufig wurden von ihnen in der Vergangenheit Projekte initiiert, die dann aber doch von den hiesigen am Markt etablierten und im Besitz der Stromnetze befindlichen öffentlichen Unternehmen übernommen wurden. Das erste und bisher einzige größere, von einem IPP durchgeführte KWK-Contracting-Kraftwerk wird z.Z. durch das finnische Unternehmen Fortum (ehemals IVO) bei der Wacker Chemie in Süddeutschland gebaut.

Aber auch eine Reihe innovativer Stadtwerke ist in diesem Bereich aktiv und investiert in industrielle, outgesourcte KWK-Anlagen (z. B. Schwäbisch Hall, Freiburg). Idealerweise wird dabei die Wärmeversorgung des Industriebetriebes mit einer zusätzlichen Wärme- oder Kälteversorgung umliegender privater Verbraucher verbunden und mit diesem Systemlösungskonzept eine optimale Anpassung an die Nachfrage erreicht. In diesem Sinne verschwinden heute auch die vormals klassischen Grenzen zwischen öffentlicher, industrieller und dezentraler KWK zunehmend. Auch die alten Fronten zwischen Stadtwerken, großen Verbundunternehmen, Industrie und BHKW-Betreiber gelten heute nicht mehr. Sie können sich im Gegenteil hervorragend ergänzen und von den durch die liberalisierten Märkte neu entstandenen Möglichkeiten gemeinsam von der Errichtung von KWK-Anlagen profitieren.

Allerdings werden diese an sich guten Wettbewerbsausichten durch den zur Zeit dominierenden Preiskampf konterkarriert. Nach einer Verbandserhebung (VIK 2000) sind 1998/1999 mindestens 500 MW an Kraftwerkskapazität stillgelegt worden und mehrere 1.000 MW von Stilllegungserwägungen betroffen. Eine jüngere empirische Erhebung der FHG-ISI bestätigte diese Tendenzaussage. Sie ergab, dass etwa 20% der industriellen und gewerblichen KWK-Betreiber eine Ausserbetriebnahme ihrer Anlage binnen zwei Jahren planen, wenn nicht zusätzliche energiepolitische Maßnahmen ergriffen werden und die Liberalisierung des Gasmarktes nicht hinreichende Kostensenkungen ermöglicht (Vierthaler 2000).

Tabelle 0-1 stellt den derzeitigen Nutzungsstand der KWK zusammenfassend dar. Dabei ist – auch im Hinblick auf die notwendige Vergleichbarkeit mit den weiteren Untersuchungen von einer Aufteilung in den Abgrenzungen von Prognos/EWI aus dem aktuellen Energiereport ausgegangen worden. Insofern war eine Übertragung der zuvor gemachten Angaben bezüglich der dezentralen KWK-Anlagen auf öffentliche und industrielle Anwendungen notwendig.

Tabelle 0-1: Nutzungsstand der KWK in Deutschland

	Stromerzeugung in GWh_{el}		
	1995 (Prognos/EWI)	**1997 (WI*)**	**1998 (Prognos/EWI)**
öffentliche KWK	27,2	32,4	37,2
industrielle KWK	43,9	42,2	39,5
dezentrale KWK	0,8	-	1,2
Summe	**72,4**	**74,6**	**78,0**
* eigene Erhebungen; BHKW auf industrielle und öffentliche KWK aufgeteilt			

Unabhängig von allen statistischen Abgrenzungsschwierigkeiten macht Tabelle 0-1 deutlich, dass sich der Beitrag der KWK zur Stromerzeugung von 72,4 TWh in 1995 offensichtlich auf rund 78 TWh in 1998 erhöht hat. Während in den vergangenen Jahren die industrielle KWK jeweils deutlich größere Beiträge leistete, hat die öffentliche KWK bis 1998 weitgehend aufgeschlossen. Maßgeblich hierfür ist vor allem der Zuwachs der dezentralen Stromerzeugung, die mehrheitlich der öffentlichen KWK zugeordnet worden ist.

Zusammenfassung: Der Beitrag der KWK zur Stromerzeugung ist Mitte der neunziger Jahre leicht angestiegen. Bei allen Betrachtungen des derzeitigen Nutzungsstandes sind zum Teil aber erhebliche statistische Abgrenzungsschwierigkeiten zu berücksichtigen, die eine konkrete Bewertung erschweren. Heute stehen eine Reihe von Neubauprojekten bereits erfolgten oder in Erwägung gezogenen Kraftwerksstilllegungen gegenüber. Unabhängig davon zeigen Potentialanalysen, dass die Entwicklung der KWK in Deutschland noch am Anfang steht. Neben dem (vorzeitigen) Ersatz bestehender Anlagen mit geringem Strom- zu Wärmeverhältnis (Stromkennzahl) durch solche mit höheren Stromanteilen kommt dem Ausbau der dezentralen KWK und dem Anschluss von zentral, durch reine Heizwerke versorgte Verbraucher an KWK-Anlagen eine hohe Bedeutung zu. Als gesamtsystemarer Ansatz bietet zudem der Ausbau der kooperativen KWK große Chancen, da hier die Vorteile der Liberalisierung durch innovative Marktakteure konsequent genutzt werden können.

0.3 Ausbaunotwendigkeiten und Qualitätskriterien für die KWK

0.3.1 Klimaschutz erfordert Ausbau der KWK

Dem aufgezeigten Effekt der Liberalisierung stehen die Anforderungen, die aus der Sicht des Klimaschutzes an die KWK definiert werden, konträr gegenüber (Erfüllung des burden sharing nach dem Kyoto-Protokoll; 25 % Selbstverpflichtungsziel). Eine Möglichkeit, ausgehend von der bis Ende 1998 erreichten Reduktion des CO_2-Austoßes von 13,2%[8] (im Vergleich zu 1990), diese ehrgeizigen CO_2-Minderungsziele zu erreichen, stellt die verstärkte Nutzung der gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung durch KWK-Anlagen dar. Die Spitzenvertreter der Regierungskoalition haben daher am 22.11.1999 den Beschluß gefasst, die notwendigen Rahmenbedingungen für eine Verdopplung des KWK-Beitrags bis zum Jahre 2010 zu schaffen, unter der Voraussetzung, dass "sich die KWK gemäß dem deutschen Klimaschutzziel als die geeignetste Technologie erweist". Dieses Ziel ist vom Bundeskabinett mittlerweile übernommen worden und hat auch in das KWK-Vorschaltgesetz Eingang gefunden. Der den KWK-Ausbau einschränkende Halbsatz ist dabei mit der Formulierung ”sofern sich die KWK im Rahmen des Klimaschutzprogramms als geeignete Technologie erweist” abgeschwächt worden.

Mit dieser ‘Eignungsprüfung’ wird eine bereits Mitte der neunziger Jahre im Zusammenhang mit einer Studie des Pestel-Instituts (ISP 1994) intensiv geführte Diskussion wieder aufgerollt. Unstrittig erscheint dabei heute die bessere Klimaverträglichkeit der KWK gegenüber dem bestehenden System der getrennten Strom- und Wärmebereitstellung. Hier werden durch die Kraft-Wärme-Kopplung signifikante CO_2-Minderungen von z. T. über 50 % erzielt. Möglich werden diese hohen Einsparraten durch eine Kombination von Technologieeffekt (hohe Gesamtnutzungsgrade) und Brennstoffeffekt (Einsatz des kohlenstoffarmen Energieträgers Erdgas). Neben dieser Vergleichsrechnung wird in der politischen Debatte aber auch häufig der Vergleich von KWK-Anlagen mit einem hocheffizienten GuD-Kondensationskraftwerk und einem Gas-Brennwertkessel angeführt. Obwohl dieser Vergleichsfall weder die heutige noch die zukünftige energiewirtschaftliche Realität in adäquater Form abbildet[9], ist es doch interessant, die KWK an diesem ”Bestfall” für das Vergleichssystem zu spiegeln. Das Ergebnis ist: Auch unter diesen Bedingungen weist die KWK noch Klimaschutzvorteile auf, wenngleich mit Prozentsätzen zwischen 3 und 9 % im deutlich geringeren Umfang. Vergleichbare Aussagen finden sich auch in den Anfang 2000 für das BMWi erstellten Kurzexpertisen zur ökologischen Bedeutung der KWK (vgl. z. B. DIW, Öko-Institut 2000).

Durch eine weniger gute CO_2-Bilanz sind kohlegefeuerte KWK-Anlagen gekennzeichnet. Zwar resultiert für moderne Steinkohle-KWK-Anlagen (Gesamtnutzungsgrad 85%, elektrischer Nutzungsgrad 33%) gegenüber dem derzeitig bestehenden ungekoppelten Referenzsystem noch eine deutliche CO_2-Minderung von mehr als 10%. Im Vergleich zu einem GUD-Konden-

8 Vorläufige Zahlen weisen für 1999 - insbesondere aufgrund der überdurchschnittlich warmen Witterung - eine weitere Verringerung des CO2-Ausstoßes um 2,3 Prozentpunkte aus.

9 Selbst im Rahmen einer ”strengen” klimaschutzorientierten Weiterentwicklung des Energiesystems, wird es weder im Kraftwerks- noch im Wärmebereich zu einem ausschließlichen Einsatz von Erdgas kommen.

sationskraftwerk (Netto-Nutzungsgrad 56%) und einem Brennwertkessel (Nutzungsgrad 101% bezogen auf H_u) führt ihr Einsatz bei einem nahezu identischen Primärenergieverbrauch aufgrund der spezifisch höheren CO_2-Emissionen des eingesetzten Primärenergieträgers zu einem bis zu 60% höheren CO_2-Ausstoß.

0.3.2 KWK als Hoffnungsträger für den klimaverträglichen Atomausstieg

Die Erreichung der von der Bundesregierung angestrebten Klimaschutzziele sowie weitergehender Empfehlungen beispielsweise der Enquête-Kommission "Schutz der Erdatmosphäre" ist alles andere als ein Selbstläufer. Hierzu müssen in allen energieverbrauchenden und –bereitstellenden Sektoren verstärkte Anstrengungen zur CO_2-Minderung unternommen werden. Insbesondere kommt der Energieeinsparung sowohl auf der Verbraucher- (z. B. Kühlschränke, Waschmaschinen) als auch auf der Erzeugerseite (Kraftwerke, Heizungskessel) eine besondere Bedeutung zu. Aktuelle eigene Szenariobetrachtungen (Wuppertal Institut 2000) kommen zu dem Schluss, dass eine klimaverträgliche und risikominimale Energieversorgung bis zum Jahr 2010 bereits

- eine durchschnittliche Verringerung des spezifischen Energieverbrauchs um rund 2,7 %/a (heute liegt diese im Mittel bei etwa 1,7 %/a)
- mindestens eine Verdopplung des Beitrags der industriellen und dezentralen KWK und
- eine Verdopplung bis Verdreifachung des Beitrags erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung

erfordert. Kurz- bis mittelfristig stehen damit in erster Linie eine Forcierung der Energie-/Stromeinsparaktivitäten und der Ausbau der KWK im Vordergrund. Langfristig muss darüber hinaus ein wesentlicher Beitrag über die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien geleistet werden. Die vom Bundeskabinett beschlossene Zielsetzung der Verdopplung des KWK-Beitrags bis zum Jahr 2010 wird damit bestätigt. Eine Auswertung der vorliegenden Untersuchungen zeigt ferner, dass sich der KWK-Anteil an der Stromerzeugung im Zuge steigender Klimaschutzerfordernisse bis zum Jahr 2030 auf bis zu 200 TWh erhöhen muss, und zwar weitgehend unabhängig davon, welche Restlaufzeit für die bestehenden Kernkraftwerke in Deutschland unterstellt wird. Ihr Anteil an der Stromerzeugung des Landes erhöht sich – die erfolgreiche Umsetzung von Stromeinsparpotentialen vorausgesetzt- auf mehr als 40 %. Eine Größenordnung, wie sie in unseren Nachbarländern Niederlande und Dänemark heute schon erreicht ist.

Mit Ausnahme jüngerer Modellrechnungen mit dem IKARUS-Instrumentarium, das aber als hochaggregiertes Modell in Bezug auf die KWK ohnehin von eingeschränkter Aussagekraft ist, werden die mittelfristigen Ausbaunotwendigkeiten der KWK im Rahmen klimaschutzorientierter Entwicklungen von der überwiegenden Anzahl der vorliegenden Szenariountersuchungen bestätigt (Ziesing 2000). Vor diesem Hintergrund ist es verständlich, dass der KWK auch im Mitte 2000 vorgelegten Zwischenbericht zum Klimaschutzprogramm der Bundesregierung eine entscheidende Bedeutung eingeräumt wird. Bis zum Jahr 2005 (2010) werden von ihr zusätzlich Minderungsbeiträge von 10 Mio. t CO_2 (23 Mio. t CO_2) erwartet. Eine Größenordnung, die nur mit einer Verdopplung des KWK-Beitrags an der Stromerzeugung bis 2010 erreichbar erscheint.

0.3.3 Abgeleitete Qualitätskriterien für die KWK

Um das Verdopplungsziel zu erreichen, müssen für die KWK unterstützende Maßnahmen ergriffen werden. Ein entsprechendes KWK-Ausbaugesetz ist bereits angekündigt worden. Um die hieraus resultierenden Fördermittel möglichst effektiv einsetzen zu können, werden Kriterien benötigt, welche eine qualitative Einstufung der KWK-Anlagen ermöglichen. Über die Implementierung derartiger Kriterien kann zudem den Vorbehalten gegenüber der Eignung der KWK für den Klimaschutz wirkungsvoll begegnet werden.

Derzeit werden KWK-Anlagen im wesentlichen hinsichtlich der von ihnen erreichten Nutzungsgrade als ”gute” oder ”schlechte” Anlagen klassifiziert. Eine derartige Vorgehensweise wird insbesondere bezüglich der Befreiung von der Mineralölsteuer im Rahmen der Ökologischen Steuerreform angewendet. Als eine weitere Qualitäts-Kennziffer wird die Stromkennzahl diskutiert. Aufgrund der Vielfältigkeit der Anwendungs- und Einsatzfälle der Kraft-Wärme-Kopplung greifen solche vergleichsweise einfachen Qualitäts-Kennzahlen allerdings häufig zu kurz. Insbesondere wirkt sich hier nachteilig aus, dass sie nicht die Gesamtaufgabe ”Deckung der Strom- und Wärmebereitstellung” in den Mittelpunkt stellen, sondern die Betrachtung lediglich auf die Anlage an sich beschränken. So können beispielsweise Anlagen mit sehr geringen elektrischen Wirkungsgraden (z. B. ältere Dampfturbinenheizkraftwerke mit 20 %) das Kriterium Mindest-nutzungsgrad erfüllen, während Anlagen mit hohen elektrischen Wirkungsgraden (z. B. moderne GUD-Heizkraftwerke mit 44 %) aus dem Raster fallen. Damit werden aber möglicherweise genau diejenigen Anlagen aussortiert, die vergleichsweise hohe Minderungspotentiale gegenüber der herkömmlichen Art der Strom- und Wärmebereitstellung versprechen. Im vorgenannten Beispiel 37 % beim älteren Dampfturbinenheizkraftwerk und 54 % bei der modernen GUD-Anlage.

Um die Vorteile einer bestimmten Technologie wie der Kraft-Wärme-Kopplung hinsichtlich CO_2-Minderung oder Primärenergieeinsparung herauszustellen und dem Systemcharakter der KWK gerecht zu werden, erscheint daher die Methode der vergleichenden Szenarioanalyse geeigneter. In der Fachliteratur wird die gekoppelte mit der ungekoppelten Stromerzeugung und Wärmebereitstellung verglichen, in dem entweder ganzheitliche Systembetrachtungen angestellt werden (z. B. ASUE-Methode) oder Strom- bzw. Wärmegutschriftverfahren zur Anwendung kommen. Allerdings haben sich dabei die Vielzahl der z. T. deutlich voneinander abweichenden Annahmen als problematisch erwiesen (z. B. Systemgrenzen, Wirkungsgrade, Transport- und Verteilungsverluste) sowie die Definition und Darstellung des Vergleichspfades. Zusätzlich haben Gutschriftverfahren den Nachteil, dass die gegenüber der getrennten Erzeugung resultierenden Einsparungen einseitig einem Produkt (Wärme oder Strom) zugeordnet werden.

Für die Bewertung von KWK-Anlagen ist daher besonderer Wert auf eine möglichst einfache Strukturierung und eine transparente Darstellung der verwendeten Referenzwerte der ungekoppelten Stromerzeugung zu legen. Ein solches im Rahmen dieser Studie entwickeltes Qualitätsbewertungs-System stellt das ΔCO_2-Kriterium dar (vgl. Abbildung 0-1). Hierbei werden die CO_2-Emissionen eines KWK-Systems mit den CO_2-Emissionen verglichen, welche entstanden wären, wenn dieselben Strom- und Wärmemengen durch das derzeit bestehende ungekoppelte Referenzszenario bereitgestellt worden wären. Strom- und Wärmebereitstellung werden hierbei als ein System (KWK-Modul zzgl. Spitzenkessel) begriffen.

Als Vergleichsfall erscheint stromseitig der aktuelle Mix aus Steinkohle-, Mineralöl- und Erdgaskondensationskraftwerken, welche zum größten Teil in Mittellast, teilweise aber auch im Spitzen- und Grundlastbereich gefahren werden, sinnvoll. Anhand der statistischen Daten der VDEW für das Jahr 1998 ergeben sich für diesen Vergleichsfall spezifische CO_2-Emissionen von 0,799 kg/kWh$_{el}$ bei einem Jahresnutzungsgrad (netto) von 38,2%. Wärmeseitig muss unabhängig von der Betreiberstruktur zwischen den Anwendungsgebieten (Raumwärmebereitstellung/ Niedertemperatur-Prozesswärmeerzeugung) der Kraft-Wärme-Kopplung unterschieden werden. Anhand statistischer Daten wird die Primärenergieträger-Struktur sowohl im Bereich der Raumwärme-/Warmwasserbereitstellung als auch im Bereich Niedertemperatur-Prozesswärmeerzeugung aggregiert und die durchschnittlichen Nutzungsgrade der bestehenden Anlagen abgeschätzt. Im Bereich der Raumwärmebereitstellung resultieren dadurch spezifische CO_2-Emissionen von 0,312 kg/kWh$_{th}$ bei einem geschätzten Nutzungsgrad von 85%.

Hinsichtlich der Ausführlichkeit der Betrachtung kann zwischen einer "wissenschaftlich korrekten" Variante und einer eher pragmatischen Lösung unterschieden werden. Während bei ersterer das KWK-System inklusive Spitzenkessel, die anfallenden Wärmeverluste in den Nah-/Fernwärmeleitungen sowie die Stromleitungsverluste berücksichtigt werden, wird in der pragmatischen Variante des ΔCO_2-Kriteriums aus Transparenz- und Praktkabilitätsgründen die Sichtweise auf das KWK-Modul beschränkt und die aufgeführten Verluste nicht berücksichtigt .

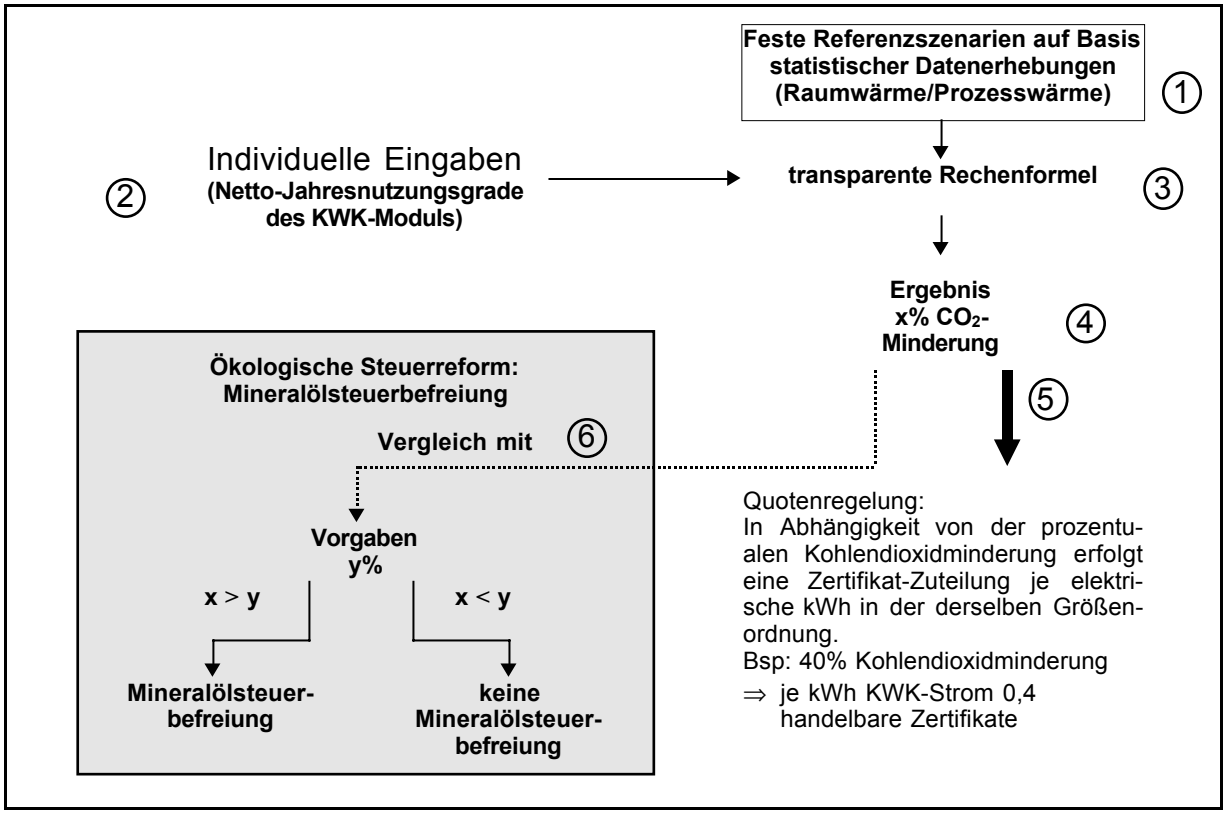


Abbildung 0-1: Prinzip des ΔCO_2-Kriteriums

Eine modifizierte Variante des ΔCO_2-Kriteriums stellt das ΔPE-Kriterium dar, welches nicht die prozentuale CO_2-Minderung sondern die prozentuale Primärenergieeinsparung eines KWK-

Moduls gegenüber einem ungekoppelten Referenzszenario bewertet. Weitere derzeit in der Diskussion befindlichen Bewertungsverfahren sind der KWK-Wirkungsgrad sowie das "Zero"-Strom-Konzept. Alle Verfahren haben ihre spezifischen Vor- und Nachteile. Der KWK-Wirkungsgrad, der auf einer Art Wärmegutschriftverfahren basiert, stellt eine Möglichkeit dar, den Wirkungsgrad der KWK-Anlage und auch die spezifischen CO_2-Emissionen direkt mit denen eines alternativen Kondensationskraftwerkes zu vergleichen. Bei der Bewertung der Güte der Kraft-Wärme-Kopplung über den KWK-Wirkungsgrad sollte dieser mindestens 60% betragen. Dann ist sichergestellt, dass der Wirkungsgrad der KWK-Anlage besser ist als der jedes heute zur reinen Stromerzeugung einsetzbaren, fossil gefeuerten Kraftwerks. So würden z. B. auch gasgefeuerte KWK-Kraftwerke ausgeschlossen, die höhere spezifischen Emissionen aufweisen als neue, gasgefeuerte GUD-Kraftwerke auf Kondensationsbasis.

Tabelle 0-2: Eignung verschiedener Qualitätskriterien in Abhängigkeit der zur Anwendung kommenden Fördermodelle

	Ökologische Steuerreform	Bonusregelung	Quote Strommenge	CO_2-Quote
modellendogene Anreize	Grenzwert-erreichung	max. Strom-erzeugung	max. Strom-erzeugung	Max. Brenn-stoffnutzung und -switch
Jahresnutzungsgrad (η_{Nutz})	0/-[1]	+/0	+/0	-
Jahresnutzungsgrad (η_{Nutz}) und Stromkennzahl[3]	+	+	+	-
KWK-Wirkungsgrad (η_{KWK})	+	+	+	-
ΔCO_2	+	+	+	+
Zero-Strom	-[2]	+	+	+

[1] Mißbrauchsmöglichkeiten:Gewinnmaximierung ergeben sich unabhängig von der erzeugten Strommenge, sofern der Grenzwert eingehalten wird; [2] erfordert Umrechung; [3] Anforderung einer Mindeststromkennzahl oder genaue Definition der Gegendruckscheibe (z. B. nach AGFW-Vorschlag)

Das Zero-Strom-Konzept hat dagegen den Vorteil, für die jeweilige KWK-Anlage auszuweisen, wieviel Strom aufgrund der mit der Anlage realisierten Energieeinsparung quasi brennstoffrei und damit vergleichbar der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bereitgestellt werden kann. Letztlich hat das ΔCO_2-Kriterium den Vorteil, einen direkten Bezug zur realisierbaren CO_2-Minderung herzustellen und diese zur bestimmenden Größe für die Förderung zu machen. Die Eignung der jeweiligen Modelle hängt von der zugrundegelegten Zielsetzung ab. Die für die Auswahl wesentlichen Kriterien

- Energie- und umweltpolitische Zielrichtung
- endogene Anreize zur Verwirklichung der Zielrichtung
- Transparenz und Akzeptanz
- Praktikabilität und Transaktionskosten
- Kompatibilität mit anderen gesetzlichen Regelungen

- Kalkulationssicherheit und
- Missbrauchschutz

werden unter Berücksichtigung der Zielsetzung von diesen in unterschiedlicher Weise erfüllt. Tabelle 0-2 gibt einen diesbezüglichen Überblick über die jeweilige modellbezogene Eignung der verschiedenen Qualitätsmaßstäbe auf verschiedene in der Diskussion befindliche Fördermodelle für die KWK.

Die letztendliche Entscheidung über die Eignung des einen oder anderen Vorschlags obliegt demnach dem Gesetzgeber.

Zusammenfassung: Im Vergleich zur herkömmlichen Form der getrennten Strom- und Wärmebereitstellung weist die KWK deutlich geringere CO_2-Emissionen auf. Dies gilt insbesondere für Anlagen auf der Basis des klimaverträglichen Energieträgers Erdgas, wobei sich hier Brennstoffeffekt und Technologieeffekt ergänzen. Diese Anlagen führen auch gegenüber den aus heutiger Sicht verfügbaren effizientesten Strom- und Wärmebereitsstellungssystemen (GUD-Kraftwerk, Brennwertkessel) zu nennenswerten Minderemissionen. Die KWK ist damit zweifelsfrei eine Klimaschutzoption. Szenariorechnungen zeigen, dass die KWK insbesondere kurz- bis mittelfristig deutlich ausgeweitet werden muss, wenn die angestrebten Klimaschutzziele der Bundesregierung erreicht werden sollen. Die vom Bundeskabinett für das Jahr 2010 beschlossene Zielsetzung der Verdopplung des KWK-Beitrags deckt sich ebenso mit diesen Analysen wie die im Zwischenbericht zum Klimaschutzprogramm der Bundesregierung für die KWK vorgegebenen CO_2-Minderungsbeiträge. Die praktische Umsetzung dieser Vorgaben wird unabhängig vom Instrument, das letztlich dafür gewählt wird, effiziente Qualitätskriterien für die KWK einbeziehen müssen. Die heute angewendeten Kriterien (z. B. Mindestnutzungsgrad) weisen diesbezüglich Schwächen auf und sollten durch solche ersetzt werden, die dem Systemcharakter der KWK gerecht werden. Verschiedene Vorschläge mit jeweis spezifischen Vor- und Nachteilen in Bezug auf die in der Diskussion befindlichen Förderinstrumentarien für die KWK liegen bereits vor.

0.4 Referenz-Entwicklungen für die Jahre 2010 bis 2020

Die zu erwartende Entwicklung der KWK unter Status-Quo-Bedingungen der Energiepolitik wird maßgeblich durch die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für den Einsatz von KWK-Anlagen bestimmt. Daneben wirken aber unter einer Business-as-Usual-Entwicklung, d. h. einer Zukunftsbetrachtung, in der im wesentlichen von den heute bereits beschlossenen bzw. als wahrscheinlich absehbaren Maßnahmen ausgegangen wird, also keine darüber hinausgehenden Verbesserungen der Rahmenbedingungen für die KWK einbezogen werden, weitere Faktoren hemmend auf die Entwicklung der KWK. Dazu gehören spezielle Faktoren in der derzeitigen Marktübergangsphase sowie vielfältige andere Hemmnisse (z. B. sinkende Marktpreise, Überkapazitäten auf dem Strommarkt, fehlende Rücklagen der kommunalen KWK-Betreiber, ungünstige Gestaltung der Preise für Zusatz- und Reservestrom hohe Kapitalbindung, möglicherweise sinkende Preise des

Konkurrenzenergieträgers auf dem Wärmemarkt im Zuge der Liberalisierung der Gaswirtschaft, rückläufige spezifische Wärmenachfrage der Verbraucher in Folge von Gebäudesanierungen).

Aktuelle Einschätzungen über die hieraus resultierenden Entwicklungsperspektiven der KWK liegen insbesondere im Energiereport III von Prognos/EWI vor (vgl. Tabelle 0-3). Die Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung aus der Sicht von PROGNOS/EWI beruht dabei auf einer detaillierten Analyse der bestehenden Kraftwerksparkstruktur der KWK und des gesamten trendgemäß erreichbaren Wärmepotenzials der KWK in Deutschland. Es wurde davon ausgegangen, dass im Zeitraum 1998 - 2005 aufgrund des starken Verfalls der Strompreise nur dann die KWK an industriellen Standorten zum Wachstum der KWK-Stromerzeugung beitragen kann, wenn bestehende KWK-Anlagen durch Neuanlagen mit höherer Stromkennziffer ersetzt werden (wie es derzeit an einigen Standorten der Fall ist). Die öffentliche KWK-Stromerzeugung stagniert in dieser Periode weitestgehend. Die hier ausgewiesene Steigerung im Zeitraum zwischen 2005 und 2020 beruht auf der Erwartung wieder anziehender Strompreise und wird ebenfalls nur durch den Ersatz bestehender KWK-Anlagen durch KWK-Kraftwerke mit höherer Stromkennziffer erreicht. Der bundesweite Fernwärmeverbrauch sinkt in diesem Zeitraum um gut 5%, d.h. es werden keine neuen großen Fernwärmegebiete erschlossen. Die industrielle KWK-Stromerzeugung steigt zwischen 2005 und 2020 durch den Ersatz von Altanlagen durch Neuanlagen mit höherer Stromkennziffer weiter an. Hinzu kommt in geringerem Maße der Zubau von KWK-Anlagen in Betrieben, die heute nur reine Heizkessel betreiben und über günstige Strukturen für KWK-Anlagen durch hohe Benutzungsstunden für die benötigte Prozesswärme verfügen.

Den Anlaysen von Prognos/EWI zufolge wird eine Ausweitung der Stromerzeugung in KWK-Anlagen bis auf rund 105 TWh (120,8 TWh) im Jahr 2010 (2020) erwartet. Dies entspricht einer Erhöhung der KWK-Stromerzeugung bis zum Jahr 2010 (2020) um ca. 35 % (55 %) gegenüber dem Ausgangsniveau des Jahres 1998.

Tabelle 0-3: Entwicklung der KWK-Stromerzeugung in Deutschland im Trend in TWh_{el} (Prognos, EWI 1999, AGFW 2000, eigene Berechnungen)

	1998	2005		2010		2020	
		Prognos	AGFW	Prognos	WI	Prognos	WI
öffentliche KWK	37,2	40,5	72,0	43,0	35,2	50,2	38,1
industrielle KWK (nur verarb. Gewerbe)	39,5	51,1		58,3	51,7	64,6	57,1
dezentrale KWK	1,2	2,4	6,0	3,9	s. u.	6,0	s. u.
Summe	78,0	94,0	78,0	105,2	86,8	120,8	95,2
davon dezentrale KWK	10,5				19,5		22,0

Im Vergleich zu Prognos/EWI werden die trendgemäßen Entwicklungsperspektiven der KWK in Untersuchungen anderer Institute (z. B. AGFW 2000, Wuppertal Institut 2000) pessimistischer eingeschätzt (vgl. Tabelle 0-3). Dies gilt insbesondere für den Bereich der öffentlichen KWK-

Anlagen. Dabei wird davon ausgegangen, dass ohne flankierende Maßnahmen der derzeitige Verdrängungswettbewerb mindestens noch drei bis fünf Jahre andauern wird, möglicherweise aber sogar noch ein Jahrzehnt notwendig sein wird, bis das Problem der stromwirtschaftlichen Disparität vollständig überwunden ist. Beides führt wahrscheinlich dazu, dass weitere öffentliche KWK-Anlagen stillgelegt werden[10]. Bis zum Jahr 2005 wird daher erwartet, dass der Leistungszuwachs durch die derzeit in Bau oder Planung befindlichen Anlagen mit einer Kapazität von rund 2.060 MW_{el} (Starrmann 2000), davon rund 1.353 MW im Bereich der industriellen und 707 MW im Bereich der öffentlichen KWK, durch weitere Stillegungen weitgehend kompensiert werden wird. Inwieweit das im Mai 2000 in Kraft getretene KWK-(Vorschalt)-Gesetz, mit dem Anlagen der öffentlichen Versorgung unterstützt werden sollen, zu einer Trendumkehr führen kann, bleibt abzuwarten.

Die genannten Untersuchungen gehen zudem davon aus, dass sich die KWK-Aktivitäten (im übrigen dem Beispiel der Niederlande folgend) zukünftig im stärkeren Umfang auf Nahwärmekonzepte und Einzelobjektversorgungen (im industriellen und öffentlichen Bereich) auf der einen sowie industrielle und spezielle kooperative Anwendungen auf der anderen Seite verlagern werden.

Zusammenfassung: Für die trendgemäßen Entwicklungsperspektiven der KWK liegen unterschiedliche Einschätzungen vor. Während Prognos/EWI auch aufbauend auf den derzeit in der Umsetzung befindlichen Projekten, von einem doch deutlichen Zuwachs ausgehen, schätzen andere Institutionen die Marktentwicklung der KWK unter der Maßgabe, dass keine weiteren unterstützenden Maßnahmen durchgeführt werden, deutlich pessimistischer ein. Mittelfristig werden in allen Untersuchungen die größten Zuwachspotentiale bei den dezentralen und industriellen bzw. kooperativen Anwednungen gesehen, das von der Bundesregierung formulierte Verdopplungsziel aber nicht erreicht.

0.5 Zielorientierte Entwicklungsperspektiven vor dem Hintergrund politischer Vorgaben

Nachdem die EU-Kommission mit ihrer "Gemeinschaftsstrategie zur Förderung der KWK" bereits 1997 darauf hingewiesen hat, dass aus Klimaschutzgründen eine Verdopplung des Beitrags der KWK sinnvoll sei, ist dieses Verdopplungsziel mit dem Beschluss der Koalitionsrunde vom 22.11.1999 nun auch Bestandteil der Politik der Bundesregierung *"Bis Mitte 2000 wird die Bundesregierung mittels einer gesetzlichen Regelung den Anteil der Stromerzeugung aus KWK sichern und innerhalb des nächsten Jahrzehnts eine Verdopplung des KWK-Ansatzes durch eine jährlich verstetigte Progression anstreben, wenn sich die KWK gemäß dem deutschen Klimaschutzziel als die geeigneteste Technologie erweist. Daher soll die Einführung einer markt- und EU-konformen Quote oder gleichermaßen wirksamer Instrumente festgeschrieben werden."*

10 Die Fernwärmeversorgung wird unter dieser Voraussetzung zunächst durch Heizkessel sichergestellt und ggf. im späteren Zeitverlauf durch eine dezentrale Versorgung abgelöst werden.

Als erster Beitrag, dieses Ziel zu erreichen, ist das KWK-(Vorschalt)-Gesetz im Mai 2000 in Kraft getreten, Danach wird Betreibern von KWK-Anlagen, die vor dem 01.01.2000 an das Netz gegangen sind und die allgemeine Versorgung von Letztverbrauchern sicherstellen (d. h. vor allem kommunale Unternehmen), eine von den Netzbetreibern zu zahlende Mindest-Einspeisevergütung für KWK-Strom von anfänglich 9 Pf/kWh zugesichert. Diese Mindestvergütung soll bis zum Ende der Laufzeit des Gesetzes (Ende 2004) jährlich um 0,5 Pf/kWh reduziert werden. Gleichzeitig legt das Gesetz für die Netzbetreiber ein nationales Ausgleichsverfahren fest, mit dem die den Netzbetreibern entstandenen Zusatzkosten (maximal werden hierbei im Jahr 2000 zunächst 3 Pf/kWh angerechnet, wobei dieser Betrag von Jahr zu Jahr dann jeweils um 0,5 Pf/kWh abnehmen wird), sofern diese über dem nationalen Mittelwert liegen, ausgeglichen werden sollen. Das Gesetz ist auf bestehende Anlagen begrenzt und stellt damit keinen direkten Beitrag zur Ausweitung der KWK-Stromerzeugung dar. Es kann allerdings Hilfestellung dazu leisten, Standorte in der schwierigen Phase des Marktübergangs zu sichern und die stranded investment Problematik vieler noch nicht vollständig abgeschriebenen Anlagen zu verringern.

Im Zwischenbericht zum Klimaschutzprogramm sind mittlerweile – wie erwähnt – konkrete, dem Verdopplungsziel entsprechende CO_2-Minderungsvorgaben für die KWK gemacht worden. Darüber hinaus ist festgelegt worden, dass bis Ende 2000 Eckpunkte einer Quotenregelung für den Ausbau der KWK vorgelegt werden sollen, die dann maßgeblich zur Erreichung der Zielgrößen beitragen sollen.

Vor diesem Hintergrund skizziert Tabelle 0-4 einen möglichen Weg, auf dem das Verdopplungsziel für die KWK in Deutschland innerhalb der nächsten 10 Jahre erreicht werden kann. Dabei wird deutlich, dass der Ausbau der KWK bis zum Jahr 2010 maßgeblich durch den Ausbau der dezentralen und industriellen bzw. kooperativen KWK geprägt sein wird. Hier sind kurz- bis mittelfristig die größten Ausbaumöglichkeiten gegeben. Der in absoluten Größen größte Beitrag wird dabei durch den (vorzeitigen) Ersatz bestehender industrieller KWK-Anlagen realisiert. Unter der Voraussetzung eines weiteren KWK-Ausbaus nach dem Jahr 2010 muss dann auch die Zurückhaltung beim Ersatz der bestehenden Anlagen im Bereich der öffentlichen KWK aufgegeben werden. Zudem bestehen zusätzliche Ausbauoptionen durch den Ersatz bestehender, zentrale Wärmenetze versorgende Heizwerke durch moderne Heizkraftwerke. Eine Ausweitung der KWK-Stromerzeugung bis auf knapp 200 TWh_{el} erscheint so möglich. In Tabelle 0-4 wurde dabei auf eine detaillierte Zuweisung der weiteren Ausbaupotentiale auf die verschiedenen Bereiche zunächst verzichtet. Ohnehin verschwimmen die Übergänge in dem Maßstab weiter, in dem sich innovative öffentliche Unternehmen auch innerhalb der industriellen Wärmeversorgung engagieren werden.

Unter Zugrundelegung der jeweiligen Konkurrenzsituation ergeben sich für die im Rahmen des Verdopplungsszenarios maßgeblichen Technologien jeweils spezifische betriebswirtschaftliche Zusatzkosten gegenüber Trendbedingungen (vgl. Abbildung 0-2). Die resultierenden Stromgestehungskosten der KWK-Anlagen (inkl. anteiliger, betreiberabhängiger Gutschrift für die Mineralölsteuerersparnis sowie ggf. Stromsteuerersparnis im Rahmen der Ökologischen Steuerreform) sind dabei bei der Eigenstromerzeugung in Konkurrenz zu sehen mit einem anlegbaren Strom(bezugs-)preis und in Bezug auf die Stromeinspeisung mit einem durchschnittlichen

Marktpreis (ab Kraftwerksgrenze) sowie einer in Abhängigkeit der Einspeisestelle (Spannungsniveau) nach der neuen Verbändevereinbarung zu bemessenden Netzkostengutschrift. Unter heutigen Gegebenheiten (Stand 2000) führt dies für die maßgeblich zu betrachtenden, vom Trend abweichenden Handlungsoptionen (in Abbildung 0-2 wird entsprechend zwischen einem Neubau von Anlagen auf der einen Seite und einem Weiterbetrieb unter Trendbedingungen stillgelegter Anlagen auf der anderen Seite unterschieden) zu Zusatzkosten zwischen 0,6 und 4,4 Pf/kWh.

Tabelle 0-4: Entwicklung der KWK-Stromerzeugung in Deutschland im Szenario Verdopplung in TWh_{el} (eigene Abschätzungen)

	1997	2005	2010	2020
öffentliche KWK	32,4	46.2	70,7	
- davon BHKW	9,0	19,0	25,3	
industrielle KWK[11]	42,2	57,0	81,3	
- davon BHKW	1,5	3,3	4,4	
Summe	**75,6**	**103,2**	**152,1**	**-> 200,0**
öffentliche KWK (ohne BHKW)	23,4	27,2	45,3	
industrielle KWK (ohne BHKW)	40,7	53,7	76,9	
BHKW	10,5	22,3	29,8	

Derartige Überlegungen führen zu dem Schluss, dass eine Unterstützung für den Ausbau der KWK mindestens für eine Übergangsphase von rund 10 Jahren erforderlich ist, sich die KWK danach aber unter der Voraussetzung, dass die stromwirtschaftliche Disparität bis dahin überwunden ist, zumindest in Teilbereichen als wirtschaftliche Option im Wettbewerbsmarkt behaupten kann. Zu ähnlichen Ergebnissen kommen im übrigen auch DIW und Öko-Institut in ihrer im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitung für den Energiedialog verfassten Kurzexpertise. Danach kann im Vergleich zu Neuanlagen der ungekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung für alle KWK-Anlagen (> 300 kW) zwar von wirtschaftlichen Betriebsmöglichkeiten ausgegangen werden. Angesichts der heutigen preisbestimmenden Überkapazitäten auf dem Strommarkt, stehen neue KWK-Anlagen aber in Konkurrenz mit bestehenden Altanlagen, ein Konkurrenzkampf, den diese nicht gewinnen können. Für den Übergangszeitraum wird die Realisierung des Verdopplungsszenarios daher zu betriebswirtschaftlichen Mehrkosten gegenüber der Trendentwicklung führen. Je nach Randbedingungen (d. h. im wesentlichen Marktpreisentwicklung und Ökosteuererstattung) liegen diese zwischen (kumuliert zwischen 2000 und 2010) 5,4 und 7,4 Mrd. DM.

Wie Abbildung 0-2 zeigt, ist eine in relativen Größen höhere Unterstützung im betrachteten Zeitraum für Neuanlagen im Bereich der öffentlichen KWK notwendig, die im Vergleich zu industriellen Anlagen eine durchschnittlich geringere Auslastung aufweisen. Erstaunlicher Weise sind auch für den Weiterbetrieb bestehender Anlagen nennenswerte Zuschüsse notwendig, obwohl

11 Für die industrielle KWK wurde ab dem Jahr 2010 keine detaillierte Abschätzung des möglichen Ausbaus durchgeführt. Es kann aber davon ausgegangen werden, dass gegenüber dem Ausbauzustand des Jahres 2010 ein weiterer Zubau möglich und wahrscheinlich ist.

hier – unter Vernachlässigung des stranded investment Problems - lediglich die variablen Kosten als konkurrierende Größe gegenüber den Marktpreisen anzusetzen sind. Diese sind aber gerade bei den Altanlagen zum Teil sehr hoch und werden durch die hohen Brennstoffkosten (bei schlechten Wirkungsgraden), hohen Personal- und sonstigen Nebenkosten bestimmt. Im Rahmen der Umsetzung die KWK unterstützender Maßnahmen spricht deshalb viel dafür, insbesondere den schnelleren Ersatz bestehender (schlechter) Altanlagen zu fördern und innovative kooperative KWK-Konzepte zu initiiieren, die auch für Anlagen mit öffentlicher Beteiligung eine hohe Auslastung versprechen.

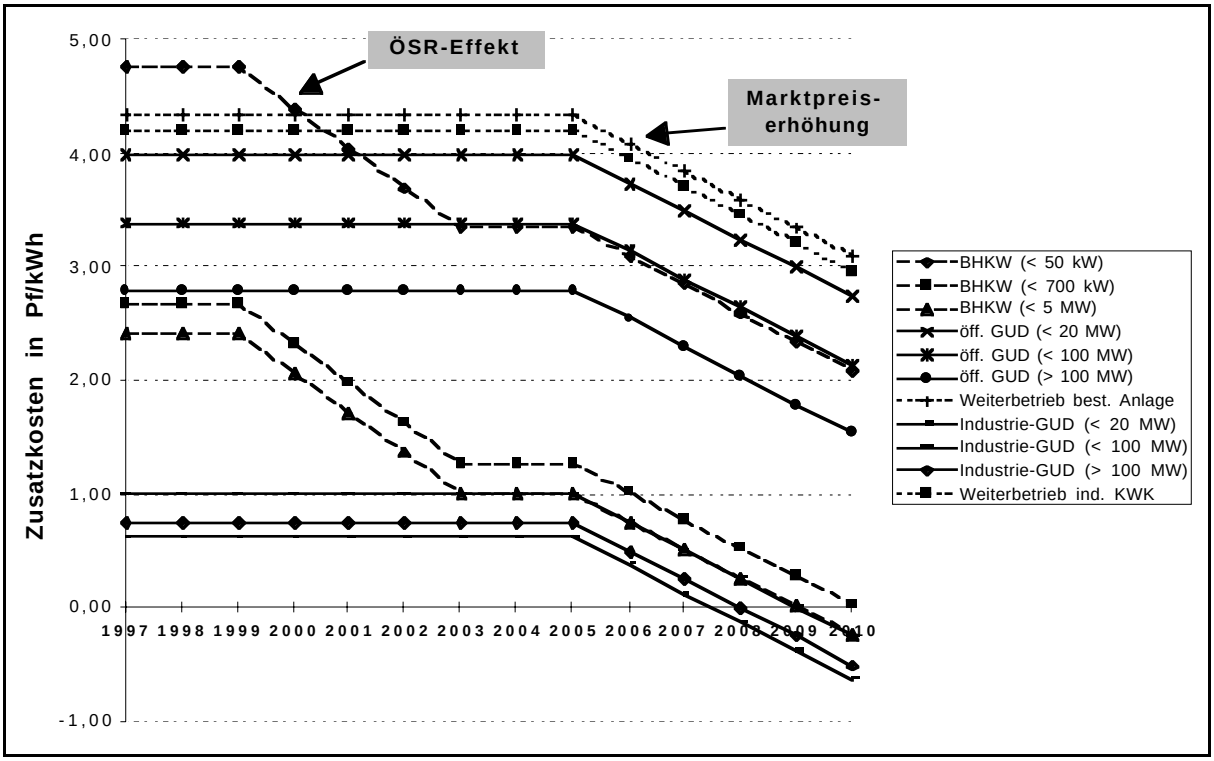


Abbildung 0-2: Resultierende spezifische Zusatzkosten der KWK-Stromerzeugung in Pf/kWh im Verdopplungsszenario (ohne Berücksichtigung des KWK-(Vorschalt)Gesetzes)

Zusamenfassung: Mit der Vorgabe des Verdopplungsziels im November 1999, der Verabschiedung des KWK-(Vorschalt)Gesetzes im Mai 2000 und den entsprechenden Vorgaben für die KWK im Zwischenbericht zum Klimaschutzprogramm der Bundesregierung sind die maßgeblichen politischen Weichen für den Ausbau der KWK gestellt. Aufgrund der heutigen Marktsituation führt die Realisierung des Verdopplungszieles bei einer weitgehenden Fokussierung auf den Ausbau dezentraler sowie industrieller und kooperativer KWK-Anlagen zu (betriebswirtschaftlichen) Mehrkosten gegenüber der Trendentwicklung von kumuliert 5,4 bis 7,4 Mrd. DM. Dies entspricht einer spezifischen Mehrbelastung von lediglich etwa 0,1 Pf/kWh.

0.6 Stand und Perspektiven der KWK in anderen Ländern

Die Umsetzung der *Richtlinie der Europäischen Union 96/92/EG betreffend gemeinsamer Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt* ist in den meisten der 15 EU-Mitgliedstaaten mit einer einschneidenden Änderung der elektrizitätswirtschaftlichen Rahmenbedingungen verbunden. Der in Deutschland gewählte Weg hat die Bedingungen für die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) grundlegend verschlechtert. Es stellt sich die Frage, wie die Umsetzung der Richtlinie in den anderen Staaten vollzogen wird und welche Auswirkungen sich auf die dortige KWK-Nutzung ergeben. Dabei ist es besonders interessant, inwiefern die durch die Reform eröffneten Möglichkeiten positiv für die KWK genutzt bzw. wie vorhandene Aufwärtstrends der KWK gesichert werden und ob Deutschland von diesen Vorgehensweisen lernen könnte.

Um die dafür interessanten Länder zu identifizieren, sind zunächst einschlägige KWK-Statistiken betrachtet worden. Dabei hat sich herausgestellt, dass die Standards und die zugrundeliegenden Abgrenzungskriterien der veröffentlichten Statistiken sich derart unterscheiden, dass es leicht zu Fehlinterpretationen kommen kann. So zählt z.B. Österreich gemäß einer *Euroheat and Power*-Darstellung in der EU-Rangfolge des KWK-Stromanteiles zu den Vorreitern, obwohl sich bei näherer Betrachtung zeigt, dass die Aktivitäten noch unterhalb des deutschen Niveaus liegen und dass sämtliche Stromerzeugung auch aus Anlagen, die nur wenig Wärme auskoppeln, mitgezählt wurde. Vor diesem Hintergrund ist es nicht verwunderlich, dass veröffentlichte Daten erhebliche Diskrepanzen aufweisen.

Dennoch bereitet es keine Schwierigkeiten, Dänemark, Finnland und Holland als die Staaten zu identifizieren, in denen im Hinblick auf KWK bereits viel erreicht ist und in denen sich die Aufwärtsentwicklung offenbar auch nach den durchgeführten Reformen ungebremst fortsetzt. Die Staaten, für die ein neu einsetzender KWK-Boom zu verzeichnen ist, sind Frankreich und Spanien. Diese fünf Staaten wurden daher näher betrachtet, während hier für die übrigen EU-Staaten eine knappe Abhandlung ausreicht. Die gesammelten Erkenntnisse basieren auf Schriftwechseln, telefonischen Interviews sowie Auswertungen der Fachliteratur und einiger Vertrags-, Verordnungs- oder Gesetzestexte.

Im Ergebnis hat sich gezeigt, dass in keinem der betrachteten Beispiele KWK-Förderinstrumente vorkommen, die für sich allein hinsichtlich der Verbindlichkeit, der Zielsicherheit und des Transaktionsaufwandes für eine Übertragung auf Deutschland besonders geeignet erscheinen. Es entsteht eher der Eindruck, dass sogar im Rahmen der in Deutschland geführten Maßnahmendiskussion wesentlich präziser angepasste Lösungen vorgestellt wurden. Am interessantesten ist vielleicht das spanische Bonussystem in Verbindung mit dem parallel geschaffenen Poolsystem, das eine hohe Ähnlichkeit mit dem vom Wuppertal Institut ausgearbeiteten Bonussystem aufweist, aber im Gegensatz dazu auf eine größere Differenzierung zur Begrenzung der Mitnahmeeffekte verzichtet.

In den drei Ländern der Spitzengruppe, Dänemark, Finnland und Niederlande, resultiert der Erfolg der KWK in erster Linie darauf, dass diese Grundausrichtung gesellschaftlich bzw. bei den

maßgeblichen Akteuren akzeptiert ist. Nach den bisherigen Erkenntnissen stellte die Umsetzung der EU-Richtlinie in diesen Ländern weder eine Beeinträchtigung noch eine zusätzliche Unterstützung der KWK dar. Unter völlig unterschiedlichen Voraussetzungen konnte sich in diesen Ländern seit mindestens zehn Jahren eine "Kultur" entwickeln, die nicht so leicht durch äußere Einflüsse aus dem Gleichgewicht zu bringen ist.

In Dänemark handelt es sich um einen planwirtschaftlichen Ansatz, der bereits seit Ende der 70er Jahre mit einer Serie von Gesetzen und eine Bereitstellung von Fördermitteln abgesichert wird und im Großen und Ganzen einer Aneinanderreihung von Aktivitätsschwerpunkten entspricht.

In Finnland sind es dagegen vor allem äußere Umstände (wachsender Strombedarf der Industrie, geringe Verbreitung der Erdgasversorgung, europäische Randlage, großes dünnbesiedeltes Land, lange Heizperioden) und das neu entdeckte Interesse eines der beiden großen finnischen Verbundunternehmen, die sowohl der industriellen als auch der öffentlichen KWK einen derartigen Auftrieb verliehen haben, dass sie sich im hochgradig liberalisierten Elektrizitätsmarkt annähernd ohne Fördermittel behaupten kann. An diesem Beispiel wird deutlich, welche Bedeutung einer Rahmensetzung zukommen würde, die im Gefolge das Interesse der Großerzeuger an der KWK steigern würde.

In den Niederlanden lag der Schlüssel für den Aufwärtstrend der KWK in einer gesetzlichen Privilegierung der regionalen Stromversorgungsunternehmen gegenüber dem Großkraftwerks-betreibern. Eine überwiegende Versorgung aus eigenen Erdgasvorkommen erleichtern es, die auf dezentrale Gasturbinen, GuD und BHKW im Rahmen von Industrie und Gewerbe ausgerichtete KWK-Strategie ohne Furcht vor steigenden Erdgaspreisen voran zutreiben.

In Frankreich ist es wohl vor allem auf Druck der Jospin-Regierung zu einer Vereinbarung zwischen der mächtigen EDF und KWK-Betreibern gekommen, der akzeptable Einspeise-vergütungen für KWK-Anlagen festlegt. Relativ kurze Laufzeiten der Vereinbarung und eine schwache gesetzliche Absicherung lassen jedoch befürchten, dass die angelaufenen KWK-Aktivitäten bald wieder abflachen werden.

Damit ist schließlich festzustellen, dass die Erfolgsrezepte eng an den Gegebenheiten der jeweiligen Staaten angepasst sind, z.T. auf komplexe Maßnahmenbündel basieren und eine Akzeptanz der wesentlichen Handlungsträger voraussetzen. Die Übertragbarkeit dieser Modelle auf Deutschland wird bereits an abweichenden Ausgangsbedingungen scheitern. Auch die Unterschiedlichkeit der Maßnahmen der erfolgreichen Länder untereinander zeigen, dass offenbar für jeden Staat eine eigene KWK-Strategie zu entwickeln ist. Während eine vollständige Übertragung der Instrumente eher wenig wahrscheinlich ist, können in jedem Fall Einzelbestandteile der Modelle und die in anderen Ländern gewonnenen Erkenntnisse über die Akzeptanz bestimmter Maßnahmen (wie z.B. die Erkenntnis, mit welchem Mittel auch Großkraftwerksbetreiber für eine KWK-Strategie zu interessieren sind) für die Weiterentwicklung der Instrumente in Deutschland genutzt werden. Auch deswegen ist die laufende Verfolgung der KWK-Entwicklungen in den anderen EU-Staaten wichtig,

zumal eine Annäherung bzw. Harmonisierung der Systeme im Zuge des zunehmenden Binnenmarktes angestrebt wird.

Zusammenfassung: Unsere Nachbarn machen es uns vor, konsequente KWK-Förderpolitik führt zu dynamisch wachsenden Märkten. In den Niederlanden, Finnland und Dänemark beträgt der Anteil der KWK an der Stromerzeugung heute schon zwischen 30 und 50 %. Zielgrößen auch für die deutsche Energiepolitik. Die Übertragbarkeit der hier für den KWK-Ausbau angewendeten Maßnahmen ist aufgrund der jeweiligen spezifischen Gegebenheiten allerdings begrenzt. Dennoch können durch einen Blick über die Grenzen wichtige Erfahrungen für die Ausgestaltung des deutschen Weges gewonnen werden**.**

0.7 Instrumente und Maßnahmen zur Förderung der KWK in Deutschland

Seit Mitte der siebziger Jahre sind in den alten Bundesländern Förderprogramme für die KWK mit Fördervolumina in Milliardenhöhe durchgeführt worden (z. B. die Zukunftsinvestitionsprogramme ZIP1 und ZIP2). Ziel dieser bis Ende der achtziger Jahre laufenden Programme war der Fernwärmeausbau und die Steigerung der in KWK-Anlagen installierten elektrischen Leistung. Darüber hinaus ist in den Jahren 1992 bis 1996 in den neuen Bundesländern das Förderprogramm zur Fernwärmesanierung mit einem Fördervolumen von 1,2 Mrd. DM durchgeführt worden. Ergänzt wurden diese Programme durch verschiedene Länderprogramme (z. B. Fernwärme-förderprogramm des Landes NRW, Investitionszuschüsse für Kleinst-BHKW des Landes Hessen).

Basierend auf den bisher durchgeführten Maßnahmen sind in der Zwischenzeit eine Vielzahl von weitergehenden Vorschlägen entwickelt worden. Diese werden im folgenden nach dem Grad der mit ihnen verbundenen Umsetzungsintensität in verschiedene Kategorien eingeteilt. Mit dieser Kenngröße soll eine vereinfachte Einordnung anhand der erforderlichen (politischen) Eingriffstiefe bestimmter Maßnahmen und der mit ihrer Umsetzung möglicherweise verbundenen Hemmnisse ermöglicht werden.

<u>Maßnahmen mit vergleichsweise geringer Umsetzungstiefe sind danach:</u>

- Modifizierung/Verbesserung der bestehenden Regelungen im Rahmen der Ökosteuer-gesetzgebung hinsichtlich der Vermeidung von Missbräuchen (Einführung verbesserter Qualitätskriterien, zweifelsfreie Definition der Systemgrenzen, Vereinfachung der (Teil-)Rückerstattung von Ökosteuerzahlungen);

- Prüfung von Sonderabschreibungsmöglichkeiten für effiziente KWK-Anlagen;

- Freistellung von Kapitalerträgen privater Anleger für Investitionen in KWK-Anlagen (im Rahmen von Beteiligungsgesellschaften)

- Besserstellung der KWK im Rahmen der Energieeinsparverordnung (Einbeziehung von Kompensationsregelungen für die Fern- bzw. Nahwärmenutzung) durch Einführung KWK-spezifischer (ggf. individueller) Primärenergiekennzahlen;

- Implementierung eines ausgeweiteten grünen Strommarktes (inkl. KWK, allen REG, GUD-Kondensationsanlagen) durch die Definition einer etablierten und allgemein anerkannten Charakterisierung (Label) grünen Stroms z. B. durch Festlegung eines max. spezifischen CO_2-Ausstoßes von 0,35 kg/kWh);

- Informationskampagne und Bürgschaftsprogramme von Bund und/oder Ländern zur Absicherung des unternehmerischen Risikos bei der Realisierung von Contracting-Projekten (Pleiten der Kooperationspartner);

- Freiwillige Kooperationen zwischen Contractor und Energieversorgungsunternehmen (Strombeistellungen);

- Fortsetzung und Ausweitung bestehender (zinsverbilligter) Kreditprogramme (ERP, KfW) mit ggf. verbesserten Konditionen für Investitionen in neue Anlagen;

- Absicherung verläßlicher und fairer Rahmenbedingungen für den Zusatz- und Reservestrombezug durch eine Veröffentlichungspflicht der Angebote sowie ggf. eine Ausweitung des bestehenden Rechtsanspruches für BHKW-Betreiber auf die Versorgung zu allgemeinen Bedingungen und Tarifen;

- Verstärkung der Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen z. B. in Bezug auf die Weiterentwicklung von Brennstoffzellen-KWK-Systemen, die zunehmende Standardisierung von KWK-Aggregaten sowie die Ausschöpfung von Kostendegressionseffekten in der gesamten KWK-Prozesskette;

- Durchführung einer Image- und Öffentlichkeitskampagne für die KWK, die eine Grundlage dafür bilden könnte, dass neben Strom aus erneuerbaren Energien zukünftig vermehrt auch KWK-Strom auf dem ”grünen Strommarkt” vermarktet werden kann;

- Durchführung einer Aus- und Weiterbildungsinitiative im gewerblichen Bereich (Contractoren, potentielle Nutzer) z. B. nach dem Vorbild des REN-Impulsprogramms des Landes NRW inkl. der Einbindung zielgruppenspezifischer Programme (z. B. für Wohnungsbaugesellschaften) sowie Intensivierung der Ausbildung an Hochschulen;

- Schaffung eines Forums, das zwischen potentiellen Interessenten (Contractoren, potentielle Nutzer) die Aufgabe der Kontaktvermittlung übernimmt;

- Implementierung eines nationalen Risikofonds zur Abdeckung von ”stranded investments”;

- Aufnahme von BHKW-Anlagen in den Maßnahmenkatalog zur Erlangung der Ökozulage im Rahmen des Eigenheimzulagengesetzes (vergleichbar den heutigen Regelungen für Solaranlagen oder Niedrigenergiehausstandards im Mehrfamilienhausbereich);

- Veränderung/Modifikation/Vereinfachung der gesetzlichen Auflagen für die Verlegung von Fern- und Nahwärmeleitungen;

- Technology Procurement (vor allem für kleine standardisierte KWK-Anlagen);

- Verstärkte Hilfestellung im Sinne von Exportförderung;

- Zertifizierung von KWK-Anlagen im Rahmen des Öko-Audits.

Maßnahmen mit mittlerer Umsetzungstiefe sind:

- Einführung von wettbewerbsneutralen Mengenvorgaben für die KWK (Quotenregelungen);

- Auflage eines umlagefinanzierten (Netzaufschlag mit nationalem Ausgleichsmechanismus[12]) Stromeinspeisevergütungs- oder Bonussystems für KWK-Anlagen;

- Einrichtung einer Gutschrift (Umweltbonus) für die umweltschonende Wärmeerzeugung;

- Stärkung der Selbstvermarktungsmöglichkeiten von ”grünem KWK-Strom” durch Verabschiedung einer Netzzugangsverordnung (oder einer äquivalenten Verbändevereinbarung) mit der Sicherstellung fairer und diskriminierungsfreier Netzdurchleitungsgebühren und Zusatz- und Reservestrombezugskonditionen bzw. Einführung geringerer Durchleitungssätze für ”grünen Strom”;

- Umgehung der Kommunalverfassung bei der Vermarktung von grünem Strom durch Kooperation mit privaten Power Händlern;

- Schaffung einer funktionsfähigen Spotmarktbörse (inkl. eines wettbewerblichen Handels mit Zusatz- und Reservestrom für KWK-Betreiber).

- Verstärkte Umsetzung der Selbstverpflichtungsforderungen aus dem bestehenden Stromeinspeisungsgesetz durch die Energiewirtschaft;

- Gewährung staatlicher Investitionszuschüsse oder von zinsgünstigen Krediten[13];

12 Denkbar ist aber auch die freiwilige Einzahlung von Energieversorgungsunternehmen in den Fonds.

13 Dies erfolgt derzeit z. B. im Rahmen der Umweltprogramme von Landes- oder Bundesbanken (z. B. Deutsche Ausgleichsbank oder Kreditanstalt für Wiederaufbau).

- Verstärkte Umsetzung des Durchleitungsverweigerungsrechtes auf der Basis einer Präzisierung der KWK-Schutzklausel nach § 6 EnWG;

- Freiwillige Vereinbarungen zwischen Kommunen und Bauträgern oder zwanghafte Verpflichtungen zum Anschluss an Fern- bzw. Nahwärme (Anschluss- und Benutzungszwang);

- Erarbeitung eines umfangreichen und detaillierten Wärmekatasters:

Als Maßnahmen mit vergleichsweise hoher Umsetzungstiefe können ausgewiesen werden:

- Einführung einer KWK-orientierten Standortwahl bzw. -gestaltung (z. B. im Rahmen einer Wärmenutzungsverordnung oder einer EU-weiten Großanlagenfeuerungsverordnung);

- Durchsetzung eines Fern- bzw. Nahwärmeanschluss und -benutzungszwangs.

Sieht man sich die Liste der Vorschläge an, stellt man leicht fest, dass nur wenige von ihnen das Potential haben die Hauptsäule des zukünftigen Ausbaus der KWK-Stromerzeugung in Deutschland zu bilden. Neben der von einigen Instituten (vgl. EWI 2000) generell präferierten Umsetzung eher global steuernder Marktinstrumente, wie z.B. CO_2-Steuern oder handelbare CO_2-Zertifikate, bleiben als Möglichkeiten im wesentlichen Bonus-/Einspeiseregelung sowie Quotenregelung bestehen. Auch wenn Steuermechanismen den Vorteil haben, dass sie zu keinen Wettbewerbsverzerrungen und Ungleichgewichten führen und zudem die Optimierungsmöglichkeiten durch die Einbeziehung weiterer technischer Optionen (z. B. Energieeinsparung, erneuerbare Energien) erhöhen, erscheinen kurz- bis mittelfristig deren Umsetzungsmöglichkeiten in der für die KWK erforderlichen Breite aufgrund der bisher in diesem Zusammenhang gewonnenen Erfahrungen zumindest europaweit wenig realistisch. Ein weiterer Aspekt kommt hinzu: Solange die Ausgangs(-markt)bedingungen für die für den Klimaschutz relevanten Technologien so unterschiedlich sind, ideales Marktverhalten immer durch eine Vielzahl von Hemmnissen überlagert wird, sind Steuerlösungen als isolierte Steuerungs- und Anreizinstrumente wenig praxisnah, allerdings sehr wohl als flankierende Elemente einsetzbar. Zu einer vergleichbaren Einschätzung gelangt man auch in Bezug auf die Einordnung indirekt preissteuernd wirkender Instrumente, wie die Einführung von CO_2-Zertifikaten und eines entsprechenden Handelssystems. Der Zertifikatehandel hätte gegenüber der Steuerlösung jedoch den Vorteil, dass hierdurch eine exakte CO_2-Mengensteuerung möglich wäre.

Mittel- bis längerfristig ist allerdings in jedem Fall zu erwarten, dass derartige Zertifikate im Zuge der fortschreitenden internationalen Debatte über die Erreichung der Kyoto-Ziele, die sich mit der für das Jahr 2002/2003 zu erwartenden Ratifizierung des Kyoto-Protokolls beschleunigen wird, mit hoher Wahrscheinlichkeit stark an Bedeutung gewinnen werden. Die EU hat gerade ein entsprechendes, allerdings noch recht vage formuliertes Grünbuch herausgegeben. Zudem sind unternehmensinterne Versuche derzeit in vollem Gang (z. B. bei BP Amoco). Bis zur Einführung eines derartigen Handels muss die Zeit genutzt werden, die KWK ”fit” für den Wettbewerb mit anderen Klimaschutzoptionen zu machen und ihr damit faire Startbedingungen zu gewährleisten.

Solange müssen sich die energiepolitischen Handlungsmöglichkeiten aber zunächst auf die Umsetzung der beiden eher partiell wirkenden Instrumente fokussieren.

Das Grundprinzip der Bonusregelung läßt sich wie folgt darstellen: Der KWK-Betreiber verkauft seinen KWK-Strom auf dem freien Markt, erhält aber zusätzlich bei der Netzeinspeisung einen fixen Bonus vom Netzbetreiber. Zur Finanzierung dieses Bonus wird, vergleichbar der Stromsteuer, beim Letztverbraucher ein Netzaufschlag proportional zur Stromabnahme aus dem Netz von den Netzbetreibern erhoben. Dieser Netzaufschlag wird zentral ermittelt und hieraus resultierende unterschiedliche Belastungen der Netzbetreiber im Rahmen eines nationalen Ausgleichsverfahrens wettbewerbsneutral ausgeglichen.

Als Quotenregelung kann z. B. die Implementierung einer Kaufpflicht von Strom aus KWK-Anlagen von denjenigen verstanden werden, die im Geltungsbereich des Gesetzes Elektrizität an Letztverbraucher liefern (Stromhändler) oder selbst erzeugte Elektrizität bzw. selbst eingeführte Elektrizität verbrauchen (Stromeigenerzeugung). Die Quote kann dabei durch die Errichtung und den Betrieb eigener Anlagen erfüllt werden. Gleichermaßen wird aber auch ein Handel mit Zertifikaten zugelassen. Hierdurch entstehen zwei voneinander unabhängige Märkte (physischer Strommarkt, Zertifikatsmarkt).

Im Rahmen der Untersuchung ist eine detaillierte multikriterielle Bewertung beider Instrumente durchgeführt worden. Diese läßt keine eindeutige Schlussfolgerung über die Eignung des einen oder anderen Instrumentes zu. Klar erscheint vielmehr, dass beide Modelle bezüglich der angestrebten Zielerreichung ”Verdopplung des Beitrags der KWK” einen wesentlichen Beitrag leisten können, für diese aber allein nicht ausreichen, sondern durch zusätzliche Maßnahmen flankiert werden müssen. Zudem zeigt sich deutlich, dass beide betrachtete Ansätze spezifische Stärken und Schwächen aufweisen.

Die Schwächen des Quotenmodells liegen vor allem in den abhängig von den sich einstellenden Marktmechanismen u. U. (ohne flankierende Elemente) mittel- und langfristig vergleichsweise hohen Mitnahmeeffekten aufgrund des inhomogenen KWK-Marktes (in der Anfangsphase werden vermutlich vor allem große Anlagen gebaut), den ggf. eingeschränkten technologischen Impulsen, den nicht unerheblichen Kontroll- und Transaktionskosten bei der Überprüfung der Ankaufverpflichtung (vor allem auch der Eigenerzeugung), dem Veränderungsgrad gegenüber bisherigen in der deutschen Energiepolitik etablierten Maßnahmen sowie in den noch nicht im Detail ausgearbeiteten Sanktionsmechanismen für die Nichterfüllung der Ankaufspflichten. Die große Stärke von Mengenverpflichtungen basiert auf dem hohen Maß an Wettbewerbskonformität, der hierdurch bedingten volkswirtschaftlichen Effizienz sowie dem bereits im Akteursfeld der Energiewirtschaft erreichten hohen Akzeptanzgrad. Partiell kann auch ein Beitrag zum Bestandsschutz und zur Verringerung von stranded investments geleistet werden. Quotenmodelle führen zudem dazu, dass die Anreize für Energieversorgungsunternehmen KWK-Anlagen im Rahmen eines Verdrängungswettbewerbs zu unterbieten, schwinden. Letztlich sind Mengenverpflichtungen im hohen Maße kompatibel mit der im Rahmen der internationalen

Erfüllung des Kyoto-Protokolls zukünftig zu erwartenden Einführung internationaler Zertifikatsmärkte.

Bei Bonusmodellen wirkt sich nachteilig vor allem die fehlende Mengengenauigkeit, die nicht vollständige Sicherheit gegenüber gezielten Niedrigstpreisangeboten, möglicherweise geringere Anreize zum schnellen Neubau, der ggf. jährliche Korrekturbedarf an den Bonussätzen und die Nichteinbeziehung der Eigenerzeugung in die Finanzierung der Mehraufwendungen aus. Darüber hinaus sind bei Bonusmodellen verfassungsrechtliche Bedenken (Parallelität zu Kohlepfennig oder StrEG) zu klären und diese bei der EU-Kommission ggf. als Beihilfen anzumelden, wobei sie diesbezüglich strengen Anforderungen hinsichtlich Befristung und Degressivität unterliegen (für Quotenmodelle gilt dies nicht, wenn auf einen echten Zertifikatshandel verzichtet wird)[14]. Stärken der Bonusregelung sind vor allem die Vergleichbarkeit des Verfahrens mit der Förderung der erneuerbaren Energien nach dem im Gesetzgebungsverfahren befindlichen Erneuerbaren Energie Gesetz (EEG) - als Nachfolgegesetz des Stromeinspeisungsgesetzes - sowie die zielgenauere und anlagentypbezogene Hilfestellung gegenüber stranded investments, die Investitions- und Kalkulationssicherheit für Neuanlagen und die vergleichsweise geringen Transaktionskosten.

Ein Teil der aufgeführten Nachteile kann bei beiden Modellansätzen durch Modifikationen der Grundmodelle aufgehoben werden. Die hieraus resultierenden Varianten (bei der Quote insbesondere durch die Einführung flankierender Investitionszuschüsse für spezifisch teurere KWK-Anlagen) führen zu der Erkenntnis, dass es unter dieser Voraussetzung zu einer starken Annäherung zwischen dem Quotenmodell und dem Bonusansatz kommt. In jedem Fall erfordern beide Modelle die Einbettung in einen gesamten Maßnahmenmix, um insgesamt die angestrebten Ziele zu erreichen.

Die herausgestellten Nachteile der beiden hier betrachteten Optionen können aber z. T. auch durch die Kombination beider Ansätze aufgehoben werden. Zugleich können damit die Vorteile der jeweiligen Systeme miteinander verzahnt werden. Auf diese Möglichkeit wird im Folgenden eingegangen.

14 Der Entwurf des "Gemeinschaftsrahmens für staatliche Umweltbeihilfen" sieht vor, dass Bonuszahlungen höchstens für die Dauer von 5 Jahren gewährt werden sollen.

Zusammenfassung: Die Förderung der KWK hat angefangen mit den Zukunftsinvestitionsprogrammen in den siebziger Jahren eine lange Tradition. Heute werden eine Vielzahl von Maßnahmen diskutiert, die einen Beitrag zur Verbesserung der Wettbewerbssituation der KWK leisten können. Von diesen haben jedoch nur Bonus-/Einspeiseregelungen sowie Quotenmodelle das Potential die Hauptsäule für den Ausbau der KWK zu bilden. Der Umsetzung des ebenso als tauglich einzuschätzenden, eher global steuernden Instrumentes CO_2-Steuer werden auf der europäischen Ebene auf der Basis der vorliegenden Erfahrungen zum heutigen Zeitpunkt kaum Chancen eingeräumt. Beide verbleibenden Modelle weisen spezifische Vor- und Nachteile auf, die selbst unter Zugrundelegung eines multikriteriellen Bewertungsrasters keine eindeutigen Aussagen zulassen. Der scheinbare Widerspruch zwischen beiden Ansätzen verwischt darüber hinaus bei dem Versuch, die Modelle in ihren Negativpunkten zu modifizieren und läßt sich möglicherweise durch eine Kombination von Beiden auflösen.

0.8 Definition eines Maßnahmenbündels für die Erreichung des Zielkorridors

Dem vorhergehenden Kapitel folgend gibt es nur zwei Maßnahmenoptionen, die das Potential haben, die Hauptsäule für den Ausbau der KWK zu bilden. Wie auch Erfahrungen aus anderen Bereichen zeigen, müssen diese in der Regel also durch weitere Maßnahmen flankiert werden. Dies gilt erst recht für das komplexe Gebiet der KWK. Im Folgenden wird versucht, ein solches Maßnahmenbündel abzuleiten. Es muss zwei wesentliche Bedingungen erfüllen. Erstens muss es aufbauen auf den bereits bestehenden Maßnahmen, dies sind vor allem die Sonderregelungen für die KWK im Rahmen der schon beschlossenen Stufen der Ökologischen Steuerreform aber auch das jüngst umgesetzte KWK-(Vorschalt)Gesetz. Hier kommt es im wesentlichen darauf an, einen friktionsfreien Übergang zu realisieren. Zweitens muss es den verschiedenen mit dem Ausbau der KWK verbundenen Zielen gerecht werden, d. h. vor allem dem erhofften Beitrag zum Klimaschutz, der Sicherung von Arbeitsplätzen in der heimischen Stromerzeugung, der Technologieentwicklung, der Wegbereiterfunktion für innovative Techniken und den Impulse für den Exportmarkt. Letztlich muss das Maßnahmenbündel technologisch an den heute verfügbaren Möglichkeiten eines effizienten KWK-Ausbaus ansetzen. In diesem Zusammenhang geht es im wesentlichen darum

- den wirtschaftlichen Weiter-Betrieb ökologisch und unter fairen Randbedingungen auch ökonomisch effizienter KWK-Anlagen sicherzustellen;
- hinreichende Anreize zur Nachrüstung/zum (vorzeitigen) Ersatz älterer KWK-Anlagen durch hocheffiziente Neuanlagen zu geben und darüber hinausgehend
- nachhaltige Anreize zu geben, neue KWK-Anlagen in allen Leistungsbereichen zu errichten.

Das Maßnahmenbündel muss zusätzlich Ansätze beinhalten, die stranded investment Problematik zu lösen und die Kräfte des Marktes dahingehend zu nutzen, über innovative Betriebsformen (z. B. kooperative KWK) besonders günstige Ausbaubedingungen herzustellen. Eine vielfältige Aufgabe

also. Sie ist eingebunden in einen begrenzten Handlungsspielraum der Energiepolitik, der in Abbildung 0-3 im Rahmen eines Entscheidungs- und Verzweigungspfades dargestellt ist.

Das KWK-Vorschalt-Gesetz stellt den Ausgangsrahmen für den Entscheidungsbaum. Mit ihm ist eine prinzipielle politische Entscheidung darüber getroffen worden, dass, in welcher Form (d. h. vor allem für wen) und bis zu welcher Höhe Maßnahmen zur Vermeidung/Verringerung von stranded investments ausgeglichen werden sollen. Mit der Verabschiedung des Zwischenberichtes zum Klimaschutzprogramm der Bundesregierung ist die Zielgröße für den KWK-Ausbau festgelegt worden. Zudem ist hier dargelegt worden, dass das zu diesem Zweck notwendige KWK-Ausbau-Gesetz auf einer progressiven markt- und EU-konformen Quotenregelung basieren soll. Diese Vorgabe entspricht der positiven Einschätzung der überwiegenden Mehrheit der relevanten Akteure der Energiewirtschaft über die generelle Eignung eines derartigen Mengenmechanismus.

Auf Details bezüglich der Ausgestaltung der Quotenregelung wird hier nicht eingegangen, sondern auf laufende Untersuchungen verwiesen (z. B. im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitung des Energiedialogs 2000 sowie im Rahmen der inter- und intrafraktionellen Arbeit der Regierungsparteien). Hingewiesen werden soll aber auf bestimmte Kriterien, die bei der Umsetzung von Mengenverpflichtungen zu erfüllen sind. Dies sind insbesondere

- eine transparente Ausgestaltung,
- die Einbeziehung eines Handelsprinzips (z. B. durch die Ausstellung von Zertifikaten),
- die Möglichkeit der Vor- und Nachübertragung von Mengenverpflichtungen,
- eine börsenfähige Regelung (mit Zugang für Kleinanlagen),
- eine unbürokratische Abwicklung,
- eine Minimierung des administrativen Aufwands (vor allem für kleine Anlagen),
- eine EU-konforme Ausgestaltung und
- die Implementierung von Anreizsystemen für Effizienzsteigerungen und weitreichende CO_2-Minderungsbeiträge.

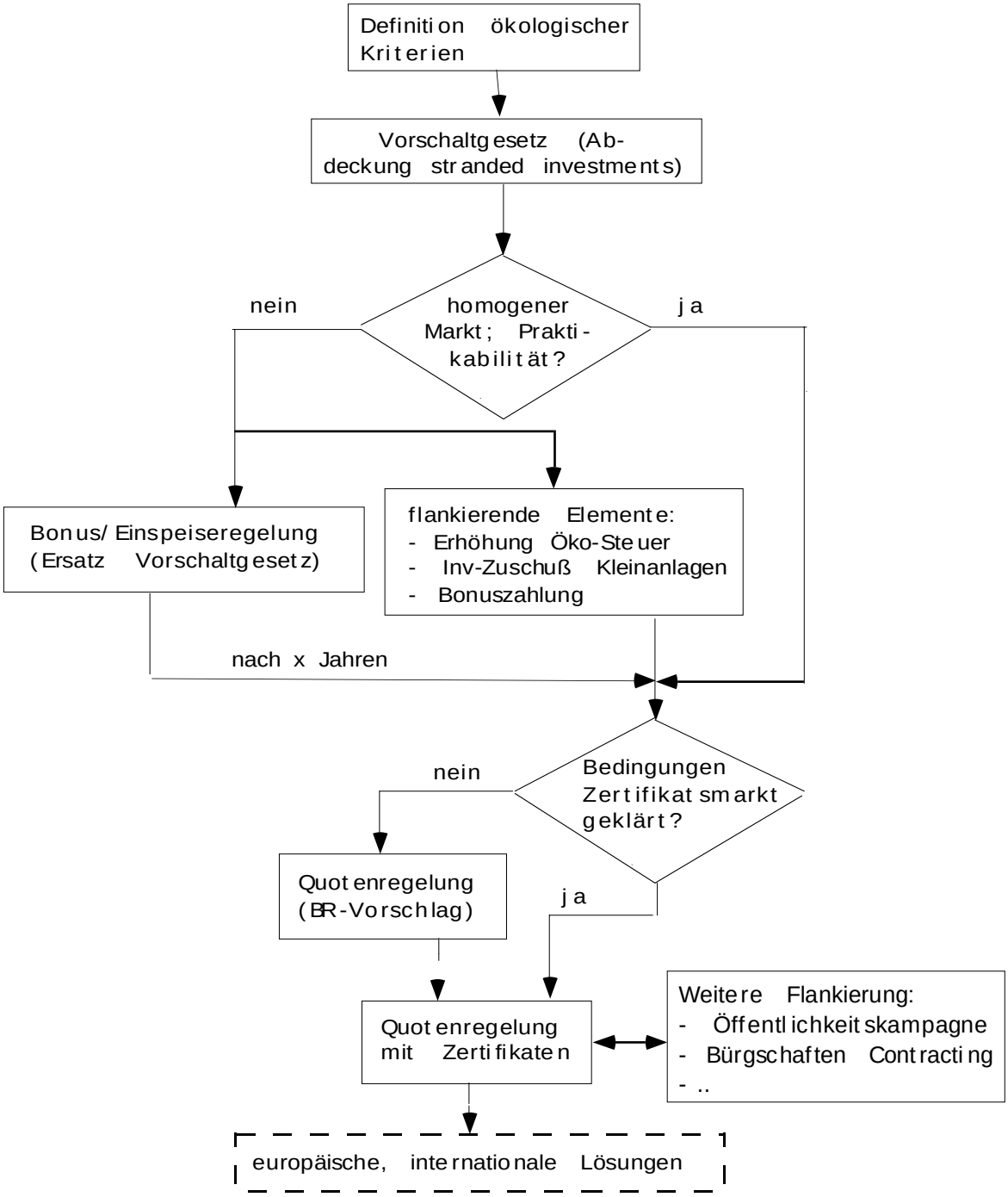


Abbildung 0-3: Entscheidungsbaum für die zukünftige Ausgestaltung der Förderung der KWK

Letzteres kann vor allem durch die Umsetzung einer CO_2-Quote (zunächst begrenzt auch die KWK) erreicht werden. Gerade in Hinblick auf die der KWK zugewiesenen Bedeutung für den Klimaschutz stellt dies eine zielgenaue Steuerungsmöglichkeit (etwa hinsichtlich der Vorgaben des Zwischenberichtes zum Klimaschutzprogramm) dar. Auch energiepolitisch erscheint es opportun, die immer wieder aufgeworfenen Fragen hinsichtlich des Klimaschutzbeitrages der KWK dadurch

auszuräumen, dass sich das Quotenmodell nicht auf eine Menge kWh-KWK-Strom fokussiert, sondern die Erreichung einer bestimmten CO_2-Einsparung (durch den Ausbau der KWK) direkt als Zielgröße adressiert wird. Insofern wird der Tatsache genüge getan, dass der Ausbau der KWK kein Selbstzweck ist, sondern einen deutlichen Beitrag zum Klimaschutz leisten soll. Die CO_2-Quote könnte sich bei ensprechender Flankierung deshalb auch ausschließlich auf Neuanlagen beschränken. Begünstigt würde dann die zusätzliche CO_2-Minderung gegenüber dem Ausgangszustand. Entsprechende Überlegungen sollten geprüft werden. Vorteilhaft wirkt sich zudem aus, dass eine CO_2-Quote, in Abhängigkeit der gemachten Erfahrungen, im späteren Zeitverlauf auf andere Technologien (z. B. erneuerbare Energien, Gasentspannungsanlagen, Energieeinsparmaßnahmen (vgl. Apfelstedt 1999)) ausgeweitet werden könnte.

Neben den bisher behandelten Aspekten der Einführung einer Quotenregelung stellt sich aus energiepolitischer und energiewirtschaftlicher Sicht weiterhin die Frage, ob direkt eine Mengenverpflichtung eingeführt werden sollte oder aber vor deren Umsetzung vorbereitend bzw. zumindest begleitend noch andere Maßnahmen ergriffen werden müssen. Anders ausgedrückt lautet die Frage: Sind die erforderlichen Ausgangsbedingungen für die Einführung einer Quotenregelung bereits hinreichend erfüllt oder nicht?

Dabei darf die Betrachtung nicht statisch geführt werden, sondern auch mit Blick über den Zielzeitraum 2010 hinaus. In diesem Zusammenhang ist z. B. die Erkenntnis von Bedeutung, dass für die Erreichung des Verdopplungsziels (und darüber hinausgehender Mengenziele) verschiedene technologische Optionen aus dem Bereich der KWK einen Beitrag leisten müssen. Dem steht die Gefahr entgegen, dass ohne weitere Maßnahmen flankierte Mengenverpflichtungen unter heutigen Marktbedingungen möglicherweise zu einer Marktkonzentration auf einige wenige Technologien (insbesondere im Bereich des (vorzeitigen) Ersatzes von KWK-Anlagen im industriellen Bereich) führen könnten (vgl. Abbildung 0.1). Quotenregelungen bedürfen hinreichend homogener Märkte, um zwischen den einzelnen technologischen Optionen ein wirklich konkurrierendes Verhalten zu erzielen. Simulationsrechnungen zeigen, dass sich diese homogenen Märkte im Zeitverlauf (z. B. nach dem Jahr 2005) schnell entwickeln können, wenn etwa als Fortsetzung der bisher beschlossenen Stufen der ökologischen Steuerreform weitere Strompreiserhöhungen mit Ausnahmeregelungen für die KWK umgesetzt werden. Bis zu diesem Zeitpunkt erscheinen aber flankierende Maßnahmen notwendig.

Eine Flankierung ist aber auch deswegen sinnvoll, um speziell in der Anfangszeit eine hinreichende Investitionssicherheit für die maßgeblichen Akteure gewährleisten zu können. Die Erfahrungen der letzten Jahre (z. B. im Vorfeld der Verabschiedung des Erneuerbaren Energien Gesetz) haben immer wieder bestätigt, dass nicht nur die zukünftigen Betreiber (z. B. EVU oder Independent Power Producer), sondern gerade auch die potentiellen Geldgeber (z. B. Banken) sehr reserviert auf sich verändernde und nicht mit hinreichender Sicherheit kalkulierbare Rahmenbedingungen[15] reagieren und entsprechende Mittel nicht bereitstellen. Durch eine effektive Flankierung können vor allem auch für kleinere Marktakteure Chancen der Marktbeteiligung erhalten werden. Anders als

15 Aufgrund der fehlenden Erfahrungen mit Mengenverpflichtungen und den sich hieraus tatsächlich ergebenen Zertifikatspreisen handelt es sich hier zwangsläufig um derartige Unsicherheiten.

große KWK-Anlagenbetreiber werden sie in der Regel keine langfristigen Kontrakte mit festen Vergütungen abschließen können, sondern sich an den sich am Markt bildenden Zertifikatspreisen orientieren müssen.

Entscheidende Bedeutung für die Flankierung der Einführungsphase einer Quotenregelung kommt dabei dem Zeitraum bis zum Jahr 2005 zu. Die aufgeführten Differenzen zwischen den verschiedenen technologischen Optionen könnten dabei - in Ergänzung des KWK-Vorschalt-Gesetzes - beispielsweise durch technologiespezifische Investitionszuschüsse oder Bonuszahlungen zumindest zum Teil abgedeckt werden. Notwendig erscheinen dabei Zusatzmaßnahmen insbesondere für kleine BHKW die hinreichend lange Absicherung des Weiterbetriebs industrieller KWK-Anlagen (bis Ersatzmaßnahmen umgesetzt werden können) sowie für den Neu-/Ersatzbau von öffentlichen Anlagen zu sein. Letzteres könnte beispielsweise durch Investitionshilfen für einen vorzeitigen Ersatzbau (Umrüstungshilfen), ersteres über spezielle Bürgschaften, spezifische Investitionszuschüsse und/oder zinsgünstige Kredite realisiert werden. Für kleine Marktakteure können sich zudem zusätzliche Chancen (höhere gesicherte Vergütungen) durch eine Ausweitung des grünen Strommarktes auf die KWK eröffnen. Die Umsetzung technologiespezifischer Ziele durch die Einführung von Teilquoten scheidet aus rechtlichen Gründen aus (die Quote ist als Umweltauflage definiert, die KWK-Stromerzeugung wird dabei als einheitliches Gut verstanden).

Basierend auf diesen Überlegungen und unter Zugrundelegung der mit dem KWK-(Vorschalt)Gesetz vorgegebenen Ausgangssituation wird empfohlen, die Einführung einer Quotenregelung durch eine (befristete) Erweiterung der im Vorschaltgesetz festgelegten Bonuszahlungen zu flankieren. Jede kWh Stromerzeugung in KWK-Anlagen erhält demnach nicht nur in Abhängigkeit der mit der jeweiligen Anlage realisierbaren CO_2-Minderung (gegenüber einem definierten Referenzfall) einen monetären Anreiz durch die CO_2-Quote, sondern zusätzlich und unabhängig von der realisierten CO_2-Reduktion zumindest für eine Übergangszeit (vgl. Abbildung 0-4) auch eine weitere finanzielle Unterstützung durch die Gewährung eines Bonus (in Pf/kWh)[16].

Die zur Mengenverpflichtung komplementäre Bonusregelung muss schnell umgesetzt werden können. Aus pragmatischen Erwägungen heraus ist dies am einfachsten dadurch möglich, dass das KWK-Vorschaltgesetz durch die zusätzliche Berücksichtigung von Neuanlagen ergänzt wird (vgl. Tabelle 0-5). In Abweichung zum KWK-Vorschaltgesetz sollen zudem nicht nur öffentliche, sondern auch industrielle und private Anlagen eine Unterstützung erhalten. Aufgrund der zumeist höheren Auslastung letzterer Anlagen kann diese aber ggf. geringer ausfallen. Ausgehend vom KWK-Vorschaltgesetz wird die Bonusregelung aus juristischen Gründen als umlagefinazierte Einspeiseregelung (mit nationalem Ausgleichsverfahren zwischen den Übertragungsnetzbetreibern) ausgeführt. In Bezug auf die Implementierung der Bonuslösung sind selbstverständlich die vom

16 Die Bonuszahlung erfolgt bezogen auf die kWh Stromerzeugung. Aus Gründen der stärkeren Fokussierung der Bonusregelung auf das Hauptziel "Beitrag zum Klimaschutz" ist ggf. auch eine spezifische auf die erreichte CO_2-Minderung bezogene Anreizstruktur denkbar (die Bonuszahlung erfolgt dann in Pf/kg CO_2). Ob eine derartige Umgestaltung der Bonusregelung (ausgehend vom bestehenden Vorschaltgesetz) kurzfristig möglich ist, muss im einzelnen diskutiert werden. Angesichts der vorgeschlagenen Fokussierung der Quotenregelung auf ein CO_2-Ziel (CO_2-Quote für KWK) erscheint diese zusätzliche Ausrichtung auf CO_2 für den komplementären und ohnehin nur befristet wirkenden Bonus nicht notwendig.

Bundesjustizministerium vorgebrachten Bedenken gegenüber solchen Regelungen zu beachten. Danach stellt ein umlagefinanzierter Bonus eine unzulässige Subventionierung der KWK-Erzeuger durch den Netzbetreiber dar. Im KWK-Vorschaltgesetz ist dieser Aspekt durch die Umsetzung der KWK-Förderung als Einspeiseregelung gelöst worden.

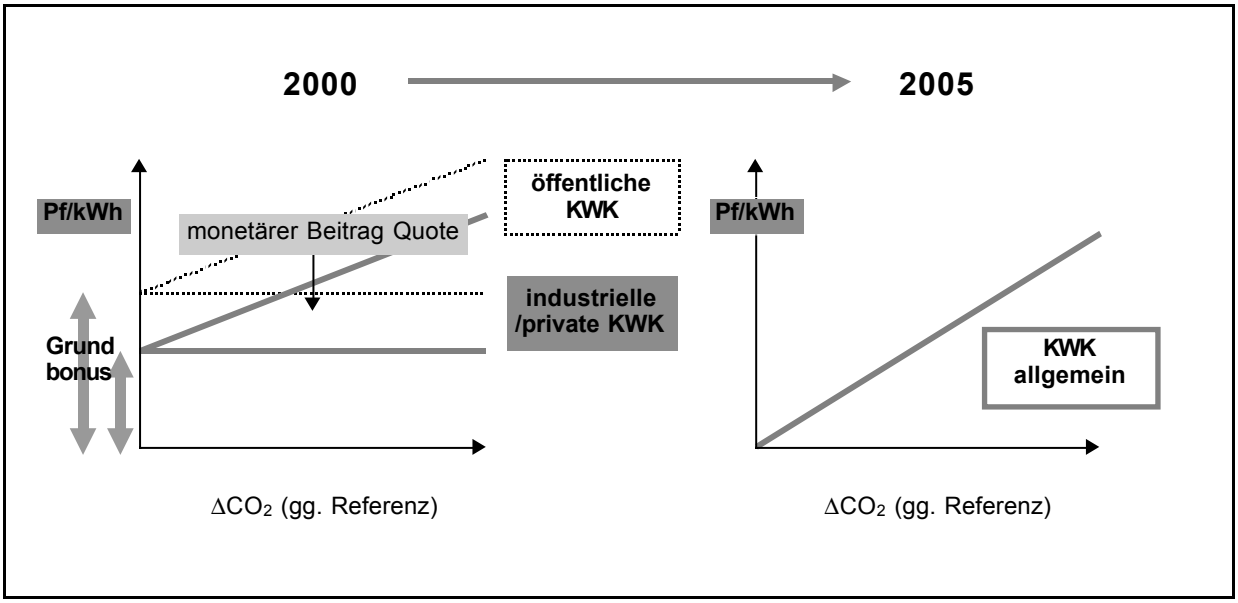


Abbildung 0-4: Resultierendes Vergütungsprinzip der Kombilösung Bonus und Quote

Nach Ablauf von spätestens fünf Jahren stellt dann die CO_2-Quote das alleinige Förderinstrument für die KWK dar. Dann werden die Aufgaben des Staates, regulierend auf den KWK-Markt einzuwirken, und der hiermit verbundene Verwaltungsaufwand wieder deutlich reduziert. Zudem sind dann nicht nur die wesentlichen Ziele des Vorschaltgesetzes erreicht, nämlich dass viele der bestehenden KWK-Anlagen ganz oder zu großen Teilen abgeschrieben sind und die Gefahr, im hohen Umfang stranded investments zu erzeugen, dementsprechend deutlich gesunken ist, sondern durch die zwischenzeitlich induzierten Marktimpulse auch ein Beitrag zur Homogenisierung des KWK-Marktes geleistet worden ist.

Die Kopplung von Quote und Bonus ist zudem ein effektiver Beitrag zur Sicherung von Standorten, die über günstige Ausgangsbedingungen verfügen (bestehende Wärmenetze und diesbezügliche Infrastruktur). In der notwendigen Übergangsphase bis zur Errichtung einer Ersatzanlage (d. h. z. B. während der Planung und des Baus) kann die notwendige Hilfestellung gegeben und damit eine Stilllegung von bestehenden Kraftwerken verhindert werden. Für die Wärmeversorgung würde an diesen Standorten sonst möglicherweise bestehende Heizwerke eingesetzt, die unter ökologischen Gesichtspunkten in den meisten Fällen deutlich schlechter zu beurteilen sind als der Weiterbetrieb der bestehenden KWK-Anlagen. Die Kopplung beider Modelle schafft gerade in der Anfangszeit im doppelten Sinne ein hohes Maß an Investitionssicherheit. Für bestehende Anlagen durch den gesicherten Bonus und für Neuanlagen dadurch, dass aufgrund der CO_2-Quote für die

Energieversorgungsunternehmen keinerlei Anreize mehr bestehen diese Anlagen zu verhindern, im Gegenteil, eher werden Anreize geschaffen, sich selber an ihrer Errichtung zu beteiligen.

Tabelle 0-5: Flankierende (komplementäre) Einspeisevergütung für die Stromerzeugung in KWK-Anlagen in Pf/kWh (eigene Abschätzungen)

	2000	2001	2002	2003	2004
Altanlagen:					
öffentliche KWK	9	8,5	8,0	7,5	7,0
Industrielle/private KWK	6,5	6,25	6,0	5,75	5,5
Neuanlagen:					
Öffentliche/private KWK	9	8,5	8,0	7,5	7,0
industrielle KWK	6,5	6,25	6,0	5,75	5,5
Anmerkung: Die Vergütungssätze verstehen sich jeweils zzgl. der nach Verbände-vereinbarung II resultierenden Vergütungen für Netzkosteneinsparungen					

Tabelle 0-5 stellt einen Vorschlag für die Ausgestaltung der flankierenden Bonusregelung dar. Den hier aufgeführten Vorschlägen liegen dabei eine Reihe von pragmatischen Entscheidungen zugrunde:

- Es erfolgt eine völlige Gleichstellung zwischen Alt- und Neuanlagen. Während für Altanlagen hier die stranded investment Problematik handlungsleitend ist, besteht bei Neuanlagen die Anforderung die Vollkosten abzudecken. Mit Ausnahme von kleinen BHKW ermöglichen die gewählten Vergütungssätze den neu in Betrieb gehenden Anlagen einen kostendeckenden Betrieb, wenn zugleich die nach Verbändevereinbarung II zugesagten Vergütungen für die Netzkosteneinsparungen durch die dezentrale Einspeisung berücksichtigt werden[17].

- Zusätzliche Anreize, vorzeitig Neuanlagen zu errichten, ergeben sich bei einer Gleichstellung von Neu- und Altanlagen in Bezug auf die Einspeisevergütung demnach vornehmlich aus der zeitgleichen additiven (monetären) Wirkung der CO_2-Quote. Dieser Effekt ist als hoch einzuschätzen, da Neuanlagen in aller Regel deutlich höhere CO_2-Minderungsraten (gegenüber dem Referenzsystem) realisieren können (höhere elektrische Wirkungsgrade, Brennstoff-wechsel) als bestehende Kraftwerke.

- Die Transaktionskosten sollten sich auch bei dieser Koppellösung in Grenzen halten. Insgesamt wird die resultierende Strompreiserhöhung auf wenige Zehntelpfennige begrenzt bleiben können, was im Vergleich zu den in der letzten beiden Jahren realisierten Strompreissenkungen und in Relation zu anderen Aufwendungen im Energiebereich (z. B. Kohlesubventionen) akzeptabel erscheint.

17 Diese liegen je nach Spannungsebene der Einspeisung zwischen 0 Pf/kWh (Großanlagen) und bis zu 6 Pf/kWh (Kleinstanlagen).

- Zwischen der Eigenerzeugung und der Netzeinspeisung kann im Rahmen von Einspeisevergütungsregelungen, deren Umsetzung aus juristischen Gründen notwendig erscheint, naturgemäß nicht differenziert werden. Infolge der Konkurrenzsituation mit dem jeweiligen individuellen, in der Regel oberhalb des Marktpreises für die Einspeisung liegenden Bezugspreises für die Eigenerzeugung, liegen sowohl im industriellen als aber auch im privaten Bereich ohnehin bessere Randbedingungen vor als für die öffentliche KWK. Mit der Zielrichtung Ausbau der KWK müssen hier vor allem (in Form von verbesserten Einspeisekonditionen) verstärkte Anreize gegeben werden, die Anlagen (im Fall des Neu- bzw. Ersatzbaus) mit einer größeren Leistung auszulegen, als für die Abdeckung des Eigenbedarfs allein notwendig wäre.

- Eine brennstoffspezifische Unterscheidung ist ebenso nicht vorgesehen. Aufgrund der gekoppelten Förderung durch CO_2-Quote und Bonus erhalten neue Kohle-Heizkraftwerke infolge ihrer geringeren CO_2-Minderungswirkung gegenüber dem Referenzfall deutlich geringere Zuwendungen. Dieser Aspekt erscheint insofern nicht sonderlich relevant, da in der Realität aus wirtschaftlichen Gründen ohnehin nicht der Neubau von Kohle-HKW oder nur in wenigen Einzelfällen zu erwarten ist.

- In Tabelle 0-5 wird der Einfachheit halber von industrieller und kommunaler KWK gesprochen. Eine derartige betreiberseitige Unterscheidung ist aber nicht sinnvoll. Sie ist eingeführt worden, um berücksichtigen zu können, dass industrielle Anlagen in der Regel eine höhere Auslastung aufweisen und damit auch über günstigere Stromerzeugungskosten verfügen. Vor diesem Hintergrund ergeben sich zwei Alternativen:
  - eine Unterscheidung der zu gewährenden Einspeisevergütung in Abhängigkeit der realisierten Auslastung. Diese Differenzierung erscheint insofern wenig sinnvoll, als dass hierdurch die Anreize, die Anlagen möglichst intensiv auszulasten, u. U. deutlich verringert werden;
  - eine Unterscheidung nach der Art der ausgekoppelten Wärme, d. h. Niedertemperaturwärme (diese wird in der Regel für die Warmwasser- und Raumwärmebereitstellung mit entsprechend geringen Volllaststunden verwendet, was eine entsprechend höhere Vergütung erfordern würde) und Prozesswärme (diese wird nahezu ausschließlich mit hoher zeitlicher Gleichmäßigkeit nachgefragt). Für Anlagen, die beide Wärmearten bereitstellen (z. B. Anlagen im Bereich der kooperativen KWK) kann die resultierende Vergütung aus dem entsprechenden Mischungsverhältnis berechnet werden.

Neben den beiden Hauptinstrumenten zur Förderung der KWK sind weiterreichende flankierende Maßnahmen notwendig. Dies betrifft insbesondere die Prüfung ob über die vorgeschlagene Einspeisevergütung hinaus für bestimmte Technologiebereiche weitere unterstützende Elemente (zur Schaffung einheitlicher Wettbewerbsbedingungen) notwendig sind. Zusätzlich bedenkenswert erscheinen deshalb

- die Vereinfachung der rechtlichen Bestimmungen und des Verfahrensablaufs bezüglich der Steuerrückerstattung im Rahmen der Ökologischen Steuerreform insbesondere bezüglich der

Freistellung von Gemeinschaftsanlagen (die z. B. im Rahmen von Contracting betrieben werden) von der Stromsteuer (Minimierung des Transaktionsaufwandes);

- Bürgschaftsprogramme von Bund und/oder Ländern zur Absicherung des unternehmerischen Risikos bei der Realisierung von Contracting-Projekten (Pleiten der Kooperationspartner). Contractoren müssen zunehmend die aktive Rolle bei der Errichtung von KWK-Anlagen übernehmen. Dies gilt auch für den industriellen Bereich, in dem die Akteure immer weniger bereit sind, außerhalb ihrer ureigenen Geschäftsfelder Projekte aufzugreifen (Stichwort: Outsourcing produktionsfremder Leistungen);
- Bereitstellung von Investitionszuschüssen und/oder zinsgünstigen Krediten (insbesondere für Klein- und Kleinstanlagen);
- Unterstützung von freiwilligen Kooperationen (Information und Beratung) zwischen EVU und Contractingunternehmen bezüglich der Umsetzung von sog. Strombeistellungen;
- die Schaffung einer funktionsfähigen Spotmarktbörse (inkl. eines wettbewerblichen Handels mit Zusatz- und Reservestrom für KWK-Betreiber);
- die Absicherung verläßlicher und fairer Rahmenbedingungen für den Zusatz- und Reservestrombezug durch eine Veröffentlichungspflicht der Angebote sowie ggf. eine Ausweitung des bestehenden Rechtsanspruches für BHKW-Betreiber auf die Versorgung zu allgemeinen Bedingungen und Tarifen nach § 10 Abs. 2 Satz 3 i.V.m. Abs. 1 EnWG über die bisher gültige Grenze von 30 KW hinaus. Nach dieser Gesetzesregelung dürfen Klein-BHKW-Betreiber beim Zusatz- und Reservestrombezug vom Stromversorgungsunternehmen nicht schlechter gestellt werden als ein Vollstrombezieher mit gleichem Jahresbezug;
- Verstärkung der Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen z. B. in Bezug auf die Weiterentwicklung von Brennstoffzellen-KWK-Systemen, die zunehmende Standardisierung von KWK-Aggregaten sowie die Ausschöpfung von Kostendegressionseffekten in der gesamten KWK-Prozesskette;
- verstärkte Anstrengungen bei der Optimierung/Kostendegression der Neuerrichtung und Sanierung von Wärmetransport- und Verteilsystemen. Nicht selten wird mehr als die Hälfte der der KWK gutzuschreibenden anlegbaren Wärmekosten, die in der Regel bei 80 bis 90 DM/MWh liegen, schon durch die hohen Transport- und Verteilkosten der Wärme kompensiert. Diesem Bereich kommt auch deshalb so große Bedeutung zu, da deutlich geringere Kostensenkungspotentiale demgegenüber bei den sonstigen Kostenkomponenten außerhalb der Erzeugung, nämlich den Vertriebs- und Messaufwendungen sowie den sonstigen Overheads, liegen;
- Durchführung einer Image- und Öffentlichkeitskampagne für die KWK, die eine Grundlage dafür bilden könnte, dass neben Strom aus erneuerbaren Energien zukünftig vermehrt auch KWK-Strom auf dem ”grünen Strommarkt” vermarktet werden kann (Marketingoffensive mit öffentlicher Unterstützung);
- Durchführung einer Aus- und Weiterbildungsinitiative im gewerblichen Bereich (Contractoren, potentielle Nutzer) z. B. nach dem Vorbild des REN-Impulsprogramms des Landes NRW inkl.

der Einbindung zielgruppenspezifischer Programme (z. B. für die Wohnungsbaugesellschaften[18])

- Durchführung einer Aufklärungs- und Imagekampagne bei den Fernwärmekunden, mit der diese zeitgleich auf die häufig zu hohen Anschlussleistungen hingewiesen werden;
- Schaffung eines Forums, das zwischen potentiellen Interessenten (Contractoren, potentielle Nutzer) die Aufgabe der Kontaktvermittlung übernimmt;
- Errichtung einer Sammelbörse für Hemmnisse, die dem Ausbau der KWK in der Praxis gegenüberstehen. Gegebenenfalls könnte ein solches System als internetbasierter Diskursprozess (im Sinne einer Plattform) organisiert werden und der Politik wichtige Inputs auf Veränderungsnotwendigkeiten geben (z. B. in bezug auf die praktischen Schwierigkeiten im Umgang mit der Mineralölsteuerbefreiung);
- Fortführung von Aktivitäten des Sammelns und Aufzeigens von Positivbeispielen (z. B. BHKW des Monats der Zeitschrift "Energie und Management");
- Verbesserung der statistischen Grundlagen und Einführung einheitlicher Begriffsklärungen (z. B. Stromkennzahl);
- Vereinheitlichung der statistischen Methoden auf internationaler Ebene (insbesondere in der EU);
- Gründung eines eigenständigen KWK-Verbandes, der die gemeinsamen Interessen aller KWK-Betreiber bündelt.

Zusammenfassung: Der Ausbau der KWK kann nur durch ein effizientes Maßnahmenbündel realisiert werden. Dabei sind die vielfältigen Ziele, die mit dem Ausbau der KWK verbunden sind, ebenso zu berücksichtigen wie das komplexe Umfeld der KWK insgesamt. Die Ausgangsbasis für die Identifikation des Maßnahmenbündels bilden das KWK-Vorschaltgesetz auf der einen und die im Rahmen des Zwischenberichtes zum Klimaschutzprogramm getroffene Festlegung eine Quotenregelung auf der anderen Seite. Die Implementierung einer CO_2-Quote (für die KWK-Stromerzeugung), möglicherweise begrenzt auf Neuanlagen, könnte dabei die Klimaschutzorientierung der Maßnahme sicherstellen und ist hinreichend zukunftsoffen für spätere Erweiterungen. Mit einer Flankierung des Einführungsprozesses muss sichergestellt werden, dass es zu einem friktionsfreien Übergang kommt und die notwendigen Ausgangsbedingungen für eine Mengenverpflichtung geschaffen werden. Dazu gehören vor allem hinreichend homogene Marktbedingungen zwischen den verfügbaren KWK-Optionen, die begleitend zur Einführungsphase durch Investitionszuschüsse oder technologiespezifische Bonuslösungen erreicht werden können. Basierend auf dem Vorschaltgesetz stellt dabei dessen (befristete) Erweiterung auf Neuanlagen und solche industrieller und privater Betreiber eine pragmatische Lösung dar. Unabhängig davon sind zusätzliche Maßnahmen (auch nicht monetärer Art) notwendig, um die gesetzten Ziele zu erreichen.

18 Hierzu gehört u. a. auch die Aufklärung über die veränderten Rahmenbedingungen im Zuge der Novellierung der Verbändevereinbarung Netzzugang (z. B. Anwendung des Bilanzkreisverfahrens: Betrachtung der Summe aller Anlagen des Contractors bei der Abrechnung statt jeder einzelnen Anlage, wobei sich Stromunter- und überschüsse z. T. ausgleichen).

1 Einleitende Bemerkungen

Die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) steht heute im Spannungsfeld der Liberalisierung der Energiewirtschaft auf der einen Seite und den international zunehmenden Anforderungen an den Klimaschutz (sowie ggf. zusätzlicher nationaler energiepolitischer Zielsetzungen) auf der anderen Seite. Insbesondere die Preissenkungen als Folge der Liberalisierung der Strommärkte setzen die KWK derzeit unter einen enormen Wettbewerbsdruck[1], dem bisher im Rahmen der Novellierung des EnWG nur unzureichend begegnet worden ist.

Wettbewerbsverbessernden Einfluss auf die KWK hat in der Zwischenzeit die Einführung der Ökologischen Steuerreform (ÖSR) gehabt, die mit der ersten Stufe zum 01.04.1999 umgesetzt worden ist[2]. Maßgeblich ist hierfür die implementierte Befreiung von effizienten KWK-Anlagen (mit einem Jahres- bzw. Monatsnutzungsgrad von mehr als 70 %) von der Mineralölsteuer sowie die Nichtbelastung kleiner Eigenerzeugungs- und Gemeinschaftsanlagen mit der Stromsteuer. An der grundsätzlich schwierigen Marktsituation der KWK haben aber auch diese Sonderregelungen nichts geändert.

Die heute auftretenden Probleme für bestehende und neue KWK-Anlagen sind wie die vielen vorliegenden (häufig nun aber gestoppten) Planungen konkreter Projekte zeigen, nicht generell Ausdruck mangelnder Wirtschaftlichkeit, sondern vor allem Folge eines energiepolitisch verursachten, auf ungleichen Rahmenbedingungen basierenden, Wettbewerbsnachteils. Trotz energiepolitischer Eingriffe - wie die Einführung der Ökologischen Steuerreform - ist vielen KWK-Anlagen durch den direkten und den in der jetzigen Übergangsphase unregulierten Preis- und Verdrängungswettbewerb auf dem Strommarkt ihre ursprüngliche Geschäftsgrundlage, nämlich die hinreichend sichere Planbarkeit des Absatzes des Kuppelproduktes Strom bei gleichzeitig fehlendem Spielraum für die Fernwärmeseite, entzogen worden. Die Veränderung der Kalkulationsbasis betrifft dabei sowohl kommunale als auch industrielle Anbieter einer gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung. Basierend auf Kapitalrückflüssen in Zeiten geschützter Märkte können Eigentümer abgeschriebener (Groß-)Kraftwerke heute - solange bis für sie ein (möglicherweise relativ teurer) Neubau eigener Kapazitäten erforderlich wird - mit kurzfristigen Grenz- und Niedrigstpreisangeboten jeden Neubau eines konkurrierenden Unternehmens, dessen Kostenkalkulation auf der Basis von Vollkosten aufgebaut sein muss, systematisch unterbieten.

Eine Vielzahl von spezifischen Hemmnissen verstärken die schwierige Marktsituation der KWK. Das spüren gerade kommunale Versorgungsunternehmen, die in der Vergangenheit häufig - z. T. auch unter kommunalpolitischem Druck - in bezug auf die Errichtung ökologisch vorbildlicher Anlagen (inklusive KWK-Anlagen) - in Vorleistung getreten sind. Auf der anderen Seite - aufgrund der politisch gewollten Querfinanzierung anderer kommunaler Aufgaben (z. B. Verkehrsbetriebe, Sport- und Kulturangeboten) - wurde ihnen in der Regel aber nicht die Möglichkeiten eingeräumt bekommen, für die

1 Dies gilt in erster Linie für den Sondervertragskundenbereich, zunehmend aber auch für die Tarifkunden.

2 Zum 01.01.2000 ist mittlerweile die 2. Stufe der ÖSR mit weiteren Verbesserungen für die KWK in Kraft getreten.

kapitalintensive Fern- bzw. Nahwärmeversorgung Rücklagen zu bilden. Insofern steht mit den derzeitigen Marktmechanismen nicht nur die KWK in Gefahr Schaden zu nehmen, sondern ist im Zusammenhang mit dem Auftreten von stranded investments insgesamt die Glaubwürdigkeit von Energiepolitik gefährdet.

Auch in der Industrie, wo die Maxime der Kostenminimierung eine noch stärkere Bedeutung hat, werden zunehmend attraktivere Strombezugsangebote angenommen und bestehende auch "gute" KWK-Anlagen kurzfristig abgeschaltet. Auch kleinere KWK-Anlagen, die für die Versorgung einzelner Objekte eingesetzt werden, sind seit der Öffnung des Tarifstrom-Marktes hiervon mehr und mehr betroffen.

Vor diesem Hintergrund ist derzeit ein realer Rückbau der installierten KWK-Leistung zu beobachten. Nach Verbandsangaben wurden seit der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes bereits rund 15 % aller kommunalen Anlagen (vorzeitig) stillgelegt (VKU 1999)[3] und darüber hinaus viele weitere stark zurückgefahren. Auch im Bereich der industriellen KWK konnte mittlerweile ein alarmierender KWK-Rückbau beobachtet werden. Nach Angaben des Fraunhofer Instituts (ISI) in Karlsruhe sind heute bereits 500 MW stillgelegt und weitere 1.000 MW in Frage gestellt worden. Dabei ist besonders hervorzuheben, dass sich die Stilllegungen nicht nur auf ältere Anlagen beschränken, sondern auch neuere Kraftwerke (z. B. die 70 MW-GUD-Anlage von Rhodia in Freiburg) bereits außer Betrieb gesetzt worden sind. Die Angaben des ISI korrespondieren zudem gut mit einer aktuellen Umfrage des VIK, in der 14 % aller antwortenden Industrieunternehmen[4] von bereits erfolgten Stilllegungen berichtet und weitere rund 49 % ernsthafte Stilllegungsabsichten bekundet haben oder auf Probleme mit der Wirtschaftlichkeit verweisen.

Auf der anderen Seite befinden sich aber auch heute noch KWK-Anlagen im Bau. Dabei handelt es sich im wesentlichen um solche im Bereich der industriellen KWK, deren Planungs- und Realisierungsphase zum Teil bereits vor der Liberalisierung der Energiemärkte begonnen hat. In der neuen Marktsituation geraten aber auch diese Planungen zunehmend unter Druck, so dass in Einzelfällen die ursprünglich geplanten Anlagenleistungen reduziert worden sind.

Trotz des auch heute noch stattfindenden Neubaus von KWK-Anlagen ist klar, dass sich die Wettbewerbssituation für die KWK seit der Novellierung des EnWG deutlich verschlechtert hat. Im Gegensatz hierzu stehen die Erwartungen an die KWK, einen wesentlichen Beitrag zum Klimaschutz zu leisten. Aus heutiger Sicht stellt die KWK eine der wesentlichsten und zudem bereits kurz- und mittelfristig ausschöpfbaren Optionen für eine Reduzierung des CO_2-Ausstoßes dar. Nach überschlägigen Rechnungen führt die Nutzung der KWK heute - im Vergleich zum derzeitigen Stromerzeugungs- und

---

3 Bei den vorzeitigen Stillegungen ist allerdings zu berücksichtigen, dass es sich hierbei in einigen Fällen um bereits vergleichsweise alte Anlagen handelt, deren Restbetriebszeit ohnehin begrenzt gewesen ist.

4 Insgesamt wurden 140 Fragebögen an Betreiber von Anlagen der industriellen KWK versandt, von denen 90 beantwortet wurden.

Wärmebereitstellungsmix - zu einer um rund 27 Mio. t CO_2 geringeren Belastung im Jahr. Bei einer Verdoppelung des KWK-Anteils - z. B. in einem Zeitraum von 10 Jahren - an der Stromerzeugung könnte dieser Beitrag auf über 50 Mio. t CO_2 erhöht werden, d. h. knapp 6 % des gesamten CO_2-Ausstoßes in Deutschland. Damit erscheint vor dem Hintergrund der von der Bundesregierung angestrebten CO_2-Minderungsziele[5] sowie der im internationalen Rahmen eingegangen Verpflichtungen[6] nicht nur eine Sicherung des bestehenden KWK-Anteils an der Stromerzeugung, sondern darüber hinausgehend ein Ausbau der KWK wünschenswert. Der energiepolitisch angekündigte sukzessive Ausstieg aus der Kernenergie wird diesen Aspekt zusätzlich verschärfen.

Gestützt wird die Forderung nach einem Ausbau der KWK aber auch unter anderen Aspekten. Von Bedeutung sind diesbezüglich z. B. der direkte Erhalt und der Ausbau an Beschäftigung in der heimischen Stromerzeugung sowie indirekte Arbeitsplatzeffekte durch die Weiterentwicklung von KWK-Technologien und deren erfolgreiche Implementierung im Exportmarkt. Insbesondere stellt die Standortsicherung im Bereich der KWK aus heutiger Sicht die wichtigste Voraussetzung für eine mittel- bis langfristig erfolgreiche Einführung der Brennstoffzellen in den Kraftwerksmarkt dar. Zudem ermöglicht die KWK die stärkere Einbeziehung der Biomasse in die Stromversorgung, was insbesondere hinsichtlich der langfristig wohl noch schärferen klimapolitischen Anforderungen von hoher Bedeutung ist.

Andere Länder haben mit einer gezielten KWK-Ausbaustrategie erfolgreich gezeigt, dass diese Form der Energiebereitstellung zu einem der wichtigsten Pfeiler der Energieversorgung werden kann. Vorreiter in der Europäischen Union sind diesbezüglich sicherlich die Niederlande, Finnland und Dänemark mit Anteilen der KWK an der Stromerzeugung von z. T. deutlich mehr als 40 % (im Vergleich zu je nach statistischen Grundlagen 11 bis 14 % in Deutschland). Bei der Analyse der in diesen Ländern durchgeführten Energiepolitik stellt sich schnell heraus, dass für die Erreichung des hohen KWK-Anteils die Umsetzung eines umfassenden Maßnahmenpaketes erforderlich war (in den Niederlanden erfolgte neben der Durchführung von Zuschußprogrammen beispielsweise die systematische Erfassung industrieller Wärmesenken im Rahmen eines Wärmekatasters).

Angesichts dieser Ausgangssituation stellt sich heute für Deutschland vor allem die Frage, welche Instrumente wirksam dazu beitragen können,

- den wirtschaftlichen Weiter-Betrieb ökologisch und unter fairen Randbedingungen auch ökonomisch effizienter KWK-Anlagen sicherzustellen,

---

5 25 % Minderung des CO_2-Ausstoßes bis zum Jahr 2005 im Vergleich zum Jahr 1990, von dem bisher und im wesentlichen bedingt durch die Veränderungen im Zuge der Wiedervereinigung der beiden deutschen Staaten nur etwa die Hälfte erreicht worden ist.

6 21 % Minderung des Ausstoßes klimarelevanter Spurengase im Mittel bezogen auf 1990 bis zum Jahr 2008 bis 2012 zur Erfüllung des Kyoto-Protokolls.

- bestehende KWK-Standorte zu erhalten und hinreichende Anreize zur Nachrüstung/zum (möglichen vorzeitigen) Ersatz älterer KWK-Anlagen durch hocheffiziente Neuanlagen zu geben,

- nachhaltige Anreize zu geben, neue KWK-Anlagen in allen Leistungsbereichen zu errichten und darüber hinausgehend

- eine weitestgehende Erfüllung von über den Klimaschutz hinausgehenden Nebenzielen zu ermöglichen (z. B. Begrenzung negativer Auswirkungen von stranded investments, industrie- und technologiepolitische Impulse).

Entsprechende energiepolitische Aktivitäten sind zwar angekündigt, aber deren Ausgestaltung noch wenig klar. Für einen der wichtigsten angebotsseitigen Bausteine der Klimapolitik sind die Unsicherheiten in bezug auf die zukünftige Entwicklung damit noch nie so hoch gewesen wie heute.

Vor diesem Hintergrund hat das Umweltbundesamt eine Gruppe von wissenschaftlichen Forschungsinstituten (Wuppertal Institut, Bremer Energie Institut) und in der Praxis stehenden Consulting-Unternehmen (Dr. Tolle Consutling, BET Aachen) unter Federführung des Wuppertal Institutes beauftragt, eine Untersuchung zum Thema "Instrumente zum Klimaschutz in einem liberalisierten Energiemarkt unter besonderer Berücksichtigung der KWK" durchzuführen. Die Analyse soll dabei insbesondere auch als Grundlage für den anstehenden politischen Entscheidungsprozess verstanden werden. Entscheidende Fragen sind hier ob, in welchem Umfang und mit welchen Maßnahmen die Rolle der KWK im liberalisierten Energiemarkt gestärkt werden kann.

Im Unterschied zu vielen anderen Forschungsaufträgen stand diese Untersuchung in der gesamten Projektphase in Wechselwirkung mit aktuellen energiepolitischen Entscheidungen. Dies bedeutet einerseits, dass während der Bearbeitung bereits an verschiedener Stelle Vorschläge des Projektteams in den politischen Raum eingeflossen sind, andererseits aber auch immer wieder auf Änderungen der energiepolitischen und -wirtschaftlichen Rahmenbedingungen reagiert werden musste. In diesem Zusammenhang ist insbesondere auch darauf hinzuweisen, dass zwischenzeitlich mit dem KWK-Vorschaltgesetz, das am 17.05.2000 in Kraft getreten ist, eine Regelung umgesetzt worden ist, die befristet bis zum 31.12.2004 einen Beitrag zur Standortsicherung für bestehende kommunale Anlagen leisten soll[7]. Für Gemeinschaftskraftwerke bestehen Sondervereinbarungen, industrielle KWK-Anlagen sind nicht im Geltungsbereich des Gesetzes. Aufgrund der zeitlichen und betreiberseitigen Begrenzung sowie der ausschließlichen Fokussierung auf den Kraftwerksbestand greift dieses Gesetz aber zu kurz, um einen maßgeblichen Beitrag zur Erfüllung der von der Koalitionsrunde Ende 1999 und vom Bundeskabinett am 09.02.2000 festgesetzten Ziesetzung der Verdopplung des Anteils der KWK an der Stromerzeugung leisten zu können. Im Gesetz selber ist daher auch bereits

[7] Der Einspeisung von KWK-Anlagen in das Netz wird dabei eine feste, von nächstgelegenen Netzbetreiber zu entrichtende, Vergütung gesetzlich zugesichert. Die Netzbetreiber führen untereinander einen Belastungsausgleich durch.

festgelegt worden, dass diesem ein KWK-Ausbaugesetz, das auf der Basis einer marktkonformen Quotenregelung oder gleichermaßen wirksamer Instrumente eine langfristige Sicherung und einen Ausbau der KWK anstrebt, folgen soll.

Die tatsächliche Ausgestaltung des KWK-Ausbaugesetzes ist allerdings noch offen. Zudem steht die Zielsetzung Ausbau der KWK im Gesetzestext unter dem Vorbehalt, dass sich die KWK im Rahmen des Klimaschutzprogramms als geeignete Technologie erweist. Eine Einschränkung, die insbesondere vom Bundeswirtschaftsministerium sehr ernst genommen wird.

Bevor die Detaildiskussion im vorliegenden Text geführt wird, stellen nachfolgende Bemerkungen zunächst einmal heraus, welche Schlüsselfunktion der Begriff der thermodynamisch effizienten Ausnutzung der Arbeitsfähigkeit der Energie in bezug auf die Nutzung der KWK zukommt (Kapitel 1.1). Darüber hinaus werden Ziele und Vorgehen im Rahmen der Untersuchung einleitend spezifiziert (Kapitel 1.2).

1.1 Die Arbeitsfähigkeit der Energie: Der Schlüssel zur Energieeffizienz am Beispiel der KWK

Das Konzept der Kraft-Wärme-Kopplung und die mit diesem verbundenen Vorteile lassen sich am besten am thermodynamischen Prinzip der Arbeitsfähigkeit (zum Begriff der Arbeitsfähigkeit siehe auch im Anhang A7) erläutern. Danach setzt sich jede Energiemenge im unterschiedlichen Verhältnis aus den Bestandteilen Exergie und Anergie zusammen. Erstere ist dabei die wertvollere Energieform. Sie wird z. B. benötigt um Anlagen anzutreiben und kann von einer Energieform (z. B. Wärmeenergie) in andere Energieformen (z. B. elektrische Energie) umgewandelt werden. Anergie ist hingegen der Energieanteil, der seine Umwandlungs- und damit auch Arbeitsfähigkeit verloren hat. Unsere Umgegbungswärme besteht beispielsweise aus Anergie.

Bei der Stromerzeugung spielen beide Begriffe eine entscheidende Rolle. Im Dampfkraftprozess wird der Brennstoff zunächst in Wärme auf hohem Temperatur- und Druckniveau umgewandelt. Thermodynamisch handelt es sich dabei um Wärme mit einem hohen Exergieanteil, der im allgemeinen mit steigender Temperatur zunimmt. Diese Wärmemenge hat demnach eine hohes Maß an Arbeitsfähigkeit, das in einer nachgeschalteten Turbine zur Umwandlung in mechanische Energie sowie im angeschlossenen Generator in einer weiteren Stufe dann als elektrische Energie genutzt werden kann. Mit der elektrischen Energie steht dabei als Endprodukt eine Energieform zur Verfügung, die als reine Exergie eine ausgesprochen hohe Arbeitsfähigkeit besitzt und einer weiteren Anwendung zugeführt werden kann. Der nicht in eklektrische Energie umgewandelte Anteil des Brennstoffs geht im Kraftwerk als Anergie im Kühlturm an die Umgebung verloren.

Trotz der hohen Energieverluste stellt das Dampfkraftwerk (üblicherweise weisen derartige Kraftwerke elektrische Wirkungsgrade von maximal 45 % auf) einen Prozess dar, in dem aus dem eingesetzten Brennstoff eine sehr hochwertige Energieform erzeugt

wird. Noch effizienter erfolgt dies heute allerdings in modernen Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerken mit sehr hohen elektrischen Wirkungsgraden bis zu 58 %.

Im Gegensatz zu den Kraftwerken kann die heute häufigste Form der Wärmebereitstellung in Heizkesseln aus exergetischer Sicht als keine sehr effiziente Form der Energieumwandlung bezeichnet werden. Der Brennstoff wird in Niedertemperaturwärme und damit eine Energieform umgewandelt, die ihre Arbeitsfähigkeit bereits weitgehend verloren hat. Sie kann nicht mehr uneingeschränkt dazu genutzt werden in andere Energieformen (z. B. elektrische Energie) umgewandelt zu werden. Wesentlich ist dabei: Nicht die Energie selber ist verloren gegangen (dies geht auch gar nicht, da nach dem 1. Thermodynamischen Hauptsatz die Energie in geschlossenen Systemen erhalten bleibt), sondern große Teile ihrer Arbeitsfähigkeit. Anders ausgedrückt: Aus einer Energieform mit einem hohen Exergieanteil ist eine Energieform mit deutlich geringerem Exergieanteil erzeugt worden. Der Prozess ist dabei vergleichbar mit der Vorstellung, man würde den Brennstoff dazu nutzen, einen Fluss aufzuheizen. Auch hier ist die Energie nicht verloren, der Fluss würde sich wahrscheinlich um einige Grad erwärmen. Aber es ist leicht vorstellbar, dass die Arbeitsfähigkeit der Energie mit diesem Umwandlungsschritt weitgehend verloren ist.

Ein anderes Beispiel macht den Effekt ebenso deutlich: Ausgangspunkt ist ein großer Tank mit einer Innentemperatur von 50 °C. Bezogen auf diesen Lagerbehälter entstehen im Zeitverlauf aufgrund einer naturgemäß immer nur begrenzten Wärmedämmung Wärmeverluste, wegen der niedrigen Temperatur aber nur vergleichsweise geringe Exergieverluste. Die Arbeitsfähigkeit des Systems sinkt im Zeitverlauf nur geringfügig. Im Vergleich hierzu sind aber die Verluste an Arbeitsfähigkeit in dem vorgeschalteten Sattdampfkessel, in dem Wärme mit sehr hohem Temperaturniveau auf das niedrige Niveau im Tank runtertransformiert wird, deutlich höher. Anders ausgedrückt heißt das: In bezug auf die Arbeitsfähigkeit hat der zu Niedertemperaturwärme umgewandelte Brennstoff bereits den größten Anteil in den - dem Lagerbehälter - vorgelagerten Prozessstufen verloren.

Diese Exergieverluste lassen sich aber vermeiden. Eine wesentliche Möglichkeit hierzu stellt der Ersatz des Heizkessels durch eine Kraft-Wärme-Kopplungsanlage (KWK-Anlagen) dar. In derartigen Anlagen kann die notwendige Wärmemenge idealerweise jeweils an den Stellen aus dem Prozess entnommen (ausgekoppelt) werden, an der sie gerade noch eine der geforderten Temperatur entsprechende - aber nicht höhere - Arbeitsfähigkeit besitzt. In manchen KWK-Anlagen erfolgt dies dadurch, dass bestimmte Anteile des Dampfmassenstroms vor der endgültigen Entspannung in der letzten Turbinenstufe für die Wärmeerzeugung entnommen werden. Dieser Dampfanteil hat aber bereits in den vorgelagerten Turbinenstufen Arbeit geleistet und damit zur Stromerzeugung, d. h. der Bereitstellung einer sehr hochwertigen Energieform, beigetragen. In anderen KWK-Anlagen wird beispielsweise im wesentlichen die bei der Stromerzeugung anfallende Abwärme (z. B. des Öl- oder Ladeluftkühlers in Blockheizkraftwerken), die ansonsten in die Umgebung abgegeben würde, zur

Wärmebereitstellung genutzt. Die genauen technischen Prinzipien der KWK werden in den nachfolgenden Kapiteln noch näher erläutert.

Aus energetischer Sicht sind für die KWK dementsprechend vor allem zwei Aspekte wesentlich. Dies ist zum einen die gegenüber Kondensationskraftwerken zur reinen Stromerzeugung bessere Brennstoffausnutzung (d. h. höhere Gesamtnutzungsgrade). Zum anderen sind dies aus thermodynamischer Sicht insbesondere die geringeren Exergieverluste bei der Wärmebereitstellung im Vergleich zu konventionellen Heizkesseln.

Gegenüber der klassischen, getrennten Form der Stromerzeugung und Wärmebereitstellung führen die meisten eingesetzen KWK-Anlagen aus vorgenannten Gründen zu einer Primärenergieeinsparung und je nach verwendetem Brennstoff auch zur CO_2-Minderung. In der Praxis gibt es aber auch Anlagen, die keine diesbezüglichen Beiträge leisten können. Im Rahmen der angestrebten Verbesserung der Rahmenbedingungen für die KWK muss deshalb sichergestellt werden, dass diese "schlechten" KWK-Anlagen keine besondere Förderung erhalten. Die Identifikation von Qualitätskriterien für die KWK ist dementsprechend ein wesentlicher Schwerpunkt dieses Forschungsvorhabens.

1.2 Ziele und Vorgehen des Untersuchungsauftrags

Vor dem Hintergrund der zuvor skizzierten prinzipiellen Möglichkeiten, mit der verstärkten Anwendung der KWK einen Beitrag zur Erhöhung der Energieeffizienz zu leisten, versucht die vorliegende Untersuchung aufzuzeigen, in welchem Umfang Beiträge der KWK für die Erreichung bestimmter Ziele (z. B. Klimaschutzziele) erforderlich sind und wie diese Ziele im Rahmen liberalisierter Energiemärkte realisiert werden können. Die Untersuchung geht dabei in verschiedenen Stufen vor.

Zunächst werden in Kapitel 2, ausgehend von einer allgemeinen Beschreibung des Funktionsprinzips der KWK, typische KWK-Anlagen und deren Einsatzgebiete dargestellt sowie jeweils charakteristische Kenngrößen für diese Anlagen im derzeitigen Marktumfeld spezifiziert. Darüber hinaus erfolgt in Kapitel 3 eine Gegenüberstellung zwischen dem derzeit erreichten Nutzungsstand der KWK und den verfügbaren technisch/ wirtschaftlichen Potentialen.

Im vierten Kapitel wird die energie- und klimapolitische Bedeutung der KWK diskutiert. Dabei wird zunächst abgeleitet, welchen spezifischen Beitrag die KWK für den Klimaschutz leisten kann. Hierzu werden verschiedene Untersuchungen vergleichend gegenübergestellt, ihre Vor- und Nachteile dargestellt und durch eigene Analysen ergänzt. Auf dieser Basis wird ein Qualitätskriterium für die KWK abgeleitet, das als Mindest-anforderung für eine ökologisch vorteilhafte KWK angesehen werden kann. Letztlich wird im Rahmen gesamtsystemarer Analysen aufgezeigt, welcher Beitrag der KWK im Rahmen von klimaschutzorientierten Szenariobetrachtungen zugewiesen wird.

Kapitel 5 wirft einen Blick auf die Entwicklung, die sich unter Business as Usual Bedingungen einstellen könnte, d. h. unter der Voraussetzung, dass über die bisher bekannten und bereits eingeleiteten Maßnahmen hinaus keine zusätzlichen Aktivitäten zur Förderung der KWK ergriffen werden. Hierzu gehört auch die einleitende Beschreibung der wesentlichen Änderungen, die mit der Novellierung des EnWG verbunden waren sowie eine Auswertung einer im Rahmen der Untersuchung durchgeführten empirischen Befragung von Herstellern, Betreibern und Planern von KWK-Anlagen.

Ausgehend von der Diskussion des notwendigen, in Kapitel 4 abgeleiteten Beitrags der KWK für den Klimaschutz wird in Kapitel 6 aufgezeigt, wie ein derartiges Ausbauszenario für die KWK aussehen könnte (Technologie- und Brennstoffmix), inwieweit sich dieses von der Trendentwicklung (Business as Usual) unterscheidet und welche Zusatzkosten hierfür anfallen.

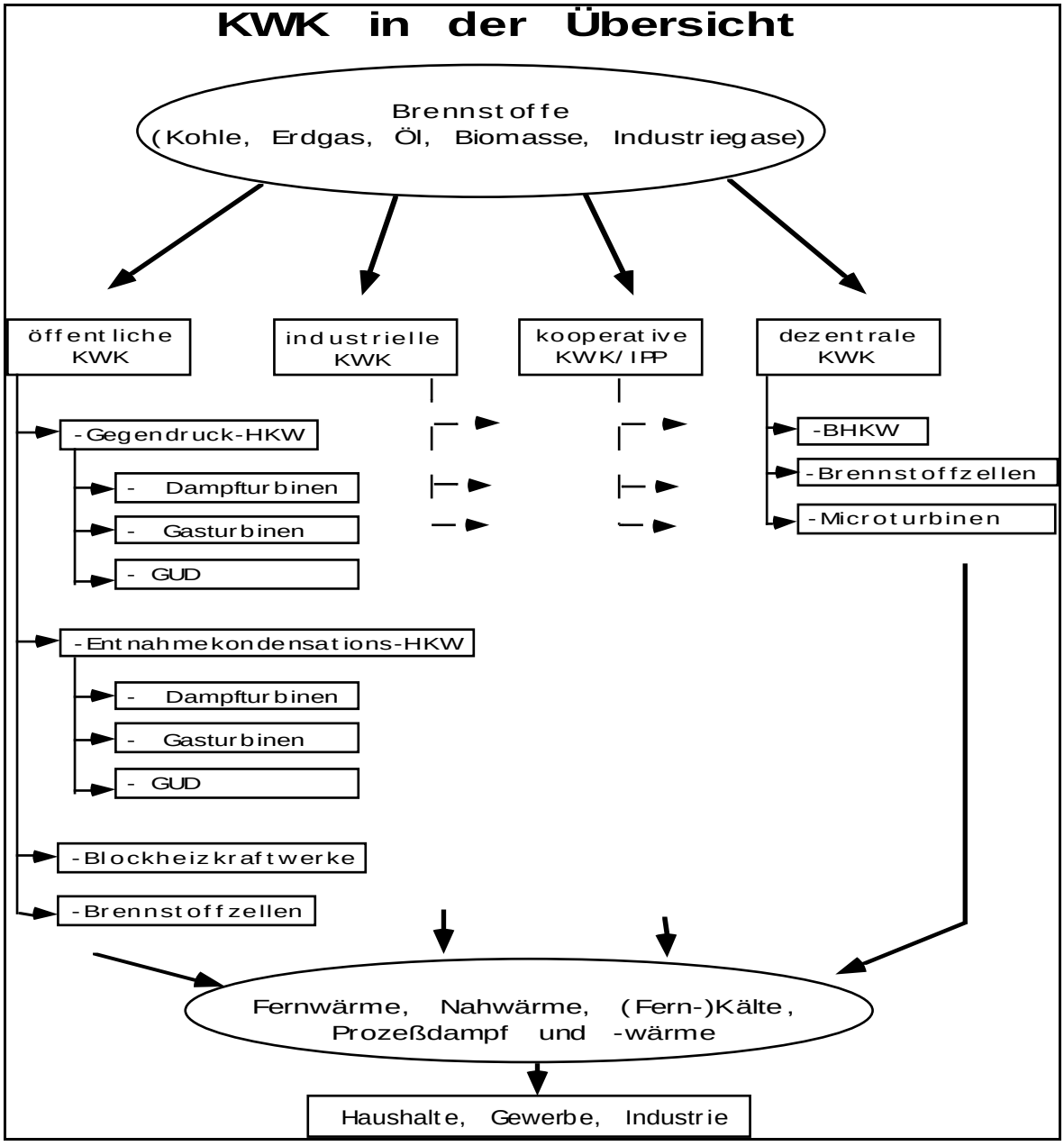
Kapitel 7 stellt auf der Basis der Diskussion und Analyse der Aktivitäten in den europäischen Nachbarländern zunächst die aus heutiger Sicht verfügbaren Maßnahmen zur Förderung der KWK im liberalisierten Markt dar. Kapitel 8 beginnt schließlich mit einer grundsätzlichen Übersicht über denkbare Fördermaßnahmen und ergänzt diese Betrachtung mit einer auf einem Kriterienraster basierenden vergleichenden Analyse der derzeit wichtigsten Vorschläge. Schließlich werden in Kapitel 8 auf dieser Basis Empfehlungen für die politischen Entscheidungsträger abgeleitet. Die Ausführungen werden durch die Diskussion struktur- und beschäftigungspolitischer Aspekte in Kapitel 9 ergänzt.

Der hier vorliegende Bericht endet dementsprechend mit der Identifikation und vergleichenden Darstellung von Maßnahmen, die einen wesentlichen Beitrag zur Überwindung der, der KWK entgegenstehenden, Hemmnisse leisten können. Er bildet damit die Grundlage für die anstehenden energiepolitischen Diskussionen über die Verständigung eines für die KWK erforderlichen Maßnahmenmixes.

2 Typische KWK-Anlagen in der Übersicht

In Kapitel 2 werden ausgehend von einer allgemeinen Beschreibung des Funktionsprinzips der KWK (Kapitel 2.1) zunächst typische KWK-Anlagen und deren Einsatzgebiete dargestellt sowie jeweils charakteristische Kenngrößen für diese Anlagen im derzeitigen Marktumfeld spezifiziert (Kapitel 2.2).

Bei der Beschreibung der KWK wird schnell klar, dass es sich hierbei um eine komplexe Technologieform handelt. Dies betrifft nicht nur die technologischen Unterschiede selber, sondern vor allem auch die differenzierte Betreiberstruktur, die Vielfalt der einsetzbaren Brennstoffe sowie Nutzungsformen. Nachfolgendes Schema stellt deshalb einen ersten einleitenden Überblick über die KWK dar.



2.1 Die KWK im Überblick

2.1.1 Allgemeines

2.1.1.1 Eingesetzte Anlagentechniken

In kommunalen, öffentlichen und dezentralen Bereich kommen wie auch im industriellen Bereich Dampfturbinen, Gasturbinen, Kombinationen von Gas- und Dampfturbinen (GuD-Anlagen) und Verbrennungsmotoren als KWK-Anlagen zum Einsatz. Bei allen Anlagen handelt es sich um thermodynamische Systeme mit dem Zweck, Wärmeenergie möglichst weitgehend in mechanische Energie (und diese in elektrische Energie) umzuwandeln und den nicht in mechanische Energie umgewandelten Teil der zugeführten Wärmeenergie möglichst weitgehend für Heizzwecke zu verwenden.

2.1.1.2 Funktionsprinzipien

Bei allen Anlagen wird die mechanische Energie durch die Expansion eines unter hohem Druck stehenden Arbeitsmedium (Luft bzw. Dampf) erzeugt. Bei den Turbinen mit gegebener Druckdifferenz zwischen Eintritt und Austritt steigt die Leistung mit der Größe des expandierenden Volumenstromes, während bei den Verbrennungsmotoren mit gegebener Volumenänderung und gegebener Drehzahl die Leistung mit der Höhe des Druckes steigt. Ohne Wärmezufuhr könnte im Idealfall durch die Expansion nur genau die Leistung gewonnen werden, die zuvor für die Verdichtung benötigt wurde. Durch die Wärmezufuhr nach der Verdichtung vergrößert sich bei den Turbinen der durchschnittliche Volumenstrom bzw. bei den Verbrennungsmotoren der durchschnittliche Druck, wodurch die Leistung bei der Expansion den Leistungsbedarf für die Verdichtung übersteigt, die Systeme somit Netto-Leistung abgeben können.

Mit den Gesetzen der Thermodynamik läßt sich begründen, dass die zugeführte Wärmeenergie in allen Systemen nur begrenzt in mechanische Energie umwandelbar ist. Der nicht umgewandelte Anteil der Wärme fällt bei den genannten Systemen in unterschiedlicher Form an. Im folgenden werden zunächst stark vereinfacht die Prinzipien der Umwandlung von Wärme in mechanische Energie erklärt. Daran anschließend wird dargestellt, wie der nicht in mechanische Energie umgewandelte Anteil der Wärme nutzbringend den Prozessen entzogen werden kann.

2.1.2 Grundprinzipien der Erzeugung mechanischer Energie

2.1.2.1 Dampfturbinenanlagen

Mit einer Pumpe wird das Arbeitsmedium Wasser auf einen hohen Druck verdichtet. Im Dampferzeuger wird das Wasser durch Wärmezufuhr auf Siedetemperatur erhitzt, dann verdampft und anschließend überhitzt, wobei das Arbeitsmedium eine sehr hohe Volumenvergrößerung bei näherungsweise konstantem Druck erfährt. In der Turbine wird der überhitzte, unter hohem Druck stehende Dampf auf einen möglichst niedrigen Druck

entspannt. Dabei wird die im Dampf enthaltende Energie in mechanische Leistung umgewandelt. Da der Dampfvolumenstrom sehr viel größer als der Volumenstrom des Wassers ist, ist die Leistung der Turbine um ein Vielfaches größer als der Leistungsbedarf der Pumpe. Im Kondensator wird der Dampf vollständig kondensiert, wobei der nicht in mechanische Energie umgewandelte Anteil der zugeführten Wärme dem Kreisprozess entzogen wird. Das Kondensat wird wieder der Pumpe zugeführt und der Kreislauf beginnt von vorn.

2.1.2.2 Gasturbinenanlagen

Umgebungsluft wird mit Hilfe eines mechanischen Verdichters auf einen höheren Druck gebracht. In der Brennkammer wird durch die Verbrennung von Öl oder Gas – unter Ausnutzung eines kleinen Teils des in der Luft enthaltenen Sauerstoffs – der Luftstrom auf eine höhere Temperatur bei nahezu konstantem Druck erhitzt, wobei sich der Volumenstrom beträchtlich vergrößert. In der Turbine wird das Verbrennungsgas wieder auf Umgebungsdruck entspannt. Da das Verbrennungsgas infolge der Erwärmung in der Turbine einen durchschnittlich größeren Volumenstrom als der Luftstrom im Verdichter darstellt, erzeugt die Turbine mehr mechanische Leistung als der Verdichter benötigt.

2.1.2.3 GuD-Anlagen

Die im Gasstrom einer Gasturbinenanlage enthaltene Energie kann nicht vollständig in mechanische Energie umgewandelt werden. Bei der Expansion auf Umgebungsdruck haben die Abgase noch eine Temperatur von 450 bis 600 °C. Dieses Temperaturniveau ist ausreichend hoch, um die Energie zu einem großen Teil für einen nachgeschalteten Dampfkraftprozess zu nutzen. Mit der Abwärme der Gasturbine kann so mit Hilfe eines Abhitzekessels und nachgeschalteter Dampfturbine noch zusätzlich Strom erzeugt werden, wodurch sich der elektrische Wirkungsgrad der Gesamtanlage erheblich vergrößert. Eine derartige Gas-und Dampfturbinen-Anlage (GuD-Kraftwerk) erzeugt also mechanische Energie mit einer Gasturbinenanlage und einer zusätzlichen Dampfturbinenanlage. Beide Prozesse wurden zuvor bereits beschrieben.

2.1.2.4 Verbrennungsmotoren-Anlagen

Während die weiter unten beschriebenen Turbinen sogenannte offene thermodynamische Systeme sind, handelt es sich bei Verbrennungsmotoren thermodynamisch betrachtet um geschlossene Systeme bestehend aus einem geschlossenen Behälter (Zylinder) mit einer beweglichen Wand (Kolben). Durch den beweglichen, den Zylinder abschließenden Kolben kann das System mechanische Arbeit aufnehmen (Verdichtung) und abgeben (Expansion). Beim Otto-Prozess erfolgt im vorverdichteten Zustand (die Umgebungsluft wird zunächst mit Hilfe des Kolben auf einen höheren Druck vorverdichtet (Zustandsänderung 1)) durch Brennstoffzufuhr mit Fremdzündung eine sehr schnelle Wärmezufuhr mit daraus resultierender hoher Druckvergrößerung bei nahezu konstantem Volumen (Gleichraumprozess, siehe Abbildung 2-1, Zustandsänderung 2), d.h. während der Wärmezufuhr wird noch keine mechanische Arbeit verrichtet. Diese erfolgt im

anschließenden Expansionsschritt (Zustandsänderung 3) bevor der Kreisprozess unter Wärmeabgabe (Zustandsänderung 4) wieder geschlossen wird.

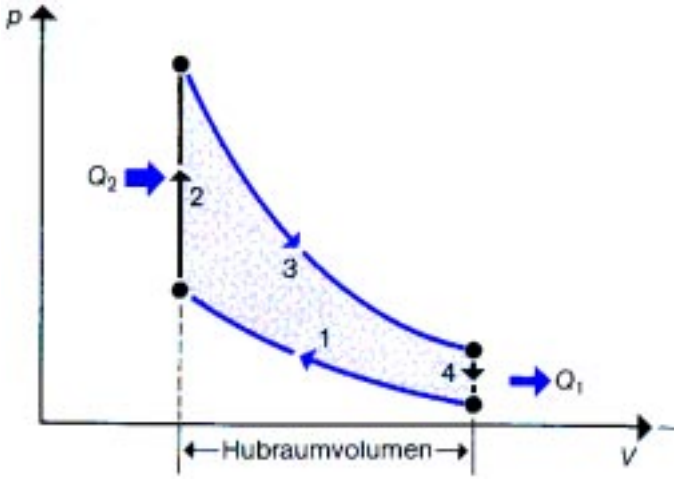


Abbildung 2-1: Kreisprozess des Otto-Motors, dargestellt im Druck-Volumen-Diagramm (p-V-Diagramm)

Beim Diesel-Prozess erfolgt durch Brennstoffzufuhr und Selbstzündung dagegen eine langsamere Wärmezufuhr mit einer bereits arbeitsgewinnenden Volumenvergrößerung bei nahezu konstantem Druck (Gleichdruckprozess, siehe Abbildung 2-2, Zustandsänderung 2). Anschließend erfolgt auch hier unter Arbeitsgewinn eine Expansion des Verbrennungsgases bis zum maximalen Zylindervolumen. Da der durchschnittliche Druck während der Expansion höher als der durchschnittliche Druck während der Kompression ist, das System somit mehr Arbeit verrichtet, als es zuvor aufgenommen hat, gibt das System Netto-Arbeit ab.

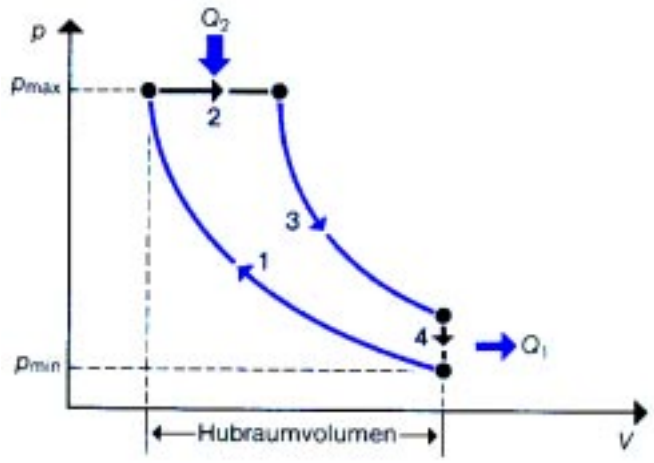


Abbildung 2-2: Kreisprozess des Diesel-Motors, dargestellt im Druck-Volumen-Diagramm (p-V-Diagramm)

2.1.3 Grundprinzipien der Fernwärmeerzeugung

2.1.3.1 Dampfturbinen

Für das Verständnis der Abwärmenutzung aus Dampfturbinen ist von Bedeutung, dass bei der Kondensation des Dampfes Wärmeenergie frei wird, zu jedem Dampfdruck eine konstante, immer gleiche Kondensationstemperatur gehört und die Kondensationstemperatur mit zunehmendem Dampfdruck steigt. Bei der Art der Wärmeauskopplung unterscheidet man im wesentlichen zwischen Gegendruckanlagen und Kondensationsanlagen.

Bei reiner Stromerzeugung wird der Dampf auf so niedrige Drücke entspannt, dass die bei der notwendigen Kondensation frei werdende Energie mit technisch vertretbarem Aufwand für den Kondensator auf das Kühlwasser übertragen werden kann. D.h. die Kondensationstemperatur liegt aufgrund der Grädigkeit des Wärmetauschers immer etwas oberhalb der Kühlwasseraustrittstemperatur. Soll Dampf aus der Turbine genutzt werden, um Fernheizwasser zu erwärmen, so muss die Kondensationstemperatur des Dampfes etwas oberhalb der Fernwärmetemperatur liegen. Da Fernheizwasser erheblich höhere Temperaturen als Kühlwasser hat, ist die Kondensationstemperatur des Dampfes und damit auch der Druck des Dampfes höher als bei der reinen Stromerzeugung. Der für die Fernwärmeerzeugung genutzte Dampf kann demzufolge nicht so weitgehend entspannt werden und die im Dampf enthaltene Energie damit nicht so weitgehend in mechanische Energie umgewandelt werden. Bei einer derartigen Fernwärmeerzeugung aus Dampfturbinen kann man daher nicht von Abwärmenutzung im eigentlichen Sinne sprechen, sondern es handelt sich um die Bereitstellung von Wärme unter Verzicht auf eine weitergehende Stromerzeugung. Allerdings ist die dadurch gewonnene Wärmemenge i.d.R. erheblich, teilweise um ein Mehrfaches größer als die nicht produzierte Strommenge, verfügt jedoch über einen deutlich geringeren Exergieanteil.

Bei diesen **Gegendruckanlagen** ist der Dampfdruck am Turbinenaustritt so groß und damit die Kondensationstemperatur so hoch, dass mit dem Dampf Fernheizwasser erwärmt werden kann. Die Wärmenutzung erzwingt einen Gegendruck, der größer ist, als der Dampfdruck bei maximaler Stromerzeugung wäre. Der Wärmebedarf im Fernwärmenetz bestimmt unmittelbar den Dampfbedarf und damit auch das Maß der Stromerzeugung, da das Fernwärmenetz die einzige Wärmesenke darstellt. Das Verhältnis von Strom- zu Wärmeproduktion kann nicht variiert werden. Gegendruck-Dampfturbinen gehören damit zur Gruppe der Kraftmaschinen mit einem Freiheitsgrad (von zwei gekoppelten Parametern ist einer frei wählbar), da die Strom- und Wärmeerzeugung über den Leistungsbereich starr miteinander gekoppelt sind.

Bei Kondensationsanlagen wird nur eine dem Wärmebedarf entsprechende Dampfmenge mit für die Aufwärmung des Fernheizwassers ausreichend hohem Druck bzw. ausreichend hoher Kondensationstemperatur der Turbine entnommen. Der übrige Dampf wird weiter entspannt und mit Hilfe von Kühlwasser nahe der Umgebungstemperatur kondensiert. Durch die zusätzliche Wärmesenke ist das Verhältnis von Strom- zu Wärmeproduktion sehr variabel. Es kann auch Strom ohne Bedarf an Fernwärme erzeugt werden.

Kondensationsturbinen mit Dampfentnahme gehören damit zu den Kraftmaschinen mit zwei Freiheitsgraden. Allerdings bedingt ein bestimmter Wärmebedarf immer eine Mindeststromproduktion.

Bei der Entnahme von nicht vollständig entspanntem Dampf zum Zweck des Heizens unterscheidet man zwischen der Entnahme mit geregeltem und ungeregeltem Dampfdruck. Wird der Dampf an Öffnungen im Turbinengehäuse zwischen Turbineneintritt und Turbinenaustritt entnommen – sogenannte Anzapfungen – so ist der Dampfdruck ungeregelt. Er ist abhängig von der Position der Anzapfung und von der vor und hinter der Anzapfung strömenden Dampfmenge. Bei der geregelten Entnahme von Heizdampf wird der Dampf am Ende einer Turbinenstufe mit Hilfe eines Regelventils auf einen gewünschten, den Erfordernissen der Wärmenutzung entsprechenden Druck angestaut. Der nicht für Heizzwecke benötigte Dampf wird einer weiteren Turbinenstufe in einem separaten Turbinengehäuse zur weiteren Entspannung zum Zwecke der Stromerzeugung zugeführt.

Bei Kondensationsanlagen kommen geregelte Entnahmen, Anzapfungen und Kombinationen von geregelter Entnahme mit einer oder mehreren Anzapfungen zum Einsatz. Bei Gegendruckanlagen beschränkt man sich i.d.R. auf eine zusätzliche Entnahme oder eine zusätzliche Anzapfung. In der öffentlichen Versorgung der BRD ist der Einsatz von Gegendruckanlagen auf elektrische Leistungen bis 40 MW und der Einsatz von Gegendruckanlagen mit zusätzlicher geregelter Entnahme bis 100 MW elektrischer Leistung beschränkt. Bei größeren elektrischen Leistungen handelt es sich um Kondensationsanlagen, die in erster Linie der Stromerzeugung dienen und als Zusatzprodukt über Entnahmestellen Fernwärme liefern.

Praxis - Beispiele Fernwärmeerzeugung in Kohle-Heizkraftwerken: Schwarze Pumpe der VEAG und Weisweiler der RWE Energie AG

Das **Kraftwerk Schwarze Pumpe** ist eines der jüngsten und modernsten Braunkohlekraftwerke der Vereinigte Energiewerke AG (VEAG) in den neuen Bundesländern. Der erste Block dieses zum ersten Mal als Doppelblockanlage konzipierten Kraftwerks ist im Mai 1997 in Betrieb genommen worden. Mit einer Blockleistung von 800 MW_{el} verfügt das Kraftwerk bei einem elektrischen Wirkungsgrad von 41 % insgesamt über eine Leistung von 1.600 MW_{el}. Im Vergleich zu den nach Inbetriebnahme ersetzen Altanlagen konnte aufgrund der modernen Kraftwerkstechnik (z. B. Steigerung der Prozessparameter Druck und Temperatur, Nutzung der Rauchgaswärme zur Kesselwassererwärmung, Kondensatorreihenschaltung) eine CO_2-Minderung von 31 % realisiert werden.

Als Entnahme-Kondensationskraftwerk ist das Kraftwerk gleichzeitig auch auf die Auskopplung von Wärme (2 * 60 MW_{th}) und Prozessdampf (2*400 t/h: 4,5 bar, 175 °C) ausgelegt. Die Brennstoffausnutzung des Kraftwerks (Gesamtnutzungsgrad) erhöht sich hierdurch dann auf einen für derartige Großkraftwerke vergleichsweise sehr hohen Wert von 55 %.

Während das Kraftwerk Schwarze Pumpe von Anfang auf eine Fernwärmeversorgung ausgelegt wurde, ist das ebenfalls mit Braunkohle befeuerte **Kraftwerk Weisweiler** der RWE Energie AG am Niederrhein erst nachträglich für eine Fernwärmeauskopplung umgerüstet worden. Während einer Stillstandsphase des insgesamt aus 6 Kraftwerksblöcken (Inbetriebnahme zwischen 1955 und 1975) bestehenden Kraftwerkswerks wurden an den Niederdruckteilen der Turbinen der beiden großen Kraftwerksblöcke die notwendigen Anzapfbohrungen/-rohrleitungen angebracht. Die anfängliche Versorgung des Ortes Inden/Altdorf sowie einiger Industrie- und Gewerbeparks in der Nähe des Kraftwerks wurde später ergänzt durch eine Belieferung der Stadt Aachen über eine 18 km lange Fernwärmeversorgungsschiene. Die maximale thermische Leistung des Kraftwerks beläuft sich auf 185 MW_{th}. Sie beträgt damit im Vergleich zu der insgesamt zur Verfügung stehenden elektrischen Leistung des Kraftwerks Weisweilers von 2.251 MW_{el} (brutto) allerdings nicht einmal 10 %.

2.1.3.2 Gasturbinen

Wie bereits bei der Erläuterung von GuD-Anlagen dargestellt, ist in den Abgasen einer Gasturbine noch sehr viel Energie auf einem hohen Temperaturniveau vorhanden. Diese Energie kann in einem nachgeschalteten Abhitzekessel auf Fernheizwasser übertragen werden. Bis auf eine sehr kleine Stromeinbuße infolge des Druckverlustes im Abhitzekessel – die Turbine entspannt nicht ganz auf Umgebungsdruck – handelt es sich anders als bei den Dampfturbinen um echte Abwärmenutzung, allerdings mit Abwärme auf einem sehr hohen Temperaturniveau. Bei vollständiger Nutzung der Abwärme kann das Verhältnis von Strom- zu Wärmeproduktion nicht variiert werden.

2.1.3.3 GuD-Anlagen

Bei der Fernwärmeerzeugung mit GuD-Anlagen gilt im wesentlichen das Gleiche wie bei Dampfturbinen. Die Auskopplung der Fernwärme erfolgt weitgehend durch nicht vollständig entspannten Dampf aus der Dampfturbine. Nur ein kleiner Teil der Wärme, der nicht zur Dampferzeugung genutzt werden kann, kann ohne Stromeinbuße aus den Abgasen gewonnen werden.

Praxis - Beispiele Fernwärmeerzeugung in Gas-Heizkraftwerken: Das Heizkraftwerk Mitte der BEWAG

Im neuen mit Erdgas oder alternativ mit leichtem Heizöl (HEL) befeuerten GUD-Heizkraftwerk Mitte der BEWAG (Inbetriebnahme 1997) wird zunächst in zwei Gasturbinen und eine, durch den Abhitzedampferzeuger (der von den Rauchgasen der Gasturbinen gespeist wird) mit Dampf versorgte, Dampfturbine elektrische Energie erzeugt. Der aus der letzten Turbinenstufe austretende Dampf gibt nach dem Gegendruckprinzip seine nutzbare Wärme an drei Wärmetauscher ab, die wiederum die Vorlaufleitung des Heiznetzes bedienen (zur variablen Gestaltung der Fernwärmeauskopplung sind zusätzlich noch Entnahmestellen an der einhäusigen Dampfturbine angebracht). Elektrische und thermische Leistung der Anlage liegen jeweils

bei 380 MW (zusätzlich stehen am Standort 240 MW Spitzenwärmeleistung durch zwei erdgasbefeuerte Heizkessel zur Verfügung), wodurch sich eine Stromkennzahl (Verhältnis von elektrischer zu thermischer Leistung) von genau 1,0 errechnet. Durch die Fernwärmeauskopplung wird der elektrische Wirkungsgrad des Kraftwerks von 47,4 % auf einen Gesamtbrennstoffnutzungsgrad von 89,2 % angehoben. Gegenüber dem bisherigen Fremdstrombezug (aus Braunkohle) und der Kohle-Altanlage am gleichen Standort beträgt die erreichte CO_2-Minderung rund 60 %.

2.1.3.4 Fern- bzw. Nahwärmeerzeugung mit Verbrennungsmotoren

Bei Verbrennungsmotoren fällt die nutzbare Abwärme an verschiedenen Stellen an und muss daher mit höherem wärmetechnischen Aufwand erkauft werden. Die Wärme wird aus dem Zylinderkühlwasser, dem Ölkühlsystem, den Abgasen und bei aufgeladenen Motoren aus dem Ladeluftkühler gewonnen. Mit der in den Abgasen enthaltenen Energie kann prinzipiell auch Dampf erzeugt werden, was bei größeren Einheiten in der industriellen Anwendung manchmal auch praktiziert wird. Mit heißgekühlten Motoren, deren Kühlwasserkreislauf auf einem Temperaturniveau etwas über 100°C betrieben wird, kann Niederdruckdampf erzeugt werden. Im öffentlichen und kommunalen Bereich ist die Erzeugung von Dampf in der Regel nicht sinnvoll.

Praxis - Beispiel: BHKW und Nahwärmenetz „Europahaus Langenhagen bei Hannover“

Das Konzept in Langenhagen basiert auf den Ergebnissen eines europaweiten Architektenwettbewerbs, der die Zielsetzung verfolgte, möglichst preisgünstige und nach ökologischen Kriterien gebaute Sozialwohnungen zu realisieren.

16 Doppelhäuser mit insgesamt 64 Sozialwohnungen orientieren sich „wagenburgmässig“ um zwei zentrale Anger. Aus verringerten Gebäudeabständen, dem Verzicht auf Keller und einheitlich gestalteten Kernbereichen resultierten relativ niedrige Baukosten (Kostengruppe 3+4 ca. 1.850 DM/m^2 / Gesamkosten inkl. Grundstück ca. 2.950 DM/m^2). Zusätzlich entstand ein Gemeinschaftshaus mit der Energiezentrale (Heizkessel/BHKW).

Die Energieversorgung erfolgt zentral mit einem Erdgas-Blockheizkraftwerk (BHKW) und einem Spitzen-Lastkessel. Im BHKW werden Strom und Wärme für Heizung und Brauchwasser erzeugt. Im Vergleich zur getrennten Versorgung mit Wärme/Strom durch die Stadtwerke werden ca. 40 % Primärenergie und Schadstoffe (CO_2) eingespart.

Eckdaten des Projektes

- **Anzahl der Wohneinheiten/-Flächen**
  64 Sozialwohnungen
  4.171 m^2 (ca. 65 m^2/WE)
- **Baukosten**
  ab 242.000DM (Gesamtkosten ohne Grundstückskosten)
- **Heizzentrale (techn. Daten)**

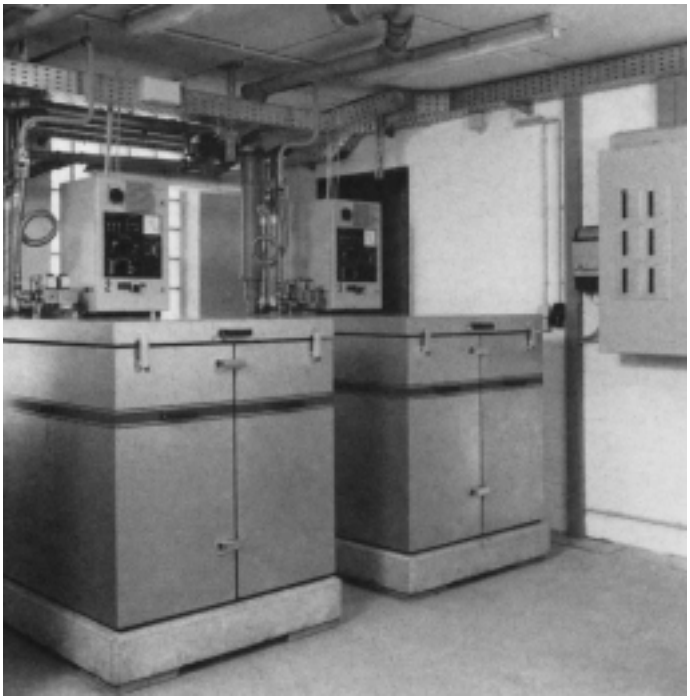
⇒ **Wärme**
Wärmeleistung Zentrale: ca. 290 kW
Wärmeleistung BHKW (2 *32 kW) : 64 kW

Wärmebedarf (H+WW): 699.000 kWh/a
davon durch BHKW: ca. 523.000 kWh/a
(EKZW: Heizung/WW: ca. 80/47 kWh/m^{2}a
-für Heizperiode: 06/97-05/98)

⇒ **Strom**
Jahresstrombedarf: 178.000 kWh
Erzeugung über BHKW: 153.500 kWh
BHKW (2*14 kW): 28 kW

⇒ **BHKW-Hersteller**
*energie*werkstatt: 2 Module ASV 18/43

⇒ **Heizung**
Spitzenlast: Erdgas-Niedrigtemperatur-Kessel mit Gebläsebrenner zentraler Warmwasser-speicher: 4 m^3



Energieversorgung

Das Projekt umfasst insgesamt 4.171 m^2 Wohnfläche und wird von ca. 225 Personen bewohnt. Die Energieversorgung erfolgt zentral mit einem Erdgas-Blockheizkraftwerk (BHKW) und einem Erdgas-Spitzenlastkessel. Im BHKW (2 Module) werden Strom und Wärme für Heizung und Brauchwasser erzeugt. Das Wohnungsunternehmen als Betreiber versorgt die Mieter zu vergleichbaren Energiepreisen wie die Stadtwerke und rechnet mit den Mietern die Kosten für Strom, Heizwärme, Warmwasser und Trinkwasser direkt ab. Im Vergleich zur getrennten Erzeugung von Wärme und Strom werden ca. 41 % Primärenergie und die entsprechenden Anteile klimaschädliches CO_2 (ca. 111,5 t/a) eingespart. Dieses positives Ergebnis wurde u.a. deswegen erreicht, weil rechtzeitig ein objektspezifisches Konzept beauftragt wurde und ausserdem die beteiligten Fachplaner und die Handwerker relativ frühzeitig in die konkrete Umsetzung einbezogen wurden.

Durch die Unterbringung der Energiezentrale am Gemeinschaftshaus konnten erhebliche Kosten eingespart werden. So mussten allein für die Heizzentrale die üblichen Baukostenzuschüsse (BKZ) sowie die Hausanschlusskosten für Gas, Strom und Trinkwasser bezahlt werden. Auf die sonst für jedes Haus erforderlichen Hausanschlussräume konnte verzichtet werden. Die Übergabeeinrichtungen bzw. die Zähler für Strom, Heizung, Warm- und Kaltwasser wurden an leicht zugänglichen Stellen installiert. Das BHKW wird nach dem Wärmebedarf betrieben und ist so ausgelegt, dass es möglichst lange Betriebszeiten (ca. 5-6.000 h/a) erreicht. Ganzjährig deckt es den Warmwasserbedarf und im Winter den Grundbedarf an Heizwärme, wobei an kalten Wintertagen der Spitzenlastkessel zugeschaltet wird. Im Sommerbetrieb kann das BHKW soweit gedrosselt werden, dass keine Überschusswärme entsteht. Wie die Wirtschaftlichkeitsanalysen und die späteren Betriebsergebnisse zeigen, deckt das BHKW ca. 75 % des Wärmebedarfs und ca. 70 % des Strombedarfs des „Europahauses“ ab. Durch die direkte Einbindung der Hausheizungen ins Nahwärmenetz entstehen geringe Anschlusskosten sowie im Vergleich zu einer indirekten Wärmeübergabe ein relativ niedriger Hilfsenergieaufwand für die installierte zentrale Umwälzpumpe (Doppelpumpe).

Wirtschaftlichkeit: Die Wirtschaftlichkeit einer diesbezüglichen Investition muss im Zusammenhang mit den notwendigen Investitionen betrachtet werden. Diese werden mit den jährlichen Kosten und Erlösen aus bereits vorliegenden Betriebsjahren verglichen.

Tabelle 2-1: Investionskosten im Vergleich in DM

	mit BHKW	mit konventioneller Heizung
Internes Stromnetz, Verteileranlage	62.100	0
Anschluss/BKZ Strom	26.400	64.100
BHKW und Zubehör	112.600	0
Kessel und Zubehör	0	22.300
anteilige Planungskosten	20.110	2.230
Summe	221.210	88.630

Für die beschriebene BHKW-Lösung ergeben sich nach Tabelle 2-1 zunächst erhöhte Investionskosten von ca. 132.580 DM. Allerdings bewirkte das BHKW durch den Wegfall von Baukostenzuschüssen (BKZ), Einsparung von Verlegekosten usw. bezüglich der Trinkwassererschliessung auch Einsparungen von rd. 190.000 DM.

Tabelle 2-2: Berechung des jährlichen Deckungsbeitrages (Abrechnungsraum 1995/96)

Kosten in DM/a	mit BHKW (mit hausinternem Stromverkauf)	ohne BHKW (konventionelle Heizanlage)
Brennstoff u. Betriebskosten	48.150	39.870
Wartung Kessel	1.300	1.300
Zählermiete und Wärmekosten	10.700	10.700
Wartung/Instandhaltung BHKW	10.450	0
Stromzusatzbezug	16.060	0
Zählermiete und Stromkosten	4.450	0
Gesamtkosten	91.110	51.870
Erlöse in DM/a		
Heizkostenumlage	51.870	51.870
Einspeisevergütung	3.230	0
Stromverkauf an die Mieter/innen	56.660	0
Gesamterlöse	111.760	51.870
Überschuss	20.650	

Der BHKW-Betrieb erwirtschaftet demnach einen jährlichen Überschuss von 20.650 DM.

Durch diesen Deckungsbeitrag amortisiert sich die BHKW-Investion ohne Berücksichtigung von Zins- und Steuereffekten in ca. 6,5 Jahren. Bei vermieteten Wohnungen können noch steuerliche Aspekte wie Werbungskosten für die Finanzierung (Fremdkapital) bzw. mögliche Abschreibungen für Einkünfte aus Vermietung/Verpachtung berücksichtigt werden. Selbst die völlige Fremdfinanzierung mit ungünstigen Zinsen von ca. 8 % hätte im vorliegenden Falle zu deutlichen jährlichen Überschüssen nach Steuern geführt. Dann hätte sich für dieses Beispiel eine Amortisationsdauer von ca. 10 Jahren bei einer zugrundeliegenden Aggregatlebensdauer von 15 Jahren ergeben.

Bauträger:
Gundlach Wohnungsunternehmen, Hannover
Projektleitung: Dr. P. Hansen

Baulanung:
Nyrens Arkitektkontor AB, Stockholm/S

Konzept/Planung der Energiezentrale:
Kizou /Hesse, berat. Ingenieure Hannover

Blockeizkraftwerk:
*energie*werkstatt gmbH, Hannover

Quelle: BHKW im Wohnungsbau-Sozialer Wohnungsbau Europahaus Langenhagen (Information/4 S.: 08/97) Hg.: energiewerkstatt GmbH, 30453 Hannover

2.1.3.5 KWK auf der Basis erneuerbarer Energien

Während bisher vor allem die klassischen fossilen Energieträger zur Strom- und Wärmebereitstellung genutzt wurden, ist das Prinzip der KWK aufgrund seiner dezentralen, verbrauchernahen Strukturen auch besonders gut geeignet für eine Verwendung biogener Energieträger, die aufgrund logistischer Restriktionen ihren Einsatzbereich im wesentlichen auch im Bereich der regionalen Energieversorgung haben.

Praxis - Beispiel:Biomasse-Heizkraftwerk Pfaffenhofen

In Pfaffenhofen a. d. Ilm wird derzeit ein Biomasse-Heizkraftwerk zur Erzeugung von Strom, Dampf, Fernwärme und Kälte errichtet. Von dem Standort aus ist die Wärmeversorgung bestehender kommunaler Einrichtungen (Schulen, Krankenhaus etc.) sowie der Firma HIPP einfach zu realisieren. Infolge der somit möglichen kontinuierlichen Wärmeabnahme ist der Betrieb einer Kraft-Wärmekopplungsanlage hier besonders effizient. Darüber hinaus soll durch fernwärmeversorgte Absorptionskältemaschinen Kälte zur Raumklimatisierung sowie Prozesskälte erzeugt werden. Zur Erzeugung von Nutzwärme für kraftwerksnahe Niedertemperaturwärmeverbraucher eignet sich die Rauchgaskondensationsanlage sowie der Turbinenabdampf.
Die Leistung des Biomassekessels wurde anhand eines umfangreichen Bedarfsmodells zu 26,7 MW_{FWL} errechnet. Mit bis zu 5 MW_{el} elektrischer Leistung sollen rd. 35 GWh/a in das öffentliche Netz eingespeist werden. Neben dem Biomassekessel gibt es einen Spitzenkessel (10 MW_{FWL}) und einen Reservekessel (20 MW_{FWL}), die im Bedarfsfall mit Gas und alternativ (bei Gasabschaltung) mit Öl betrieben werden.

Die Verbrennung der Holzhackschnitzel erfolgt in einem darauf speziell abgestimmten Biomassekessel. Als Brennstoff kommen nur unbehandelte Hölzer (Waldhackschnitzel und Sägewerksresthölzer) zum Einsatz. Der erwartete Brennstoffbedarf liegt bei jährlich ca. 80.000 t bzw. 250.000 Sm^3. Ein großer Anteil wird durch Waldhackschnitzel gedeckt; der Rest kommt von holzver- und holzbearbeitenden Betrieben. Die Mengen und der kontinuierliche Bedarf (750 Schüttkubikmeter pro Tag) erfordern eine ausgeklügelte Brennstofflogistik bei Holzernte, -aufbereitung und –transport.

Entsprechend ihrer zeitlichen Möglichkeiten oder maschinellen Ausrüstung können die Waldbesitzer Holz am Stock bis hin zum fertigen Hackschnitzel liefern. Alle Baumarten sowie sonst nicht nutzbare Hölzer (z.B. Schwachholz oder Derbholz) eignen sich für die Hackschnitzelerzeugung. Somit können je nach Marktlage im Schnitt- oder Papierholzmarkt entweder ganze Bäume oder anfallendes Restmaterial als Brennstoff abgegeben werden. Für die Waldhackschnitzel-Erzeugung ist auch der Einsatz eines mobilen Großhackers und die Einbindung von Forstdienstleistern geplant. Das Heizkraftwerk wird durch Containerfahrzeuge beliefert. Hiermit ist eine flexible und effiziente Anlieferung bei minimalem Lieferverkehr gewährleistet.

Mit Hochdruck wird derzeit am Biomasse-Heizkraftwerk und den Fernwärmetrassen gebaut. Nach aktuellem Planungsstand wird mit den Reservekesseln die Wärmeversorgung der dann angeschlossenen Einrichtungen im Herbst 2000 aufgenommen. Nach Einbau des Biomasse-Kessels erfolgt seine Inbetriebnahme im darauffolgenden Frühjahr.

Eckdaten zum Projekt:

- ein Biomassekessel (Fa. Ansaldo-Volund) mit wassergekühlten Vibrationsrost; Feuerungswärmeleistung 27,5 MW; Frischdampfparameter 450°C und 60 bar_{abs}
- ein Spitzenlast-Dampfkessel sowie ein Reserve-Dampfkessel (beide Fa. LOOS) auf 12,5 bar_{abs}-Schiene; Zweistoffbrenner (Gas als Regel- und Öl als Ersatzbrennstoff); Feuerungswärmeleistung 10 MW bzw. 20 MW
- eine Turbine (Blohm und Voss) mit 7,5 MWA und Jahreserzeugung von rd. 40 GWh/a; Einspeisung ins öffentliche Netz 35 GWh/a bei maximal 5 MW_{el}
- Dampfleitung zur Firma HIPP für leicht überhitztem Dampf 12,5 bar_{abs} bei ca. 180°C; Länge rd. 900 m
- Fernwärmeversorgung von ca. 100 angeschlossenen Abnehmern zwischen 15 kW und 3.500 kW; Hochtemperaturnetz mit ca. 8 km für 130°C gleitend; Mitteltemperaturnetz mit ca. 4 km für 85°C gleitend; Niedertemperaturnetz zur Versorgung kraftwerksnaher Verbraucher in Planung
- Kälte: zwei Lithium-Bromidabsorber 6°C/12°C mit insgesamt 440 kW für Krankenhaus; NH_3-Absorber mit –6°C bei rd. 440 kW für Prozesskälte einer Brauerei (nachts) sowie über Nah-Kältenetz Klimatisierung von Bürogebäuden (tagsüber); Klimatisierung von zwei Bürogebäuden mit Lithium-Bromidabsorber 6°C/12°C als

Grundlastabdeckung und Spitzenlast-Kompressionskältemaschine (zusammen 700 kW Kälteleistung)

- Gesamtkosten für Heizkraftwerk, Dampf- und Fernwärmeleistung, Übergabestationen, Kälteerzeugung und Brennstofflogistik rd. 70 Mio. DM

2.1.3.6 Heizwerke

Neben den KWK-Anlagen tragen heute auch reine Heizwerke/Heizhäuser zur Versorgung mit Fernwärme bei. In der öffentlichen Versorgung lag der Wärmebereitstellungsanteil dieser Anlagen, die in aller Regel Nutzungsgrade zwischen 80 und 90 % aufweisen, im Jahr 1997 (1998) in den alten Bundesländern beispielsweise bei 19 % (17 %) und in den neuen Bundesländern bei 25 % (20 %).

Heizwerke kommen dabei sowohl als strategische Ergänzung von KWK-Anlagen (z. B. Spitzenkessel) als aber auch in Inselsystemen als „stand alone"-Anlagen zum Einsatz.

Letztlich wird, wenn auch nur im Bereich einiger Prozentpunkte, auch Abwärme industrieller Verbraucher zur Fernwärmebereitstellung genutzt. Dabei wird zwischen Abwärmequelle und Fernwärme ein Wärmetauscher zwischengeschaltet.

2.1.4 Entwicklungsstand und –trends

2.1.4.1 Dampfturbinenanlagen

Dampfkraftanlagen stellen eine hochentwickelte Technologie dar. Über 90 % der bundesdeutschen Stromerzeugung basieren auf dem Dampfkraftprozess. Für die weitere Zukunft ist jedoch davon auszugehen, dass die Bedeutung reiner Dampfkraftwerke für die Fernwärmeversorgung zurückgehen wird. Dampfturbinen-Heizkraftwerke werden aufgrund der hohen spezifischen Investitionskosten und der geringen elektrischen Wirkungsgrade aller Voraussicht nach für die öffentliche und kommunale Anwendung gar nicht mehr gebaut werden. Von der Entwicklung hoher elektrischer Wirkungsgrade - durch Anhebung der Dampfdrücke und –temperaturen mit Hilfe neuer hochtemperaturbeständiger Materialien – profitieren nur sehr große Kondensationskraftwerke. Der Bau eines neuen Dampfkraftwerkes wird fast ausschließlich nach stromwirtschaftlichen Gesichtspunkten entschieden werden. In diesen Fällen wird es sich um Einheiten mit großen elektrischen Leistungen (> 500 MW) und mit hohen Vollbenutzungsdauern handeln. Nur dann sind auch überhaupt noch kohlebefeuerte Dampfkraftwerke gegenüber GuD-Anlagen konkurrenzfähig. Steht eine solche Anlage nahe genug an Wärmeverbrauchsschwerpunkten, kann Fernwärme sehr effizient aus mehrstufigen Anzapfungen erzeugt werden. Dieser Fall wird in den weiteren Betrachtungen allerdings nicht als typisch betrachtet. Auch in der industriellen Kraft-Wärme-Wirtschaft, wo derzeit noch der größte Teil der in KWK erzeugten elektrischen und thermischen Energie in konventionellen Dampfturbinen-Heizkraftwerken bereitgestellt wird, ist festzustellen, dass in den vergangenen Jahren bei neuen KWK-

Anlagen überwiegend Gasturbinen und Blockheizkraftwerke sowie GuD-Anlagen auf Erdgasbasis zum Einsatz kamen.

2.1.4.2 Gasturbinenanlagen

Gasturbinenanlagen spielen in der öffentlichen Wärmeversorgung - anders als in der industriellen Anwendung, wo hohe Prozesstemperaturen benötigt werden – keine bedeutende Rolle. Nach der AGFW-Statistik für die öffentliche Fernwärmeversorgung liefern Gasturbinen-Heizkraftwerke den geringsten Anteil an der Wärmearbeit. Von den 43 dort aufgeführten Anlagen machen die 4 größten Anlagen allein einen Anteil von 69,1 % an der installierten elektrischen Leistung aus. Ohne diese 4 Anlagen beträgt die elektrische Durchschnittsleistung der Anlagen nur 8,5 MW. Der Anteil der 4 größten Gasturbinen an der Wärmearbeit aller Gasturbinen beträgt nur 9,5 %. Ganz allgemein ist davon auszugehen, dass auch in Zukunft größere Gasturbinen aufgrund des teuren Brennstoffes und aufgrund der geringen elektrischen Wirkungsgrade entweder nur als reine Spitzenstromkraftwerke eingesetzt werden und somit für die Fernwärmeversorgung keine größere Rolle spielen werden oder als Bestandteil einer GuD-Anlage zum Einsatz kommen. Das für die industrielle Anwendung vorteilhafte hohe Temperaturniveau der Gasturbinenabwärme kommt in der öffentlichen und kommunalen Anwendung nicht zum Tragen. Bei Gasturbinen ist zusätzlich zu beachten, dass es sich um standardisierte Produkte einer kleinen Anzahl von Herstellern handelt, die Leistung somit nicht beliebig gewählt werden kann.

Gasturbinen werden im Leistungsbereich von 250 kW bis 250 MW angeboten. Der Leistungsbereich für KWK-Anwendungen liegt etwa im Bereich zwischen 500 kW und 50 MW. Der elektrische Wirkungsgrad hängt von der Bauart und der Größe ab und liegt zwischen 18 % bei kleinen Anlagen und 38 % bei großen Anlagen. Der Gesamtwirkungsgrad beträgt bei Nutzung der Abwärme ca. 88 %.

Der Wirkungsgrad von Gasturbinen kann im wesentlichen nur durch Anhebung der Turbineneintrittstemperatur bei gleichzeitiger Anhebung des Druckes gesteigert werden. Dies versucht man durch Verwendung neuer Werkstoffe und spezieller Kühlsysteme für hochtemperaturbeanspruchte Bauteile zu erreichen. Allerdings ändert dies nichts an der Einsatzwahrscheinlichkeit großer Gasturbinenanlagen, da von dieser Entwicklung auch die in den meisten Fällen wirtschaftlichere GuD-Technik profitiert. Bei sehr kleinen Gasturbinen rechnet sich dieser Aufwand nicht bzw. stößt auch auf technische Grenzen. Hier greift man neuerdings auf das bekannte Verfahren der Rekuperation zurück, in dem die heißen, aus der Turbine austretenden Abgase benutzt werden, um die Luft vor Eintritt in die Brennkammer vorzuwärmen und damit den Brennstoffbedarf zu reduzieren.

Neu auf dem Markt sind Kleinst-Gasturbinen mit einer elektrischen Leistung von 45 kW bzw. 60 kW und einem elektrischen Wirkungsgrad von 24 %. Durch Verbesserung des inneren Wärmeaustausches erhofft man sich eine Steigerung auf 29 %. Modelle mit einer Leistung von 80 und 180 kW sollen noch dieses Jahr auf den Markt kommen. Derzeit ist nicht absehbar, ob die angestrebten Effizienzsteigerungen ökonomisch so realisierbar sind, dass Gasturbinen mit Verbrennungsmotoren bei Niedertemperaturanwendungen

konkurrieren können, zumal auch bei den Motoren an der Entwicklung höherer Wirkungsgrade gearbeitet wird.

2.1.4.3 GuD-Anlagen

GuD-Anlagen tragen mittlerweile nennenswert zur Fernwärmeversorgung bei. Ein bekanntes Beispiel ist das GuD-HKW Nossener Brücke in Dresden (3 Gasturbinen á 58 MW_e und eine Dampfturbine á 65 MW_e), das 1995 in Betrieb genommen wurde. Die starke Kostenreduktion bei diesen Anlagen hat dazu geführt, dass sie selbst bei elektrischen Leistungen von nur 5 MW zum Einsatz kommen, damit also teilweise die klassischen Einsatzgebiete von Gasturbinen oder großen Verbrennungsmotoren besetzen (Beispiel Stadtwerke Schwäbisch Hall: 2 Gasturbinen á 3,8 MW_e + Dampfturbine á 1,8 MW_e). Die Nutzung, der in den Abgasen der Gasturbine enthaltenen Energie zur Stromerzeugung – gleichbedeutend mit der Investition in eine Dampfkraftanlage ohne Brennstoffbedarf – rechnet sich mittlerweile auch bei diesen kleinen Leistungen, so dass der Neubau von reinen Gasturbinen-Heizkraftwerken nicht nur – wie bereits erläutert - bei sehr großen Leistungen sondern auch bei kleineren Leistungen keine große Rolle mehr spielen wird.

Abbildung 2-3: Gas- und Dampfturbinen-Heizkraftwerk (entnommen aus R. Paul: Technik und Emissionen kleinerer BHKW-Anlagen, VDI-Berichte Nr. 923, 1991)

2.1.4.4 Verbrennungsmotoren-Anlagen

Verbrennungsmotoren gibt es im Leistungsbereich von 3 kW (Kleinst-BHKW) bis 50 MW (langsam laufende 2-Takt-Dieselmotoren). Der typische Anwendungsbereich (mengenmäßig, nicht anzahlmäßig) liegt eher zwischen 50 kW und 5 MW elektrischer Leistung bzw. 90 kW und 5 MW thermischer Leistung. Bei den Motoren handelt es sich um Gas-Otto-Motoren oder um Gas-Dieselmotoren. Letztere sind modifizierte Dieselmotoren, die mit Erdgas und einem geringem Zusatz Leichtöl betrieben werden, häufig aber auch auf reinen Leichtölbetrieb umschaltbar sind. Dabei ist festzustellen, dass

Gas-Otto-Motoren zunehmend häufig auch bei größeren Leistungen zum Einsatz kommen. Abbildung 2-4 zeigt ein Prinzipschaltbild eines typischen BHKW-Moduls und Tabelle 2-3 die charakterisitischen Daten verschiedener BHKW-Typen.

Abbildung 2-4: Motor-BHKW-Modul (entnommen aus R. Paul: Technik und Emissionen kleinerer BHKW-Anlagen, VDI-Berichte Nr. 923, 1991)

Tabelle 2-3 gibt gute Anhaltswerte für die elektrischen Wirkungsgrade η_{el}, thermischen Wirkungsgrade η_{th}, Gesamtwirkungsgrade $\eta_{ges} = \eta_{el} + \eta_{th}$ und Stromkennzahlen $\eta = \eta_{el} / \eta_{th}$.

Tabelle 2-3: Charakteristische Kenndaten typischer BHKW-Anlagen

elektr. / therm. Leistung	η_{el}	η_{th}	η_{ges}	η
50 kW / 90 kW	0,32	0,56	0,88	0,57
500 kW / 700 kW	0,37	0,51	0,88	0,73
5000 kW / 5500 kW	0,42	0,46	0,88	0,91

Gasmotoren wurden in den letzten beiden Jahrzehnten stetig verbessert und haben mittlerweile einen sehr hohen Entwicklungsstand erreicht. Eine weitere Steigerung des elektrischen Wirkungsgrades um 2 bis 3 Prozentpunkte durch Optimierung der Brennraumgeometrie und der Ladungswechsel wird angestrebt. Die Verfügbarkeit (Ausfallsicherheit) ist durch den großen Erfahrungshintergrund der Hersteller und durch systematische Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten – i.d.R. werden die Motoren mit Vollwartungsverträgen betrieben – bei über 95 % einzuordnen.

Es gibt einige Kleinstädte, wie Lemgo, Schwäbisch Hall und Oerlinghausen, die auf der Basis von kleinen GuD-Anlagen, Gasturbinenanlagen und Großmotor-BHKW in jüngerer Zeit ein erhebliches Maß an Stromeigenerzeugung realisiert haben. Beispielhaft soll hier

die Ausbaustrategie der 18.000 Einwohner umfassenden ostwestfälischen Stadt Oerlinghausen erläutert werden: 1998 wurde eine einmodulige BHKW-Anlage mit 4,5 MW_e und 5 MW_{th} in Betrieb genommen ((η=41%), die inkl. 900 m^3 Wärmespeicher rund 5 Mio. DM gekostet hat und in Verbindung mit einer Fernwärmeausbaumaßnahme im Umfang von 3 Mio. DM vollständig über Bankkredite finanziert wird. Gemäß den Berechnungen der Stadtwerke Oerlinghausen trägt sich dieser Siedlungs-KWK-Ausbau auch unter Berücksichtigung mittelfristig sinkender Stromerlöse, ohne Subventionen aus der Strom- bzw. Gassparte einfließen zu lassen. Der große Wärmespeicher ermöglicht es, die Stromerlöse der KWK-Anlagen im maximalen Bereich zu halten, indem gezielt Leistungsspitzen abgedeckt werden. Die Stadtwerke verfügen bereits seit 1989 über ein Gasturbinen-HKW mit 5,3 MWe und 9 MWth und erreichten dadurch in relativ kurzer Frist ein sehr hohes Maß an KWK-Stromerzeugung und hatten bereits vor der Inbetriebnahme des Motor-BHKW einen Eigenstromerzeugungsanteil von 60% realisiert. Derzeit ist der wirtschaftliche Betrieb der Anlagen trotz der durch die Liberalisierung der strommärkte geänderten Rahmenbedingungen noch aufrechtzuerhalten.

2.1.4.5 Effizienzsteigerungsmaßnahmen bei bestehenden Dampfheizkraftwerken

Bestehende Dampfturbinen-HKW lassen sich durch

a) eine Erneuerung der Turbinenbeschaufelung

b) eine Anhebung der Zwischenerhitzertemperatur

c) eine Erhöhung des Dampferzeugungswirkungsgrades

d) ggfs. eine Kohlevortrocknung

e) Maßnahmen am kalten Ende eines Dampfkraftprozesses und

f) durch nachträgliche Ergänzung einer Gasturbine

bezüglich des mechanischen Wirkungsgrades verbessern.

Die Maßnahmen a) bis e) können zusammen zu einer Effizienzsteigerung von etwa 4 %-Punkten führen. Die ergänzend mögliche Integration einer erdgasbefeuerten Gasturbine (Maßnahme f) würde unter günstigen Umständen den elektrischen Wirkungsgrad um weitere 4 bis 5 %-Punkte erhöhen bzw. wäre auch als Einzelmaßnahme realisierbar. Für die Ergänzung einer Gasturbine sind zwei Grundprinzipien realisierbar:

- die Vorschaltvariante und
- die Verbundvariante

Bei der Vorschaltvariante wird die Gasturbine einem bereits vorhandenen Dampferzeuger vorgeschaltet (übliche Bezeichnung dieser Lösung: Kombiblock). Die aus der Gasturbine austretenden Abgase mit einem Restsauerstoffgehalt von 15 bis 17 % und Temperaturen von 450°C bis 600°C werden dem konventionellen Dampferzeuger als Verbrennungsluft

zugeführt. Im Grenzfall bei maximaler Aufrüstung steht nur das Gasturbinenabgas als Sauerstoffträger zur Verfügung. Die Gasturbine übernimmt dann vollständig die Rolle des Frischlüfters. Das maximale Verhältnis von Gasturbinen- zu Dampfturbinenleistung liegt zwischen 35 und 40 % entsprechend einer Leistungssteigerung von rund 26 bis 29 %. Theoretisch sind damit bei bestehenden Anlagen Wirkungsgradsteigerungen für den Kraftwerksblock von bis zu 5 %-Punkten zu erreichen.

Tatsächlich jedoch sind in der technischen Umsetzung bei kohlenstaubgefeuerten Dampferzeugern aus einer Vielzahl von Gründen spürbare Wirkungsgradsteigerungen nicht zu erreichen. Außerdem ist davon auszugehen, dass die erforderlichen Umrüstungsmaßnahmen vom Investitionsvolumen die Kosten eines separaten Abhitzekessels übersteigen. D.h., weder thermodynamisch noch wirtschaftlich erscheint das Vorschalten einer Gasturbine vor einen kohlenstaubgefeuerten Block gerechtfertigt.

Bei gasgefeuerten Blöcken sind hingegen Wirkungsgradsteigerungen durch das Vorschalten einer Gasturbine in der Praxis durchaus möglich. Die Wirtschaftlichkeit einer solchen investiven Maßnahme ist aber in jedem Einzelfall unter Berücksichtigung der Stillstandszeiten und Vollbenutzungsdauern zu überprüfen.

Bei der Verbundvariante wird eine aus einer Gasturbine und einem Dampferzeuger bestehende Einheit parallel zum vorhandenen Dampferzeuger geschaltet (Verbundblock). Die Verbundvariante ermöglicht einen eigenständigen Einsatz der ergänzten bzw. der ursprünglich vorhandenen Anlage. Sie wird bei Steinkohle-Heizkraftwerken aus thermodynamischen und wirtschaftlichen Gründen vorgezogen. Bei einem feuerungstechnischen Parallelbetrieb der beiden Anlagenteile mit wasserdampfseitigen Verbund resultiert der Wirkungsgrad des Gesamtprozesses als leistungsanteilig ermittelter Wirkungsgrad des GuD-Prozesses und des befeuerten Dampferzeugers.

Schließlich ist es vorstellbar, dass anstehende Erneuerungen als Anlaß genommen werden, ein HKW vollends auf den CO_2-armen Energieträger Erdgas umzustellen und den GuD-Prozess unter Integration von vorhandenen Anlagenteilen zu realisieren (Beispiel: HKW in Karlsruhe RDK4). Um sich dem Idealbereich hoher Wirkungsgrade anzunähern, müßte dann allerdings eine Gasturbinenkapazität ergänzt werden, die etwa doppelt so hoch ist wie die elektrische Leistung der vorhandenen Dampfturbine. Falls die existierende Dampfturbine integriert werden soll, kommt es entsprechend zu einer wesentlichen Steigerung des Strom- und Wärme-Outputs sowie des erforderlichen Brennstoffeinsatzes. Es werden sicherlich nur Einzelfälle sein, in denen sich eine derartige Leistungssteigerung auszahlen könnte. Aber auch das Kosten-Nutzen-Verhältnis der übrigen Verbesserungsmaßnahmen ist vom jeweiligen Einzelfall abhängig, so dass keine allgemein gültige Kostenorientierung geboten werden kann. Nähere Details werden in Kapitel 2.2.1 diskutiert.

Auch für bestehende Kondensationskraftwerke läßt sich zur Anhebung des Gesamtnutzungsgrades eine Wärmeauskopplung nachrüsten (Beispiel Kraftwerk Weisweiler), die dann während der Wärmeauskopplung zu gewissen Einbußen in der Stromerzeugung führt.

2.1.5 Perspektiven zukünftiger KWK-Erzeugungstechnik

Es wird weiterhin daran gearbeitet, die Effizienz der Strom- bzw. KWK-Erzeugung zu steigern. Da sich aber diese Entwicklungen z. T. noch im Versuchs- oder Pilotanlagenstadium befinden, lassen sich in der Regel noch keine detaillierten Aussagen bezüglich der Wirtschaftlichkeitsbedingungen bzw. Marktchancen machen. Im folgenden wird unterschieden zwischen den Fortentwicklungen im Bereich der „klassischen" Kraftwerkstechnik und den Brennstoffzellen.

2.1.5.1 Fortentwicklungen im Bereich klassischer Kraftwerkstechnik

Für den Energieträger Erdgas sind in der großen Leistungsklasse bereits Steigerungen des elektrischen Wirkungsgrades durch weitere Anhebung der Turbineneintrittstemperatur bei gleichzeitiger Erhöhung des Druckes und durch verbesserte Konzepte der Zwischenüberhitzung greifbar nah.

Für Steinkohle geht die Fortentwicklung in drei Richtungen:

- eine Verbesserung des elektrischen Wirkungsgrades bei konventioneller Technik um etwa 5%-Punkte, insbesondere indem mit Hilfe neuer Werkstoffe noch höhere Frischdampftemperaturen und -drücke ermöglicht werden,
- eine Realisierung spezieller Kombiprozesse, in denen eine vorgeschaltete Gasturbine mit dem heißen Rauchgas einer Druckwirbelschichtfeuerung (bzw. in weiterer Zukunft auch ggf. auf der Basis einer Druckkohlenstaubfeuerung) versorgt wird,
- eine Realisierung des Kombiprozesses mit Hilfe von integrierter Kohlevergasung (IGCC-Prozess = Integrated Gasification Combined Cycle-Prozess).

Für die IGCC-Technik, die derzeit in Demonstrationsvorhaben getestet wird (Puertollano, Buggenum), wird eine Markteinführung etwa ab dem Jahr 2000 erwartet (eine Projektauflistung läßt sich aus der Internetadresse www.gasification.org entnehmen). In der Entwicklung bzw. Erprobung befinden sich neben diesen Kohlekraftwerken mit integrierter Vergasung, die druckaufgeladene Kohlenstaubfeuerung. Darüber hinaus sind derzeit Kohlekraftwerke mit höheren Dampfparametern in der Planung bzw. im Bau, die gegenüber den heutigen Kohlekraftwerken deutlich höhere Wirkungsgrade erwarten lassen (z. B. BoA- bzw. BoA+-Konzept, die Wirkungsgrade von 42 bis 45 % versprechen).

Insbesondere der druckaufgeladenen Wirbelschichtfeuerung wird aufgrund der kompakten Bauweise, der Nutzbarkeit eines breiten Kohlebandes und der integrierten Rauchgasreinigung bei gleichzeitig hohen Wirkungsgraden im Bereich der Kohleverstromung zunehmende Bedeutung beigemessen. Mit dem Heizkraftwerk Cottbus ist kürzlich das erste Heizkraftwerk dieser Art in Deutschland in Betrieb gegangen und wird etwa die Hälfte der Wärmeversorgung von Cottbus übernehmen[1].

---

1 Weltweit sind derzeit 5 Anlagen dieses Kraftwerkstyps in Betrieb (zwei in den USA, zwei in Europa und eine in

Praxis - Beispiele Heizkraftwerk Cottbus:

Im Dezember 1999 hat mit dem Heizkraftwerk Cottbus in Deutschland das erste Heizkraftwerk mit druckaufgeladener Wirbelschichtfgeuerung die Stromerzeugung aufgenommen (P 200 Modul). Brennstoff ist damit der „vveredelte“ Energieträger Wirbelschicht-Braunkohle. Das Kraftwerk ist im Auftrag der Stadtwerke Cottbus durch die Projektgesellschaft VASA Kraftwerke GmbH & Co. Cottbus KG, einer Tochter des schwedischen Energieunternehmens VASA als Bauherr errichtet worden. Generalunternehmen beim Kraftwerksbau war die ABB Kraftwerke AG. Seit Mai 1998 ist das Kraftwerksprojekt aufgrund seines innovativen Charakters als „Projekt EXPO 2000“ registriert.

Mit der Anlage, die ein älteres Kraftwerk am gleichen Standort ersetzt, wird im Verbund mit einer zusätzlichen Wärmelieferung aus dem Braunkohlekraftwerk Jänschwalde der gesamte Fernwärmebedarf der Stadt Cottbus gedeckt.

Die innovative Kraftwerkstechnik zeichnet sich durch eine Kopplung eines Druckwirbelschichtkessels und einer Gasturbine aus. Während der im Druckwirbelschichtkessel erzeugte Dampf in nachgeschalteten Turbinen entspannt wird und zur Stromerzeugung beitrgägt, werden die heißen Verbrennungsgase der Wirbelschicht, in der beim Verbrennungsprozess bereits Kalkstein zur Verhinderung eines SO_2-Bildung zugegeben wird, nach einer Reinigung in einer Multizyklonbatterie einer zweiwelligen Gasturbine zugeführt. Die Gasturbine stellt dadurch die notwendige Energie für die Verdichtung der der Wirbelschicht zugeführten Frischluft zur Verfügung (Prinzip der Druckaufladung). Zudem dienen die Abgase der Gasturbine zur Erwärmung des Speisewassers. Mit Hilfe dieser modernen Kohleverstromungstechnologie wird eine elektrischer Wirkungsgrad von deutlich über 40 % realisiert werden können.

Es bleibt jedoch abzuwarten, ob sich die komplexen Verfahrensschemata wirtschaftlich gesehen gegenüber Fortentwicklungen konventioneller Technik durchsetzen. Ebenso ist noch unklar, ab welcher Leistungsklasse zukünftig eine kommerzielle Anwendung vorstellbar ist.

2.1.5.2 Brennstoffzellen

Brennstoffzellen basieren auf dem Umkehrprinzip der Wasser-Elektrolyse. Aufgrund des elektrochemischen Funktionsprinzips sind sie nicht an die thermodynamischen Grenzen des (Carnot-)Kreisprozesses gebunden und ermöglichen so sehr hohe Wirkungsgrade. Im Bereich der Brennstoffzellentechnologie sind eine Vielzahl unterschiedlicher Systeme zu unterscheiden, die nicht nur aufgrund der Betriebstemperatur und der eingesetzten Elektroden- und Elektrolytmaterialien voneinander abweichen, sondern sich auch für differierende Einsatzgebiete eignen. Im einfachsten Fall werden Wasserstoff und Sauerstoff in unterschiedliche Kammern geführt, die durch einen Elektrolyten getrennt

---

Japan).

sind. Vom Wasserstoff trennen sich Elektronen ab, die von der Anode aufgenommen werden. Der positiv geladene Wasserstoff wandert durch den Elektrolyten hindurch und verbindet sich an der Kathode mit dem Sauerstoff zu Wasser. Dem Wassermolekül fehlt damit ein Elektron, das es über einen äußeren Stromkreis zwischen den beiden Elektroden wieder zugeliefert bekommt. Dadurch entsteht eine Stromfluß und eine elektrische Spannung zwischen Anode und Kathode. Die Spannung einer Zelle liegt unter 1 V, so dass nutzbarer Wechselstrom durch Parallelschaltung vieler Zellen und Nachschaltung eines Wechselrichters entsteht.

Der besondere Vorteil der Brennstoffzellen liegt demnach darin, dass kein Umwandlungsschritt der Erzeugung mechanischer Energie zwischengeschaltet ist und dass hohe elektrische Wirkungsgrade und in bestimmten Zellentypen zugleich hohe Temperaturen um 600°C (MCFC) bzw. 900°C (SOFC) erreicht werden. Das hohe Temperaturniveau ermöglicht prinzipiell eine weitere Aufwertung des Prozesses durch Nachschaltung eines GuD-Prozesses.

Die bisher auf dem Markt erhältlichen Phophorsaure Brennstoffzelle (PAFC gemäß Phosphoric Acid Fuel Cell) erreichen wie die für den Fahrzeugbereich favorisierten Membranbrennstoffzellen (PEM) bsiher elektrische Wirkungsgrade von 36 bis 46% bei Temperaturen von 160 bis 220°C. Gegenüber den im BHKW-Bereich üblicherweise zum Einsatz kommenden Verbrennungsmotoren versprechen die heute auf dem Markt verfügbaren Brennstoffzellen dementsprechend nur vergleichsweise geringfügige Wirkungsgradsteigerungen. In beiden Zellentypen kommt heute Erdgas zur Anwendung. Der Einsatz von Erdgas wird ermöglicht, indem es in einem vorgeschalteten Reformer unter Einsatz von Wasserdampf zu Wasserstoff umgewandelt und vom Kohlenmonoxid getrennt wird.

Im kleinen Leistungsbereich wird insbesondere auf die Hochtemperatur-Brennstoffzellentechnik (Karbonatschmelze-Brennstoffzellen, Kürzel: MCFC gemäß Molten Carbonate Fuel Cell, bzw. oxidkeramische Brennstoffzellen, SOFC gemäß Solide Oxide Fuel Cell) gesetzt, die im Vergleich zu Kleinst-BHKW deutlich höhere elektrische Wirkungsgrade von rund 35 bis 40 % zu erreichen vermag. Entsprechende Entwicklungen laufen derzeit von Sulzer-HEXIS in der Schweiz. Im gleichen Leistungsbereich hat die Firma Vaillant, jedoch auf der Basis einer Membranbrennstoffzelle, ein Markteinführungsprogramm für Anfang diesen Jahrzehntes angekündigt. Zur Zeit befinden sich verschiedene Brennstoffzellen/Brennwerttechnik-Systeme dieses Unternehmens bei Energieversorgungsunternehmen in der Erprobungsphase.

Mit Blickrichtung auf den industriellen Einsatzbereich wird diese Technik zur Zeit noch in Pilotanlagen (300 kW MCFC-Anlage bei der Ruhrgas AG in Dorsten, die von MTU gebaut wurde, 100 kW SOFC-Anlage bei EDB-Elsam in Arnheim, die von Siemens Westinghouse errichtet wurde) erprobt und damit noch ziemlich weit von einer Marktreife entfernt.

Für den Großkraftwerksbereich sind diese Hochtemperaturbrennstoffzellen aber prinzipiell besonders interessant. Mit ihnen scheinen auch in diesem Leistungsbereich langfristig

elektrische Wirkungsgrade jenseits der 60 % bis 70 % realisierbar zu sein. Dies gilt für fossile Brennstoffe - vergleichbar dem GUD-Prinzip - vor allem bei einer Ausnutzung der Abwärme der Zellen sowie des integrierten Reformierungsprozesses durch eine nachgeschaltete Dampfturbine (Winkler 1995)[2]. Neuentwicklungen im Bereich von kleinen Micro-Gasturbinen eröffnen möglicherweise zunehmend auch für den unteren Leistungsbereich Einsatzchancen von gekoppelten Brennstoffzellensystemen (z. B. SOFC-GT) [3].

Die zeitliche Perspektive dieser vielversprechenden KWK-Erzeugungstechnik wird neben einer Lösung von verbliebenen technischen Problemen (z. B. Langzeitstabilität) davon abhängen, wann durch Serienfertigung spezifische Investitionskosten in Bereichen von vergleichbaren Motor-BHKW-bzw. GUD-Anlagen ermöglicht werden.

Bisher liegen nur wenige konkrete Kostendaten für Brennstoffzellen vor. Die am Markt angebotenen phosphorsauren Zellen weisen heute Kosten von rund 5.000 DM/kW_{el} auf. Von den Herstellern werden häufiger aber Zielvorgaben für die Kosten von Brennstoffzellensystemen angegeben. Diese schwanken beispielsweise bei MCFC und SOFC-Brennstoffzellen im Leistungssegment von 1 bis maximal 5 MW zwischen 1.500 und 2.400 DM/kW_{el} (Nitsch 1999, VIK 1999). Sollten diese Zielgrößen erreicht werden, könnten derartige Systeme auch unter Berücksichtigung des höheren Wartungsaufwandes (insbesondere stack-Austausch) mit herkömmlichen KWK-Anlagen konkurrieren.

Mittel- bis langfristig könnte der Durchbruch (Kostendegression) dieser Technik insbesondere dann erreicht werden, wenn

- Synergieeffekte mit den Einsatzmöglichkeiten im mobilen Bereich (Masseneffekt) ausgeschöpft werden können; dies betrifft aus heutiger Sicht vor allem die Membranbrennstoffzellen (PEM)
- sichergestellt wird, dass die notwendige Basis für die Weiterentwicklung und Markteinführung der Brennstoffzellen im stationären Bereich geschaffen wird. Hinsichtlich der aus heutiger Sicht bedeutensten Einsatzmöglichkeiten der Brennstoffzellen im Bereich KWK ist hiermit vor allem die Aufgabe verbunden, in hinreichendem Umfang Standorte für die KWK aufrechtzuerhalten und neue zu erschließen.
- es gelingt mit Kleinst-Systemen mit höheren Stückzahlen den häuslichen Versorgungsbereich zu erschließen und entsprechende Markteinführungsprogramme erfolgreich durchzuführen.

---

2 Die Abwärme der Brennstoffzellen wird dabei in einem Abhitzekessel zur Dampferzeugung genutzt. Wie im GUD-Kraftwerk wird dieser dann in einer nachgeschalteten Dampfturbine unter Verrichtung mechanischer Arbeit entspannt.

3 Die Hochtemperatur-Brennstoffzelle wird dabei unter Druck betrieben und die „Abgase“ des Brennstoffzellenbetriebs in der Gasturbine entspannt.

2.1.6 Übersicht

Nachfolgend werden die wesentlichen Kenndaten unterschiedlicher, heute verfügbarer KWK-Anlagen zusammenfassend gegenübergestellt. Aufgeführt sind in Tabelle 2-4 dabei der Leistungsbereich, der elektrische Netto-Wirkungsgrad, der Gesamtnutzungsgrad (Summe aus thermischem und elektrischem Nutzungsgrad), die Stromkennzahl sowie die einsetzbaren Brennstoffe.

Tabelle 2-4 zeigt, dass für alle KWK-Techniken - in Abhängigkeit der Fernwärmeauskopplung - Gesamtnutzungsgrade in der Größenordnung von bis zu 90 % realisierbar sind. Die einzelnen Anlagenkonzepte unterscheiden sich aber z. T. deutlich in den erreichbaren elektrischen Wirkungsgraden. Während dieser bei erdgasbefeuerten GUD-Kraftwerken und Brennstoffzellen sehr hoch ist, liegt die Stärke der BHKW eher im hohen Gesamtnutzungsgrad. Dieser kann noch erhöht werden, wenn - ähnlich wie bei Heizkesseln heute schon üblich - im verstärkten Maße die Brennwerttechnik genutzt wird[4].

Tabelle 2-4: Charakteristische Kenndaten unterschiedlicher KWK-Techniken

KWK-Anlage	Leistungs-bereich (MW_{el})	elektrischer Nettowirkungs-grad	Gesamt-Nutzungsgrad	Strom-kennzahl	Brennstoffe
BHKW[7] (90-200 °C[3])	0,005-10,0				Erdgas, Diesel,
- Gasmotor		0,25 - 0,38	0,82 - 0,95	0,35 - 0,80	Deponiegas,
- Dieselmotor		0,35 - 0,44	0,75 - 0,90	0,60 - 1,20	Klärgas, Biogas
Gasturbinen-HKW[4] (100 - 500 °C)	1 - 150	0,29 - 0,35	0,80 - 0,85	0,50 - 1,0	Erdgas, Heizöl (HEL); Bio- u. Kohlegas
Dampfturb.-HKW (100 - 300 °C)					Erdgas, Heizöl,
- Gegendruck	5 - 200[2]	0,25 - 0,35	0,80 - 0,92	0,25 - 0,60	Kohlen, Müll,
- Entnahme-Kond.[1]	50 - 800	0,33 - 0,45	0,55 - 0,92	0,80 - 2,50	Biomasse
GuD-HKW (100 - 300 °C)					Erdgas, Heizöl
- Gegendruck	5 - 200	0,35 - 0,43	0,80 - 0,89	0,70 - 1,00	(HEL); Bio-
- Entnahme-Kond.[1]	50 - 800	0,40 - 0,48	0,80 - 0,92	1,00- 1,50	und Kohlegas
Brennstoffzelle					Wasserstoff,
- PEM/PAFC (80 - 160 °C)	0,002 - 1,0	0,35 - 0,45	0,85 - 0,95	0,8 - 1,25	Erdgas,
- MCFC/SOFC (500 - 1000 °C)	0,001 - 500[5]	0,50 - 0,60[6]	0,85 - 0,95	1,25 - 2,0	Deponie-, Klär- und Biogase; Kohlegas

4 Der Einsatz der Brennwerttechnik setzt geringe Vorlauftemperaturen voraus und eignet sich damit vornehmlich für die Objektversorgung.

[1] bei maximaler Fernwärmeauskopplung; im Kondensationsbetrieb sind deutlich höhere Wirkungsgrade zu erreichen; [2] im unteren Leistungsbereich im wesentlichen Anlagen mit zirkulierender Wirbelschichtfeuerung; [3] bei Trennung der Kühlkreisläufe ist auch eine Dampferzeugung möglich [4] bzw. auf Gasturbinen basierende Cheng-Cycle-Anlagen mit erhöhter Flexibilität durch variable Dampfinjektion [5] im Entwicklungsstadium [6] noch höhere Wirkungsgrade bis über 0,70 sind in Kombination mit einer nachgeschalteten Abwärmenutzung (GUD-Prinzip) zu erreichen [7] in Entwicklung und Demonstrationsanwendung befinden sich zudem Stirling-Motoren (90°C)

Die Stromerzeugung von KWK-Anlagen ist abhängig von der Stromkennzahl. Auch hier weisen die in Tabelle 2-4 aufgeführten KWK-Anlagen eine große Bandbreite auf. Sie reicht von 0,35 für kleine BHKW bis zu 2,5 für große Entnahme-Kondensations-Kraftwerke. Während einerseits eine höhere Stromkennzahl zu einem größeren Koppelstromanteil führt, sinkt andererseits der Gesamtnutzungsgrad mit zunehmender Stromkennzahl ab. Bei Entnahmekondensationsanlagen führt dies zu der in Tabelle 2-4 aufgeführten, von der jeweiligen Fahrweise der Anlage abhängenden Bandbreite des Gesamtnutzungsgrades.

In KWK-Anlagen sind eine Vielzahl von Brennstoffen einsetzbar. Für BHKW beschränkt sich der Brennstoffeinsatz im wesentlichen auf gasförmige Brennstoffe. Neben Erdgas sind hier Klär-, Deponie- und Biogas einsetzbar, z. T. kommen aber auch Diesel und biogene flüssige Energieträger (z. B. Rapsöl) zur Anwendung. Erst neuere Konzepte setzen auf die Einbindung von festen Energieträgern als Brennstoff (z. B. Holzgas-BHKW). In Gasturbinen-HKW können sowohl Erdgas als auch leichtes Heizöl zur Befeuerung der Gasturbinenbrennkammer verwendet werden. Dampfturbinen-HKW werden vergleichbar den konventionellen Dampfkraftwerken zumeist mit festen Brennstoffen betrieben. Neben Braun- und Steinkohle kommt dabei in kleineren Kraftwerken oder über eine Zufeuerung auch Biomasse (z. B. Stroh) in Frage. Braunkohle kann sowohl als Rohbraunkohle als auch in getrockneter und aufbereiteter Form als Staub, Brikett oder Granulat eingesetzt werden. Im unteren Leistungsbereich (< 200 MWel) kommen dabei zumeist Kessel mit Wirbelschichtfeuerungen (im unteren Leistungsband stationäre und im oberen Leistungsband zirkulierende Wirbelschicht), in wenigen Fällen auch Rostfeuerungen zum Einsatz. Besonders hohe Wirkungsgrade ermöglicht dabei der Einsatz der Druckwirbelschichttechnik (vgl. Heizkraftwerk Cottbus). In Wirbelschichtanlagen können minderwertige Kohlen verwendet werden und die Umweltauflagen zugleich ohne aufwendige nachgeschaltete Rauchgasreinigungen eingehalten werden. Größere Anlagen verfügen demgegenüber in der Regel über Trocken-staubfeuerungen. Im unteren Leistungsbereich haben Rost- und Staubfeuerung dagegen Kostennachteile, weil sie dem Kessel nachgeschaltete Rauchgasreinigungsanlagen benötigen.

Darüber hinaus kommen heute Kombi- und Verbundkraftwerke zum Einsatz. Während im Kombikraftwerk die Rauchgase der erdgasbefeuerten Gasturbine als Verbrennungsluft einem konventionellen Dampferzeuger zugeführt werden, ist bei der Verbundvariante ein Parallelbetrieb von Gasturbine und Dampferzeuger vorgesehen.

Über das klassische GUD-Konzept (Gasturbinen mit Abhitzekessel und nachgeschalteter Dampfturbine) hinaus, sind weitere Kraftwerkskonzepte mit Gasturbinen auch auf der Basis fester Brennstoffe verfügbar bzw. derzeit in der Entwicklung. Diese zunächst für die reine Kondensationsstromerzeugung entwickelten bzw. vorgesehenen Konzepte (z. B. Integrated Coal Gasification Combined Cycle (IGCC), Kombikraftwerk mit integrierter Braunkohlevergasung (Kobra)) weisen mit einem Wirkungsgradpotential von über 50 % deutlich höhere Wirkungsgrade auf als die herkömmlichen Dampfkraftwerke. Sie sind problemlos auch als Heizkraftwerk im Gegendruckbetrieb oder mit Entnahme-Stutzen als Entnahme-Kondensationskraftwerk ausführbar.

Über die bisher diskutierten, auf den Brennstoffen Braun- oder Steinkohle basierenden, Konzepte hinausgehend, sind mittel- bis langfristig auch Kohlekonzepte auf der Basis von BHKW oder Brennstoffzellen denkbar. Diese würden als Voraussetzung eine Umwandlung der festen Brennstoffe in gasförmige Brennstoffe (Vergasung) erfordern. Die Vergasungsanlagen könnten dabei entweder direkt den Kraftwerken zugeordnet sein oder das Gas in dezentral verteilte Anlagen liefern. Letzteres würde umfangreiche Verteilungssysteme für das Kohlegas (über Teileinspeisung in das Erdgasnetz oder separate Leitungen) und in Abhängigkeit des erzielbaren Methan- und Kohlenmonoxidgehaltes des Kohlegases, u. U. Modifikationen an den bestehenden Leitungssystemen erfordern. Gleichermaßen wären aber auch andere Brennstoffe in Brennstoffzellen einsetzbar (z. B. Erdgas, Methanol).

Während Kohle (aufgrund des ohnehin hohen Temperaturniveaus durch die integrierte Kohlevergasung) vor allem für den Einsatz in Hochtemperatur-Brennstoffzellen interessant ist, kann Erdgas auch in Nieder- und Mitteltemperaturbrennstoffzellen eingesetzt werden. Diese dürften mit zunehmendem Entwicklungsstand vor allem als BHKW zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung verwendet werden können. Zusätzliche Anwendungen für Hochtemperaturbrennstoffzellen können sich aber auch in der dezentralen Wärmeversorgung von Ein- und Mehrfamilienhäusern ergeben. Verschiedene Brennstoffzellen-/Brennwert-Kombinationen befinden sich derzeit bereits in der Erprobung.

Weitere und zukünftig besonders interessante Nutzungsmöglichkeiten stellt auch der Einsatz von Restbrennstoffen aus der Industrie dar (in der Regel fallen diese als niederkalorische Abfall- oder Produktgase an, z. B. bei der Formaldehydherstellung ein Mischgas aus N_2 und H_2, Gichtgase, Synthesegase (CO, H_2)). Mit leichten Modifikationen (insbesondere hinsichtlich der Vermeidung thermischer NO_X-Bildung[5]) und u. U. der Verwendung von Brennstoffzusätzen sind diese dann vor allem in Gasturbinen- und GUD-Kraftwerken einsetzbar. Interessant sind diese Optionen vor allem für Länder mit einem Leistungsdefizit, in denen auf der Basis des billigen Restbrennstoffs einfache Anlagen (niedrige Dampfparameter) schnell errichtet werden können. Erste Anlagen dieser Art sind bereits in Betrieb. In China wird beispielsweise in Shunde ein

5 Häufig sind bei der Verbrennung von Industrieabgasen höhere Verbrennungstemperaturen notwendig mit entsprechenden Problemen hinsichtlich der thermischen NOx-Bildung (vgl. Klingemann, 1997).

GUD-Kraftwerk mit einer ABB-Gasturbine und einer installierten Leistung von insgesamt 280 MW auf der Basis eines Restöles erfolgreich betrieben.

2.2 Charakteristische KWK-Anlagen in verschiedenen Anwendungsbereichen

Ausgehend von der allgemeinen Beschreibung der KWK-Prinzipien werden im folgenden typische Anwendungsfälle in den maßgeblichen Bereichen dargestellt. Grundsätzlich sind KWK-Anlagen zwar vielfältig, d. h. über Verbrauchergruppen hinweg, einsetzbar, aufgrund der jeweiligen Besonderheiten ist es aber dennoch sinnvoll zwischen dem Einsatzgebiet in der kommunalen und öffentlichen Energiewirtschaft (unter denen hier auch dezentrale Anwendungen in der Objektversorgung subsummiert werden) und der industriellen KWK zu unterscheiden. Maßgeblich hierfür ist z. B., dass in der Industrie häufig gesonderte Anforderungen gestellt werden (z. B. höheres Temperaturniveau) oder spezielle Randbedingungen (z. B. Strom- und Brennstoffpreisgestaltung, kurzfristigere Amortisationserwartungen) vorliegen.

Für die jeweiligen in den Anwendungsbereichen identifizierten typischen Anlagen werden dabei neben den ökonomischen Schlüsselparametern (z. B. resultierende Stromgestehungskosten) auch ökologische Vergleichsrechnungen angestellt. Unabhängig von der in Kapitel 4 zu klärenden Frage nach dem geeigneten Qualitätsstandard für die KWK wird dazu in diesem Kapitel zunächst der sogenannte Substitutionswirkungsgrad verwendet (zur Definition und zur Verwendung siehe Exkurs). Dieser für die KWK ausweisbare Wirkungsgrad beschreibt die Effizienz der Brennstoffausnutzung für die Stromerzeugung der Anlage und ist - dies macht ihn sehr anschaulich - damit direkt vergleichbar mit den häufig bekannteren elektrischen Wirkungsgraden von Kondensationskraftwerken.

Exkurs: Definition und Verwendung des Substitutionswirkungsgrades

Für die Bestimmung des Substitutionswirkungsgrades wird die sogenannte Wärmegutschriftmethode angewendet. Dabei wird bestimmt wieviel Brennstoff zusätzlich (gg. einer alternativen reinen Wärmeerzeugung) für die Stromerzeugung in der KWK-Anlage benötigt wird. Den Substitutionswirkungsgrad kann man dementsprechend auch als den „eigentlichen (rechnerischen) elektrischen Wirkungsgrad des Koppelprozesses beschreiben“. Dieser Wert ist dann direkt vergleichbar mit dem Wirkungsgrad von herkömmlichen reinen stromerzeugenden Kraftwerken und bestimmt sich nach folgender Formel.

$$\eta_{Subst} = \frac{\eta_{el}}{1 - (\eta_{ges} - \eta_{el}) / \eta_{Ek}} = \frac{W_{el}}{(W_{Br} - Q / \eta_{Ek})}$$

mit: η_{Subst} = Substitutionswirkungsrad

η_{el} = elektrischer Wirkungsgrad

η_{ges} = gesamter Nutzungsgrad

η_{Ek} = Nutzungsgrad eines durchschnittlichen Heizungskessels

W_{Br} = gesamter Brennstoffbedarf

Q = bereitgestellte Wärmemenge

W_{el} = erzeugte elektrische Arbeit

Mit entsprechender Methodik lassen sich auch die spezifischen CO2-Emissionen der Stromerzeugung von KWK-Anlagen berechnen. Auch diese sind direkt mit denjenigen von Kondensationskraftwerken vergleichbar.

$$E_{CO2} = \frac{W_{Br} * E_{CO2,BR} - Q * E_{CO2,EK}}{W_{el}}$$

mit: $E_{CO2,Br}$ = spezifischer Emissionsfaktor des Brennstoffs

$E_{CO2,Ek}$ = spezifischer Emissionsfaktor des Heizungskessels

W_{Br} = gesamter Brennstoffbedarf

Q = bereitgestellte Wärmemenge

W_{el} = erzeugte elektrische Arbeit

2.2.1 Kommunale und öffentliche Energiewirtschaft (inkl. Objektversorgung)

Im öffentlichen und kommunalen Bereich handelt es sich überwiegend um Niedertemperaturanwendungen zur Raumheizung und Warmwasserbereitung. In einigen Fällen (z.B. Stuttgart, Mannheim) kommt auch eine Versorgung mit Prozesswärme bzw. Prozessdampf für Industriebetriebe hinzu. Je nach Größe des Wärmebedarfs kommen unterschiedliche Anlagenkonzepte mit unterschiedlichen Wirkungsgraden zum Einsatz. Wie bereits dargestellt, wird der Neubau von Dampfturbinen-Heizkraftwerke zukünftig voraussichtlich keine nennenswerte Bedeutung mehr haben und auch der Einsatz von reinen Gasturbinen-Heizkraftwerken, deren Vorteil hoher Abwärmetemperaturen hier nicht genutzt werden kann, ist vermutlich für die öffentliche Fernwärmeerzeugung auf absehbare Zeit ohne größere Bedeutung.

Für die folgenden Betrachtungen wird daher davon ausgegangen, dass für kleinere Wärmebedarfe vorrangig Motor-Blockheizkraftwerke (die dann im späteren Zeitverlauf ggf. sukzessive durch Brennstoffzellensysteme ersetzt werden) und für größere Wärmebedarfe GuD-Anlagen zum Einsatz kommen werden. Um die Kostenstruktur und die ökologischen Effekte zu verdeutlichen, werden 5 unterschiedliche Anlagengrößen miteinander verglichen:

- BHKW mit 1 x 50 kW_e/100 kW_{th}

- BHKW mit 2 x 200 kW_e/318 kW_{th}
- BHKW mit 2 x 1000 kW_e/1263 kW_{th}
- GuD-Anlage mit 20 MW_e/20,9 MW_{th}
- GuD-Anlage mit 100 MW_e/91,3 MW_{th}

Außerdem wird zu Vergleichszwecken ein mit Importkohle betriebenes Kohle-HKW ergänzt, das eine Leistung von 150 MW_e und 240 MW_{th} aufweist.

Es wird in der ökonomischen Betrachtung für sämtliche Beispiele eine Betreiberschaft durch ein EVU im Rahmen von Nah/Fernwärmesystemen unterstellt. Auf die Darlegung der stets individuellen Voraussetzungen der in einzelnen Objekten (Krankenhäuser, Schwimmbäder, Hotels, große Verwaltungsgebäude etc.) eingesetzten BHKW, die meist der unteren Leistungsklasse entsprechen und durch Verdrängung von Strombezug eine günstigere Stromerlösbasis aufweisen, muss hier mit Bezug auf den vorhergehenden Hinweis verzichtet werden.

2.2.1.1 Ökonomische Bewertung

Die Investitionsabschätzung des kleinen und mittleren BHKWs basiert auf bestehenden Anlagen. Das große BHKW wird in Anlehnung an das „Standard-BHKW“ gerechnet, das von den Stadtwerken Lemgo geplant und umgesetzt wurde und von der Energieagentur Lippe auf dem Markt angeboten wird. Zur Vermeidung von kurzen Taktzeiten ist in den Investitionen für die BHKW ein Wärmespeicher berücksichtigt. Das einmodulige Standard-BHKW der Energieagentur Lippe, das hier in leicht abgewandelter Form (als zweimodulige Anlage) berücksichtigt wird, beinhaltet in seiner Grundversion sogar einen drucklosen Wärmespeicher mit 75 m^3 Volumen. Bei dieser Speicherdimensionierung werden nicht nur kurze Taktzeiten vermieden, sondern insbesondere in den Übergangs- und Sommermonaten stromgeführte Fahrweisen ermöglicht. Es entspricht dem empfohlenen Konzept der Energieagentur Lippe, die BHKW-Module u. U. (d.h. in Abhängigkeit von den Stromlieferverträgen für den Zusatzstrombezug) für die volle erforderliche Heizleistung auszulegen. Dies führt zu lediglich 1500 bis 2000 Benutzungsstunden der Module pro Jahr. Das Konzept ist auch in ökologischer Hinsicht als günstig zu beurteilen, weil die hohe Auslegung tendenziell zu Modulen mit höherem elektrischen Wirkungsgrad führt als die herkömmliche Auslegung und weil kaum noch Spitzenkesseleinsatz erforderlich ist. Die Speicherverluste sind demgegenüber als gering einzustufen. Allerdings wird der ökologische Zusatzeffekt möglicherweise dadurch gemindert, weil der Zwang zur lang anhaltender Abdeckung des elektrischen Leistungsbedarfs unter Umständen auch mit mehr oder weniger kurzen Notkühler-Betriebsphasen verbunden sein kann. Denn der Stromerlös basiert bei diesem Konzept eher auf einer Kürzung des Leistungsbezuges als auf einen Ersatz von bezogener Stromarbeit, der beispielsweise bei einer jährlichen Benutzungsdauer von 5000 h/a im Vordergrund steht.

Die Annahmen für die GuD-Anlagen beruhen auf eigenen Einschätzungen. Für alle Anlagen wird eine Vollbenutzungsdauer von 5000 h/a unterstellt.

Aus den Betriebserfahrungen bestehender BHKW-Anlagen lassen sich Lebensdauern von 80.000 h für kleinere und mittlere Anlagen sowie 90.000 h für große Anlagen herleiten. Daraus ergeben sich bei einer Vollbenutzungsdauer von 5.000 h/a Nutzungsdauern von 16 bzw. 18 Jahren. Bei dem Ansatz der Energieagentur Lippe, der auf eine hohe Stromleistungsgutschrift abzielt und zu einer wesentlich kürzeren jährlichen Benutzungsdauer führt, wird die Lebensdauer der Anlage eher durch die der peripheren Anlagen bestimmt als durch die Lebensdauer der Module.

Die Nutzungsdauer der in erster Linie durch die Lebensdauer der Gasturbinen bestimmten GuD-Anlagen wird für eine 20 MW_e-Anlage im Bereich von 90.000 h und für eine 100 MW_e-Anlage im Bereich von 120.000 h gesehen, was bei einer Vollbenutzungsdauer von 5.000 h/a einer Nutzungsdauer von 18 bzw. 24 Jahren entspricht. Dieser Ansatz ist gerechtfertigt, da die wesentlichen Teile der Turbinen im Rahmen der Wartung in bestimmten Intervallen vollständig ausgetauscht werden und die Nutzungsdauer somit eher von Peripheriegeräten abhängt.

Bei den Gaspreisen wird unterschieden zwischen Kraftwerksgas und Kommunalgas. Das kleine und das mittlere BHKW werden mit Kommunalgas, die übrigen Anlagen mit einer elektrischen Leistung oberhalb von 1 MW mit Kraftwerksgas betrieben. Für eine volkswirtschaftliche Betrachtung sind die in den Kosten enthaltenen Steuern herauszurechnen. Es wird angenommen, dass die in dem Anforderungskatalog dieser Untersuchung (vgl. Anhang) genannten Preise, die vor dem Inkrafttreten des Ökosteuergesetzes geltende Erdgassteuer von 0,36 Pf/kWh_{Hu} enthalten. Unter dieser Voraussetzung beträgt der für die volkswirtschaftlichen Betrachtungen anzusetzende finanzmathematische Durchschnittspreis von Kraftwerksgas für die Zeit von 1997 bis 2010 22 DM/MWh_{HU}. Der Preis für Kommunalgas wurde 30 % höher angesetzt und beträgt entsprechend 29 DM/MWh_{HU}.

Für die betriebswirtschaftliche Betrachtung sind für die KWK-Anlagen ebenfalls ohne Berücksichtigung der Mehrwertssteuer 22 DM/MWh_{HU} für Kraftwerksgas und 29 DM/MWh_{HU} für Kommunalgas anzusetzen, weil diese bei einem Gesamtnutzungsgrad von über 70% von der Erdgassteuer befreit sind. Für die alternative ungekoppelte Wärmeerzeugung ist dagegen die Erdgassteuer in Höhe von 6,80 DM/(MWh Brennstoff) zu berücksichtigen. Der Wärmeerlös der KWK-Anlagen enthält damit bei betriebswirtschaftlicher Betrachtung einen steuerlichen Aufschlag von 6,80 DM/MWh / 0,9 = 7,56 DM/MWh. Zudem wird in der betriebswirtschaftlichen Rechnung von höheren Zinssätzen (8,9 % satt 4 % bei der volkswirtschaftlichen Betrachtung) und typischen Amortisationszeiten zwischen 10 und 15 Jahren statt eines stetigen Kapitalrückflusses bis zum Ende der technischen Lebensdauer ausgegangen.

Da unterstellt wurde, dass die betrachteten KWK-Anlagen durchgängig von Energieversorgungsunternehmen betrieben werden, kommt selbst bei den beiden kleinen BHKW-Anlagen, deren Leistung unter 2 MW_e liegt, keine Stromsteuerbefreiung in Höhe

von 2 Pf/kWh zum Tragen. Diese Entlastung würde nur bei Eigenerzeugung durch Verbraucher und allenfalls bei Contractinglösungen greifen.

Für Importkohle errechnet sich ein finanzmathematisches Mittel zwischen den Preisen, die für 1997 und 2010 im Anforderungsprofil vorgegeben sind, von 10,52 DM/MWh (78,85 DM/t bei Hu=7,5 kWh/kg).

Als Wärmegutschrift werden die vermiedenen Brennstoffkosten in einem zentralen Erdgaskessel angesetzt. Die vermiedenen Brennstoffkosten ergeben sich aus der Wärmeproduktion der KWK-Anlage zuzüglich der Kesselverluste in Höhe von 10 %. Die Kapital- und sonstigen Betriebskosten der zentralen Heizkesselanlage sind also nicht in die Betrachtung einbezogen worden. Auf einen direkten Vergleich zur dezentralen Wärmeerzeugung wird hier ebenfalls verzichtet, weil die damit erforderliche Einbeziehung der Fernwärme- bzw. Gasverteilungssysteme von Fall zu Fall sehr unterschiedlich aussehen kann bzw. weil durchschnittliche Verhältnisse nur anhand von umfangreichen siedlungstypologischen Unterteilungen darzustellen sind. Dementsprechend wird hier vereinfachend davon augsgegangen, dass die Mehraufwendungen für die Wärmetransport- und -verteilungssysteme durch die eingesparten Kapitalkosten der Kessel gedeckt werden können.

Für den Gaspreis wird der Einsatz von Kommunalgas unterstellt. Die geringere Ausnutzungsdauer der Gasleistung des Kessels und ein daraus in der Realität resultierender etwas höherer Preis für den Erdgaseinsatz in einem Heizkessel – und damit auch eine etwas höhere Wärmegutschrift - wird vernachlässigt.

Die laufzeitabhängigen Wartungskosten der BHKW-Module bzw. Gasturbinen entsprechen den derzeitigen Herstellerangaben. Instandhaltungskosten für sonstige Anlagekomponenten werden mit pauschal 1,5 % der Investitionskosten angesetzt. Diese entspricht einem Mittelwert, wenn man die Einzelkomponenten nach VDI 2067 berücksichtigt. Bedienungskosten werden in Abhängigkeit von der Anlagengröße zwischen 1 und 3 % der Gesamt-Investitionskosten angesetzt und die Kosten für Verwaltung und Versicherung zusammen mit pauschal 1 %.

Für das Kohle-HKW sind Kosten für Wartung, Instandhaltung und Versicherung von 2,5%/a der Gesamtinvestition, Kosten für Hilfs-, Betriebsstoffe und Entsorgung von 2,50 DM/(MWh Brennstoff) und Bedienungskosten berücksichtigt worden, die einen Personalbedarf von etwa 75 Personen á 80.000 DM/a beinhalten. Das HKW würde in einem (hier nicht betrachteten) Kondensationsbetrieb einen Netto-Vollast-Wirkungsgrad von 41,5% aufweisen. Auf eine detaillierte Betrachtung der für die Reservehaltung anfallenden Kosten wurde hier aus Gründen der Einfachheit ebenfalls verzichtet, da sie sehr stark von jedem Einzelfall abhängen. Entscheidend ist erstens beispielsweise wieviel Leistung wirklich für Ausfallereignisse reserviert werden muss, welche Charakteristik in Abhängigkeit von Wartungsverträgen und Leistungsklassen zu erwarten ist etc. und zweitens befinden sich die Dinge im Umbruch:

- die neue Verbändevereinbarung für Netznutzungsentgelte enthält in § 2.3.2 eine Grundsatzregelung zur Vorhaltung von Reservenetzkapazität in der leistungspreisbestimmende Gleichzeitigkeitsfaktoren in Abhängigkeit von der vereinbarten Dauer der möglichen Inanspruchnahme definiert werden. Pauschal läßt sich aussagen, dass Netzkosteneinsparungen der KWK etwa um ein Drittel vermindert werden, falls die volle elektrische Leistung der KWK-Anlage abgesichert werden soll,
- im Gegensatz dazu werden die Preise der Reserveerzeugung bislang noch durch bilaterale Verträge geregelt
- in absehbarer Zeit wird es zudem voraussichtlich einen Spotmarkt geben, der einen kostengünstigen Bezug von Reservestrom ermöglichen wird.

Exkurs: Charakterisitische außerplanmäßige Ausfälle von KWK-Anlagen

- für BHKW-Anlagen unter 100 kWe ist mit häufigen Ausfällen von 40 bis 60 mal pro Jahr zu rechnen, wobei es sich überwiegend um kurzfristige Ausfälle (π bis 1 Stunde) handelt und daneben auch einige Fälle mit längerem Ausfall aufgrund vor Ort fehlenden Fachpersonals auftreten.

- für BHKW-Anlagen von 100 bis 500 kWe liegt die Häufigkeit mit 20 bis 40 Fällen pro Jahr immer noch recht hoch, dafür handelt es sich seltener um Langzeitausfälle

- für BHKW-Anlagen über 500 kWe ist die Häufigkeit mit 5 bis 20 Fällen pro Jahr eher gering und Langzeitausfälle kommen selten vor (übliches Spektrum (π bis 6 Stunden)

- für Gasturbinenanlagen bis 10 MWe ist die Häufigkeit mit 5 bis 10 Fällen pro Jahr gering, aber dafür treten häufiger Langzeitausfälle von einigen Stunden bis zu mehreren Tagen auf

- für Gasturbinenanlagen von 10 bis 50 MWe ist die Häufigkeit mit 0 bis 5 Fällen pro Jahr sehr gering, aber dafür treten häufiger Langzeitausfälle von einigen Stunden bis zu mehreren Tagen auf

- für große Gasturbinen- und Dampfturbinenanlagen ebenso wie für GuD-Anlagen ist ebenfalls von einer geringen Ausfallhäufigkeit von längerer Dauer auszugehen.

Unter den Bedingungen der vorherigen Netzkosten-Verbändevereinbarung sah die RWE Energie AG folgende Regelung vor: Zur Kompensation kurzzeitiger Ausfälle wird ein jährlich wirksamer Vertrag für die Minutenreserve abgeschlossen, bei dem in jedem Fall 10 DM/(kW x a) für die abzusichernde Leistung zu zahlen sind. Bis zu 10 Ausfälle von maximal einer Viertel Stunde sind damit abgedeckt. Es müssen dann nur die geringen Arbeitspreise von 6 Pf/kWh zu HT-Zeiten und 4 Pf/kWh zu NT-Zeiten zusätzlich gezahlt werden. Jede zusätzliche Inanspruchnahme führt bei kurzzeitigen Ausfällen zu einer Erhöhung des für die Durchleitung zu entrichtenden Leistungspreises um 0,65 DM/(kW x a). Reservefälle von über einer Stunde fallen aus der Minutenreserve-Regelung heraus und sind gemäß den Tarifen zu bezahlen, die für den "Ausgleich von Fahrplanabweichungen" festgelegt sind. Hierbei führt ein Mehrbezug von bis zu 5% und 100 h/a lediglich zum Ansatz der o. g. Arbeitspreise und bei Mehrbezug über 5% zu einem Leistungspreis von 27 DM/(kW x a). Ohne dass die Regelungen der RWE Energie AG in Anlehnung an die neue Verbändevereinbarung betrachtet werden konnte, kann davon ausgegangen werden, dass sich die Bedingungen per Saldo demgegenüber kaum geändert haben dürften.

Aus der Vielzahl der zu berücksichtigenden einzelfallspezifischen Faktoren ist zu erkennen, dass für den Reservestrombezug schwerlich eine pauschale Abminderung der errechneten Netzkosteneinsparung herzuleiten ist.

Auf der Basis der o.g. Ansätze sind die Stromgestehungskosten der einzelnen Varianten bestimmt worden. Tabelle 2-5 beinhaltet die detaillierten Berechnungen für die volkswirtschafliche Betrachtung (Zinssatz 4 %, Abschreibung über Lebensdauer) und

Tabelle 2-6 für die betriebswirtschaftliche Betrachtung (Zinssatz 8,9 %, Abschreibungszeitraum 10 Jahre gemäß Vorgaben im Anforderungskatalog bzw. in der halben Lebensdauer bei den beiden großen HKW, entsprechend 12 und 15 Jahre).

Tabelle 2-5: Stromgestehungskosten bei volkswirtschaftlicher Betrachtungsweise

Variante	**BHKW**	**BHKW**	**BHKW**	**GuD**	**GuD**	**Kohle-HKW**
Parameter	1x50 kW	2x200 kW	2x1000kW	20 MW	100 MW	150 MW
Zinssatz [%/a]	4	4	4	4	4	4
Nutzungsdauer [a]	16	16	18	18	24	30
Annuität [%/a]	8,582	8,582	7,899	7,899	6,559	5,783
Gas-/Kohlepreis [DM/MWh]	29	29	22	22	22	10,5
spez. Wärmegutschrift [DM/MWh]	32,2	32,2	32,2	32,2	32,2	32,2
Wartung [DM/MWh]1	35	25	15	12	10	7,60
Wartung sonst.Technik [%/a der Investitionskosten]	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	2,5
Bedienung [%/a der Investitionskosten]	3	2	1	1	1	1,4
Verwalt./Versich. [%/a der Investitionskosten]	1	1	1	1	1	1
Daten der KWK-Anlagen						
Anzahl der Einheiten	1	2	2	1	1	1
el. Leistung pro Einheit [kW]	50	200	1000	20000	100000	150000
el. Wirkungsgrad	30%	34%	38%	43%	46%	33%
th. Wirkungsgrad	60%	54%	48%	45%	42%	53%
th. Leistung pro Einheit [kW]	100	318	1263	20930	91304	240909
Brennst.-Leist.-Bedarf [kW]	167	1176	5263	46512	217391	454545
Vollbenutzungsdauer [h/a]	5000	5000	5000	5000	5000	5000
Stromproduktion [MWh/a]	250	2000	10000	100000	500000	750000
Wärmeproduktion [MWh/a]	500	3176	12632	104651	456522	1204545
Gas/(Kohle)bedarf [MWh/a]	833	5882	26316	232558	1086957	2272727
Investitionen						
spez. Investitionen [DM/kW]	3500	2500	1500	1200	900	2900
Investitionen gesamt [DM]	175000	1000000	3000000	24000000	90000000	435000000
davon KWK-Module [DM]	105000	600000	1800000	14400000	54000000	
davon sonst. Technik [DM]	70000	400000	1200000	9600000	36000000	
Kostenrechnung						
Kapitalkosten [DM/a]	15018	85820	236980	1895840	5902815	25156093
Gas/Kohlekosten [DM/a]	24167	170588	578947	5116279	23913043	23863636
Wartungskosten BHKW [DM/a]	8750	50000	150000	1200000	5000000	5700000
Wartungskosten sonst.Technik [DM/a]	1050	6000	18000	144000	540000	10875000
Bedienung [DM/a]	5250	20000	30000	240000	900000	6090000
Verwaltung/Versicherung [DM/a]	1750	10000	30000	240000	900000	4350000
Summe Kosten [DM/a]	55985	342408	1043927	8836119	37155858	76034729
Erlöse Wärme [DM/a]	16111	102353	407018	3372093	14710145	38813131
Stromgestehungskosten [DM/a]	39874	240055	636910	5464026	22445713	37221598
spez. Stromgestehungs-Kosten. [Pf/kWh]	**15,9**	**12,0**	**6,4**	**5,5**	**4,5**	**5,0**

[1] Für das Kohle-HKW sind die Wartungskosten im Posten "Wartung sonst.Technik" enthalten, in dieser Zeile sind Kosten f. Hilfs-, Betriebsstoffe und Entsorgung von 2,50 DM/MWh_{Br} berücksichtigt; in sämtlichen Kostenangaben ist keine Mehrwertsteuer enthalten.

Tabelle 2-6: Stromgestehungskosten bei betriebswirtschaftlicher Betrachtungsweise

Variante	**BHKW**	**BHKW**	**BHKW**	**GuD**	**GuD**	**Kohle-HKW**
Parameter	1x50 kW	2x200 kW	2x1000kW	20 MW	100 MW	150 MW
Zinssatz [%/a]	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9
Nutzungsdauer [a]	10	10	10	10	12	15
Annuität [%/a]	15,513	15,513	15,513	15,513	13,895	12,333
Gas-/Kohlepreis [DM/MWh]1	29	29	22	22	22	10,5
spez. Wärmegutschrift [DM/MWh]2	39,8	39,8	39,8	39,8	39,8	39,8
Wartung [DM/MWh]3	35	25	15	12	10	7,60
Wartung sonst.Technik [%/a der Investitionskosten]	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	2,5
Bedienung [%/a der Investitionskosten]	3	2	1	1	1	1,4
Verwalt./Versich. [%/a der Investitionskosten]	1	1	1	1	1	1
Daten der KWK-Anlagen						
Anzahl der Einheiten	1	2	2	1	1	1
el. Leistung pro Einheit [kW]	50	200	1000	20000	100000	150000
el. Wirkungsgrad	30%	34%	38%	43%	46%	33%
th. Wirkungsgrad	60%	54%	48%	45%	42%	53%
th. Leistung pro Einheit [kW]	100	318	1263	20930	91304	240909
Brennst.-Leist.-Bedarf [kW]	167	1176	5263	46512	217391	454545
Vollbenutzungsdauer [h/a]	5000	5000	5000	5000	5000	5000
Stromproduktion [MWh/a]	250	2000	10000	100000	500000	750000
Wärmeproduktion [MWh/a]	500	3176	12632	104651	456522	1204545
Gas/(Kohle)bedarf [MWh/a]	833	5882	26316	232558	1086957	2272727
Investitionen						
spez. Investitionen [DM/kW]	3500	2500	1500	1200	900	2900
Investitionen gesamt [DM]	175000	1000000	3000000	24000000	90000000	435000000
davon KWK-Module [DM]	105000	600000	1800000	14400000	54000000	
davon sonst. Technik [DM]	70000	400000	1200000	9600000	36000000	
Kostenrechnung						
Kapitalkosten [DM/a]	27149	155135	465405	3723238	12505314	53647441
Gas/Kohlekosten [DM/a]	24167	170588	578947	5116279	23913043	23863636
Wartungskosten [DM/a]	8750	50000	150000	1200000	5000000	5700000
Wartungskosten sonst.Technik [DM/a]	1050	6000	18000	144000	540000	10875000
Bedienung [DM/a]	5250	20000	30000	240000	900000	6090000
Verwaltung/Versicherung [DM/a]	1750	10000	30000	240000	900000	4350000
Summe Kosten [DM/a]	68115	411723	1272352	10663517	43758358	104526078
Erlöse Wärme [DM/a]	19889	126353	502456	4162791	18159420	47914141
Stromgestehungskosten [DM/a]	48226	285370	769896	6500726	25598937	56611936
spez. Stromgestehungs-Kosten. [Pf/kWh]	**19,3**	**14,3**	**7,7**	**6,5**	**5,1**	**7,5**

[1] Da der Gesamtnutzungsgrad über 70% liegt, fällt in allen Fällen keine Erdgassteuer an; [2] beim zentralen Erdgasheizkessel, der als alternative Wärmeerzeugungsbasis gewählt wurde, fällt Erdgassteuer in Höhe von 6,80 DM/(MWh Brennstoff) an; [3] siehe Fußnote in Tabelle 2-5.

Tabelle 2-6 zeigt in einer Übersicht die ermittelten Stromgestehungskosten der betrachteten Varianten für die volkswirtschaftliche und für die betriebswirtschaftliche Betrachtung. Der Unterschied zwischen beiden Betrachtungen fällt um so größer aus je kleiner die Anlage ist, da die spezifischen Investitionskosten mit abnehmender Anlagengröße stark ansteigen. Der auffällig große Unterschied zwischen mittleren und großen BHKW resultiert u.a. aus der Annahme, dass das große BHKW mit Kraftwerksgas betrieben wird. Die Stromgestehungskosten, die sich beim großen BHKW auf der Basis

von 2000 Benutzungsstunden pro Jahr gemäß der Auslegungsempfehlung der Energieagentur Lippe sowie auf der Basis von Kommunalgas ergeben würden, sind in der Tabelle 2-7 als Sensitivitätsrechnung enthalten.

Tabelle 2-7: Stromgestehungskosten der KWK-Anlagenbeispiele

Stromgestehungskosten in Pf/kWh	BHKW 1 x 50 kW	BHKW 2 x 200 kW	BHKW 2 x 1000 kW	GuD 20 MW	GuD 100 MW	Kohle 150 MW
Volkswirt. Betrachtung	**15,9**	**12,0**	**6,4**/10,7/8,2 [1]	**5,5**	**4,5**	**5,0**
Betriebswirt. Betrachtung	**19,3**	**14,3**	**7,7**/15,9/9,5 [2]	**6,5**	**5,1**	**7,5**
[1] 3 Ergebnisse: [Kraftwerksgas] / [Kraftwerksgas und nur 2000 Bh/a sowie 20 a] / [Kommunalgas]; [2] 3 Ergebnisse: [Kraftwerksgas] / [Kraftwerksgas und nur 2000 Bh/a sowie 10 a] / [Kommunalgas]						

Die Stromgestehungskosten für die Auslegung der 2 x 1000 kW-Module, für die lediglich 2000 Bh/a unterstellt werden, liegen zwar bei volkswirtschaftlicher Betrachtung 75% und in der betriebswirtschaftlichen Rechnung sogar 112% über denen typischer herkömmlicher Auslegung (5000 Bh/a). Es ist aber zu berücksichtigen, dass das auf hohe Auslegung in Verbindung mit einem großen Wärmespeicher basierende Konzept auf der Grundlage steht, den externen Leistungsbezug zu begrenzen bzw. gezielt höher vergüteten Strom zu erzeugen. Schon bei einer Leistungsvergütung für die installierte Leistung von

(2000 h/a x 2000 kW x 0,107 DM/kWh) / 2000 kW = 214 DM/(kW x a)

würde die Anlage aus volkswirtschaftlicher Sicht ein ausgeglichenes Ergebnis aufweisen, ohne dass eine Vergütung für die erzeugte Strommenge hinzukäme. Bei einem Erlös für die Stromerzeugung von 4 Pf/kWh wäre eine Leistungsvergütung von 134 DM/(kW x a) ausreichend. In bezug auf die betriebswirtschaftliche Betrachtung lauten die entsprechenden Zahlen 318 DM/(kW x a) bzw. 238 DM/(kW x a).

Wenn bei dem großen BHKW das um 30% teurere Kommunalgas anstelle von Kraftwerksgas berücksichtigt wird, fallen die Stromgestehungskosten etwa um 2 Pf/kWh höher aus.

In Tabelle 2-8 wird im Rahmen weiterer Sensitivitätsbetrachtungen untersucht, welche Effekte ungünstigere Voraussetzungen auf die Stromgestehungskosten der KWK-Systeme ausüben.

Tabelle 2-8: Sensitivitätsanalysen bzgl. der Stromgestehungskosten der ausgewählten KWK-Beispiele

Sensitivitätsanalyse	BHKW 1x50 kW	BHKW 2x200 kW	BHKW 2x1000kW	GuD 20 MW	GuD 100 MW	Kohle 150 MW
	Erhöhung der Stromgestehungskosten um					
*volkswirtschaftliche B*etrachtung:						
10% weniger Bh/a	3,4%	2,8%	2,7%	2,5%	2,3%	13,9%
10% höhere Investition	5,8%	5,1%	4,9%	4,6%	3,7%	12,5%
Betriebsk. 10% höher[1]	4,2%	3,6%	3,6%	3,3%	3,3%	7,3%
Brennstoffkosten, Wärmegutschr. +10%	6,1%	7,1%	9,1%	9,4%	10,7%	-4,0%
Wärmegutschrift 10% geringer	4,0%	4,3%	6,4%	6,2%	6,6%	10,4%
betriebswirtschaftliche Betrachtung:						
10% weniger Bh/a	8,1%	7,4%	7,8%	7,4%	6,4%	14,7%
10% höhere Investition	7,3%	6,7%	7,1%	6,7%	5,8%	13,2%
Betriebsk. 10% höher[1]	3,5%	3,0%	3,0%	2,8%	2,9%	4,8%
Brennstoffkosten, Wärmegutschr. +10%	1,7%	2,4%	2,2%	2,7%	3,6%	-4,2%
Wärmegutschrift 10% geringer	4,1%	4,4%	6,5%	6,4%	7,1%	8,5%

[1] Ohne Kap.- u. Brennst.-Kosten.

Bei den kleinen Anlagen, die hohe spezifische Investitionen aufweisen, wirken sich Investitionskostensteigerungen und ein höheres Brennstoffkostenniveau bei volkswirtschaftlicher Betrachtung und aus der betriebswirtschaftlichen Perspektive geringere Jahresbetriebsstunden am intensivsten aus. Der zwischen volkswirtschaftlicher und betriebswirtschaftlicher Perspektive existierende unterschiedliche Effekt aus einer Verkürzung der Jahresbetriebszeit rührt daher, dass bei der betriebswirtschaftlichen Betrachtung für die BHKW nur ein Abschreibungszeitraum von 10 Jahren veranschlagt wird, während bei der volkswirtschaftlichen Betrachtung eine Abschreibung innerhalb der

technischen Lebensdauer unterstellt ist. Bei der volkswirtschaftlichen Betrachtung der GuD-Anlagen sind die Effekte der Brennstoffkostensteigerung trotz gleichzeitiger Anhebung der Wärmegutschrift und im weiteren Rang der getrennt betrachteten verminderten Wärmegutschrift am intensivsten. Aus betriebswirtschaftlicher Sicht wirken sich insbesondere verminderte jährliche Vollbenutzungsstunden, höhere Investitionen und verminderte Wärmegutschriften etwa gleichermaßen störend aus. Aufgrund der hohen fixen Kostenanteile sind Kohle-HKW ausgesprochen stark in ihrer Wirtschaftlichkeit beeinträchtigt, wenn sie zu gering ausgelastet sind, Mehrinvestitionen auftreten und geringere Erlöse für die Wärmeerzeugung erzielt werden. Aufgrund des niedrigen Importkohle-Preisniveaus wirken sich dagegen allgemeine (d.h. mit prozentual gleichen Steigerungen verlaufende) Preissteigerungen sogar positiv auf ihre Wirtschaftlichkeit aus.

Für die KWK-Stromerzeugung, die ja i.d.R. eine verbrauchernahe Erzeugungsanlage darstellt, ist ein weiterer Kosteneffekt zu berücksichtigen: Jede in einer KWK-Anlage der unteren Leistungsklasse erzeugte kWh_e muss im Gegensatz zur Erzeugung in Großkraftwerken nicht mehr über das Höchstspannungs- (380/220 kV), das Hochspannungs- (110 kV) und evtl. auch nicht über das Mittelspannungsnetz (10/20 kV) zum Verbrauchsort transportiert werden. Das kleinste hier betrachtete BHKW ($50kW_e$) kann direkt in das Niederspannungsnetz (0,4 kV) einspeisen. Die beiden größeren BHKW-Anlagen (2 x 200 kW_e und 2 x 1000 kW_e) und u.U. das kleinere GuD-HKW (20 MW_e) werden üblicherweise am Mittelspannungsnetz und das große GuD-HKW (100 MW_e) in jedem Fall an das Hochspannungsnetz angeschlossen. Die mit den vermiedenen Stromtransporten verbundenen Kosteneinsparungen hängen zunächst einmal von den Benutzungstarifen der Netzbetreiber ab. Als Beispiel wird die zur Zeit maßgebliche Tarifstruktur der RWE Energie in Tabelle 2-9 gezeigt.

Die KWK-Anlagen sparen bei nicht benutzten Netzebenen in jedem Fall die aufgelisteten Arbeitspreise ein. In welchem Maße zusätzlich auch Leistungspreise eingespart werden, hängt davon ab, wie sich der Zusatzstrombezug außerhalb der Betriebszeiten der KWK-Anlage gestaltet. Tendenziell kann wohl davon ausgegangen werden, dass der elektrische Leistungsbedarf in den Phasen geringen Wärmebedarfs (z.B. während der Jahresstunden in der eine auf 5000 h/a ausgelegte KWK-Anlage nicht läuft) aufgrund einer gewissen witterungs- und konjunkturbedingten Verknüpfung beider Nachfragegrößen gering ist bzw. dass durch eine in Grenzen stromgeführte Fahrweise der KWK-Anlage (mittels großem Wärmespeicher oder Betriebsweisen ohne Wärmeauskopplung) eine systematische Kürzung des Leistungsbezuges möglich ist. Die leistungsbezogene Netzkosteneinsparung wird i.d.R. etwas durch außerplanmäßige Betriebsunterbrechungen der KWK-Anlage geschmälert, wobei für diese Fälle spezielle Tarife gelten, die eine Abhängigkeit von der Dauer des Ausfalls aufweisen. Die am Beispiel des RWE-Gebietes zu erwartenden Netzkosteneinspareffekte sind in Tabelle 2-10 angegeben. Es handelt sich um eine Orientierung, die einerseits eine Verdrängung des halben und andererseits des vollen Leistungsbezugs betrachtet. Der im Durchschnittsfall zum Tragen kommende Effekt wird unter Berücksichtigung des Reservestrombezuges zwischen diesen beiden Angaben liegen.

Tabelle 2-9: Aktuelle Tarife für eine Benutzung der Übertragungsnetze der RWE Energie

In Anspruch genommene Spannungsebene	Netznutzung[1]		Entfern.-Komp.[2]		Systemdienstl.		Verlust-Entgelt [4]	
	Leistung DM/kWa	Arbeit Pf/kWh	Leistung DM/kWa	Arbeit Pf/kWh	Leistung DM/kWa	Arbeit Pf/kWh	Verluste %	Entgelt Pf/kWh
Höchstspannung	18,00 [3]	0,15	7,25	0,06	12,20	0,13	1,0	0,07
Umspannung							0,5	0,04
Hochspannung	33,05	0,42	4,21	0,09	12,85	0,23	0,5	0,04
Umspannung							0,6	0,04
Mittelspannung	62,70	0,94	2,44	0,11	10,10	0,32	1,6	0,12
Umspannung							1,7	0,13
Niederspannung	103,75	2,23	1,17	0,13	8,65	0,42	4,5	0,33

[1] Alle Angaben gelten für eine Benutzungsdauer von mindestens 2500 h/a; [2] ab 100km, Angaben je 100km; [3] bezieht sich auf Entnahmestelle im Höchstspannungsnetz, in den darunterliegenden Zeilen gilt entsprechendes; [4] bei entfernungsabhängiger Komponente zusätzlich Verluste 0,5% und Entgelt 0,04 Pf/kWh je 100km.

Tabelle 2-10: Orientierung zum Netzkosteneinspareffekt bei dezentral angeordneter KWK-Erzeugung gegenüber Erzeugung in zentralen Großkraftwerken

Netzkosteneinspareffekt dezentr. KWK-Anlagen im Vergleich zur Stromerzeugung in Großkraftwerken	BHKW 1x50 kW Pf/kWh	BHKW 2x200 kW Pf/kWh	BHKW 2x1000kW Pf/kWh	GuD 20 MW Pf/kWh	GuD [4] 100 MW Pf/kWh
Einspareffekt [1]					
- vermiedener Arbeitspreis und zusätzlich Kürzung des externen Leistungsbezuges um 50% [2]	2,5	1,3	1,3	1,3/0,7 [3]	0,7
- vermiedener Arbeitspreis und zusätzlich Kürzung des externen Leistungsbezuges um 100% [2]	3,2	1,8	1,8	1,8/1,0 [3]	1,0

[1] Ohne Ansatz von Entfernungskomponenten; [2] für 5000 Jahresvollaststunden der KWK-Anlagen; [3] [bei Einspeisung ins Mittelspannungsnetz] / [bei Einspeisung ins Hochspannungsnetz]; [4] gilt auch für das Kohle-HKW-Beispiel.

Auf der Grundlage von Tabelle 2-10 läßt sich schließlich für die ausgewählten KWK-Anlagenbeispiele eine Orientierung dazu schaffen, ob und in welchem Maße ihre

Stromerzeugung zu Kond.-Kraftwerken konkurrenzfähig ist. Die betriebswirtschaftliche Sicht wird in Tabelle 2-11 dargestellt.

Tabelle 2-11: Stromkosten der KWK-Anlagenbeispiele, mit denen externe Großkraftwerke konkurrieren würden

Aus betriebswirtschaftlicher Sicht sind die im Rahmen von EVU betriebenen KWK-Beispiele (bei Volleinspeisung) externen Kraftwerken nur überlegen, wenn bei diesen folgende Erzeu-gungskosten überschritten werden:	
Im Fall von	
• BHKW mit 1 x 50 kW_e/100 kW_{th}	16,8 Pf/kWh (16,1 Pf/kWh) [1]
• BHKW mit 2 x 200 kW_e/318 kW_{th}	13,0 Pf/kWh (12,5 Pf/kWh)
• BHKW mit 2 x 1000 kW_e/1263 kW_{th}	6,4 Pf/kWh (5,9 Pf/kWh)
• GuD-Anlage mit 20 MW_e/20,9 MW_{th}	5,2 Pf/kWh (4,7 Pf/kWh)
Bei Einspeisung ins Hochspannungsnetz:	5,8 Pf/kWh (5,5 Pf/kWh)
• GuD-Anlage mit 100 MW_e/91,3 MW_{th}	4,4 Pf/kWh (4,1 Pf/kWh)
• Kohle-HKW mit 150 MW_e/240 MW_{th}	6,8 Pf/kWh (6,5 Pf/kWh)

[1] Der erste Wert gilt jeweils für einen auf die Hälfte der installierten Leistung gekürzten Leistungsbezug und der Wert in Klammern für eine vollständige Verdrängung des Leistungsbezuges.

Die Ergebnisse von Tabelle 2-11 unterstellen eine Volleinspeisung des erzeugten KWK-Stroms. Im Vergleich dazu liegen bei einer Eigenerzeugung vielfach deutlich günstigere Konkurrenzverhältnisse vor, dar hier gegenüber - den Kosten der reinen Stromerzeugung - höheren vermiedenen Bezugskosten als Vergleichsbasis gerechnet werden kann. Insofern gilt der in Tabelle 2-11 aufgeführte Vergleich streng genommen nur aus der Sichtweise eines in jedem Fall eigenerzeugenden EVU, nicht aber eines eigenerzeugenden privaten Verbrauchers.

Wie aus einem Vergleich mit den Tabellen 2-12 und 2-13 ersichtlich ist, würden die größeren KWK-Anlagen (inklusive 2 x 1000 kWe-BHKW) unter den berücksichtigten Voraussetzungen deutlich günstigere Stromgestehungskosten bieten können als neue Kondensationskraftwerke. Insbesondere das große GuD-HKW bietet einen enormen Vorteil von etwa 4 Pf/kWhe gegenüber einem Mittellast-GuD-Kraftwerk und von 6 Pf/kWhe gegenüber einem Steinkohle-Kraftwerk. In der Praxis würde das große GuD-Kondensationskraftwerk möglicherweise zu noch günstigeren Erdgaspreisangeboten Zugang bekommen. Ein um 20% abgesenkter Erdgaspreis würde nur eine Minderung der Stromgestehungskosten von etwa 1 Pf/kWh bewirken, das Kostendelta zu den günstigeren KWK-Anlagen damit aber nicht vollständig kompensieren können.

Tabelle 2-12: Erzeugungsbedingungen eines GuD-Kond.-Kraftwerkes bei betriebswirtschaftlicher Betrachtung (Brennstoffkosten gemäß Anforderungskatalog dieser Untersuchung)

	Neues GuD-Kond.-Kraftwerk		
1	elektrische Leistung netto (MW)		500
2	Wirkungsgrad (netto Vollast)		57%
3	Spezif. Investitionskosten (DM/kW_e)		900
4	W + Inst.+ Vers.+ Steuern (in % der Inv./a)		1,5
5	Personalkosten		
	Anzahl Pers.		60
	TDM/(P*a)		80
6	Hilfs-u. Betriebsstoffe+Entsorgung + Wartung der Gasturbine (DM/MWh_e)		7
7	Brennstoffkosten		
	DM/MWh Brennstoff		25,60
	(finanzmath. Mittel zwischen 1997 und 2010, inklusive Erdgassteuer 3,60 DM/MWh)		
	Spezifische Leistungskosten (DM/(kW_e*a)):		
8	Kapitaldienst		
	Zinssatz (real)		*8,9%*
	Nutzungsdauer (a)		*15*
	Annuität		**110,99**
9	W + Inst.+ Vers.+ Steuern		**13,50**
10	Personalkosten		**9,60**
11	**Summe:**		**134,09**
12	Effektive Vollbenutzungsstunden (h/a)		4.938
13	Jahresnutzungsgrad (bei eta minus 0,7%)		56,3%
	Spez. Arbeitskosten (DM/MWh_e):		
14	Brennstoff		45,47
15	Betriebsstoff		7,00
16	**Summe**		**52,47**
17	**Erzeugungskosten als Mischpreis (DM/MWh_e)**		**79,29**

Tabelle 2-13: Erzeugungsbedingungen eines Importkohle-Kond.-Kraftwerkes bei betriebswirtschaftlicher Betrachtung (Brennstoffkosten gemäß Anforderungskatalog dieser Untersuchung)

	Neues Importkohle-Kraftwerk		
1	elektrische Leistung netto (MW)	500	
2	Wirkungsgrad (netto Vollast)	45%	
3	Spezif. Investitionskosten (DM/kW_e)	2.100	
4	W + Inst.+ Vers.+ Steuern (in % der Inv./a)	2,5	
5	Personalkosten		
	Anzahl Pers.	130	
	TDM/(P*a)	80	
6	Hilfs-u. Betriebsstoffe+Entsorgung (DM/MWh_{th})	2	
7	Brennstoffkosten		
	DM/MWh Brennstoff	10,52	
	(78,85 DM/t Importsteinkohle (Hu= 7,5 KWh/kg) als finanzmath. Mittel zwischen 1997 und 2010		
	Spezifische Leistungskosten (DM/(kW_e*a)):		
8	Kapitaldienst		
	Zinssatz (real)		*8,9%*
	Nutzungsdauer (a)		*15*
	Annuität		**258,99**
9	W + Inst.+ Vers.+ Steuern		**52,50**
10	Personalkosten		**20,80**
11	**Summe:**		**332,29**
12	Effektive Vollbenutzungsstunden (h/a)		4.889
13	Jahresnutzungsgrad (bei eta minus 1%)		44%
	Spez. Arbeitskosten (DM/MWh_e):		
14	Brennstoff		23,91
15	Betriebsstoff		4,55
16	**Summe**		**28,45**
17	**Erzeugungskosten als Mischpreis (DM/MWh_e)**		**94,91**

Unter den hier zugrundegelegten Rahmenbedingungen würde sich im Fall des Kraftwerkszubaus aus der Sicht des EVU in jedem Fall - entsprechende Wärmenachfrage vorausgesetzt - die Errichtung einer KWK-Anlagen betriebswirtschaftlich rentieren. Das

dies dennoch im Moment nicht geschieht ist primär darauf zurückzuführen, dass es nicht nur im geringfügigen Maß überhaupt zu Neubauaktivitäten kommt, sondern darüber hinaus hohe Überkapazitäten vorliegen und diese mit Niedrigpreisangeboten in der Lage sind allen KWK-Vorhaben - aber auch alle anderen Bauvorhaben - zu unterbieten.

Der entscheidende Einfluß der Stromgestehungskosten aus KWK-Anlagen geht von den tatsächlich erzielten Wärmeerlösen aus. Die Ergebnisse der Tabellen 2-4 bis 2-11 basieren hinsichtlich der Wärmegutschrift auf der starken Vereinfachung, dass - wie erwähnt - lediglich vermiedene Brennstoffkosten einer zentralen Wärmeerzeugung angesetzt sind. In der üblichen Praxis stellen aber üblicherweise die dezentralen Wärmeerzeugungsarten die Alternative zu KWK-Fernwärmesystemen dar, so dass die Kostensituation der Wärmeverteilung zwangsläufig mit einbezogen werden muss.

Ein Kostenvergleich vollständiger Systeme, der einerseits die Fernwärmeerzeugung, die Wärmeverteilung sowie die Fernwärmehausstation und andererseits die Gasverteilung und die Heizkesselanlage mit einbezieht, ist aber von konkreten örtlichen Bedingungen abhängig. Neben den bereits eingehend diskutierten Effekten der Größe der KWK-Erzeugungsanlage und der Stromerlöse gehen in hohem Maße siedlungstypologische Voraussetzungen, die erzielbare Anschlußdichte, die Anschlußentwicklung, der erwünschte Standard der Hausstationen und vieles mehr in die Betrachtung ein, so dass es schwer ist, verallgemeinerbare Aussagen dazu zu treffen, wieviel Erlös schließlich im Vergleich zu der dezentralen Wärmeversorgung für die Nah/Fernwärmeerzeugung zur Verfügung steht.

Um eine weitere Orientierung zu erhalten, ist es sinnvoll, sich zu fragen, wie hoch die Wärmeerlöse mindestens ausfallen müssen, damit die Stromerzeugungskosten der KWK-Anlagen mit denen der dargestellten Großkraftwerke konkurrieren können. Das Ergebnis ist aus Tabelle 2-14 zu entnehmen.

Tabelle 2-14: Erforderliche Wärmegutschrift der KWK-Anlagenbeispiele, damit sie aus betriebswirtschaftlicher Sicht hinsichtlich der Stromge-stehungskosten gerade noch gegenüber neuen Kond.-Kraftwerken gemäß Tabellen 2-12 und 2-13 konkurrenzfähig sind

Erforderliche Wärme-Gutschrift (DM/MWh) der KWK-Anlage 1	BHKW 1 x 50 kW	BHKW 2 x 200 kW	BHKW 2 x 1000 kW	GuD 20 MW	GuD 100 MW	Kohle 150 MW
Vergleichsfall:						
Neues Importkohle-Kraftwerk	76	61,50	15,50	4 bis -1 [2]	-16	23
Neues GuD-Kraftwerk	84	72	27,50	14 bis 20 [2]	1,5	33

[1]..Unter der Maßgabe, dass bei der Netzübertragung der halbe Leistungspreis eingespart wird.

[2]..In Abhängigkeit davon, ob die Anlage in das Mittelspannungsnetz oder in das Hochspannungsnetz einspeist

Demnach bieten die kleinen BHKW wenig Kostenspielraum für eine Wärmeverteilung. Dagegen sind die GuD-HKW zum Teil sogar bei negativen Wärmegutschriften konkurrenzfähig. D.h. die Stromgutschrift (inklusive vermiedene Netzübertragungskosten) überschreitet die Kosten des GuD-HKW, so dass relativ viel Spielraum für die Wärmeverteilung zur Verfügung steht.

Genaugenommen wird die einzelbetriebliche Rentabilität der KWK-Anlagen - wie dargestellt - jedoch i.d.R. nicht an Stromangeboten aus neuen Kraftwerken gemessen. Sondern angesichts bestehender Überkapazitäten stellen weitgehend abgeschriebene Kraftwerke, die zu sehr geringen Kosten zusätzlichen Strom erzeugen können, die übliche Wettbewerbssituation dar. Die wirtschaftliche Situation neuer KWK-Anlagen sieht also im Regelfall deutlich ungünstiger aus als aus Tabelle 2-14 rückzuschließen wäre. Diese stromwirtschaftliche Disparität stellt ein wesentliches Hindernis dagegen dar, dass sich nicht automatisch eine fortschrittliche Ausgestaltung des Zubaus an Erzeugungsanlagen ergibt.

Abschließend zur ökonomischen Bewertung sind in Tabelle 2-15 vergleichbare Kostengrößen für typische bestehende Heizkraftwerke auf der Brennstoffbasis Kohle ausgewiesen.

Diese führen bei den hier durchgeführten volkswirtschaftlichen Betrachtungen zunächst zu Wärmegestehungskosten, die unter günstigen Bedingungen (geringe Wartungskosten, hoher Wirkungsgrad) zwischen 40,8 und 44,4 DM/MWh liegen. Unter ungünstigeren Verhältnissen stellen sich diese bei 50,5 bis 53,7 DM/MWh ein.

Unter der Voraussetzung einer Wärmegutschrift von maximal 40 DM/MWh$_{th}$ ergibt sich bei den dargestellten Kohle-Heizkraftwerken unter heutigen Bedingungen nur für eine der älteren, bereits weitgehend abgeschriebenen Anlage eine wirtschaftliche Absatzmöglichkeit der erzeugten Wärme.

Berechnet man bei einer unterstellten mittleren Wärmegutschrift von 32,2 DM/MWh (aus volkswirtschaftlicher Sicht, ohne Steuer) die Reststromgestehungskosten, ermitteln sich diese für die betrachteten Anlagen zu 6,5 bis 7,1 Pf/kWh unter günstigen und 9,8 bis 10,7 Pf/kWh unter ungünstigen Bedingungen. Die entsprechenden Werte für die betriebswirtschaftliche Betrachtungsebene lauten 7,3 bis 8,5 Pf/kWh bzw. 10,9 bis 12,5 Pf/kWh. Selbst bei günstigen Voraussetzungen liegen die Aufwendungen für die Stromerzeugung in den betrachteten Heizkraftwerken damit oberhalb der Vollkosten von KWK-Neuanlagen im Leistungsbereich von mehr als 1 MW (vgl. Tabelle 2-5). Ein Weiterbetrieb dieser KWK-Anlagen ist demnach nur dann möglich, wenn auf eine Vollkostendeckung verzichtet wird. Abzüglich der fixen Kosten weisen die betrachteten Heizkraftwerke aber immer noch Stromgestehungskosten von 5,6 bis 8,6 Pf/kWh auf, so dass ein wirtschaftlicher Betrieb - im Vergleich zu neuen großen GUD-KWK-Anlagen (mit bewtriebswirtschaftlichen Vollkosten von 5,1 bis 6,5 Pf/kWh; vgl. Tabelle 2-6) - zudem den Verzicht/die Verschiebung von nicht zwingend zeitsensiblen Wartungs- und Ertüchtigungsaufwendungen erfordert.

Art der Anlage:	Kohle-HKW	Kohle-HKW	Kohle-HKW	Kohle-HKW
	1985	1985	1980	1980
Bedingungen	günstige B.:	ungünstige B.:	günstige B.:	ungünstige B.:
elektr. Leistung netto(MW)				
Kond.-Betrieb	103	95	103	95
Gegendruckbetrieb	77	55	77	55
max. Wärmeleist.(MJ/s)	132	132	132	132
Feuerungswärme (MWth)	285	285	285	285
Spezif. Inv.-K. (DM/kWel)	3100	3100	3100	3100
Wartung + Instandh.(% der Inv./a)	2,5	3	2,5	3
Verwaltung + Versicherung (% der Inv./a)	1	1	1	1
Personalkosten				
Anzahl Pers.	90	100	90	100
TDM/(P*a)	100	100	100	100
Hilfs-u. Betr.-Stoffe+Entsorg.				
DM/MWhth	2,5	2,5	2,5	2,5
DM/MWhel				
Brennstoffkosten				
DM/MWhth Brennst.	10,5	10,5	10,5	10,5
Wirkungsgrade				
- elektr. netto Vollast	36,1%	33,3%	36,1%	33,3%
- Gegendruck Vollast				
- elektrisch netto	27,0%	19,3%	27,0%	19,3%
- thermisch	46,3%	46,3%	46,3%	46,3%
- gesamt	73,3%	65,6%	73,3%	65,6%
Stromkennzahl Gegendr.	0,58	0,42	0,58	0,42
Stromverlustkennziffer	0,197	0,303	0,197	0,303
Spezifische Leistungskosten (DM/(kWel*a)):				
Kapitaldienst				
Zinssatz (real)	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%
Abschreibungsdauer (a)	25	25	25	25
Restwert	25%	25%	15%	15%
Annuität	50	50	30	30
W + Inst.+ Vers.+ Verw.	109	124	109	124
Personalkosten	87	105	87	105
Summe:	245	279	226	259
abzügl. Leistungsgutschrift:	30	30	30	30
Saldo:	215	249	196	229
Vollben.-Stunden (h/a)				
Gegendruckbetrieb	4500	4500	4500	4500
Kondensationsbetrieb	0	0	0	0
Jahresnutzungsgrad				
Kond.-Betrieb elektr.	34,9%	32,1%	34,9%	32,1%
Gegendruck-Betrieb elektr.	25,8%	18,0%	25,8%	18,0%
thermisch	45,1%	45,1%	45,1%	45,1%
pro Jahr:				
Brennstoffeinsatz (GWh)	1283	1283	1283	1283
Stromproduktion (GWh)	330	231	330	231
Wärmeproduktion (GWh)	578	578	578	578
Vollbenutz.-Stunden Strom (h/a)	3208	2437	3208	2437
Kosten je erzeugter MWhel in DM:				
Brennstoff	41	58	41	58
Betriebsstoff	10	14	10	14
Brenn- und Betriebsstoff	50	72	50	72
Stromgutschrift:				
Arbeit (aus Spotmarkt inkl. Durchleitung)	40	40	40	40
Leistungskosten pro MWhe	67	102	61	94
Wärmerestkosten je MWhel	78	134	71	126
Wärmeerzeugungskosten				
in DM/MWhth	**44,4**	**53,7**	**40,8**	**50,5**

Tabelle 2-15: Charakteristische Kenndaten bestehender Kohle-HKW

Selbstverständlich handelt es sich bei den dargestellten Beispielen um Einzelfallbetrachtungen. Sie können aber als durchaus typisch für das Verhältnis zwischen bestehenden und potentiellen neuen KWK-Anlagen angesehen werden.

2.2.1.2 Ökologische Bewertung

Die ökologische Beurteilung soll hier lediglich auf die Ausnutzung der eingesetzten Primärenergie und die Minderung von Kohlendioxydemissionen eingehen. Detaillierte Analysen finden sich in Kapitel 4.

Die Primärenergieausnutzung der KWK-Anlagen wird mit Hilfe des Substitutionswirkungsgrades (vgl. Exkurs) gekennzeichnet. Der derart definierte Wirkungsgrad entspricht der Brennstoffeffizienz der Stromerzeugung einer KWK-Anlage nach Abzug des theoretisch auf die Wärmeerzeugung entfallenden Brennstoffeinsatzes.

Tabelle 2-16 beinhaltet die - aus den oben beschriebenen Anlagendaten - errechneten Substitutionswirkunsggrade und die daraus resultierenden spezifischen CO_2-Emissionen für die unterschiedlichen Varianten, für die gemäß Anforderungsprofil dieser Untersuchung zwei Fälle unterschieden wurden:

Fall 1: Wärmeerzeugung mit Heizöl (0,263 kg CO_2/kWh), Nutzungsgrad 0,9 (worse case)

Fall 2: Wärmeerzeugung mit Erdgas (0,198 kg CO_2/kWh), Nutzungsgrad 1,0 (best case)

Die Wärmeverteilungsverluste hängen in erster Linie von der Anschlußdichte und dem Wärmedämmstandard der Fernwärmeleitungen ab (der wiederum von den jeweiligen Rohrquerschnitten abhängig ist). Vereinfachend sind hier unabhängig von der Leistungsklasse des KWK-Fernwärmesystems durchgängig 15% Wärmeverluste im Verteilungsnetz berücksichtigt worden.

Die Substitutionswirkungsgrade liegen je nach Variante und Vergleichsheizungssystem zwischen 61 % und 76 % und die spezifischen, auf die Stromerzeugung bezogenen CO_2-Emissionen auf der Basis des Substitutionswirkungsgrades zwischen 0,163 und 0,323 kg/kWh_{el}. Damit wird deutlich, welche Vorteile die KWK-Systeme selbst gegenüber den als fortschrittlich geltenden GUD-Kraftwerken einbringen, deren Wirkungsgrad im Bereich von 57% bei spezifischen CO2-Emissionen von rund 0,35 kg/kWh anzusiedeln ist. Das Kohle-HKW fällt allerdings in der CO_2-Beurteilung recht ungünstig aus und stellt allenfalls gegenüber bestandsdurchschnittlichen Kohlekraftwerken einen Vorteil dar.

Tabelle 2-16: Substitutionswirkungsgrade und spezifische CO_2-Emissionen basierend auf den Substitutionswirkungsgraden der KWK-Anlagenbeispiele

Variante	BHKW 1x50 kW	BHKW 2x200 kW	BHKW 2x1000kW	GuD 20 MW	GuD 100 MW	Kohle 150MW
Verteilungsverluste [%]	15	15	15	15	15	15
Substitutionswirkungsgrad						
best case (alternativ Gasbrennwert)	0,612	0,628	0,642	0,696	0,715	0,601
worse case (alternativ Ölheizung)	0,692	0,694	0,695	0,748	0,762	0,661
CO_2-Emissionen [kg/kWhel]						
best case	0,323	0,315	0,308	0,284	0,277	0,745
worse case	0,163	0,188	0,207	0,201	0,204	0,616

2.2.2 Industrielle Energiewirtschaft

Viele der zuvor für die kommunale und öffentliche Stromversorgung diskutierten KWK-Anlagentypen kommen auch im industriellen Bereich zum Einsatz. Dampfturbinen stellen seit Jahrzehnten das Rückgrat der industriellen Kraft-Wärme-Kopplung dar. Insbesondere in den Heizkraftwerken großer Chemieanlagen finden sich oft Gegendruckturbinen mit weit mehr als 100 t/h Schluckvermögen und Leistungen von mehreren zig MW. Die untere Leistungsgrenze liegt im allgemeinen bei mehreren 100 kW.

Aufgrund der realisierbaren hohen Abwärmetemperaturen haben Gasturbinen traditionell gute Einsatzbedingungen in der Industrie. Darüber hinaus sind aber in den letzten Jahren auch aus anderweitigen Gründen, nämlich im Rahmen von Vorschaltprozessen, zusätzliche Gasturbinen installiert worden. Das Preisgefüge für Industriestrombezug und verkauften Kraft-Wärme-Kopplungs-Strom der vergangenen Jahrzehnte hat dazu geführt, dass die meisten KWK-Anlagen mehr oder weniger auf Deckung des Eigenbedarfs ausgelegt waren. Gleichzeitig ist in fast allen Industriebetrieben in den letzten Jahrzehnten der spezifische Wärmebedarf aufgrund von Energieeinsparungsmaßnahmen und verbesserter Produktionstechnologien deutlich zurückgegangen. Der spezifische Strombedarf ist jedoch in Folge zunehmender Automatisierung gestiegen. Um diesem Aspekt gerecht zu werden, wurde die Stromkennzahl vieler Anlagen durch die zusätzliche Installationen von Gasturbinen verbessert. Ein typisches Beispiel hierfür ist die Gasturbine im Heizkraftwerk der Henkel KG in Düsseldorf. Durch Integration eines neuen Gasturbinenblocks mit einer Leistung von 9 Megawatt in das vorhandene Dampfturbinengegendruckkraftwerk wurde die Leistung von ca. 40 MW auf knapp 50 MW erhöht.

Das oben beschriebene Verfahren dürfte typisch für die meisten installierten Gasturbinen-Anlagen in der Industrie sein: Oft ist in industriellen Versorgungsanlagen bereits KWK auf

Basis von Gegendruckdampfturbinen realisiert. Den Prozess der Vorschaltung einer Gasturbine bezeichnet man in solchen Fällen als Gasturbinen-Topping.

2.2.2.1 Typische Kraftwerksprozesse in der Industrie

Nachfolgend werden typische industriellen KWK-Technologien vergleichend gegenübergestellt. Um insbesondere die ökologischen Vorteile hinsichtlich CO_2-Emissionen der verschiedenen Schaltungen deutlich heraus zu arbeiten, werden sie hier vergleichend zur Versorgung eines einheitlichen Industrieverbrauchers herangezogen.

Basis für den Vergleich

In allen Varianten hat der Verbraucher denselben Bedarf von 20 t/h Dampf und 2 MW elektrischer Leistung. Die Bilanzgrenze schließt die Industrieanlage selbst und das öffentliche Stromversorgungsnetz mit dem Kraftwerk eines EVU ein.

Als Brennstoff wird in allen Varianten sowohl für den Betrieb der Gasturbine als auch für die Feuerung Erdgas eingesetzt. Von der Industrieanlage bezogener und ins Netz abgegebener Strom stammt für das Beispiel aus Steinkohle-Kondensationskraftwerken, die in der Mittellast betrieben werden. Diese Annahme ist zulässig, da alle Kernkraftwerke in der Bundesrepublik im Grundlastbetrieb fahren, regenerative Kraftwerke (Wasserkraft, Wind und Sonne) nach Anfall ins Netz einspeisen[6].

Die eingesetzte Technik ist marktgängig und weist eine hohe Verfügbarkeit auf. Bei einer Skalierung des vorgestellten Beispieles nach oben oder unten verändern sich die spezifischen Zahlen geringfügig, die Grundaussagen und die Größenordnung der Einsparung bleiben jedoch erhalten.

Ausgangspunkt Variante 1: keine KWK

Variante 1 ist der Basisfall. Der Verbraucher wird durch eine einfache Anlage ohne Kraft-Wärme-Kopplung versorgt. Aus der Feuerungsanlage des Kessels werden dabei 2,9 t/h CO_2 emittiert. Der Strom wird in einem öffentlichen Kohle-Kondensationskraftwerk erzeugt und verursacht dort eine CO_2-Emission von 2 t/h. Die Gesamtemissionen aus Industrieanlage und öffentlichem Kraftwerk betragen also 4,9 t/h.

6 Eine deteillierte Diskussion über das jeweilige anzusetzende Vergleichskraftwerk erfolgt in Kapitel 4.

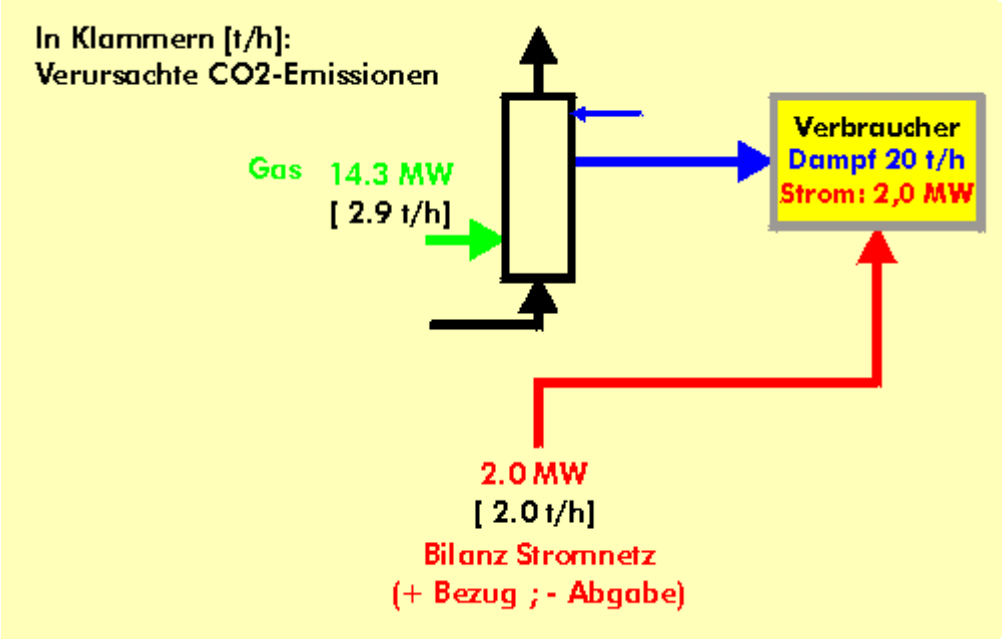


Abbildung 2-5: Basis für den KWK-Vergleich: Keine Kraft-Wärme Kopplung

KWK-Variante 2: Dampfturbine

Die nachfolgende Abbildung zeigt als erste vom Basisfall abweichende KWK-Variante die klassische Schaltung der KWK, die schon seit Jahrzehnten einen festen Bestandteil industrieller Energieversorgung darstellt. Im Kessel wird der Dampf mit einer höheren Temperatur und höherem Druck erzeugt und anschließend über eine Dampfturbine entspannt, bevor er zum Verbraucher geführt wird. Mit einer guten Turbine und mäßigem Dampfdruck kann bereits eine elektrische Leistung von 3,3 MW erzeugt werden und somit gut 1 MW ins öffentliche Stromnetz zurückgespeist werden. Damit werden die CO_2-Emissionen in einem Kohlekraftwerk um 1 t/h reduziert. Da dem Kessel wegen der Dampfturbine gegenüber der Variante 1 ein höherer Energiestrom zugeführt werden muss, erhöht sich dessen CO_2-Emission geringfügig auf 3,6 t/h, die Emissionen im externen Kraftwerk sinken dagegen um 1,2 t/h.

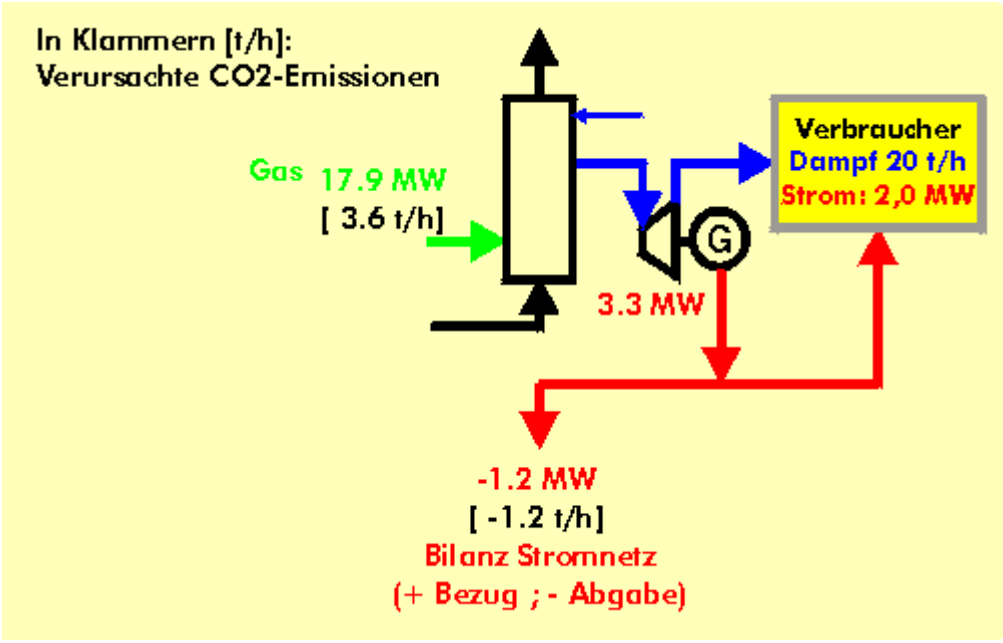


Abbildung 2-6: KWK-Variante 2: Dampfturbine

KWK-Variante 3: Gasturbine

Die Abbildung zeigt in der nächsten Varinate eine Gasturbine mit einem ungefeuerten Abhitzekessel. Die ca. 500° C heißen Abgase der Gasturbine stellen den Wärmestrom für die Erzeugung des Dampfes zur Verfügung. Aufgrund der großen Leistung der Gasturbine können nach Bedienung des 2 MW-Eigenverbrauchers 6 MW in das öffentliche Netz abgegeben werden. Die Feuerungswärmeleistung der Gasturbine beträgt 26 MW, daraus resultieren 5,1 t/h CO_2-Emissionen.

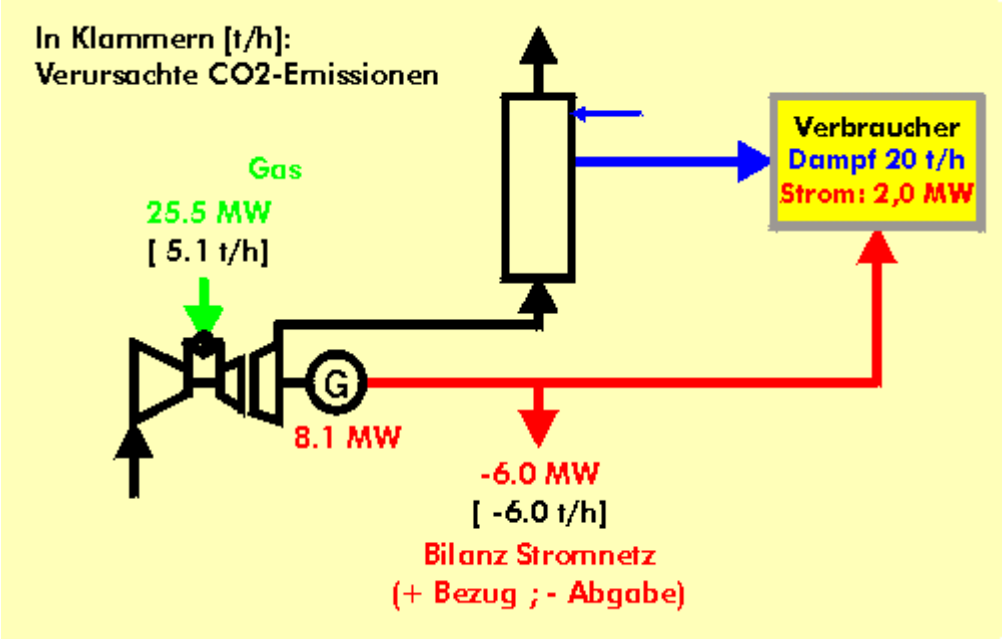


Abbildung 2-7: KWK Variante 3: Gasturbine

KWK-Variante 4: Gasturbine und Dampfturbine, ungefeuerter Abhitzekessel

In Variante 4 ist nun der Gasturbinenprozess mit dem Dampfturbinenprozess kombiniert. Aufgrund des notwendigen höheren Enthalpiestromes zur Bedienung der Dampfturbine wurde die Gasturbinenleistung geringfügig erhöht. Im Kessel werden 3/4 des Dampfes als Hochdruckdampf erzeugt, der über eine Dampfturbine geleitet wird, und ca. 5 t/h werden als Niederdruckdampf direkt in das Netz eingespeist. Bei 9,8 MW aus der Gasturbine und 2,3 MW aus der Dampfturbine beträgt die gesamte erzeugte elektrische Leistung abzüglich Eigenbedarf 11,9 MW, so dass 9,9 MW ins öffentliche Netz eingespeist werden können.

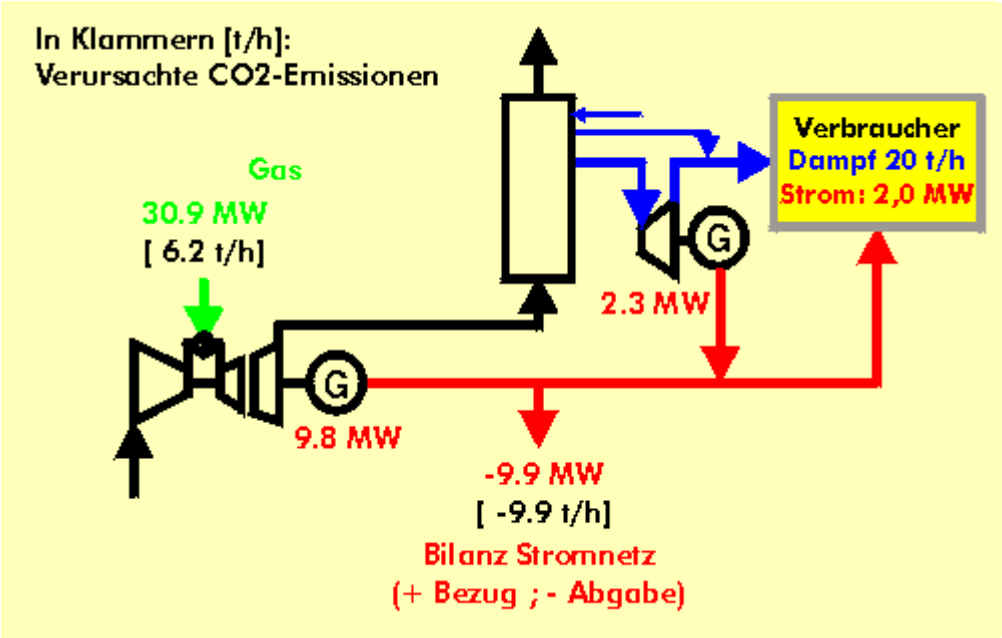


Abbildung 2-8: KWK Variante 4: Gasturbine, Dampfturbine, ungefeuerter Abhitzekessel

KWK-Variante 5: Gasturbine und Dampfturbine, Zusatzfeuerung

Fall 5 ist der Kombiprozess mit Zusatzfeuerung. Die Gasturbinenleistung ist hier so gewählt, dass der Kessel noch ohne Membranwände gebaut werden kann. Der Hochdruckkessel erzeugt wieder überhitzten Dampf zur Speisung einer Dampfturbine. Der fehlende Enthalpiestrom im Kessel wird durch eine Zusatzfeuerung von 5,8 MW bereitgestellt.

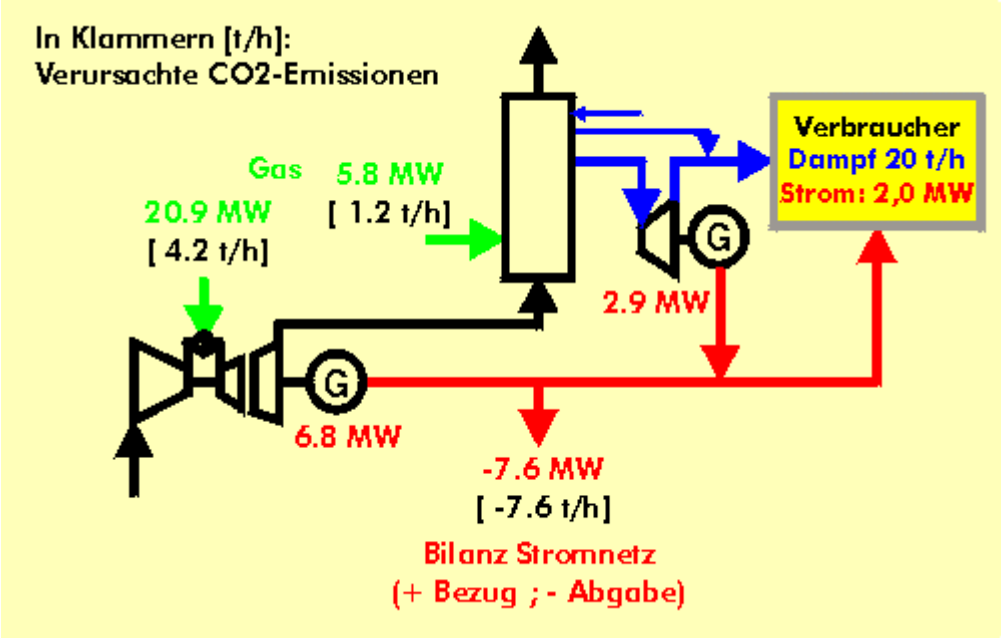


Abbildung 2-10: KWK Variante 5: Gasturbine, Dampfturbine, Zusatzfeuerung

KWK-Variante 6: Vorschaltgasturbine: Gasturbine und Dampfturbine mit voller Zusatzfeuerung

Die Variante 6 zeigt die klassische, sogenannte Vorschaltgasturbine. Statt Frischluft wird hier das Abgas einer Gasturbine als Sauerstoffträger mit einer Temperatur von ca. 500 °C und einem Restsauerstoffgehalt von ca. 15 % (statt 21 %) in den Kessel geleitet. Damit ergibt sich eine vergleichsweise geringe Gasturbinenleistung von 2,0 MW. In einem öffentlichen Kraftwerk können 3,9 MW Kondensationsstrom ersetzt werden.

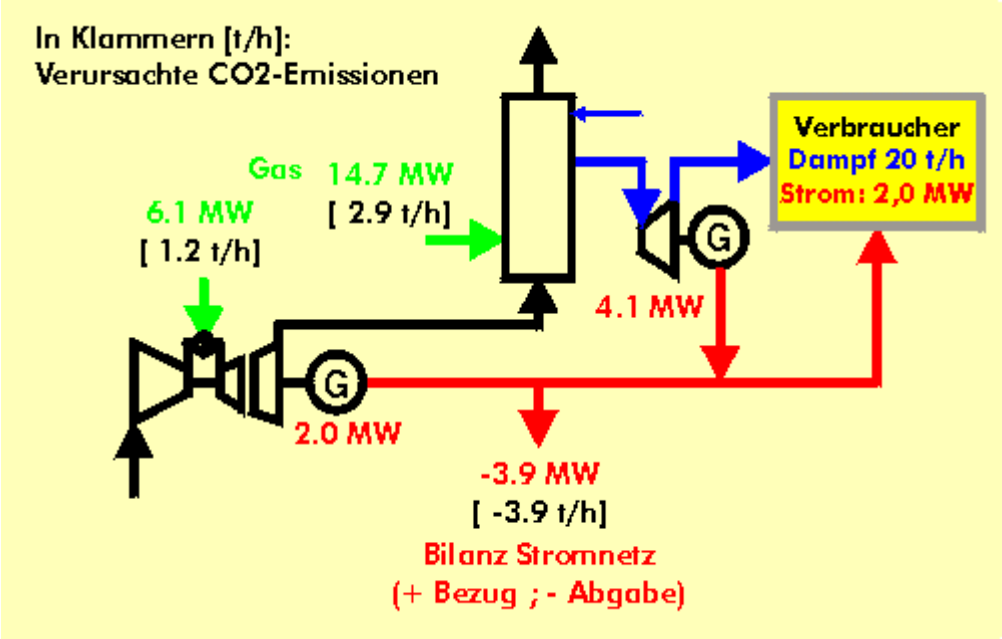


Abbildung 2-10: KWK Variante 6: Vorschaltgasturbine: Gasturbine, Dampfturbine mit voller Zusatzfeuerung

Weitere industrielle KWK-Technologien

Ohne hier weiter darauf einzugehen, haben natürlich auch andere, im obigen Vergleich nicht aufgeführte KWK-Alternativen,

- Gas-, Diesel- und Gas-/Dieselzündstrahlmotoren, auch mit Heißkühlung,
- Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung als Kombination der KWK mit Absorptionskältemaschinen,
- Vorschaltung z.B. von Gasturbinen vor Trocknern usw.,

ebenfalls ihren Platz in der industriellen Energietechnik. In der Zukunft werden auch

- Brennstoffzellen - sowohl im höheren als auch im niedrigeren Leistungsbereich -

auch dazu gehören.

Jährliche Emissionen und Einsparungen an CO_2

Betreibt man die vorgestellten Varianten über 8.000 Stunden, so lassen sich die erzielbaren CO_2-Emissionen berechnen. Sie sind in zum einen als Einzelwerte von Gasturbine, Feuerung im Industriekessel, Kohle-Kraftwerk und der daraus resultierenden Gesamtleistung sowie den Einsparungen gegenüber dem Basisfall, Variante 1, aufgetragen.

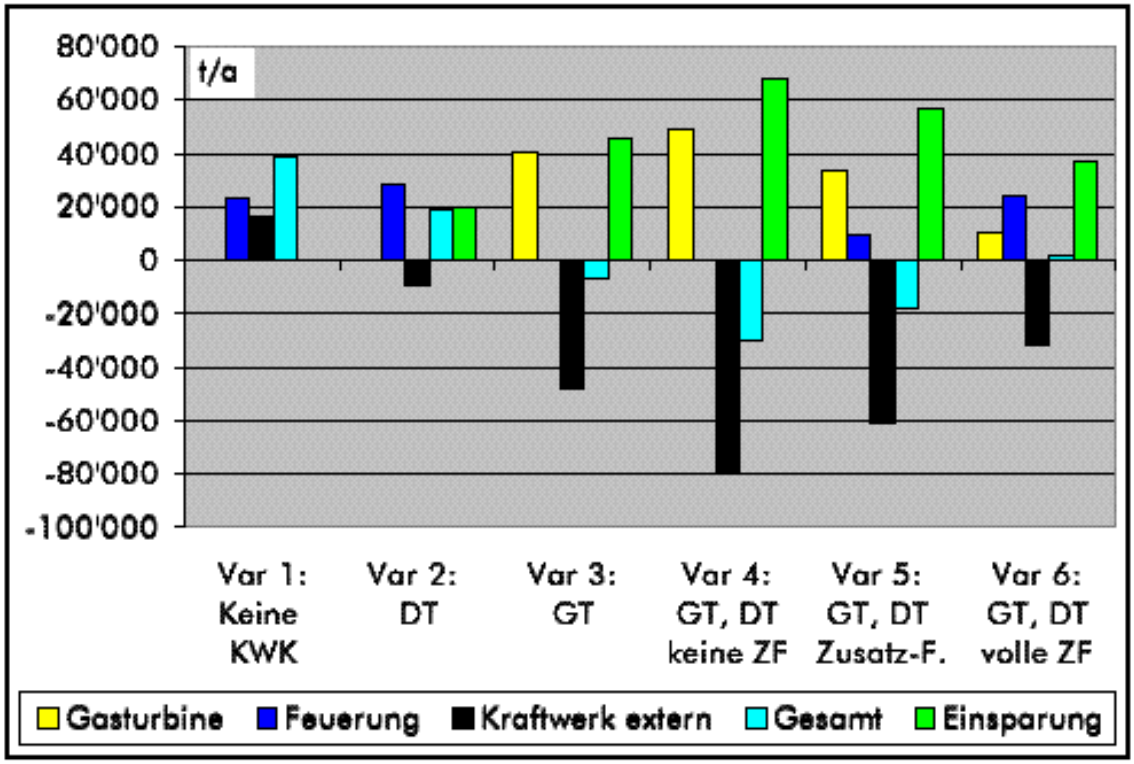


Abbildung 2-11: CO_2-Einzel- und Gesamtemissionen der vorgestellten KWK-Varianten

Das CO_2-Einsparpotential des Kombiprozesses mit ungefeuertem Abhitzekessel (Variante 4) ist mit über 70.000 t/a deutlich am größten. Dies ist darauf zurückzuführen, dass in diesem Prozess die geringsten Verluste an technischer Arbeitsfähigkeit zu verzeichnen sind.

Substitutionswirkungsgrad der verschiedenen KWK-Prozesse

Die Bedeutung des Substitutionswirkungsgrades für die Kraft-Wärme-Kopplung wurde bereits in Kapitel 2.2.1 vorgestellt. Die hohen Werte werden die hier betrachteten industriellen KWK-Anlagen in Abbildung 2-12 dargestellt. Zusätzlich zu den zuvorvorgestellten, verschiedenen KWK-Prozessen wird nur zum Vergleich für dieselbe Wärmemenge auch ein Motoren-BHKW dargestellt. Es kann jedoch die hier notwendigen Prozesstemperaturen nicht erreichen.

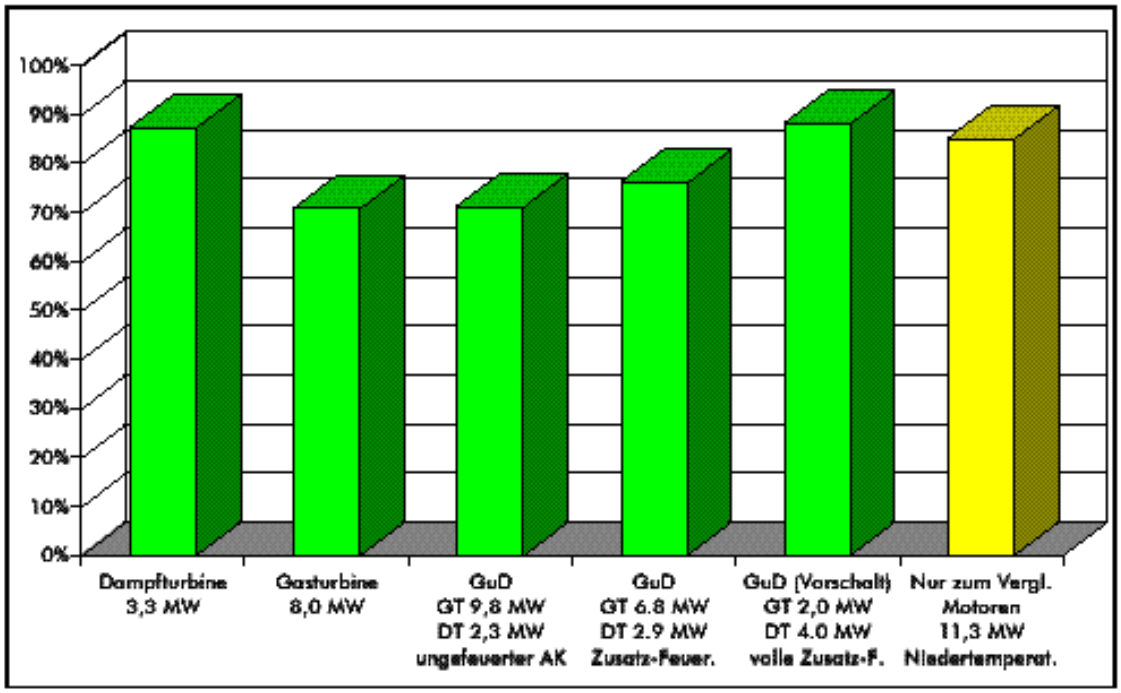


Abbildung 2-12: Substitutionswirkungsgrad verschiedener KWK-Prozesse

Alle in Abbildung 2-12 dargestellten Prozesse versorgen den gleichen industriellen Verbraucher mit einem Wärmebedarf von 20 t/h. Das nur zum Vergleich dargestellte Motorenkraftwerk hat zur Voraussetzung, dass die Wärme auf niedrigem Temperaturniveau ausgekoppelt werden kann.

Wie zu sehen ist, liegt der Substitutionswirkungsgrad für die Dampfturbine mit über 90 Prozent am höchsten. Viel wichtiger jedoch für die Ermittlung des Reduktionspotentials ist die Tatsache, dass alle Werte insgesamt auf sehr hohem Niveau liegen und Vergleichswirkungsgrade von Kondensationskraftwerken übertroffen werden.

Stromkennzahl der verschiedenen KWK-Prozesse

Entscheidend für das realisierbare CO_2-Reduktionspotential der verschiedenen Systeme ist das Verhältnis von erzeugtem Strom zu erzeugter Wärme: die Stromkennzahl.

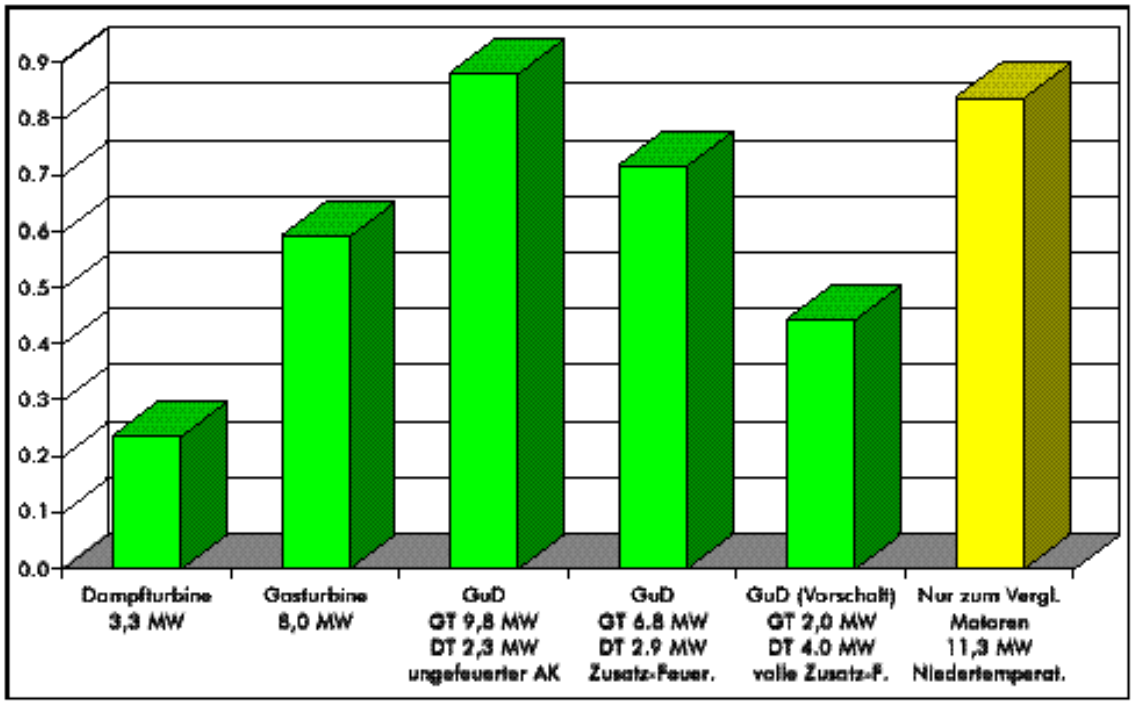


Abbildung 2-13: Stromkennzahl charakterisitscher KWK-Prozesse

Der Prozess mit den geringsten Verlusten an Arbeitsfähigkeit - der GuD-Prozess ohne Zusatzfeuerung - hat die größte Stromkennzahl. Hier zeigen sich große Unterschiede der verschiedenen Prozesse. Die Stromkennzahl des GuD-Prozesses ohne Zusatzfeuerung ist etwa viermal so hoch wie die des Dampfturbinenprozesses. Die Stromkennzahl prägt nachdrücklich das CO_2-Minderungspotential.

CO_2-Reduktionen der verschiedenen KWK-Prozesse

Nachfolgende Abbildung verdeutlicht die CO_2-Reduktionen, zu denen die verschiedenen KWK-Technologien führen.

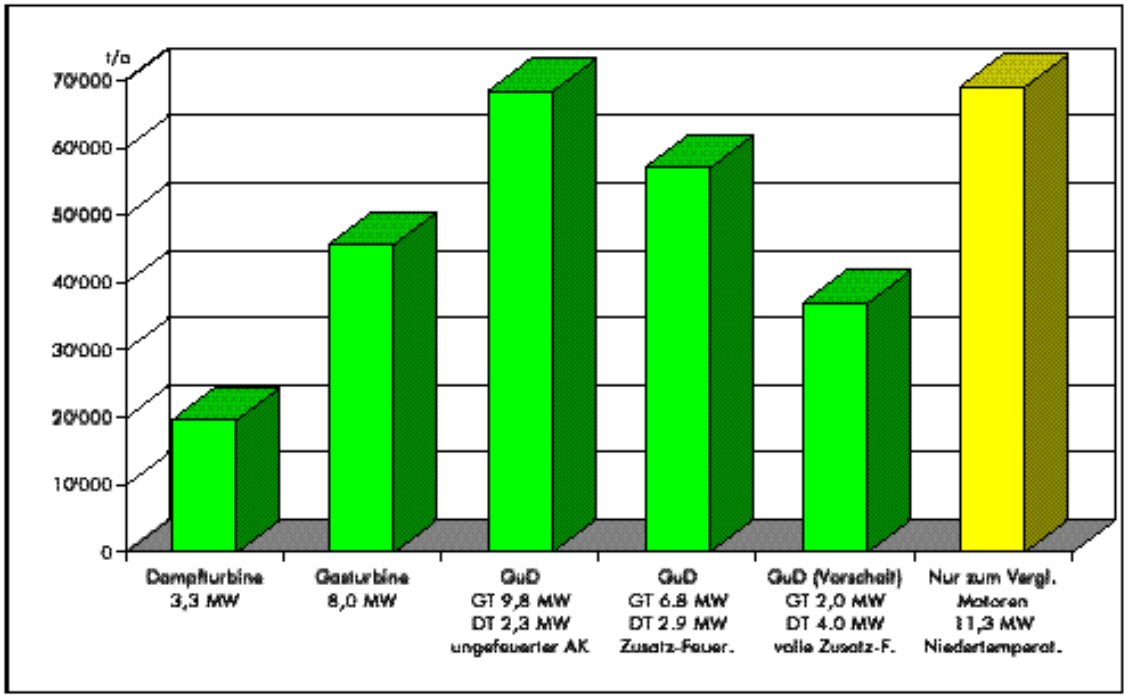
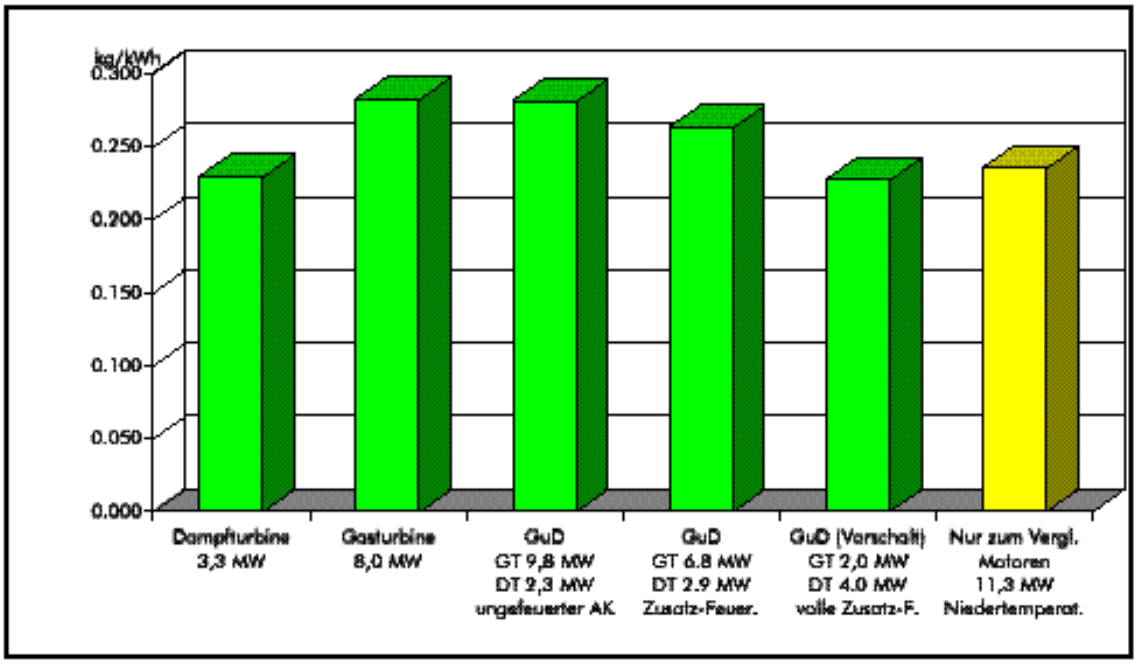


Abbildung 2-14: CO_2-Reduktion der oben dargestellten KWK-Prozesse:

Der Prozess mit Gas- und Dampfturbine und ungefeuertem Abhitzekessel führt zu den mit Abstand höchsten Reduktionen. Bei hohem Substitutionswirkungsgrad hat er die höchste Stromkennzahl, d.h. pro abgegebener Wärmeeinheit wird der meiste Strom erzeugt. Die physikalische Begründung liegt darin, dass er die geringsten Verluste an Arbeitsfähigkeit aufweist.

Spezifische CO_2-Emissionen der verschiedenen KWK-Prozesse

Aus den vorgestellten Substitutionswirkungsgraden lassen sich über das im Exkurs beschriebene Verfahren leicht die spezifischen Emissionen für den in den verschiedenen Prozessen erzeugten KWK-Strom errechnen. Sie sind in Abbildung 2-15 dargestellt.



Abbidung 2-15: Spezifische CO_2-Emissionen der oben dargestellten KWK-Prozesse

Sie können direkt mit den spezifischen Emissionen anderer fossiler Kraftwerke verglichen werden, die beispielsweise bei hocheffizienten modernen GUD-Anlagen bei 0,35 kg/kWh liegen, und sind diesen überlegen. Mit zunehmender Zusatzfeuerung verbessern sich aufgrund der vor Ort niedrigeren Abgasverluste die spezifischen CO_2-Emissionen für die Stromerzeugung aus KWK. Wie die zuvor aufgeführten Abbildungen zeigen, sinekn demgegenüber aber die Stromkennzahlen und damit die absoluten Minderungen der CO_2-Emission. Thermodynamisch nehmen die exergetischen Verluste aufgrund der zunehmenden Temperaturdifferenzen im Kessel durch die Zusatzfeuerung stark zu.

2.2.2.2 KWK-Einsatz im Wettbewerb mit weiteren Maßnahmen der Emissionsminderung

Es gibt vielfältige Anstrengungen und Möglichkeiten, Emissionsminderungen in industriellen Produktionsprozessen zu erreichen. Insofern steht die KWK nicht nur im Wettbewerb mit alternativen Optionen der Strom- und Wärmebereitstellung, sondern auch mit verschiedenen Möglichkeiten der anderweitigen Emissionsminderung (z. B. durch rationelleren Einsatz von Energie).

Unter anderem vor dem Hintergrund, Hilfestellung für die Identifikation und Umsetzung von Maßnahmen der rationellen Energieanwendung zu geben, wurde die VIK-Beratungsinitiative initiiert. Nach einer mehrgliedrigen Auftaktveranstaltung wurden einige Workshops durchgeführt, um spezifische Einsparpotentiale zu definieren und einen Diskussionsprozess in der Industrie zu initiieren. Wesentliche Erkenntnisse waren:

In manchen Branchen ist in der Tat sehr spezifische Technologie gefragt. Dies gilt insbesondere für Hochtemperaturprozesse, wie sie zum Beispiel in der Glasindustrie oder

in Gießerei- oder Hüttenbetrieben anzutreffen sind. Hier gilt es, Exergieverluste z. B. durch Hochtemperaturwärmeaustausch, modifizierte Verfahrens- und Produktionstechnik oder auch nachgeschaltete Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen zu realisieren.

In sehr vielen Fällen aber hat man die Wahl zwischen verschiedenen Maßnahmen, insbesondere bei energieintensiven, verfahrenstechnischen Prozessen auf niedrigerem Temperaturniveau. Typische Beispiele sind Trockner oder Verdampfer. So können z. B. bei Trocknern Wärmerückgewinnungsanlagen oder/und alternativ auch zusätzlich KWK-Anlagen installiert werden.

Die Unterschiede dieser verschiedenen Maßnahmen im Hinblick auf die Reduktion von Treibhausgasen sind sehr groß und den Entscheidungsträgern oft nicht bewußt. Während generell sicher die Maxime weiterhin Gültigkeit hat „Energieeinsparung vor Erzeugung“ soll im nachfolgenden Beispiel aufgezeigt werden, dass insbesondere im industriellen Bereich eine gesamtsystemare Sichtweise notwendig ist, die Optionen aus den Bereichen Einsparung und Erzeugung gleichermaßen einbezieht.

Beispiel: Vergleich Wärmerückgewinnung oder Kraft-Wärme-Kopplung

Für eine industrielle Trockneranlage wird in einem Systemvergleich gegenübergestellt (vgl. Abbildung 2-16):

- eine Wärmerückgewinnungsanlage
- eine Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage

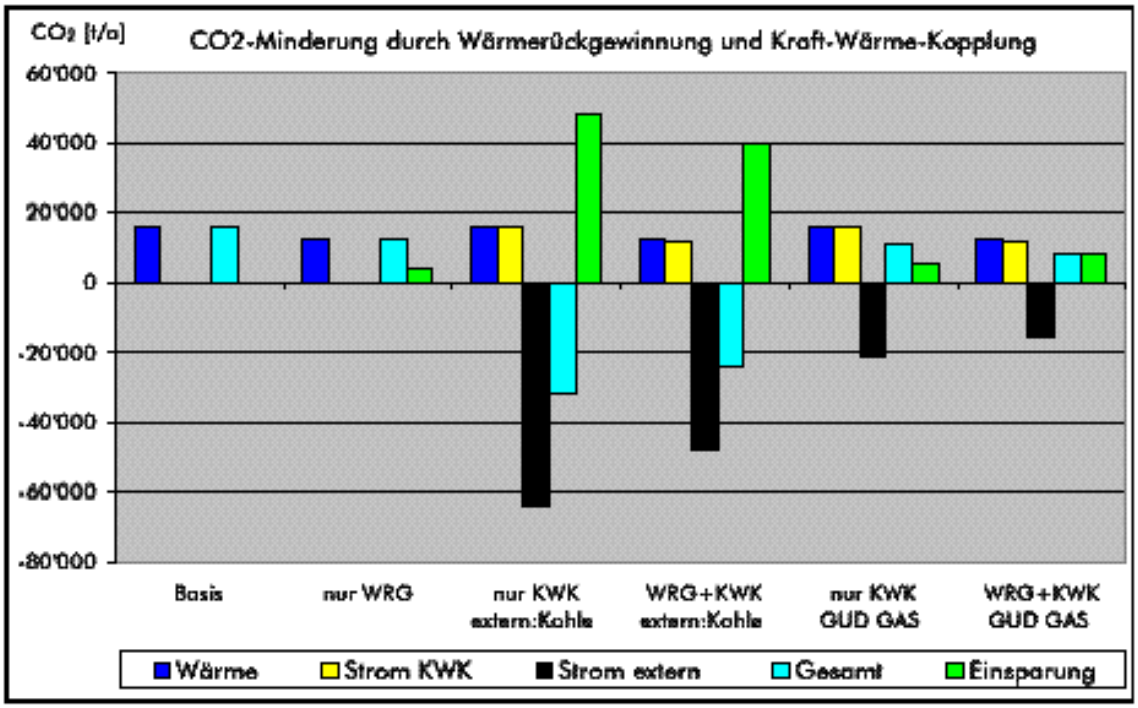


Abbildung 2-16: Senkung der jährlichen CO_2-Emissionen einer großen Trockneranlage mit 10 MW Wärmebedarf und 8000 Betriebsstunden

- Durch Wärmerückgewinnung lassen sich die CO_2-Emissionen des 10 MW Trockners von etwa 16.000 t/a auf 12.000 t/a um 4.000 t/a reduzieren.

- Wird statt der Wärmerückgewinnungsanlage eine KWK Anlage auf GuD Basis installiert, so könnte damit etwa 8 MW elektrische Leistung erzeugt werden. Dies würde vor Ort zu einer zusätzlichen Emission von etwa 16.000 t/a CO_2 führen, und damit die lokalen Emissionen etwa verdoppeln.

- In einem externen, mit Steinkohle gefeuertem Mittellastkraftwerk können aber dadurch 64.000 t/a CO_2 eingespart werden, bei Ersatz eines älteren Braunkohlekraftwerkes entsprechend mehr. Durch Inbetriebnahme dieser KWK-Anlage läßt sich gegenüber dem Basisfall der CO_2-Ausstoß um 48.000 t/a CO_2 reduzieren. Durch Einsatz der Kraft-Wärme-Kopplung wird also das 12-fache der Menge an CO_2 eingespart, was nur durch eine Wärmerückgewinnung erreicht werden könnte.

- Aufgrund des sehr großen Unterschiedes in den spezifischen CO_2 Emissionen wird hier sogar der Einsatz der Wärmerückgewinnungsanlage aufgrund des Rückgangs der Stromerzeugung in der KWK Anlage die gesamte Reduktionsmenge auf den 10-fachen Wert der Wärmerückgewinnung verringert: Das heißt, bei Versorgung des Trockners aus einer KWK-Anlage wirkt im aktuellen Kraftwerkspark der Einsatz einer Wärmerückgewinnungsanlage in bezug auf die Minderung von CO_2-Emissionen kontraproduktiv.

- Selbst in einem auf Gas-GuD-Anlagen basierenden Kraftwerkspark würde die KWK-Lösung ohne Wärmerückgewinnung aufgrund des hohen elektrischen Wirkungsgrades zu höheren Einsparungen führen als die reine Wärmerückgewinnung. Auf der Basis des Brennstoff Erdgas wird dann aber auch die Kombination aus Wärmerückgewinnung und Kraftwärmekopplung sinnvoll: die Reduktion der CO_2-Emission durch die Kombination würde sich verdoppeln.

Neben dem Einsatz von Erdgas als kohlenstoffarmem Brennstoff ist dieses Ergebnis darauf zurückzuführen, dass durch den Einsatz der Kraft-Wärme-Kopplung mit hoher Stromkennzahl die großen Verluste an Arbeitsfähigkeit, die sonst im Heizkessel aufgetreten wären, weitgehend vermieden werden.

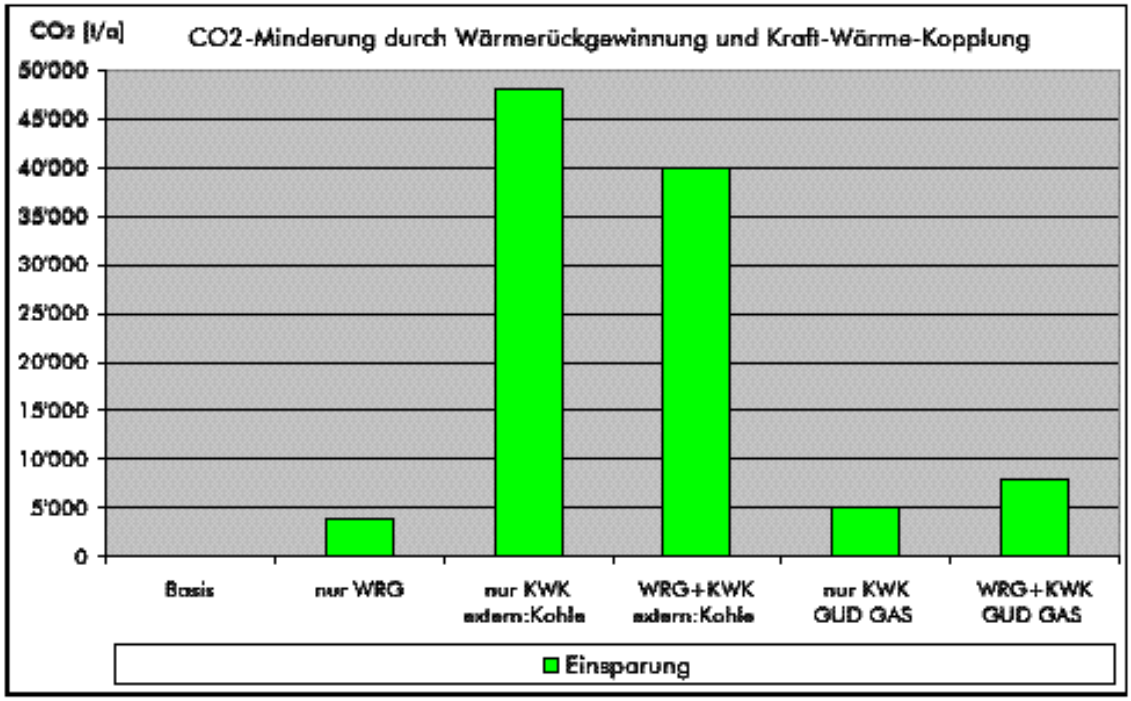


Abbildung 2-17: CO_2-Minderung durch Wärmerückgewinnung und KWK

Dieses Beispiel zeigt sehr nachdrücklich, wie wichtig die richtige Auswahl der Maßnahmen zur Minderung der CO_2-Emissionen ist. Eine einseitige Prüfung nur der Energiebilanzen führt im Hinblick auf eine Maximierung der CO_2-Reduktionen u. U. zu suboptimalen Ergebnissen. Erforderlich ist demnach eine gesamtsystemare Betrachtungsweise unter Einbeziehung aller verfügbaren Technologien auf der Nachfrage- und Angebotsseite. Erst eine Analyse, die auch die Verluste an Arbeitsfähigkeit umfaßt und damit den Einsatz der Kraft-Wärme-Kopplung oder Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung beinhaltet, erbringt ein im Hinblick auf die Ressourcenschonung und den Einsatz der dafür notwendigen finanziellen Mittel befriedigendes Ergebnis.

2.2.2.3 Typische Kostenstrukturen im Bereich der industriellen KWK

Hinsichtlich der Kosten der industriellen KWK muss zunächst auf die Besonderheiten dieses Marktes hingewiesen werden. Beim Vergleich der Randbedingungen für die industrielle und kommunale bzw. öffentliche Kraft-Wärme-Kopplung stellt man fest, dass im industriellen Bereich oft wesentlich günstigere Voraussetzungen vorliegen:

- Der zu bedienende Wärmebedarf ist wesentlich höher. Dadurch können größere Anlagen mit höheren Wirkungsgraden und niedrigeren spezifischen Investitionskosten gebaut werden.

- Die jährlichen Benutzungsstunden sind höher. Dadurch sinkt der Anteil der Kapitalkosten an den Stromgestehungskosten. In vielen Fällen können Betriebs-, oft sogar Vollastbenutzungsstunden von über 8000 h/a erreicht werden. Da in den kommunalen Anlagen überwiegend saisonaler Wärmebedarf gedeckt wird, können

derartig hohe Auslastungen nur dann erzielt werden, wenn nur ein kleiner Teil des Wärmebedarfes gedeckt wird.

- Es liegt bereits eine gut nutzbare Infrastruktur für den Neubau oder Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung vor. Der Neubau von Nah- oder Fernwärmesystemen in kommunalen Gebieten ist dagegen vergleichsweise aufwendig. Vorhandene große Fernwärmesysteme arbeiten aufgrund der früher konzipierten hohen Systemtemperaturen oft mit hohen Verlusten.

- Die Bezugspreise insbesondere für Brennstoff sind aufgrund langjähriger Verhandlungen zumeist sehr günstig.

- Nachteilig wirkt sich dagegen aus, dass die Kapitalrenditeerwartungen in der Industrie im Vergleich zu kommunalen Unternehmen traditionell wesentlich höher sind. Während in kommunalen Unternehmen früher Kapitalrückflußzeiten von über fünf Jahren durchaus akzeptabel waren, lag dieser Wert in der Industrie bei höchstens zwei bis drei Jahren. Die Liberalisierung der Energiemärkte hat allerdings auch hier bereits zu einem deutlichen Wandel geführt.

- Darüber hinaus muss bei der Projektierung industrieller Anlagen sichergestellt werden, dass der Wärmebedarf über einen ausreichend langen Zeitraum gewährleistet wird und nicht durch z. B. Produktionsumstellungen oder Produktionseinstellungen gefährdet wird.

Kraft-Wärme-Kopplung wurde im bisherigen monopolisierten Markt im industriellen Umfeld meistens nur in dem Maße realisiert, wie damit der vergleichsweise teuere Bezug von Strom vermieden wurde. Anlagen, die von EVU (z. T. gemeinschaftlich mit der Industrie) betrieben und auf die Rückspeisung von größeren Mengen Strom ins Netz ausgelegt sind, spielen im deutschen Kraftwerkspark nur eine untergeordnete Rolle, da der Anreiz für die Stromrückspeisung gering ist. Die wenigen zu dieser Kategorie zählbaren Anlagen wurden nur dort gebaut, wo besonders günstige Randbedingungen vorlagen, z. B. wenn

- kommunale Unternehmen den KWK-Strom auch leistungsmäßig angemessen bewerten konnten,

- große Weiterverteiler den KWK-Strom günstiger als von ihrem Vorlieferanten beziehen konnten,

- EVU´s aufgrund starker internationaler Konkurrenz durch IPP´s (Independent Power Producers) keine Marktanteile verlieren wollten.

Viele Anlagen wurden und werden von der Industrie nicht gebaut, weil die als Lieferanten oder Vorlieferanten agierenden EVU´s bei Konkretisierung entsprechender Pläne in der Lage waren und sind, durch Niedrigpreisangebote (z.B. “Strombandbezug”, “Auskaufangebot”) die zunächst gegebene Wirtschaftlichkeit gegenstandslos zu machen.

Die derzeitige Kostensituation der KWK im Wettbewerbsmarkt soll an verschiedenen Beispielen im folgenden verdeutlicht werden.

Abbildung 2-18 stellt für typische Alternativfälle, wie sie heute üblicherweise im industriellen Bereich miteinander konkurrieren, die resultierenden Rest-Stromgestehungskosten im Vergleich zu der Stromerzeugung in einem Kondensationskraftwerk auf GUD-Basis dar.

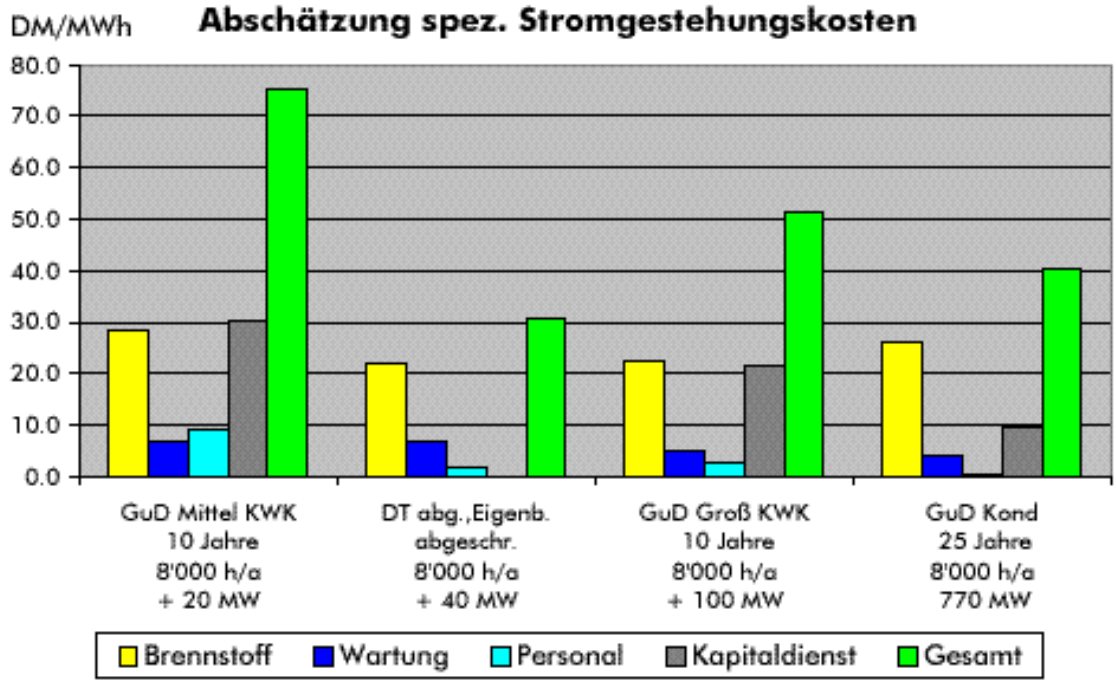


Abbildung 2-18: Stromgestehungskosten verschiedener Kraftwerke im industriellen Bereich

Für alle Varianten wurden jeweils günstigste Bedingungen angenommen:

- Die Ausnutzung erfolgt im Vollastbetrieb über 8000 h/a.
- Für das GuD-Kondensationskraftwerk wird keine Erdgassteuer angenommen.
- Für die KWK-Anlagen wird eine typische Wärmegutschrift zugrundegelegt.
- Die hier für den industriellen Bereich angesetzten Brennstoffpreise dürften etwa dem aktuellen Marktgeschehen entsprechen und weichen von den sonstigen in der Studie genannten Preisen für den kommunalen Bereich daher nach unten ab.
- In der Praxis werden die Preise je nach Standort und Wettbewerbssituation natürlich variieren.
- Die Brennstoffkosten werden direkt über den Gasmehrverbrauch für die KWK-Anlage berechnet. Die Gutschrift für die an den Industrieverbraucher abgegebene Wärme ist daher schon enthalten. Bei einem typischen Wirkungsgrad des Ersatzkessels und einem

Gaspreis von 20 DM/MWh (H_u) ergibt sich dabei eine Wärmegutschrift von 21.28 DM/MWh.

Weitere charakteristische Daten sind der nachfolgenden Tabelle zu entnehmen:

Tabelle 2-17: Charakterisitische Daten für den Einsatz von KWK-Anlagen im industriellen Bereich

	GuD Mittel KWK (10 MW)	DT abg.,Eigenb. (abgeschrieben)	GuD Groß KWK (10 MW)	GuD Kond (25 MW)
Elektrische (Zusatz-)Leistung	+ 20 MW	+ 40 MW	+ 100 MW	770 MW
Brennstoffpreis DM/MWh	20.00	20.00	17.00	15.00
Wirkungsgrad Mehrverbrauch	70.0%	90.0%	75.0%	57.1%
Spez. Netto-Investitionskosten TDM/MW	1700	0	1200	890
Personal Personen	15	5	20	40
Wartung DM/MWh	7.00	7.00	5.00	4.00

Danach ergibt sich folgendes Bild[7]. Die Stromgestehungskosten der hier betrachteten industriellen KWK-Anlagen schwanken unter Zugrundelegung industrietypischer Bedingungen zwischen rund 5 Pf/kWh bei großen und etwa 7,5 Pf/kWh bei kleineren Anlagen. Gegenüber neuen hocheffizienten GUD-Anlagen im Kondensationsbetrieb und insbesondere abgeschriebenen Dampfkraftwerken (für die kein Kapitaldienst mehr anfällt) weisen diese Anlagen selbst unter den hier gewählten extrem günstigen Bedingungen (z. B. 8.000 Vollaststunden) höhere Stromgestehungskosten auf. Für den industriellen Verbraucher ist dies allerdings nicht der reale Vergleichsmaßstab, sondern er kalkuliert gegenüber den ihm angebotenen Bezugskosten, in die weitere Kostenkomponenten einzubeziehen sind. Dies sind insbesondere die Netzbenutzungsgebühren (und je nach Verbraucher ggf. Konzessionsabgaben sowie Ökosteuern) sowie die zu veranschlagende Marge des Stromhändlers.

Die Wirtschaftlichkeit von industriellen KWK-Anlagen wird daher - neben der möglichst optimal auf die Eigennutzung ausgerichteten Betriebsweise - nicht zuletzt von der Entwicklung dieser beiden Größen im Markt bestimmt. Unter realen Einsatzbedingungen ist heute - ohne zusätzliche Maßnahmen - zumindest gegenüber abgeschriebenen

7 Wie aus dem vorherigen Vergleich der verschiedenen KWK-Anlagentypen zu sehen ist, werden die Stromgestehungskosten maßgeblich durch den Substitutionswirkungsgrad bestimmt. Die genaue Höhe der Stromkennzahl ist dabei von untergeordneter Bedeutung und wird daher in der Tabelle bewußt nicht angegeben. Zur Orientierung: Für die in KWK betriebene Dampfturbine liegt die Stromkennzahl bei gut 0,2 und für die KWK betriebenen GuD-Prozesse etwa im Bereich von 0,6 bis 0,9 .

Kraftwerken, die heute in der Übergangsphase und durch einen offensiven Verdrängungswettbewerb gekennzeichneten Phase des Wettbewerbs die Basis für die Marktpreisbildung darstellen, für industrielle KWK-Anlagen nur in Einzelfällen (z. B. große industrielle Anlagen) ein wirtschaftlicher Betrieb und hinreichende Wettbewerbsfähigkeit zu erreichen.

Ein zusätzlicher diese Schlußfolgerung erhärtender Aspekt ist der, im Vergleich zu den Alternativen, hohe Fixkostenanteil der KWK. Analysiert man die vorliegenden Daten, ist festzustellen, dass selbst bei 8.000 Betriebsstunden per anno insbesondere in den KWK-Anlagen mit hoher Stromkennzahl die variablen Brennstoffkosten weniger als 50 Prozent der Gesamtkosten ausmachen (vgl. Abbildung 2-19). Die fixen Kosten dominieren. Mit geringeren jährlichen Benutzungsstunden verschlechtert sich dieses Verhältnis weiter. Hohe Fixkosten bedeuten zugleich ein höheres Investitionsrisiko, das in der Regel nur dann getragen wird, wenn die resultierenden Stromgestehungskosten deutliche Vorteile gegenüber den zur Verfügung stehenden Alternativen versprechen.

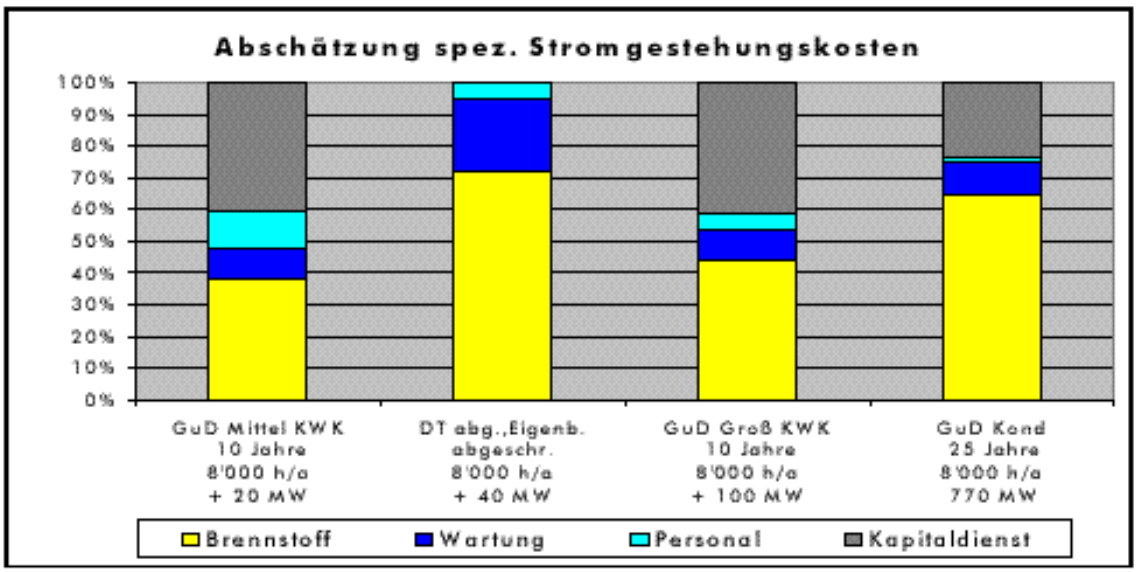


Abbildung 2-19: Spezifische Stromgestehungskosten nach Kostenkomponenten

Über diesen Aspekt hinausgehend sind weitere Hemmnisse zu berücksichtigen. Dies gilt z. B. für den Aufwand für die Projektentwicklung. Die Leistung eines großen Kraftwerkes von z. B. gut 1.000 MW mit wenigen Gas- und Dampfturbinen wird in Kraftwärmekopplung vielleicht auf 20 bis 100 einzelne Anlagen aufgeteilt. Entsprechend steigen die gesamten Projektentwicklungskosten. Potentielle IPP's werden daher kaum Interesse daran haben, große Kraftwerksleistung auf Basis von KWK für die Einspeisung ins Netz aufzubauen.

Zusammenfassend läßt sich feststellen: Das aktuelle Investitionsgeschehen entspricht voll diesem Trend: der Bau industrieller KWK-Anlagen ist de facto zum Erliegen gekommen. Viele Anlagen werden sogar außer Betrieb genommen.

In der Praxis zeigt sich, dass selbst beabsichtigte Bauvorhaben von ganzjährig mit Vollast betriebenen KWK-Anlagen im für die Industrie typischen mittleren Leistungsbereich von etwa 25 bis 40 MW von niedrigeren Bezugsangeboten unterboten werden, so dass diese Investitionen nicht mehr getätigt werden. Diese Anlagen stehen im aktuellen Strommarkt im direkten Wettbewerb sowohl zu einem Überangebot aus abgeschriebenen Großanlagen als auch dem künftigen Neubau großer GuD-Anlagen.

Kleinere Anlagen - wie sie beispielsweise in Kapitel 2.2.1 für die Objektversorgung beschrieben wurden - werden allerdings weiterhin ihre (beschränkten) Chance in kleineren Versorgungseinheiten mit höherem Bezugsniveau finden. Die Liberalisierung der Energiemärkte führt hier sogar teilweise zu einer Verbesserung der Situation, da es nun auch möglich ist, mehrere kommunale und industrielle Abnehmer zusammenzufassen, so dass hierdurch ingesamt die Wirtschaftlichkeit der Anlage deutlich erhöht werden kann. Andererseits eröffnet dies natürlich auch bessere Bezugskonditionen und gefährdet so wiederum die Realisierung der KWK.

Die Stromgestehungskosten abgeschriebener Großkraftwerke als auch neuer großer GuD-Blöcke lassen sich durch Neuinvestitionen in KWK-Anlagen selbst im hohen Leistungsbereich oberhalb von 100 MW kaum erreichen. Die mögliche Anzahl von derartigen Anlagen ist aufgrund der Leistungsgröße beschränkt. Dies limitiert das insgesamt erschließbare Potential. In diesem Leistungsbereich wird die Leistung darüber hinaus unter heutigen Bedingungen zukünftig wohl zunehmend nur so dimensioniert, dass keine nennenswerte Rückspeisung mehr ins Netz erfolgt.

Das erste und mit einer elektrischen Leistung von 120 MW größte von einem unabhängigen IPP durchgeführte KWK-Contracting-Projekt wird zur Zeit bei einem Chemie-Unternehmen in Süddeutschland realisiert. Der im Gasturbinenblock erzeugte Dampf wird dabei in ein in KWK betriebenes Dampfturbinen-Kraftwerk eingespeist.

Ursprünglich beruhte dieses Projekt auf der Idee, mit einer 70 MW Gasturbine ,die zu einem Energieverbund zusammengeschlossenen umliegenden Werke mit Strom zu versorgen. In die damalige Ausschreibung für das Contracting wurde bewusst die Option eingebaut, über den Bedarf vor Ort hinaus KWK-Strom zu erzeugen. Mit den daraus erzielten Erlösen sollte dann die Energierechnung für den Kunden vor Ort weiter gesenkt werden. Tatsächlich ist auf diese Art und Weise ein deutlich höheres Einsparpotential erzielt worden. Sensibilitätsanalysen haben zudem gezeigt, dass die größere Lösung gegenüber möglichen Änderungen der Energiepreise wirtschaftlich deutlich stabiler war.

2.2.2.4 Exkurs: Wie funktioniert die kooperative KWK?

Je größer die jeweiligen Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen gebaut werden und je gleichmäßiger und dauerhafter sie ausgelastet werden können, um so höher sind in der Regel der jeweilige Wirkungsgrad und umso geringer fallen die spezifischen Investitionskosten aus. Ökonomisch bedeutet dies niedrigere Stromgestehungskosten, ökologisch ergeben sich niedrigere spezifischen Emissionen.

Aus diesem Grunde hat man bereits in der Vergangenheit eine Reihe größerer Kraftwerke gebaut, um jeweils mehrere große Verbraucher daraus mit Wärme, Kälte und Strom zu versorgen. Die benötigte Kälte wird in diesen Anlagen über mit Wärme betriebene Absorptionskälteanlagen bereitgestellt. Auf diese Art und Weise entsteht für die Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage gerade in den schwachen Auslastungszeiten des Sommers ein zusätzlicher Wärmebedarf, was zu einer besseren Auslastung führt.

Dazu wurden Partnerschaften von industriellen und kommunalen Unternehmen beschlossen und vereinbart. Dies setzt natürlich voraus, dass die bei der Entwicklung solcher Projekte entstehenden natürlichen Hemmnisse und Widerstände mit dem Willen zur Zusammenarbeit überwunden werden.

Ein Beispiel für derartige Anlagen ist das Heizkraftwerk der Firma Mohndruck in Gütersloh: mit drei Gasturbinen, Abhitzekesseln und Absorptionskälteanlagen wird der Industriebetrieb mit Wärme, Kälte und Strom versorgt und zusätzlich Fernwärme in das örtliche, kommunale Fernwärmenetz eingespeist.

Praxis - Beispiel: Kooperativer Energieverbund in Güterlosh KWK

Bei der Firma Mohndruck wurde ein Kraftwerk mit 3 Gasturbinenpackages mit einer Leistung von je 4,3 MW installiert und diesen je ein Abhitzekessel zur Erzeugung von Frischdampf (zur Stromerzeugung in einer nachgeschalteten Dampfturbine) zugeordnet. In diesem modernen GUD-Kraftwerk kann der Gegendruck variabel gesteuert und an die erforderliche Fernwärmecharakteristik angepaßt werden. Die Fernwärme, die dementsprechend über den Heizkondensator (zusätzlich dazu wird über einen Abgasrestwärmeüberträger Fernwärme bereitgestellt) erzeugt wird, wird nicht nur an Konzernfirmen weitergeleitet (FW-Schiene Ost), sondern gleichzeitig in der sogenannten FW-Schiene Nord auch an anderen Industrie- und Gewerbeunternehmen (z. B. die Firmen Miele, Wolters) weitergegeben. Dieser kooperative Charakter der Anlage soll zukünftig mit der FW-Schiene Süd durch eine Einbeziehung auch öffentlicher Abnehmer (z. B. Schwimmhale, Krankenhaus und Kaserne) ausgeweitet werden. Der innovative Charakter der Anlage wird zudem gestärkt durch die Kälteerzeugung über Absoptionskältemaschinen, die elektrische betriebene Anlagen mit hohem spezifischen Primärenergieverbrauch ersetzen. Aufgrund der dezentralen Anordnung der Absorber sind auch in das Kältekonzept unterschiedliche Verbraucher eingebunden. Der Energieverbundcharakter der Anlage wird letztlich komplettiert durch die Einbeziehung der Abwärme der Druckmaschinen. Die austretende Abluft der Maschinen wird dabei zur Erzeugung von Dampf genutzt. Dieser vergleichsweise geringe Prozessparameter aufweisende Dampf wird in einer Mischkammer mit dem aus dem Heizkraftwerk entnommenen Dampf zusammengeführt und trägt damit ebenfalls zur Stromerzeugung bei.

Auch das Wärmeverbundkraftwerk Freiburg wurde auf dieser Basis errichtet. Eine Gasturbine mit Abhitzekessel und 40 MW Leistung wurde in ein vorhandenes Dampfturbinenkraftwerk integriert. Die gesamte elektrische Leistung einschließlich Dampfturbine beträgt 60 MW. Zu Beginn der Planungen 1990 sollte es drei verschiedene

Fernwärmenetze versorgen: die Rhodia Azetow GmbH für Prozess- und Heizwärme, die Universität Freiburg und ein Fernwärmenetz der Stadt Freiburg.

Seit der Inbetriebnahme im Herbst 1998 werden ein Drittel des Stroms und die gesamte Wärme an den Industriebetrieb geliefert, der Rest des Stromes von den Stadtwerken aufgekauft. Bemerkenswert ist die Minderung der CO_2-Emissionen: gegenüber einer getrennten Versorgung ohne Kraft-Wärme-Kopplung werden ca. 300'000 t/a CO_2 eingespart.

Letzlich können auch Anlagen, wie sie beispielsweise von der RWE Energie AG im Verbund mit Industrieunternehmen in den letzten Jahren errichtet worden sind bzw. sich in der Errichtung befinden als Anlagen der kooperativen KWK bezeichnet werden. Beispiele hierfür sind u. a. das 1997 in Betrieb gegangene GUD-Heizkraftwerk bei der BASF in Ludwigshafen sowie Anlagen bei Hoechst in Frankfurt und Bayer in Dormagen. Alle Anlagen ersetzen ältere industrielle Heizkraftwerke. Die Neuanlagen übernehmen dabei die Prozessdampf- und Wärmeversorgung der industriellen Abnehmer und stellen - insbesondere bedingt durch die hohe Stromkennzahl der GUD-Kraftwerke - zusätzlich Strom für die öffenliche Stromversorgung zur Verfügung.

Im Rahmen ihrer Erklärung zur Klimavorsorge haben es sich die Verbände VIK, VKU und VDEW u. a. zur Aufgabe gemacht, an der Schnittstelle zwischen

- *kommunaler/öffentlicher sowie*
- *industrieller/gewerblicher*

*Energie- und Kraftwirtschaft ihren Mitgliedsunternehmen integrierte, kooperat*ive und damit ressourcenschonende Energiekonzepte als ständige Orientierungs- und Handlungsleitlinie zu empfehlen. Dadurch soll das in diesen Sektoren bestehende CO_2-*Minderungspotential mit marktwirtschaftlichen Mitteln sowie u*nter Berücksichtigung der jeweils vorhandenen Energieversorgungsstrukturen durch den verstärkten Einsatz gemeinschaftlich genutzter Anlagen zu gekoppelter Erzeugung von Kraft-Wärme-Kälte und sonstigen Produkten (z. B. Druckluft) mehr als bisher ausgeschöpft werden.

*Diese Anlagen sind technisch und wirtschaftlich so zu konzipieren, dass die b*eteiligten Partner mit den benötigten Energien und sonstigen Produkten bedarfs- und wettbewerbsgerecht versorgt werden. Ein geeignetes System von Verträgen muss sicherstellen, dass der durch gemeinschaftliches Vorgehen erzielte wirtschaftliche Vorteil allen beteiligten Partnern in angemessener Weise zugute kommt.

Es ist sicher nicht übertrieben zu sagen, dass überall, wo derartige Projekte entstanden sind, sehr engagierte und überzeugende Persönlichkeiten diese Projekte vorangetrieben haben.

Um an den Erfolg dieser Projekte gerade auch unter der Notwendigkeit zur Emissionsminderung von Treibhausgasen anzuknüpfen, ist 1998 eine gemeinsame

Verbändeempfehlung zur Förderung der Kooperativen Kraft-Wärme-Wirtschaft[8] zwischen VIK, VKU und VDEW beschlossen worden.

8 Gemeinsame Verbändeempfehlung zur Förderung der Kooperativen Kraft-Wärme-Wirtschaft, VIK, VKU, VDEW, 1998

3 Stand der Nutzung und weiterreichende Nutzungspotentiale der KWK

Auf der Basis vorliegender statistischer Unterlagen und anderweitiger Untersuchungen läßt sich feststellen, dass Deutschland mit einem Stromerzeugungsanteil von KWK-Anlagen, der je nach statistischem Auswertungsverfahren zwischen 11 und 14,6 % liegt (Stand 1997), im europaweiten Vergleich eher im Mittelfeld liegt. Insbesondere in den Niederlanden und Dänemark sowie Finnland hat die KWK mit Anteilen von mehr als 40 % heute bereits eine wesentlich größere Bedeutung für die Deckung der Stromnachfrage.

Vor diesem Hintergrund wird nachfolgend der bisher in Deutschland erreichte Stand der Nutzung den grundsätzlichen Nutzungsmöglichkeiten/-potentialen, die deutlich höher einzuschätzen sind, gegenübergestellt.

3.1 Derzeitiger Nutzungstand der KWK in Deutschland

Bei der Darstellung des Nutzungsstandes der KWK in Deutschland und der technischen Potentiale wird in Anlehnung an die Vorgehensweise in Kapitel 2 im folgenden zwischen der zentralen (öffentlichen) sowie der dezentralen und der industriellen KWK unterschieden. Darüber hinaus wird Bezug auf den Einsatz der Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung (KW(K)K) genommen.

3.1.1 Kommunale und öffentliche KWK

Unter öffentlicher KWK wird die Bereitstellung von Fernwärme durch öffentliche Fernwärmeversorgungsunternehmen verstanden. Diese versorgen alle Kundenbereiche (d. h. Haushalte, Kleinverbrauch und Industrie) mit Wärme und/oder Prozeßdampf. Explizit nicht eingeschlossen sind Anlagen der industriellen Eigenversorgung sowie kleine KWK-Anlagen in privatem Besitz (z. B. Blockheizkraftwerke). Tabelle 3-1 stellt die wichtigsten Daten der öffentlichen Fernwärmeversorgung zusammen.

Tabelle 3-1: Charakteristische Daten der Fernwärmeversorgung (Fernwärmehauptbericht: Stand 1997)

	ABL	NBL	Deutschland
Wärmeengpaßleistung (MW)	39.781	12.488	52.269
davon: Heizkraftwerke	24.076	6.495	30.571
Wärmenetzeinspeisung (TJ)	261.700	89.187	350.887
davon: Heizkraftwerke	179.381	59.902	232.283
el. Leistung (MW)	9.309	2.150	11.254
korrespondierende Stromerzeugung (GWh)	19.272	7.143	26.415

Quelle: (Schmitz 1998)

Bei einer Trassenlänge von insgesamt 13.425 km wurden 1997 rund 244.000 angeschlossene Kunden in den alten Bundesländern mit Fernwärme versorgt. Die entsprechenden Zahlen für die neuen Bundesländer lauten 4.760 km Trassenlänge bei

45.000 Hausübergabestationen. Der Anteil der Fernwärme an der gesamten Wärmeversorgung (Raum- und Prozeßwärme) betrug nach der Bilanz der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen im Jahr 1997 rund 7 %. Bezieht man den Fernwärmebeitrag auf den Niedertemperaturwärmebedarf - was aufgrund seiner Eigenschaften gerechtfertigt erscheint - erhöht sich der Anteil auf etwa 10 %.

Die installierte Wärmeengpaßleistung lag nach Tabelle 3-1 in Deutschland 1997 bei rund 52.269 MW. Davon waren etwa 58 % in Heizkraftwerken und 42 % in Heizwerken realisiert. Etwa 66 % der in Deutschland eingesetzten Fernwärme wurden in Heizkraftwerken bereitgestellt. Die Wärmenetzeinspeisung betrug 1997 in Deutschland etwa 350,9 PJ, davon mit einem Viertel ein überproportionaler Anteil in den neuen Bundesländern. Die korrespondierende elektrische Leistung der KWK-Anlagen betrug 1997 in Deutschland insgesamt 11.254 MW_{el}. Die in Koppelproduktion bereitgestellte elektrische Arbeit belief sich 1997 in Deutschland auf 26,4 TWh. Die durschnittliche Stromkennzahl der KWK-Anlagen im Bereich der öffentlichen Versorgung liegt trotz des zunehmenden Anteils moderner GUD-KWK-Anlagen, die spezifisch höherer Kennzahlen aufweisen, heute noch unterhalb von 0,4.

Im Vergleich zu den letzten Jahren sind bezogen auf die wesentlichen Daten der Fernwärmeversorgung damit insgesamt nur geringfügige Veränderungen zu verzeichnen gewesen. Dabei sind in den alten und neuen Bundesländern voneinander abweichende Trends zu beobachten. Während installierte Leistung und Netzeinspeisung in den alten Bundesländern vor allem aufgrund von Verdichtungsprozessen und Ersatz von Altanlagen durch Kraftwerke mit höherer Stromkennzahl[1] angestiegen sind, waren beide Größen in den neuen Bundesländern rückläufig. Maßgeblich hierfür dürften nach weitgehender Konsolidierung im industriellen Bereich in erster Linie Erfolge in bezug auf die Verringerung des spezifischen Energieverbrauchs der Wärmeabnehmer gewesen sein.

Hinsichtlich der Brennstoffe wurden 1997 in den alten Bundesländern in der öffentlichen KWK im wesentlichen Steinkohle (zu 53 %) und Erdgas (zu 28 %) und in den neuen Bundesländern Braunkohle (zu 32 %) und Erdgas (zu 66 %) eingesetzt. Darüber hinaus kommen im begrenzten Umfang sonstige Gase, Müll sowie leichtes und schweres Heizöl zum Einsatz.

Die öffentliche KWK basiert zum überwiegenden Anteil auf dem Einsatz im Bereich der kommunalen Energiewirtschaft. Rund 60 % der heute in KWK-Anlagen installierten Leistung besteht in Anlagen der Mitgliedsunternehmen des Verbandes "Kommunaler Unternehmen". Die dort aufgeführten 57 städtischen Werke weisen insgesamt eine elektrische KWK-Leistung von 5.858 MW_{el} auf (zuzüglich 764 MW_{el} in kommunalen Beteiligungsgesellschaften). Bei den meisten dieser Stadtwerke basiert die gesamte Eigenerzeugung entweder vollständig oder zumindest mehrheitlich auf der KWK. Anteile von 100 % bzw. nahezu 100 % liegen beispielsweise bei den Stadtwerken Chemnitz,

[1] Diesbezüglich kann für 1997 z. B. die Inbetriebnahme der Kraftwerke Verbund-HKW Altbach der NWS Stuttgart und des GUD-HKW Berlin-Mitte der BEWAG genannt werden.

Flensburg, Halle sowie den Gas- und Elektrizitätswerken (GEW) Köln sowie bei der Energie- und Wasserversorgung Rhein-Neckar (Mannheim) vor.

Der verbleibende Anteil der öffentlichen KWK basiert im wesentlichen auf der Wärmeauskopplung aus Großkraftwerken, deren primärer Zweck die Stromerzeugung darstellt. Insbesondere die großen Verbundunternehmen sind im Vergleich zu den Stadtwerken aber häufig durch einen sehr geringen KWK-Anteil gekennzeichnet. Die RWE Energie AG z. B. stellt heute nur weniger als 2 % ihres Stromabsatzes in KWK-Anlagen bereit. In absoluten Zahlen entspricht dies gerade soviel wie die KWK-Stromerzeugung der Stadtwerke Mannheim.

Derzeit sind verschiedene KWK-Anlagen in Bau, die im wesentlichen aber als Ersatz bestehender älterer Anlagen anzusehen sind. Dies sind u. a. Projekte (Stand August 1999)

- der Gas- und Elektrizitätswerke (GEW) Köln (HKW Mehrheim, HKW Merkenich)
- der Stadtwerke Hannover (Heizkraftwerk Linden)
- der Stadtwerke Düsseldorf (Heizkraftwerk Lausward)
- Kraftwerke Mainz AG/HEAG (Heizkraftwerk Mainz)
- Stadtwerke Erkrath (BHKW)

Ein darüber hinausgehender Zubau an Kraftwerksleistung im Bereich der öffentlichen KWK ist im Moment nicht zu verzeichnen. Im Gegenteil zeigt die Entwicklung seit der Öffnung der Strommärkte eine eher rückläufige Tendenz. Nach Verbandsangaben sind seit April 1998 rund 15 % der bestehenden KWK-Anlagen stillgelegt worden. Zahlreiche Betreiber haben zudem angekündigt, ihre KWK-Stromproduktion in nächster Zeit aus wirtschaftlichen Gründen drosseln zu wollen (z. B. Mainova Frankfurt, Stadtwerke Düsseldorf, Duisburg und Bremen).

3.1.2 Dezentrale KWK

Als dezentrale KWK-Anlagen werden vielfach kleine, verbrauchernah installierte Stromerzeugungsanlagen bezeichnet (z. B. Blockheizkraftwerke (BHKW), kleine Gasturbinen-Heizkraftwerke), die häufig zur Eigenstromerzeugung oder im Rahmen von Gemeinschafts- oder Contractingaktivitäten zum Einsatz kommen.

Seit Anfang der 90er Jahre kann hinsichtlich der Installation von BHKW (Verbrennungsmotoren) in Deutschland von einer dynamischen Entwicklung gesprochen werden. Während Ende 1990 rund 1.312 Anlagen mit einer installierten Leistung von insgesamt 617 MW am Netz waren, lag die in BHKW-Anlagen installierte elektrische Leistung in Deutschland Ende 1997 (1998) mit 4.013 (5.503) Anlagen bereits bei etwa 1.841 MW (2.057 MW), d. h. die installierte Leistung konnte in nur sieben Jahren etwa

verdreifacht werden (AG BHKW 1999)[2]. Andere Quelllen (ASUE) gehen mit 2.262 MW (davon rund 10 % Anlagen auf biogener Brennstoffbasis) bereits für das Jahr 1997 von einer höheren in BHKW installierten Leistung aus. Dennoch ist das technisch/wirtschaftliche Potential der Nutzung von BHKW damit bisher nur zu geringen Teilen ausgeschöpft. Wiederum andere Quellen (VDEW) weisen nur Motor-BHKW aus und beschränken sich zudem auf Anlagen > 40 kW. Sie kommen mit einer installierten Leistung von 1.425 MW zu einer deutlich geringeren Einschätzung (Seidel 2000).

Im Gegensatz zu den zentralen und sehr fixkostenintensiven Anlagen der öffentlichen KWK (sowie der dazugehörigen Fernwärmenetze) können mit der zunehmenden Liberalisierung der Strommärkte die Anwendungsmöglichkeiten dezentraler KWK-Anlagen (mit kostengünstigeren Wärmeverteilungssystemen), die zumeist in deutlich kürzeren Zeiträumen abgeschrieben werden können, ein breiteres Anwenderspektrum ansprechen. Erste Erfahrungen aus deregulierten Strommärkten bestätigen diese Tendenz grundsätzlich. Ein weiterer Aufschwung für die dezentrale KWK kann aus dem Wachstum der Energiedienstleistungsmärkte und energiepolitischer Aktivitäten (z. B. Stromsteuerbefreiung für kleine Anlagen zur Eigenerzeugung) abgeleitet werden.

Dennoch steht auch die dezentrale KWK heute vor einem enormen Druck. Der in den vergangenen Jahren stetig zu verzeichnende Zuwachs ist mittlerweile weitestgehend zusammengebrochen. Viele Bauvorhaben sind in der derzeitigen Phase des offensiven Verdrängungswettbewerbs - trotz weit fortgeschrittener Planung - gestoppt oder zeitlich verschoben worden. Maßgeblich ist hierfür in nahezu jedem Fall das Angebot von günstigeren Strombezugskosten seitens der in der jeweiligen Region aktiven Stromversorgungsunternehmen/Stromhändler. Letzteres hat in letzter Zeit auch vermehrt dazu geführt, dass selbst bestehende Anlagen außer Betrieb genommen wurden. Die Zeitschrift Energie & Management, die jeden Monat besonders effiziente oder innovative BHKW-Projekte darstellt, hat aus diesem Grund Ende 1999 das ”verhinderte BHKW” symbolisch zum BHKW des Jahres erklärt.

3.1.3 Industrielle KWK

Die Kraft-Wärme-Kopplung wird in der Industrie[3] aufgrund der hier z. T. vorliegenden günstigen Einsatzbedingungen (zeitgleicher Bedarf von Strom und Wärme, lange Laufzeiten durch Schichtbetrieb) bereits seit Jahrzehnten erfolgreich genutzt. Unter industrieller KWK versteht man im wesentlichen die Prozeßwärmeauskopplung bei einem Temperaturniveau unterhalb von 500 °C. Raumwärme- und Warmwasserversorgung sind zu großen Teilen hingegen bereits bei der öffentlichen oder dezentralen KWK (d. h. BHKW) berücksichtigt worden.

---

2 Neben Verbrennungsmotoren werden in der Regel auch kleine Gasturbinen den BHKW zugeordnet. Hier zeigte sich in den letzten Jahren ebenso eine dynamische Entwicklung. Während 1990 erst 81 Anlagen mit einer Leistung von 1.433 MW in Betrieb waren, betrug die installierte Leistung 1997 (1998) in 242 (252) Anlagen bereits 4.374 MW (4.514 MW).

3 Unter industrieller KWK versteht man die Errichtung und den Betrieb von KWK-Anlagen zur primären Eigenversorgung der Industrie.

Die in den Anlagen der industriellen KWK installierte Leistung betrug 1996 rund 10.114 MW_{el} und liegt damit in vergleichbarer Höhe wie die KWK-Leistung der öffentlichen Versorger (VIK-Statistik 1996/97). Die korrespondierende Stromerzeugung der KWK-Anlagen liegt derzeit bei 29,8 TWh (nur verarbeitendes Gewerbe, d. h. ohne Bergbau: inklusive Bergbau betrug die industrielle KWK rund 41,1 TWh[4]). Damit wird rund 83,3 % der industriellen Stromerzeugung in KWK-Anlagen realisiert (unter Einbeziehung des Bergbaus reduziert sich der KWK-Anteil auf etwa 75 %).

In den letzten Jahren hat sich dabei eine deutliche Verschiebung von den KWK-Anlagen auf Dampfturbinenbasis zu der gekoppelten Stromerzeugung auf Basis Gasturbinenanlagen (inklusive GUD-Kraftwerke) eingestellt. Allerdings ist ebenso anzumerken, daß der Beitrag der industriellen KWK-Stromerzeugung in den zurückliegenden Jahrzehnten bereits höher gewesen ist.

Die durchschnittliche Stromkennzahl der industriellen Anlagen kann nach aktuellen Erhebungen der VIK (persönliche Infomationen im April 2000) bezogen auf die bereitgestellten Arbeitsmengen derzeit mit 0,44 und bezogen auf die jeweils installierte elektrische und thermische Leistung mit 0,34 angegeben werden. Die spezifisch höchsten Stromkennzahlen mit durchschnittlich etwa 1,0 weisen dabei die Gasturbinenanlagen auf, während die Dampfturbinen-KWK-Anlagen lediglich durch Kennwerte in der Größenordnung von 0,27 gekennzeichnet sind.

Die industrielle KWK trug 1997 insgesamt mit rund 5,9 % zur Nettostromerzeugung in Deutschland bei. Bezogen auf die sektorale Endenergienachfrage nach Strom entsprach die Stromerzeugung aus industriellen KWK-Anlagen etwa 15,2 %.

Während die industrielle KWK lange Zeit stagnierte (zumindest in den alten Bundes–ländern), ist in den letzten Jahren zumindest in Teilbereichen eine deutlich positivere Grundhaltung gegenüber der gekoppelten Stromerzeugung zu erkennen. Dies gilt insbesondere für die gasgefeuerten Anlagen und ist maßgeblich auf die technischen Fortschritte in der Gasturbinen- und Gas- und Dampfturbinentechnik, die deutlich gesunkenen Investitionskosten und die derzeit niedrigen Erdgaspreise zurückzuführen. Dieser Trend zur Ausweitung der industriellen KWK (auch in Form von joint ventures zwischen Privatwirtschaft und Energie–versorgungsunternehmen; vgl. Kallmeyer 1996) zeigt sich bundesweit. Von 1993 bis 1997 wurden 16 diesem Bereich zurechenbare Projekte mit einer Gesamtleistung von ca. 1.045 MW durchgeführt. Weitere 8 Projekte sind seitdem umgesetzt worden bzw. befinden sich in Planung. Aktuelle Projekte sind etwa der gemeinschaftliche Bau von GUD-KWK-Anlagen zwischen RWE Energie AG und Bayer Dormagen bzw. zwischen RWE Energie AG und Hoechst sowie Opel Rüsselsheim. Darüber hinaus sind aber zunehmend auch unabhängige Versorger, sog. Independent Power Producer (IPP) aktiv, so z. B. das finnische Unternehmen IVO bei der Wacker Chemie in Süddeutschland.

---

4 Aufgrund der nur unzureichenden statistischen Datenbasis ist nicht auszuschließen, daß dieser Betrag anteilig auch reinen Kondensationsstrom aus Entnahme-Kondensationskraftwerken enthält.

Trotz dieses verstärkten Engagements ist das aus technisch/wirtschaftlichen Gesichtspunkten realisierbare Potential bisher nur zu Teilen ausgeschöpft. Zudem sind nun auch im Bereich der Industrie die Auswirkungen der Liberalisierung der Energiemärkte und der offensive Verdrängungswettbewerb im KWK-Bereich zu spüren. Spätestens seit Mitte des Jahres 1999 sind auch in diesem Marktbereich der KWK Rückbautendenzen zu beobachten. Allein in den Monaten August und September 1999 waren frühzeitige Stillegungen in der Größenordnung von 150 bis 200 MW zu verzeichnen (vgl. Angaben der VIK; Kaier 1999), mit - nach Verbandsangaben - anhaltender Tendenz.

3.1.4 Kraft-Wärme-(Kälte)-Kopplung

Über Absorptionskälteverfahren können Fern- und Nahwärme (oder Abwärme) auch zur Bereitstellung von Kälte genutzt werden. Hierdurch wird zum einen elektrische Energie, die normalerweise zum Antrieb der konventionellen Kälteanlagen benötigt wird, substituiert. Zum anderen kann die Auslastung der fernwärmeerzeugenden Anlagen (insbesondere in den nachfrageschwachen Sommermonaten) hierdurch erhöht und ihre Wirtschaftlichkeit damit gesteigert werden. Unter den üblichen Bedingungen kann eine Temperatur von bis zu 6 °C realisiert werden[5]. Als mögliche Anwendungsgebiete kommen damit vor allem die Klimatisierung (Bürogebäude, Hotels, Krankenhäuser), die Abfuhr innerer Wärmelasten (z.B. Rechenzentren) und verschiedenste Prozeßkälteanwendungen in Industrie und Handel (z.B. Kühlen von Maschinen) in Frage.

Absorptionskälteanlagen sind sorgfältig auszulegen und ihre Anwendungsgebiete gezielt auszuwählen. Je nach Randbedingungen (Stromverlustkennziffer des HKW, Wärmeverhältnis der Kälteanlage) kann durch Absorptionskälteanlagen eine Energieeinsparung gegenüber Kompressionskälteanlagen von bis zu 26 % realisiert werden. Unter ungünstigen Bedingungen (hohe Stromverlustkennziffer, geringes Wärmeverhältnis) kann aber auch eine schlechtere Energiebilanz resultieren. Generell positive Bilanzen erhält man jedoch bei der Nutzung von Abwärme als Wärmequelle.

Ende 1994 waren in Deutschland rund 430 Absorptionskälteanlagen mit einer Kälteleistung von rund 660 MW in Betrieb. Mehrere dieser Anlagen wurden dabei in Verbindung mit industriellen Heiznetzen, öffentlichen HKW (z. B. Kassel, Saarbrücken, Mannheim) oder BHKW betrieben. Dennoch steht die Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung (KW(K)K) noch relativ am Anfang ihrer Verbreitung.

3.1.5 Zusammenfassung des derzeitigen Nutzungsstandes und resultierender CO_2-Minderungsbeitrag

Unter Berücksichtigung der Schwierigkeiten mit der Abgrenzung der unterschiedlichen Anwendungsformen der KWK-Anlagen und der unterschiedlichen Werte, die in statistischen Erhebungen zu finden sind, zeigt Tabelle 3-2 eine zusammenfassende

5 Über technische Verbesserungen, z. B. zweistufige Verfahren, ist auch eine weitergehende Temperaturabsenkung möglich.

Darstellung des derzeitigen Nutzungsstandes in bezug auf die Stromerzeugung aus KWK-Anlagen.

Tabelle 3-2: Stromerzeugung in KWK-Anlagen in Deutschland (Stand 1997) nach (Schmitz 1998; VDEW 1998, FG BHKW 1999, VIK 1998)

	Leistung in MW_{el}	Stromerzeugung in GWh_{el}
öffentliche KWK	11.254	26.415
davon in BHKW (Motoren) ausgewiesen	420	1.893
davon in Biogas-BHKW ausgewiesen	226	1.130
davon in BHKW (Gasturbinen) ausgewiesen	1.067	1.191
industrielle KWK	10.114	41.150
davon Bergbau	2.480	11.350
davon in BHKW (Motoren) ausgewiesen	143	495
davon Gasturbinen ausgewiesen	1.319	7.851
Summe	21.368	67.565
zusätzlich BHKW nach ASUE-Statistik	*1.400*	*7.000*
damit insgesamt BHKW (rechnerisch)	*2.262*	*10.518*

Nach Tabelle 3-2 betrug die gesamte Stromerzeugung in KWK-Anlagen in 1997 inklusive Bergbau rund 67.565 GWh, dies entspricht etwa 13,2 % der Nettostromerzeugung des Landes (ohne Bergbau liegt der Anteil bei rund 11 %).

Aufgrund der Abgrenzungsschwierigkeiten zwischen den verschiedenen Bilanzen und der z. T. nur ausschnittsweisen Erfassung der KWK-Anlagen ist zusätzlich eine eigene Abschätzung über den Nutzungsstand der KWK durchgeführt worden. Dabei wurde zugleich eine Aufschlüsselung nach Energieträgern durchgeführt. Im einzelnen sind dazu folgende Annahmen getroffen worden:

- die AGFW-Statistik für die öffentliche Fernwärmeversorgung erfaßt nur einen Teilausschnitt aller Fernwärme bereitstellenden Unternehmen und sonstigen (privaten) Erzeuger. Für diesen Bereich sind daher für die Energieträger Braun- und Steinkohle alle seit 1968 installierten Heizkraftwerke einzeln erfaßt worden. Ihnen wurde eine mittlere Ausnutzungsdauer von 2.314 h/a entsprechend den in der AGFW-Statistik ausgewiesenen Anlagen zugewiesen;

- für gasbefeuerte Anlagen kann für die öffentliche Versorgung auf eine Zusatzanalyse zum AGFW-Bericht zurückgegriffen werden (vgl. Fernwärme International 8/1998). Gegenüber den Statistiken der ASUE und der FGBHKW sind aber auch hier nur ein Teil der BHKW-Anlagen enthalten. Den weder hier, noch im industriellen Bereich in der VIK-Statistik, erfaßten (zumeist privaten) Anlagen ist dementsprechend ein zusätzlicher Beitrag zur KWK-Stromerzeugung zuzuordnen. Im Gegensatz zu den von den öffentlichen Versorgungsunternehmen aufgeführten Anlagen, wird diesen mit im Mittel 5.000 h/a eine höhere Auslastung zugewiesen;

- für die zusätzliche BHKW-Leistung wurde dabei von folgenden Betreiberanteilen ausgegangen: Industrie (7,8 %), Gewerbe (26,9 %) sowie öffentliche inkl. sonstige KWK (65,3 %) nach (VDEW 1998) und eigene Berechnungen;
- eine Differenz tritt zwischen AGFW- und VIK-Statistik bzw. ASUE- und FGBHKW-Statistik ebenfalls für Gasturbinen-Heizkraftwerke auf. Hier ist aber davon auszugehen, dass die fehlende Gasturbinenkapazität sich weitgehend in der von AGFW und VIK separat aufgeführten GUD-Kapazität befindet;
- für die industrielle KWK kann eine Auswertung nach Antriebsmaschinen gemäß der VIK-Statistik erfolgen. Eine Zuordnung auf die Brennstoffe erfolgt gemäß dem gesamten Brennstoffmix der industriellen Stromeigenerzeugung.

Vor diesem Hintergrund kommt man zu folgenden Ergebnissen:

Tabelle 3-3: Stromerzeugung in KWK-Anlagen in Deutschland (Stand 1997) nach eigenen Berechnungen

	Leistung in MW_{el}	Stromerzeugung in GWh_{el}
öffentliche KWK (inkl. private Anlagen)		**43.021**
Steinkohle		14.643
Braunkohle		4.322
Öl		2.211
Erdgas		18.852
Biomasse		180
Biogas		700
Müll		2.113
industrielle KWK (nur verarb. Gewerbe)		**31.418**
Steinkohle		14.179
Braunkohle		6.794
Öl		2.215
Erdgas		8.230
Biomasse		k. A.
Biogas		k. A.
Müll		k. A.
Summe KWK		**74.439**
Steinkohle		28.822
Braunkohle		11.116
Öl		4.426
Erdgas		27.082
Biomasse		180
Biogas		700
Müll		2.113

Nach dieser Auswertung ist der KWK-Anteil an der Stromerzeugung in Deutschland heute etwas höher als in den offiziellen Statistiken ausgewiesen und beträgt (ohne Bergbau) knapp 14,6 %.

Ausgehend von dem erreichten Nutzungsstand trägt die KWK heute bereits zu einem nennenswerten Umfang zur CO_2-Einsparung bei. Gegenüber einer alternativen getrennten

Strom- und Wärmebereitstellung kann für den Bereich der öffentlichen Fernwärmeversorgung nach Angaben der Arbeitsgemeinschaft Fernwärme von 15,6 Mio. t geringeren CO_2-Emissionen ausgegangen werden. Für die gesamte KWK ermittelt sich der Reduktionsbeitrag auf etwa 34 Mio. t CO_2/a. Dies entspricht knapp 4 % des gesamten CO_2-Ausstoßes des Jahres 1998. Andere Quellen schätzen den Beitrag der KWK mit rund 25 bis 30 Mio. t CO_2 deutlich geringer ein.

3.2 Technisch und wirtschaftliche Potentiale der KWK

Ebenso wie bei der Darstellung des Nutzungsstandes der KWK in Deutschland wird bei der folgenden Ableitung der technisch/wirtschaftlichen Potentiale des KWK-Einsatzes zwischen der zentralen (öffentlichen) sowie der dezentralen und der industriellen KWK unterschieden. Eine besondere Nutzungsform der KWK, nämlich der Einsatz von Grubengas aus dem Bergbau wird gesondert im Anhang behandelt (vgl. Anhang A6).

3.2.1 Kommunale/öffentliche KWK

In den letzten 10 Jahren sind sehr unterschiedliche Aussagen zum technisch wirtschaftlichen Potential der Siedlungs-KWK getroffen worden. Die Unterschiede haben methodische Ursachen, liegen in den eingeflossenen Prämissen und sind zum Teil auch in dem Tiefgang begründet, mit dem die jeweilige Potentialermittlung erarbeitet worden ist. Ohne auf einzelne Arbeiten einzugehen, sollen hier einige grundlegende Differenzen dargelegt werden, die nach dem Gesichtspunkt Methodik, Prämisse und Bearbeitungstiefe unterschieden werden:

Methodik:

- es werden die relevanten Einsatzfälle für KWK-Anlagen exemplarisch aufgezeigt und anschließend abgeschätzt, wieviel ähnlich gelagerte Fälle bundesweit zu erwarten sind
- es werden Erkenntnisse für einzelne Regionen (z.B. aus örtlichen oder regionalen Energiekonzepten) auf das gesamte Bundesgebiet übertragen
- es wird mit Hilfe von statistischem Datenmaterial, das für jede Kommune verfügbar ist, auf Anschlußbedingungen für Nah/Fernwärme rückgeschlossen

Prämissen:

- es wird die volkswirtschaftliche oder die einzelbetriebliche Perspektive ("was rechnet sich für ein Versorgungsunternehmen") als Maßstab genommen
- es wird von vornherein unterstellt, dass eine bereits vorhandene dezentrale Gasversorgung nicht oder nur in sehr geringem Maße durch Nah/Fernwärmelösungen verdrängt wird bzw. es wird insgesamt eine Entwicklung betrachtet, die wenig von einer Trendentwicklung (business as usual) abweicht
- es fließen recht unterschiedliche Annahmen zur Energiepreis- und Wärmebedarfsentwicklung ein

- es werden Effekte, die sich aus der dezentralen Struktur der KWK-Erzeugung für die Stromnetze ergeben, berücksichtigt oder nicht

Bearbeitungstiefe:

- es handelt sich um methodisch hinterlegte Aussagen oder
- um vage Schätzungen aus Vergleichen mit anderen Staaten, Sichtung verschiedener Veröffentlichungen oder Einschätzungen, die sich aus dem persönlichen Aktionsfeld des Einzelnen ergeben

Zur Vorbereitung politischer Entscheidungen ist es sinnvoll, die volkswirtschaftliche Perspektive in den Vordergrund zu stellen und die Spielräume von vornherein wenig einzuengen. Auch diesbezüglich zeigen die bisher verwendeten Ansätze deutliche Unterschiede. Für die Berechnung von Bedeutung ist,

- dass der Kapitaldienst auf der Basis von Realzins und einer Abschreibungsfrist, die der technischen Lebensdauer der Anlagen entspricht, zu berechnen ist,
- dass keine Steuerbelastungen einbezogen werden, um ein Abbild der unbeeinflußten Aufwendungen einfließen zu lassen,
- dass eigentlich auch externe Effekte, wie die Kosten der zu erwartenden Umweltschäden der im Trend zustande kommenden Anlagen gegenüber denen der ökologisch fortschrittlichen Anlagen einzurechnen sind, worauf aber aufgrund von überaus großen Unsicherheiten zur Kostenhöhe i.d.R. verzichtet wird
- dass üblicherweise neue Anlagen neuen gegenübergestellt werden, d. h. eine Orientierung an den langfristigen grenzkosten notwendig ist
- dass bisher eingeschlagene Wege, wie z.B. die dezentrale Erdgasversorgung in innerstädtischen Bereichen, zur Disposition gestellt werden und im Zuge des Erneuerungsbedarfs oder unter Berücksichtigung eines entsprechenden Kostenaufwandes beendet bzw. eingeengt werden
- dass Stromnetze sich allmählich den günstigeren Bedingungen einer stärker dezentralisierten Stromerzeugung, die zudem hauptsächlich an Verbrauchsschwerpunkten angeordnet ist, anpassen werden und damit gegenüber dem Ausgangszustand zu Kostenentlastungseffekten beitragen usw.

Erst in einem nachgeschalteten Schritt sollte dann hinterfragt werden, ob ein volkswirtschaftlich und ökologisch positives Ergebnis aus der Sicht der Unternehmen ebenso positiv ausfällt bzw. welche Rahmenbedingungen hergestellt werden müßten, damit sich die positive volkswirtschaftliche Perspektive auch im einzelbetrieblichen Kalkül positiv darstellt. Die Eckpunkte der einzelbetrieblichen Sichtweise sind:

- Risikoabfederung gegenüber unerwartet ungünstigen Betriebsbedingungen der Anlage, Demission vor Ablauf der zu erwartenden Lebensdauer, ungünstigere Entwicklung der

Energiepreise (höhere Brennstoffpreise, niedrigere Strom- und Wärmeerlöse bei der KWK-Anlage), indem mit einem höheren Zinsansatz und einer kürzeren Abschreibungsfrist gerechnet wird. Aus volkswirtschaftlicher Sicht spielen zumindest die technisch bedingten Risiken keine Rolle, weil aufgrund einer Risikodurchmischung, die bei einer Vielzahl von Anlagen zum Tragen kommt, vom Eintritt durchschnittlicher Betriebskosten und Lebensdauern ausgegangen werden kann.

- Berücksichtigung der Konkurrenzsituation zu älteren Anlagen, die nicht mehr oder kaum noch mit Kapitalkosten belastet sind
- Berücksichtigung von steuerlichen Belastungen
- erschwerte Revidierung von früheren Entscheidungen usw.

Die Untersuchung des Bremer Energie-Instituts, die 1993/94 für die Enquete-Kommission des Deutschen Bundestages "Schutz der Erdatmosphäre" zur Ermittlung des Siedlungs-KWK-Potentials angefertigt wurde, kann vor dem Hintergrund der Vielschichtigkeit der relevanten Aspekte wahrscheinlich noch immer als eine der methodisch aufwendigsten Bearbeitungen zur volkswirtschaftlichen Perspektive gelten, in der die oben genannten Konventionen weitgehend berücksichtigt und die getroffenen Annahmen offengelegt sind.

Die Methodik basiert

- auf einer Gebäudetypologie, die direkt mit statistischen Daten einzelner Städte in Verbindung gebracht wird
- auf einer Einordnung der Gebäudetypen sowie der Beschäftigten im Energieverbrauchssektor Kleinverbrauch in eine Siedlungstypologie und
- auf einer Saldierung von fernwärmewürdigen Siedlungstypen jeweiliger Städte sowie
- auf einer anschließenden Addition der Ergebnisse aller Städte.

Nachfolgend findet sich eine zusammenfassende Beschreibung dieser Methodik. Eine detailliertere Ausarbeitung ist im Abschlußbericht in Enquete-Kommission "Schutz der Erdatmosphäre" des Deutschen Bundestages (Hrsg.): Studienprogramm Band 3 (Energie), Teilband I, Economica Verlag, Bonn 1995 veröffentlicht.

Im Rahmen dieser Rechnungen sind auf Vorgaben der Enquête-Kommission beruhende Brennstoffpreisentwicklungen und Zinsannahmen berücksichtigt worden. Es wird ein allmähliches Zurückdrängen der direkten Erdgasversorgung in Städten unterstellt. Hierfür sind Kosten angesetzt, weil die Stillegung von Versorgungssträngen nicht immer unter Beachtung ihrer Lebenszyklen geschehen wird. Als Kostenfaktor werden weiterhin Anlaufverluste aufgrund langsam verlaufender Anschlußentwicklung berücksichtigt. Es werden vermiedene Netzkosten aufgrund der dezentralen Anordnung der KWK-Anlagen, die sich zudem i.d.R. an Verbrauchsschwerpunkten befinden, als Gutschrift angerechnet. Die Stromerlöse der KWK-Anlagen orientieren sich an ihrer Stromerzeugungsalternative, einem neuen Mittellast-Kraftwerk auf der Basis von Importsteinkohle.

Die Studie führt unter den damaligen Randbedingungen schließlich zu dem Nachweis eines sehr hohen volkswirtschaftlich positiven Fernwärmepotentials für die Bundesrepublik. Etwa die Hälfte des Wärmebedarfs für Raumwärme und Warmwasserbereitung der Sektoren Haushalte und Kleinverbrauch somdie damalige Quintessenz könnte mit Hilfe von Nah/Fernwärme-KWK-Systemen abgedeckt werden. Das bedeutet, dass langfristig sämtliche städtische Bebauungen über Nah/Fernwärme versorgt sein würden - eine Perspektive, die bereits in Städten wie Flensburg, Wolfsburg, Schwäbisch Hall und Lemgo sowie in Dänemark der Realität entspricht.

Aufgrund der sich im Anschluß der Studienerarbeitung geänderten Rahmenbedingungen soll im weiteren Fortgang

- zunächst analysiert werden, welchen Einfluß die gegenüber der Studie für die Enquete-Kommission abweichenden Brennstoffpreisannahmen auf die Potentialaussagen haben (vgl. Kapitel 3.2.1.1).
- weiterhin soll ermittelt werden, in welchem Maße sich das CO_2-Minderungspotential erhöhen würde, wenn abweichend von den Prämissen der Studie für die Enquete-Kommission sämtlicher Zubau an KWK auf der Basis von Erdgas geschehen würde (vgl. Kapitel 3.2.1.2).
- anschließend werden Betrachtungen zu Wärmeauskopplungen aus Großkraftwerken der damaligen Studie hinsichtlich ihrer Aktualität überprüft (vgl. Kapitel 3.2.1.3).
- und schließlich soll auf die Möglichkeit der Umrüstung von Kohle-HKW auf den Energieträger Erdgas eingegangen werden (vgl. Kapitel 3.2.1.4).

3.2.1.1 Überprüfung der Siedlungs-KWK-Potentiale

Wie aus Tabelle 3-4 ersichtlich ist, wird in dieser Untersuchung aufgrund der aktuellen Entwicklungen mit deutlich geringeren Brennstoffpreisen als in der Studie für die Enquete-Kommission gerechnet.

Tabelle 3-4: Vorgegebene Brennstoffpreise und Zinsannahmen der Siedlungs-KWK-Studie für die Enquete-Kommission und dieser Untersuchung (gemäß Anforderungskatalog)

Vorgaben	Enquete-Studie 1995 - 2020 DM'90/MWh	UBA-Studie 1997 - 2010 DM'97/MWh
Brennstoffe		
Verbraucherpreis Heizöl HEL		
- mit Verbrauchssteuer (auch MWSt.)	71	58
- ohne Verbrauchssteuer	57	47
Importkohle	16	10,5
Kraftwerksgas		
- mit Verbrauchssteuer (auch MWSt.)	37	28,8
- ohne Verbrauchssteuer	35	22
Realzins	4%	4%

Dies hat zunächst Konsequenzen auf die Höhe der anlegbaren Fernwärmepreise und auf die Stomgutschrift der KWK-Anlagen. Die Abweichungen sind aus Tabelle 3-5 ersichtlich.

Tabelle 3-5: Zwischenergebnisse der Siedlungs-KWK-Studie für die Enquete-Kommission und dieser Untersuchung im Vergleich

Zwischenergebnisse	Enquete-Studie DM'90/MWh	UBA-Studie DM'97/MWh
Anlegbarer Wärmepreis	80	68
Erzeugungskosten eines neuen 500 MW-Importkohle-Kraftwerks:		
- Leistungspreis [DM/(kW * a)]	211	211
- Arbeitspreis	41,7	28,4
Einsparung bei der Netzübertragung [1]	20	20

[1] diese ergibt sich aus einem Vergleich langfristiger Grenzkosten, d.h. berücksichtigt eine optimierte Anpassung der Netze an eine stärker dezentralisierte Erzeugungsstruktur.

Die aus den Brennstoffkosten und den Stromerlösen sich ergebenden Wärmeerzeugungskosten des betrachteten Spektrums an großen KWK-Anlagen sind ohne Berücksichtigung der zusätzlichen Erzeugung in Spitzenkesseln in Tabelle 3-6 gegenübergestellt. Zur Höhe der Netzkostenentlastung nach Kriterien langfristiger Grenzkosten sind für die Bundesrepublik keine einschlägigen Untersuchungen bekannt. Die angesetzten 2Pf/kWh stellen damit eine relativ unsichere Abschätzung dar. Entsprechend ist unter den Vorgaben der aktuellen Untersuchung eine weitere Darstellung

der Wärmeerzeugungskosten unter der Bedingung von nur 1Pf/kWh Netzkostenentlastung angefügt worden.

Tabelle 3-6: Zwischenergebnisse der Siedlungs-KWK-Studie für die Enquete-Kommission und dieser Untersuchung im Vergleich

Wärmeerzeugungskosten in DM/MWh	Enquete-Studie	UBA-Studie Netzkostenentlastung	
		2Pf/kWh	Variante: 1Pf/kWh
Kohle-HKW mit Kond.-Entnahme-Turbine:			
ZWS 300 (240)[1] MW_e / 365MW_{th}	-4,35	-6,92	2,36
ZWS 150 (119) MW_e / 190MW_{th}	4,23	1,06	9,92
ZWS 60 (48) MW_e / 80MW_{th}	14,58	11,04	19,50
GuD-HKW:			
300 (266) MW_e / 238MW_{th}	7,53	-12,42	2,99
100 (87) MW_e / 85MW_{th}	19,49	-0,06	14,11
50 (43) MW_e / 44,5MW_{th}	27,42	7,45	20,86
20 (17) MW_e / 18MW_{th}	40,81	20,68	33,94

[1] in Klammer: elektr. Leistung bei maximaler Wärmeauskopplung

Unter der Annahme von 2 Pf/kWh_{el} Netzkostenentlastung bieten die GuD-HKW unter den Vorgaben der aktuellen Untersuchung gegenüber den Voraussetzungen der Studie für die Enquete-Kommission um etwa 20 DM/MWh verminderte Wärmeerzeugungskosten. Bei 1 Pf/kWh_{el} Netzkostenentlastung beträgt die Verminderung immerhin noch etwa 5 DM/MWh_{th}. Da die GuD-HKW die wesentliche Erzeugungsbasis des weiteren Fernwärmeausbaus auch bereits im Rahmen der Studie für die Enquete-Kommission darstellen, bedeutet dies zugleich, dass die von 80 DM/MWh auf 68 DM/MWh verminderten Fernwärmeerlöse (gemäß ermitteltem anlegbaren Wärmepreis) durch eine entsprechende Verminderung der Wärmeerzeugungskosten aufgefangen werden. Unter den Vorgaben der UBA-Studie schneiden GuD-HKW entsprechender Größenordnung zugleich um einiges günstiger ab als HKW auf Importkohlebasis.

Da die Fernwärmeverteilungskosten von den unterschiedlichen Vorgaben der beiden Untersuchungen unberührt bleiben und sich auch sonst keine grundsätzlich neuen Aspekte ergeben haben, die es ratsam erscheinen lassen, hierzu einen höheren Ansatz zu wählen, läßt sich schließlich die Aussage treffen, dass die in der Studie für die Enquete-Kommission ermittelten Aussagen zur Größe der KWK-Fernwärmepotentiale tendenziell nach wie vor zutreffen. Die berücksichtigten Verteilungskosten sind zur Orientierung in Tabelle 3-7 dargestellt.

Die schließlich in der Studie für die Enquete-Kommission hergeleiteten Ergebnisse zur CO_2-Minderung, die sich durch einen intensiven Siedlungs-KWK-Ausbau zusätzlich realisieren lassen, sind in Abhängigkeit von der zukünftigen Rolle der Steinkohle in der KWK-Erzeugung in den Tabellen 3-7 und 3-8 angegeben.

Tabelle 3-7: Berücksichtigte Fernwärmeverteilungskosten in der Siedlungs-KWK-Studie für die Enquete-Kommission "Schutz der Erdatmosphäre"

Fernwärmeverteilungskosten Siedlungstyp		Unterverteilung DM/MWh	Mittelverteilung Verwaltung, Pumpen, Gasverdrängung [1] DM/MWh	Anlaufverluste 20 %-20%-5%/a DM/MWh	Summe DM/MWh
1	Streusiedl.				100
2	EFH-Siedl.	29,18	9,50	10,38	49,06
3	Dorfkern	23,86	9,50	8,82	42,18
4	Reihenh.-S.	22,85	9,50	8,52	40,87
5	Zeilenbeb.(3-5 G.)	15,07	9,50	6,24	30,81
6	Hochh., gr. Zeilengeb.	9,40	9,50	4,57	23,47
7	städt. Blockrandbeb.	22,13	9,50	8,31	39,94
8	City	11,25	9,50	5,11	25,86
9	Historische Altstadt	15,46	9,50	6,35	31,31
10	Gewerbegeb.				35
Transportkosten: mindestens 1DM/MWh [2]					
sonstF^0,5*1500(1200+4000(0,4+0,001*Q/2600)^1,33*Ann.-Faktor/Q					

[1] Mittelverteilung: 1,50 DM/MWh; Gasverdrängung: 4,00 DM/MWh; Verwaltung und Vertrieb: 3,00 DM/MWh; Pumpstationen/-strom: 1,00 DM/MWh; [2] F = Gemeindefläche [km^2]; Q = örtliches Fernwärmeabsatzpotential

Tabelle 3-8: Zusätzliches bundesweites CO_2-Minderungspotential gegenüber einer Trendentwicklung gemäß Studie für die Enquete-Kommission zum Siedlungs-KWK-Potential unter verschiedenen Voraussetzungen zur Einsatzgrenze von Kohle-HKW

zusätzliches CO_2-Minderungs-potential gegenüber einer Trendentwicklung	2005	2010	2020
	Mio. t CO2/a	Mio. t CO2/a	Mio. t CO2/a
Maßgabe: oberhalb von 0,4 TWh/a (entspr. 150 MWth) Kohle-HKW:			
ABL	25	36	59
NBL	9	8	7
insgesamt	34	45	66
Maßgabe: oberhalb von 1,3 TWh/a (entspr. 500 MWth) Kohle-HKW			
(Diese Variante ist bei der Präsentation von Ergebnissen in den Vordergrund gestellt worden):			
ABL	35	51	84
NBL	10	10	9
insgesamt	45	61	93
Korrespondierende KWK-Stromerzeugung in TWh_{el}			
ABL	96	130	214
NBL	32	36	44
insgesamt	128	166	258

In Anbetracht dessen, dass die aktuellen bundesweiten energiebedingten CO_2-Emissionen etwa 870 Mio. t CO_2/a (klimabereinigter Wert von 1998) betragen, handelt es sich in jedem Fall um eine bedeutende Entlastung. Unter heutigen Bedingungen ergeben sich im Gegensatz zu früheren Abschätzungen auf der einen Seite zwar Ansätze für eine trendbedingte Verringerung der spezifischen Emissionen der alternativen Kondensationsstromerzeugung. Auf der anderen Seite könnten die derzeitigen Bestrebungen hinsichtlich eines Ausstiegs aus der Kernenergie, wenn diese nicht in eine gesamtsystemare Klimaschutzstrategie eingebettet werden, dieser Entwicklung aber entgegen stehen. Vor diesem Hintergrund dürften auch die in der Studie für die Enquête-Kommission durchgeführten Abschätzungen des korrespondierenden CO_2-Minderungspotentials zumindest von der Größenordnung her nachwievor Gültigkeit haben.

3.2.1.2 Ausschöpfung der Siedlungs-KWK-Potentiale ausschließlich auf der Basis Erdgas

Gegenüber 1993/94 haben die Bedenken gegen eine einseitige Ausrichtung der KWK-Erzeugung auf den Energieträger Erdgas möglicherweise an Bedeutung verloren. Noch im Rahmen der Studie für die Enquete-Kommission ist unterstellt worden, dass der Erdgaseinsatz zu begrenzen sei, um nicht unkalkulierbaren Preisrisiken ausgesetzt zu sein. Entsprechend ist darin für große Fernwärmesysteme eine Erzeugung mit Steinkohle-HKW unterstellt worden, obwohl GuD-HKW eine erheblich höhere CO_2-Entlastung eingebracht hätten. Dagegen würde Importkohle aufgrund der großen Zahl weltweiter Anbieter und aufgrund der gegenüber Erdgas wesentlich größeren Ressourcen die Gewähr langfristig stabiler Brennstoffpreise bieten können. Die Variante mit dem höheren Erdgasanteil gemäß Tabelle 3-8 würde allerdings lediglich eine Steigerung des bundesweiten Erdgaseinsatzes von 7 bis 12 % gegenüber einer Trendentwicklung (je nach Umfang verbleibender dezentraler Erdgasversorgungen) bewirken. Insofern erscheinen die sich hieraus ergebenden Abhängigkeitsgefahren ohnehin stark begrenzt.

Zudem verstärken die relativ niedrigen spezifischen Investitionskosten der gasbetriebenen KWK-Anlagen sowie das Erfordernis, die Anstrengungen zur CO_2-Minderung zu intensivieren, die Tendenz, das Gaspreisrisiko mehr in den Hintergrund zu stellen. Eventuell hat es sich aber auch unabhängig davon bereits aufgrund der zunehmenden wirtschaftlichen Kooperation deutscher Energiekonzerne mit dem russischen Gaslieferanten vermindert. So ist es sinnvoll, der Frage nachzugehen, welche CO_2-Minderungsbedingungen sich ergeben könnten, wenn der KWK-Ausbau komplett auf der Basis von Erdgas erfolgen würde und welches zusätzliche Maß an Erdgasimporten damit verbunden wäre.

Hierfür sind in den Berechnungsdateien der Studie für die Enquete-Kommission für die 40 Großstädte, für die ursprünglich (in der Variante "Importkohle oberhalb von 1,3 TWh/a") Kohle-HKW in Verbindung mit Erdgas-Spitzenkesseln berücksichtigt worden sind, Kosten- und Betriebsbedingungen von GuD-HKW eingesetzt worden (siehe dort Anlage 1). Der Energieträgerwechsel ergibt allein für diese Städte zusammen genommen eine zusätzliche CO_2-Entlastung von 24 Mio. t CO_2/a. Hinzu kommt eine zusätzliche Entlastung, die sich aufgrund der höheren Exergieausnutzung in Höhe von ca. 34 Mio. t

CO_2/a aus einer um 75 TWh/a höheren Stromproduktion (bewertet als Grundlaststrom) errechnet. Das Ergebnis ist in Tabelle 3-9 dargestellt.

Tabelle 3-9 Zusätzliches bundesweites CO_2-Minderungspotential gegenüber einer Trendentwicklung in Anlehnung an die Studie für die Enquete-Kommission zum Siedlungs-KWK-Potential unter der Vorgabe, dass die Fernwärmeanschlußpotentiale vollends auf der Basis von Erdgas realisiert werden

zusätzliches CO_2-Minderungs-potential gegenüber einer Trendentwicklung	2005	2010	2020
	Mio. t CO_2/a	Mio. t CO_2/a	Mio. t CO_2/a
ABL	55	81	133
NBL	14	15	18
insgesamt	68	96	151

Unter diesen Voraussetzungen ergibt sich eine CO_2-Entlastung von etwa 17 % der aktuellen energiebedingten bundesweiten CO_2-Emissionen. Allerdings steht dieses enorme Entlastungspotential mit einem zusätzlichen nationalen Erdgaseinsatz von mehr als 60% über dem trendmäßig zu erwartenden Erdgaseinsatz in Verbindung.

Da der Betrachtungshorizont dieser für das UBA angefertigten Studie nur bis 2010 reicht, ist hier noch eine weitere Überlegung erforderlich. Den Zahlen der Tabelle 3-9 nach würde die bundesweite CO_2-Minderung aus dem möglichen Zubau an KWK-Anlagen 96 Mio. t CO_2/a betragen. Während die Berechnungen für die Enquete-Kommission auf 1995 als Startjahr einer konsequenten KWK-Ausbaupolitik abgestellt worden sind, hat es in der Phase zwischen 1995 und 2000 tatsächlich eher einen gebremsten Verlauf gegeben. So wäre es realistisch, die in der Tabelle für 2005 genannten 68 Mio. t CO_2/a als maximales Maß des bis 2010 volkswirtschaftlich zu realisierenden Siedlungs-KWK-Ausbaus zu betrachten, grundsätzlich also von einer zeitlichen Verschiebung der Potentiale auszugehen.

3.2.1.3 Wärmeauskopplung aus existierenden Großkraftwerken

Es stellt sich die Frage, in welchem Maße die Möglichkeit der Wärmeauskopplung aus existierenden Großkraftwerken einen zügigen KWK-Ausbau erleichtern könnte?

Bereits in der Studie für die Enquete-Kommission ist auf diese Option eingegangen worden. Es ist von vornherein davon ausgegangen worden, dass gegenüber der Errichtung von kommunalen HKW nur Vorteile zu erwarten sind, wenn die Distanz zu Verbrauchsschwerpunkten nicht hoch ist, die erforderliche Wärmetransportkapazität ein gewisses Maß erreicht und die Restlebensdauer des Kraftwerkes bzw. die Dauer des zu erwartenden Bestandes eine Leitungsinvestition lohnend werden läßt. Eine entsprechende Abgrenzung ist in der Studie für die Enquete-Kommission durch folgende Mindestkriterien berücksichtigt worden:

- Städte mit mindestens 50.000 Einwohnern, die weniger als 20 Straßen- bzw. Bahn-km von Kraftwerken entfernt liegen,
- Kraftwerke, die in wesentlichen Teilen nach 1975 errichtet worden sind und

- mindestens eine elektrische Leistung von 300 MW aufweisen.

Für die elektrische Leistung der in Frage kommenden Kraftwerke ist eine Untergrenze berücksichtigt worden, weil kleinere Einheiten entweder in ihrem Bestand unsicher sind oder sich ohnehin meist in Stadtgebieten befinden und nicht durch besonders günstige Erzeugungsbedingungen gekennzeichnet sind.

Die Auskopplung aus Großkraftwerken hat die Vorteile, dass

- sie Vorbehalte von Großkraftwerkbetreibern gegen Fernwärmeausbaubemühungen reduzieren helfen, weil auf diesem Wege keine konkurrierenden Stromerzeugungseinheiten zustande kommen
- es eventuell den finanziell potenten Verbundunternehmen auf diesem Wege erleichtert wird, in eine Betreiberschaft für eine Fernwärmeversorgung einzusteigen
- es in einem Erzeugungsmarkt, der ohnehin bereits durch Überkapazitäten gekennzeichnet ist, nicht zu weiteren Überkapazitäten kommt
- zumindest erzeugungsseitig geringe Investitionen erforderlich werden
- ein für Großkraftwerke übliches niedriges Niveau an spezifischen Betriebs- und Brennstoffkosten ausgenutzt werden kann.

Den Vorteilen stehen folgende Nachteile gegenüber:

- begrenzter ökologischer Vorteil, da nur der exergetische Effekt der KWK zum Tragen kommt und nicht der Brennstoffwechseleffekt (im allgemeinen bleibt die vorhandene Brennstoffbasis Steinkohle bzw. Braunkohle, die in Großkraftwerken vorherrscht, auf lange Sicht erhalten)
- es müssen Einschränkungen in der Fahrweise des Kraftwerkes in Kauf genommen werden oder es wird zur Erhaltung der ursprünglich rein stromgeführten Fahrweise mehr Frischwärme zur Fernwärmeversorgung eingesetzt
- den Investitionskosteneinsparungen bei der Erzeugung stehen u.U. hohe Investitionen für den Transportleitungsbau entgegen
- im Gegensatz zu der Errichtung innerstädtischer HKW bzw. BHKW kommt es hier nicht zu Stromnetzentlastungen
- der Fernwärmeversorger, der bei diesen technischen Lösungen oft als reines Spartenunternehmen agiert, hat eventuell nur sehr begrenzte Möglichkeiten, die Wärmeerzeugungsbasis zu optimieren

Der ökologische Nutzen der Auskopplung hängt vor allem davon ab, in welchem Maße eine wärmegeführte Fahrweise des Kraftwerks akzeptiert wird. Eine Wärmeauskopplung von 6 MW_{th} reduziert die Stromerzeugung durchschnittlich um $1MW_e$. Da die Wärmebedarfsspitzen überwiegend mit den Strombedarfsspitzen zusammenfallen, gilt es

sich zu entscheiden, ob in den Spitzenbedarfszeiten eine entsprechende Leistungseinbuße bei der Stromerzeugung zur Realisierung eines maximalen Wärmeangebots hingenommen werden kann. Die Konsequenzen lassen sich am besten an einem Beispiel veranschaulichen:

Es wird das 500 MW-Importkohle-Kraftwerk, das zur Ermittlung der Stromerlöse der KWK-Anlagen gemäß Tabelle 3-4 zugrundegelegt worden ist, als Basis genommen. Ohne Wärmeauskopplung erzeugt es Strom zu einem Arbeitspreis von 28,40 DM/MWh und bei volkswirtschaftlicher Betrachtung zu einem Leistungspreis von 211 DM/(kW_*a) (es kann dabei davon ausgegangen werden, dass die spezifischen Investitionskosten eines Steinkohle-Kraftwerks momentan aufgrund der Marktsituation um 300 DM/kW_e auf 2.100 DM/kW_{el} gesunken sind, so dass der Leistungspreis 195 DM/(kW_*a) betragen würde), was bei ca. 5.000 h/a (rechnerisch 4889 Vollaststunden/a) zu einem Mischpreis von 7,2 Pf/kWh führt (6,7 Pf/kWh bei abgesenkten Investitionskosten).

In der Praxis kann es eine Rolle spielen, dass dieses Kraftwerk bereits fortgeschritten abgeschrieben ist und kaum noch Kapitalkosten aufweist. Dieser Effekt würde sich aber nur anhand einer betriebswirtschaftlichen Betrachtung abbilden lassen, auf die hier verzichtet werden soll. Festzustellen ist jedenfalls, dass der in dem Leistungspreis von 211 DM/(kW_*a) enthaltene Kapitaldienst von 133 DM/(kW_*a) bei betriebswirtschaftlicher Betrachtung (8,9%/a Zinsen und 15 Jahre Abschreibungsdauer) mit 284 DM/(kW_*a) mehr als doppelt so hoch ausfallen würde und damit den effektiven Stromerzeugungspreis stärker prägt als bei volkswirtschaftlicher Betrachtung.

Unter der Maßgabe, dass das 500 MW-Importkohle-Kraftwerk bei geringem Investitionsaufwand von 150 DM/kW_{el} eine Wärmeauskopplung von 300 MW_{th} zuläßt, würde sich bei maximaler Wärmeauskopplung eine Stromerzeugung von 450 MW_e ergeben. Im Gegensatz zu KWK-Anlagen, die an Verbrauchsschwerpunkten angeordnet sind, würde für diesen Fall keine Stromnetzentlastung eingerechnet werden können. Damit würden sich Wärmeerzeugungskosten bei einer angenommenen Betriebsweise, die mit 4.000 h/a im Gegendruckbetrieb (entspricht Betrieb mit 300 MW_{th} Wärmeauskopplung) und 1.000 h/a Kondensationsbetrieb (entspricht Betrieb ohne Wärmeauskopplung) gleichgesetzt werden kann, von 10,30 DM/MWh_{th} errechnen. Für 2.500 h/a Gegendruckbetrieb und 2.500 h/a Kondensationsbetrieb errechnen sich 13,50 DM/MWh_{th}.

Wie aus einem Vergleich mit Angaben in Tabelle 3-6 zu entnehmen ist, würde ein GuD-HKW bei vergleichbarer Wärmeleistung mindestens um 8 DM/MWh_{th} (bei 1 Pf/kWh Netzentlastung) bis 23 DM/MWh_{th} (bei 2 Pf/kWh Netzentlastung) niedrigere Wärmeerzeugungskosten bieten können. Bei diesem Vergleich würde sich weiterhin die Frage stellen, ob der die Wärmeerzeugungskosten anhebende Spitzenkesseleinsatz/die Erzeugung von zusätzlicher Frischwärme in beiden Fällen identisch wäre oder ob die ursprünglich vorhandene stromorientierte Fahrweise des Kondensationskraftwerkes zum Teil noch zu Lasten von erhöhter ungekoppelter Fernwärmeerzeugung beibehalten werden würde. Tendenziell ergeben sich für das gesamte Beispiel demnach schlechtere wirtschaftliche Rahmenbedingungen wie für ein neues gasgefeuertes Heizkraftwerk.

In der Studie für die Enquete-Kommission sind insgesamt nur 14 Fälle identifiziert worden, in denen Kraftwerke zunächst unabhängig von einzelwirtschaftlichen Betrachtungen die oben genannten Kriterien erfüllen:

1. Kraftwerk Werne2. Kraftwerk Hückingen3. Kraftwerk Wilhelmshaven4. Kraftwerk Mannheim5. Kraftwerk Weisweiler
6. Kraftwerk Neurath
7. Kraftwerk Scholven
8. Kraftwerk Voerde
9. Kraftwerk Bergkamen
10. Kraftwerk Werdohl-Elverlingsen
11. Kraftwerk Franken II
12. Kraftwerk Bexbach
13. Kraftwerk Heyden
14. Kraftwerk Niederaußem

Für diese Fälle ist in der damaligen Studie unabhängig davon, ob bereits eine Wärmeauskopplung existiert, ein Anschluß von zukünftig realisierbaren städtischen Fernwärmesystemen nach volkswirtschaftlichen Kriterien geprüft worden. Interessant ist, dass die anfallenden Wärmetransportkosten zwischen Kraftwerk und Stadtzentrum relativ niedrig ausfallen. Für 2.500 Vollbenutzungsstunden pro Jahr ergibt sich eine Spannbreite zwischen 1,60 und 8,80 DM/MWh_{th} und für ebenfalls vorstellbare 5.000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr 0,80 und 4,40 DM/MWh_{th}. In den drei Fällen, in denen Braunkohle-Kraftwerke die Kriterien erfüllen, ergeben sich mit über 5 DM/MWh_{th} eher hohe Wärmetransportkosten.

Da die Transportkosten fast ausschließlich von den Kapitalkosten bestimmt werden, fallen sie bei betriebswirtschaftlicher Betrachtung viel stärker ins Gewicht. So errechnen sich bei betriebswirtschaftlichen Betrachtungen für eine Auskopplung aus dem Braunkohle-Kraftwerk Weisweiler für eine maximale Auskopplung von 250 MW_{th} für einem Anschluß von Düren, Eschweiler und Alsdorf, die Investitionen für die gut 30 km langen Transportleitungen von 85 Mio. DM erforderlich machen würde, 17,80 DM/MWh_{th}, während sich aus der volkswirtschaftlichen Berechnung für den gleichen Fall 8,76 DM/MWh_{th} ergeben (jeweils für 2.500 Vollbenutzungsstunden pro Jahr, für 5.000/a würden sich die spezifischen Kosten halbieren).

Schließlich läßt sich festhalten, dass die Wärmeauskopplung aus Großkraftwerken volkswirtschaftlich und ökologisch gesehen im allgemeinen ungünstiger zu beurteilen ist als eine Errichtung kommunaler KWK-Anlagen. Entsprechend würde ihr auch in Hinblick auf eine Umsetzung der enormen Siedlungs-KWK-Potentiale nur eine untergeordnete Bedeutung zufallen. Aus der Sicht einzelner Unternehmen kann sie sich dennoch als strategisch sinnvolle und wirtschaftliche Lösung erweisen. Der Nutzen hängt dann aber von den jeweiligen Gegebenheiten des Einzelfalles ab. Inzwischen haben sich in den neuen Bundesländern weitere Fälle ergeben, die in der oben genannten Auflistung nicht enthalten sind, für die Wärmeauskopplungen erwogen werden könnten bzw. für die bereits entsprechende Schritte eingeleitet wurden (z.B. Rostock, Lippendorf).

3.2.1.4 Steigerung der KWK-Stromerzeugung durch Umrüstung von Kohle-HKW auf Erdgas bzw. durch Kombinationen mit Gasturbinen

Die Kombination von Gas- und Dampfturbinen hat zu den höchsten Wirkungsgraden auf der Basis von Verbrennungsprozessen geführt. Insofern ist es naheliegend, nicht nur moderne GuD-Kraftwerke und -Heizkraftwerke neu zu errichten, sondern bestehende Dampfturbinenanlagen mit zusätzlichen Gasturbinenanlagen zu GuD-Anlagen zu erweitern. Daraus ergeben sich folgende Vorzüge:

- Steigerung der Gesamtleistung
- Erhöhung des Gesamtwirkungsgrades
- Verbesserung der Flexibilität des Betriebes sowie
- Verlängerung der Blocklebensdauer .

Ein weiterer positiver Aspekt ist, dass die Infrastruktur des bestehenden Kraftwerkes voll genutzt werden kann, was vor allem die Genehmigungsfähigkeit und Wirtschaftlichkeit der Nachrüstung positiv beeinflußt. Für die Nachrüstung gibt es verschiedene Möglichkeiten der Einbindung der Gasturbine. Dazu gehören:

- das Topping
- das Parallel Repowering (Verbund)
- das Boosting sowie
- das Full Repowering.

Topping

Beim Topping wird eine Gasturbine so in einen Dampfkraftprozeß eingebunden, dass die Rauchgase teilweise oder vollständig den Sauerstoff für die Verbrennung im Dampferzeuger liefert. Wegen des hohen Energiegehaltes der Gasturbinenabgase wird der Brennstoffbedarf des Dampferzeugers gesenkt, was einer Wirkungsgradsteigerung gleichkommt. Wegen des geringeren Sauerstoffgehaltes des Rauchgases im Vergleich mit Luft, wird ein (bis zu 40%) höherer Rauchgasvolumenstrom erzeugt, so dass die Abgasverluste entsprechend zunehmen. Dieser Effekt wird durch den geringeren Brennstoffbedarf des Dampferzeugers teilweise kompensiert. Das Topping erfordert umfangreiche Anpassungen des Dampferzeugers. Wegen der hohen Gasturbinenaustrittstemperaturen und der deutlich höheren Volumenströme müssen das gesamte Luftkanalsystem und die Brenner ausgetauscht werden.

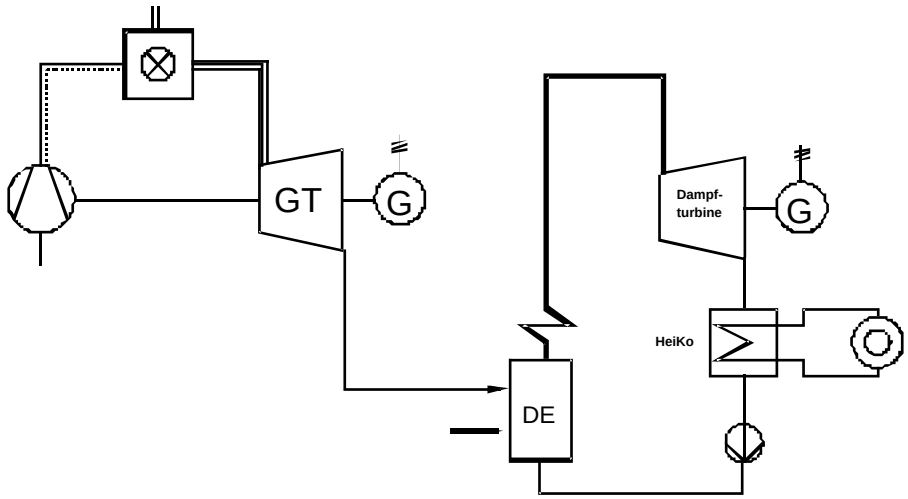


Abbildung 3-1: Topping eines Dampfturbinen-Kraftwerkes mit Gasturbinen

Parallel Repowering (Verbund)

Im ”parallel powered”- oder Verbundkraftwerk wird die Dampfturbine von parallel arbeitenden Dampferzeugern versorgt. Beim parallel repowering besteht ein Teil der Dampferzeugung aus einem Abhitzedampferzeuger mit vorgeschalteter Gasturbine, während der andere ein herkömmlicher Dampferzeuger ist, der mit jedem beliebigen Brennstoff befeuert werden kann.

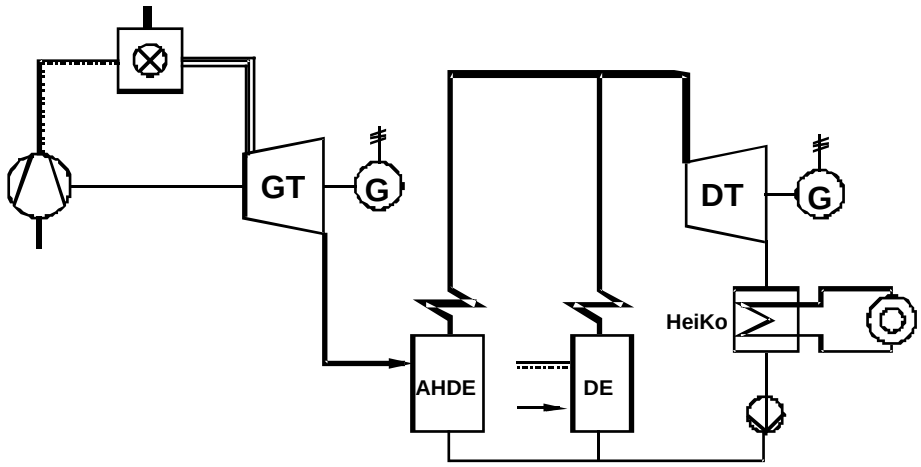


Abbildung 3-2: Parallel Repowering eines Dampfturbinen-Kraftwerkes mit Gasturbinen

In der Vielfältigkeit und der Freiheit bei der Wahl des Brennstoffes, der Gasturbinenleistung, der Dampfeinbindung, der flexiblen Betriebsweise und vor allem der einfachen Anbindung der Komponenten Gasturbine und Abhitzekessel bestehen die großen Vorteile des parallel repowering. Die Gasturbinenleistung kann bis zu einem

Leistungsverhältnis P_{GT}/P_{Block} von 0.66 frei gewählt werden. Dampf- und Gasturbine lassen sich unabhängig voneinander betreiben.

Da im Unterschied zum Topping die Rauchgase der Gasturbine und des befeuerten Dampferzeugers nicht miteinander gemischt werden, bestehen hinsichtlich des Rauchgasweges bzw. dessen Komponenten keine Restriktionen oder die Notwendigkeit zu Ertüchtigung oder Austausch. Bei gleichbleibender Dampfturbinenleistung wird der befeuerte Dampferzeuger im Verbund in Teillast gefahren. Dadurch reduzieren sich Druckverluste im Rohrleitungssystem, sowie der Druck am Dampferzeugeraustritt und im gesamten Dampferzeuger-Hochdrucksystem. Daraus resultiert eine deutliche Verlängerung der Restlebensdauer der betroffenen Bauteile.

Boosting

Das Boosting stellt im Prinzip eine Form des parallel repowerings dar. Die Nutzung der Gasturbinenabgase erfolgt jedoch nicht zur Dampferzeugung, sondern lediglich zur Speisewasser- und Kondensatvorwärmung. Die dadurch eingesparten Dampfturbinen-Anzapfdampfströme steigern entweder die Dampfturbinenleistung oder der Dampferzeuger wird bei gleichbleibender Dampfturbinenleistung in Teillast gefahren. Die optimale Wirkungsgradsteigerung wird erzielt, wenn die Gasturbinenabwärme nach Möglichkeit zur Speisewasservorwärmung genutzt wird (höheres Temperaturniveau der Wärmeübertragung). Eine günstigere Betriebweise wird aber bei gleichmäßiger Aufteilung der Abgaswärme auf Speisewasser- und Kondensatvorwärmung erreicht. In letzterem Fall kann die Gasturbine in einem weiten Bereich der Blockteillast in Vollast gefahren werden.

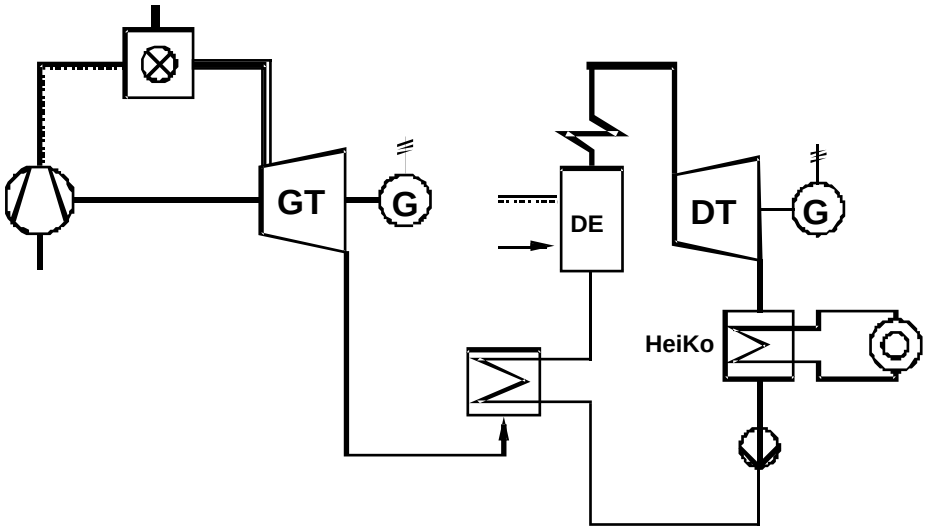


Abbildung 3-3: Boosting eines Dampfturbinen-Kraftwerkes mit Gasturbinen

Full Repowering

Aufgrund der höheren Lebensdauer von Dampfturbinen gegenüber der maximalen Betriebszeit von Dampferzeugern bietet es sich an, den Dampferzeuger nach dessen Betriebszeit durch einen oder auch mehrere Abhitzedampferzeuger-Gasturbinen-Einheiten zu ersetzen. Gasturbinen und Abhitzedampferzeuger müssen so ausgelegt werden, dass die Parameter und Massenströme des erzeugten Dampfes den ursprünglichen entsprechen. Bei einem Leistungsverhältnis P_{GT}/P_{DT} von 2:1 erreicht der ertüchtigte Block das Dreifache der Ausgangsleistung.

Effizienzsteigerung und Wirtschaftlichkeit

Im Rahmen der aktuell in der Bearbeitung befindlichen von der AGFW koordinierten Studie "Pluralistische Wärmeversorgung" sind vom Institut für Energietechnik, TU Dresden, anhand einiger realisierter Nachrüstungen (Mussalo, Finnland, Bergen, New Jersey, USA, Hannover-Linden, RDK4, Karlsruhe) Anhaltspunkte zur Kostenseite und zu Effizienzaspekten erarbeitet worden. Mit Hilfe dieser Erkenntnisse soll im folgenden die Nachrüstung gemäß des Parallel Repowering- und des Full Repowering-Konzeptes, die für Kohle-HKW die interessantesten Möglichkeiten darstellen, untersucht werden.

Dabei soll ein für typisch erachtetes Kohle-HKW aus dem Jahre 1985 mit den Leistungsdaten 103 MW_e / 77 MW_e / 132 MW_{th} / 285 MW_{PE} (Kond.-Betrieb / Gegendruckbetrieb / max. Wärmeauskopplung / Brennstoffeinsatz) als Ausgangsbasis dienen. Die Beschreibung erfolgt in Form einer Excel-Tabelle (Tabelle 3-10), in der die relevanten Kostendaten und Energiekennwerte zusammengefaßt sind.

Für den Ausgangszustand wird angenommen, dass sich die Kapitalkosten bereits aufgrund erfolgter Abschreibung auf ein Drittel vermindert haben. Für das Parallel Repowering werden drei Varianten betrachtet, in denen der Leistungsanteil der Gasturbine an der installierten Gesamtkapazität von 20% bis 30% variiert wird. Zur Vereinfachung wird auf einen Ansatz von Kondensationsentnahmebetrieb (ausgedrückt durch jährliche Vollaststunden im Kondensationsbetrieb und entsprechende Vollaststunden im Gegendruckbetrieb) verzichtet, zumal der wirtschaftliche Anreiz in der aktuellen Marktsituation, teilweise stromorientiert zu fahren, ohnehin sehr gering geworden ist. Die Vollbenutzungsstunden im Gegendruckbetrieb (max. Wärmeauskopplung) sind zunächst mit 4.500 h/a berücksichtigt, was den Bedingungen eines einigermaßen gut ausgelasteten kommunalen HKW entsprechen dürfte.

Aus dem Ergebnis ist ersichtlich, dass die Nachrüstungsmöglichkeiten vor dem Hintergrund aktuell anlegbarer Stromerlöse (siehe Positionen 13 und 19), die hier zu 4 Pf/kWh und 30 DM/(kW*a) angenommen sind (hier sind ca. 3,5 Pf/kWh an Erzeugungskosten = kurzfristige Grenzkosten eines Kond.-Kraftwerkes und vermiedene Netzkosten enthalten), kaum einen wirtschaftlichen Anreiz bieten können. Die ermittelten Wärmeerzeugungskosten liegen im günstigsten Fall nur um 0,50 DM/MWh unter denen des Ausgangsfalles und sind damit immer noch um mindestens 10 DM/MWh zu hoch, um im Wärmemarkt konkurrenzfähig sein zu können. Der einkalkulierbare Stromerlös muß

also deutlich höher ausfallen, damit diese Nachrüstungsmöglichkeiten wirtschaftlich interessant sind. Aus den letzten Zeilen der Tabelle 3-10 läßt sich entnehmen, dass die Nachrüstungen bei Gesamtstromerlösen (Leistung und Arbeit) von 10 Pf/kWh, wie sie vor der Liberalisierung noch einkalkuliert werden konnten, zu wesentlich niedrigeren Wärmeerzeugungskosten führen und um so besser abschneiden, je höher der Gastubinenleistungsanteil gewählt wird.

Tabelle 3-10: Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen für verschiedene Varianten des Parallel Repowering und für Full Repowering bezogen auf der Ausgangsbasis eines ca. 100 MW Kohle-HKW

betrachteter Fall	Ausgangs-situation Kohle-HKW 1985	Parallel Repowering Kohle-HKW +Gasturb.	Kohle-HKW +Gasturb.	Kohle-HKW +Gasturb.	Full Repowering Kohle-HKW +Gasturb.
PGT/PBlock		0,20	0,25	0,30	0,67
Gasturbine (MWe)		25	33	43	194
Kond.-Betrieb	103	128	136	146	297
Gegendruckbetrieb	77	102	110	120	271
max. Wärmeleist.(MJ/s)	132	132	132	132	132
Feuerungswärme (MWth)	285	322	333	348	571
Spezif. Inv.-K. (DM/kWel) 1985	3100	3100	3100	3100	3100
nachträglich:		1140	933	786	357
alle Angaben im Geldwert von 1999					
Wartung + Instandh.(% der Inv./a)	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Verwaltung + Versicherung (% der Inv./a)	1	1	1	1	1
Personalkosten					
Anzahl Pers.	90	90	90	90	15
TDM/(P*a)	100	100	100	100	100
Hilfs-u. Betr.-Stoffe+Entsorg.					
DM/MWhth	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Brennstoffkosten					
DM/MWhth Kohle	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5
DM/MWhth Erdgas		22	22	22	22
Wirkungsgrade					
- elektr. netto Vollast	36,1%	39,8%	40,8%	42,0%	52,0%
- Gegendruck Vollast					
- elektrisch netto	27,0%	31,7%	33,0%	34,5%	47,5%
- thermisch	46,3%	41,0%	39,6%	37,9%	23,1%
- gesamt	73,3%	72,7%	72,7%	72,4%	70,6%
Stromkennzahl Gegendr.	0,58	0,77	0,83	0,91	2,05
Stromverlustkennziffer	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
Spezifische Leistungskosten (DM/(kWel*a)):					
Kapitaldienst					
Zinssatz (real)	4%	4%	4%	4%	4%
Abschreibungsdauer (a)	25	20	20	20	20
Restwert	33%	33%	33%	33%	33%
Annuität	66,15	69,61	66,76	63,70	40,08
W + Inst.+ Vers.+ Verwalt.	108,50	67,93	64,36	60,46	32,70
Personalkosten	87,38	70,31	66,18	61,64	5,05
Summe:	262,02	207,85	197,29	185,81	77,84
abzügl. Leistungsgutschrift:	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00
(aus eingesparte Netzkosten)					
Saldo:	232,02	177,85	167,29	155,81	47,84

betrachteter Fall:	Ausgangs-situation Kohle-HKW	Parallel Repowering Kohle-HKW +Gasturb.	Kohle-HKW +Gasturb.	Kohle-HKW +Gasturb.	Full Repowering Kohle-HKW +Gasturb.
PGT/PBlock	1985	0,20	0,25	0,30	0,67
Eingabedaten (Teil 2):					
Vollben.-Stunden (h/a)					
Gegendruckbetrieb	4500	4500	4500	4500	4500
Kondensationsbetrieb	0	0	0	0	0
Jahresnutzungsgrad					
Kond.-Betrieb elektr.	35%	39%	40%	41%	51%
Gegendruck-Betrieb elektr.	26%	31%	32%	34%	47%
thermisch	45%	40%	39%	37%	22%
pro Jahr:					
Brennstoffeinsatz Kohle (GWh/a)	1283	1128	1074	1013	0
Brennstoffeinsatz Erdgas (GWh/a)	0	321	424	553	2570
Stromproduktion (GWh/a)	330	449	485	529	1202
Wärmeproduktion (GWh/a)	578	584	584	583	576
Vollbenutz.-Stunden Kond.-Strom (h/a)	3208	3507	3563	3624	4046
Kosten je erzeugter MWhel in DM:					
Brennstoff	40,75	42,13	42,55	43,10	47,05
Betriebsstoff	9,70	8,07	7,73	7,40	5,35
Brenn- und Betriebsstoff	50,45	50,20	50,28	50,50	52,39
Stromgutschrift:					
Arbeit (aus Spotmarkt inkl. Durchleitung)	40,00	40,00	40,00	40,00	40,00
Leistungskosten pro MWhe	72,32	50,72	46,96	43,00	11,82
Wärmerestkosten je MWhel	82,77	60,92	57,24	53,50	24,22
Wärmeerzeugungskosten					
in DM/MWhth	**47,30**	**46,80**	**47,50**	**48,50**	**50,50**
in DM/GJ	**13,10**	**13,00**	**13,20**	**13,50**	**14,00**

Das Ergebnis wird zusätzlich in hohem Maße von den jährlichen Vollbenutzungsstunden des HKW beeinflußt. Ein Vergleich, der diese Differenzierung berücksichtigt, ist in Abbildung 3-4 dargestellt:

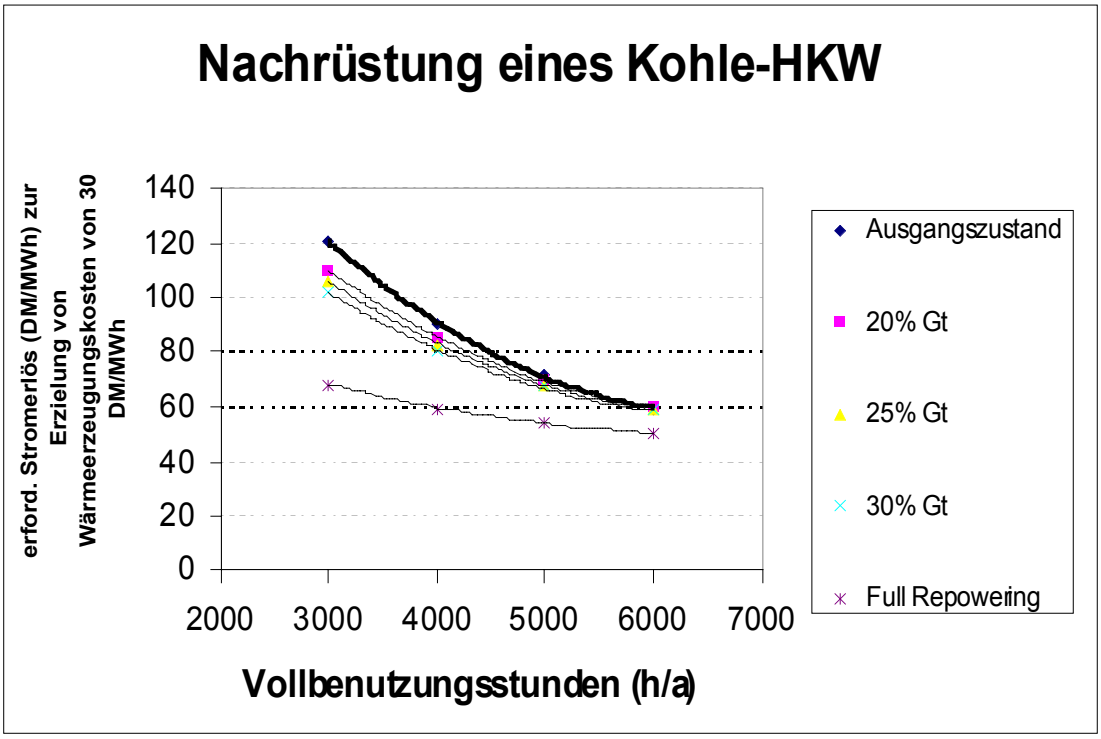


Abbildung 3-4 Vergleich verschiedener Nachrüstungsmöglichkeiten eines existierenden Kohle-HKW[6]

Hieraus wird deutlich, daß die Ausnutzung der Nachrüstungsmöglichkeiten, wenn die Stromerlöse ein akzeptables Niveau aufweisen, sehr lohnend sein kann. In vielen Fällen wird die nachträgliche Integration einer Gasturbine allerdings aufgrund der jeweiligen räumlichen Gegebenheiten und der Anpassungsschwierigkeiten mit so großem Aufwand verbunden sein, daß ein Neubau eines GuD-HKW die günstigere Alternative darstellen würde, zumal sich hierdurch auch eine geringfügig höhere energetische Effizienz realisieren ließe. Falls der Rückfluß des ursprünglich für das Kohle-HKW eingesetzten Kapitals bislang noch unvollständig war, würde wahrscheinlich in vielen Fällen aufgrund der Weiterverwendung wesentlicher Anlagenteile eine Nachrüstung bevorzugt werden.

Der Wirtschaftlichkeitsvergleich für die verschiedenen Ertüchtigungsmaßnahmen spricht gemäß Tabelle 3-10 und Abbildung 3-4 für einen völligen Übergang zum Energieträger Erdgas, wie er durch das Full Repowering ermöglicht ist. Außerdem würde sich hierdurch die höchste CO_2-Minderung (vgl. Tabelle 3-11) und Primärenergieeinsparung realisieren lassen. Der zusätzlich damit verbundene Personalabbau (in dem Beispiel von 90 auf 30 Beschäftigte) wird in der Belegschaft der Unternehmen eher auf Widerstand stoßen.

6 vor dem Hintergrund notwendiger Stromerlöse zur Erzielung von Wärmeerzeugungskosten von 30 DM/MWh in Abhängigkeit von den Vollbenutzungsstunden der Anlage

Tabelle 3-11: Vergleich der CO2-Minderung der betrachteten Nachrüstungsmöglichkeiten eines Kohle-HKW mit dem Ausgangszustand sowie Darstellung der CO2-Minderungskosten vor dem Hintergrund aktueller Bedingungen des Strommarktes

CO2-Effekte von von Nachrüstungen eines Kohle- -HKW mit Gasturbinen Betrachtung am Beispiel	Ausgangs- situation Kohle-HKW aus 1985	Parallel Repowering Kohle-HKW +Gasturb.	Kohle-HKW +Gasturb.	Kohle-HKW +Gasturb.	Full Repowering Kohle-HKW +Gasturb.
Brennstoffeinsatz Kohle(GWh/a)	1283	1128	1074	1013	0
Brennstoffeinsatz Erdgas(GWh/a)	0	321	424	553	2570
Stromproduktion (GWh/a)	330	449	485	529	1202
Wärmeproduktion (GWh/a)	578	584	584	583	576
Wärmeangebot (GWh/a)	546	551	551	551	544
CO2-Emissionen (kt CO2/a)	475	485	487	491	540
CO2-Gutschrift Strom (kt CO2/a)	340	462	499	545	1238
CO2-Gutschrift Wärme (kt CO2/a)	162	164	164	163	161
CO2-Minderung (kt CO2/a)	28	141	176	217	859
Jahreskosten (TDM)	1491	1199	1608	2191	4832
Kosten pro kg CO2-Mind. (DM)	0,05	0,01	0,01	0,01	0,01

Anmerkungen:

spez.CO2-Emissionen (t CO2/MWh Steinkohle):			0,370	
spez. CO2-Gutschrift Strom (t CO2/MWh Strom):			1,030	
CO2-Gutschrift Wärme:				
Annahmen zu ersetzten Heizsystemen:			1999	2005
Anteil Gassammelheizung:	67%	Nutz.-Grad:	81%	84%
Anteil Ölsammelheizung:	33%	Nutz.-Grad:	78%	80%
Gassammelheizung:	spez.CO2-Emiss. (t CO2/MWh Br):			0,21
Ölsammelheizung:	spez.CO2-Emiss. (t CO2/MWh Br):			0,29

spez. Emissionen jeweils inklusive Vorketten

3.2.2 Dezentrale KWK

Nutzungsmöglichkeiten für dezentrale KWK-Anlagen (d. h. BHKW) bestehen vor allem im Bereich der Einzelobjektversorgung sowie bei der Versorgung von Nahwärmegebieten. Erfolgversprechend sind dabei vor allem

- Hallen-/Freibäder
- Krankenhäuser/Rehabilitationszentren
- Altenheime
- Schulen (inkl. Turnhallen)
- Hotels
- sonstige große öffentliche Gebäude (z. B. Verwaltungsgebäude, Kasernen, Justizvollzugsanstalten)

wenn diese bestimmte Kenngrößen überschreiten (z. B. Mindest-m^2-Zahl für die Wasserfläche; Mindestanzahl an Pflegbetten). Interessante Einsatzmöglichkeiten für Motor- und Gasturbinen-BHKW gibt es darüber hinaus auch im Bereich der Industrie, die hier nicht getrennt ausgewiesen werden, z. T. aber überlappend zu behandeln sind mit der Bestimmung der gesamten industriellen KWK-Poteniale im nachfolgenden Kapitel.

Potentialerhebungen für BHKW (unter Berücksichtigung der Gebäude- und Siedlungstypologie) sind im unterschiedlichen Detaillierungsgrad und für verschiedene Betrachtungsgebiete durchgeführt worden. Für den öffentlichen Bereich (d.h. ohne Industrie) sind dabei die in Tabelle 3-11 dargestellten Werte ermittelt worden. Um die verschiedenen Studien miteinander vergleichen zu können, werden jeweils spezifische, d.h. auf die Bevölkerung bezogene, Werte aufgeführt.

Tabelle 3-11: Spezifische Potentiale für die Stromerzeugung durch BHKW im öffentlichen Bereich

Stromerzeugungspotential (kWh/Person*a)	Untersuchungs-gebiet	Quelle
theoretisch/technisches Potential		
800	Deutschland	(Kralemann, 1996)
500	Saarland	(Nitsch 1999)
technisch/wirtschaftliches Potential		
270 440	Baden-Württemberg	(Nitsch, 1994) 1 Pf/kWh erhöhte Einspeisevergütung[a]
500 - 750	Brandenburg	(Öko-Institut, 1994) 1,5 - 3 Pf/kWh erhöhte Einspeisevergütung[a]
450	Deutschland	(Gailfuß, 1998)
[a] gegenüber der gültigen Verbändevereinbarung		

Überträgt man diese Ergebnisse auf Deutschland, ergibt sich hieraus ein theoretisch/technisches durch BHKW realisierbares KWK-Potential von 40 bis 64 TWh_{el}. Das technisch/ wirtschaftliche Potential liegt unter heutigen Randbedingungen zwischen 21,6 und 36 TWh_{el}. Unterstellt man eine Verbesserung der Einspeisevergütung (gegenüber der heute gültigen Verbändevereinbarung) erhöht sich das technisch/wirtschaftliche Potential auf 35,2 bis 60 TWh_{el}.

3.2.3 Industrielle KWK

Für den industriellen Bereich ist neben dem zeitgleichen Auftreten von Strom- und Wärmenachfrage auch das Temperaturniveau der ausgekoppelten Wärme von entscheidender Bedeutung für die Einsatzmöglichkeiten der KWK. Geeignete Bedingungen für die KWK liegen dann vor (vgl. Nitsch 1999), wenn

- Prozeßwärme für Produktionsanwendungen bis etwa 500 °C nachgefragt wird. Einsatzmöglichkeiten ergeben sich dann für Dampfnetze, Heizwassernetze bzw. eine direkte Abgasenergienutzung für Trocknungsprozesse.

- Raumwärme und Brauchwarmwasser mit einem Temperaturniveau von 90 bis 120 °C zur Anwendungen kommen sollen oder
- Heißwasser bzw. Dampfbedarf zum Antrieb von Kälteanlagen zur Kaltwassererzeugung und Tieftemperaturkälte mittels Absorptionskälteanlagen (Temperaturniveau 90 bis 160 °C) besteht.

Unter dieser Voraussetzung sind vor allem in den Branchen chemische Industrie, Nahrungs- und Genußmittelindustrie (z. B. Brauereien, Mälzereien, Zuckerindustrie), Zellstoff- und Papierindustrie und in Teilen des Investitionsgütergewerbes z. B. Prozeßwärmebedarf für Lacktrocknung, Reinigungsbäder) prinzipielle Einsatzmöglichkeiten der industriellen KWK zu erwarten. Darüber hinaus besteht in allen Branchen ein mehr oder weniger ausgeprägter Raumwärme- und Warmwasserbedarf. Indirekten Wärmebedarf zur Kälteerzeugung weisen vor allem die Branchen Lebensmittelindutrie (z. B. Gefriertrocknen), die Druckindustrie sowie die chemische Industrie auf.

Auch hinsichtlich des Anforderungsprofils stellen sich Unterschiede gegenüber der kommunalen (öffentlichen) KWK ein. Von wesentlicher Bedeutung ist für den industriellen Einsatz neben der Erreichbarkeit des geforderten Temperaturniveaus eine hohe Verfügbarkeit sowie je nach Produktionsweise gutes Teillast- und Anfahrverhalten. Häufig wird auch die Verwendung von Abfallgasen aus dem Produktionsbetrieb gefordert.

Obwohl heute Dampfturbinen-Heizkraftwerke, die vielfach über einen vergleichsweise niedrigen elektrischen Wirkungsgrad und geringe Stromkennzahlen verfügen, die industrielle KWK dominieren, liegen aufgrund des vielfach hohen Temperaturniveaus bei industriellen Anwendungen eigentlich vor allem für Gasturbinen-Heizkraftwerke, GUD-KWK-Anlagen und mittelfristig auch für Hochtemperaturbrennstoffzellen interessante Anwendungsfälle vor.

Verschiedene Studien zeigen übereinstimmend, dass das wirtschaftliche Potential der industriellen KWK in Deutschland trotz vielfältiger Aktivitäten noch nicht vollständig ausgeschöpft ist, sondern an vielen Standorten (auch zusätzlichen Standorten) Ausbaumöglichkeiten bestehen.

Tabelle 3-12: Technisch/wirtschaftliche Potentiale der Stromerzeugung durch industrielle KWK in Deutschland

	Stromerzeugung in TWh_{el}	**CO_2-Einsparung in Mio. t**
RWI/ifo	20,6	24,1
Gesamtpotential[a] (Pruschek 1995)	68	73
Zubaupotential[b] (Pruschek 1995)	45	17
Zubaupotential[c] (Hofer 1995)	22,5	k. A.
BHKW-Potential[d] (Gailfuss 1997)	29,3	k. A.
Gesamtpotential[e] (Nitsch 1997 und 1999)[5]	41,6- 80,0	k. A.

[a] Zubaupotential gegenüber der Ausgangsbasis 1990; [b] bis 2005 gegenüber Referenzentwicklung; [c] nur alte Bundesländer; [d] nur dezentrale Klein-Anlagen: davon 57 % als Gasturbinenanlagen und 43 % als BHKW Unter Berücksichtigung einer im Zeitverlauf um 10 % reduzierten Wärmenachfrage); [e] Der untere Wert basiert auf einer Hochrechnung des in (Nitsch 1997) angebenen spezifischen Potentialfaktors von 520 kWh/(Person*a)

Aus den unterschiedlichen Potentialstudien läßt sich ablesen, dass das in der Industrie zusätzlich ausschöpfbare (technisch/wirtschaftliche) Potential mindestens noch einmal in der selben Größenordnung liegt wie der heutige Nutzungsstand. Dabei ist im Rahmen der Berechnungen, die z. T. bereits Anfang der neunziger Jahre durchgeführt wurden, zu großen Teilen von kohlebasierten KWK-Anlagen ausgegangen worden, da die heute für GUD-Anlagen gültigen günstigen Bedingungen seinerzeit noch nicht absehbar waren. Vor diesem Hintergrund ist, insbesondere auch aufgrund der in der Regel deutlich höheren Stromkennzahlen von GUD-Anlagen aus technisch/wirtschaftlichen Gesichtspunkten trotz aller Unsicherheiten eine Verdopplung bis Verdreifachung des Beitrags der industriellen KWK sicher möglich.

Unberücksichtigt sind bei diesen Potentialberechnungen auch weitgehend die Möglichkeiten der Ertüchtigung und Umrüstung von bestehenden Anlagen der industriellen KWK bzw. von industriellen Heizwerken geblieben. Dabei liegen im Ausland Erfahrungen mit erfolgreichen Umrüstprogrammen vor (dies gilt z. B. für die in Dänemark in den achtziger Jahren auch für den industriellen Bereich gewährten Investitionshilfen). Die heute bestehenden z. T. schon sehr alten Anlagen zeichnen sich häufig durch eine vergleichsweise geringe Effizienz und geringe Stromkennziffern aus. Besonders wirtschaftlich sind vor diesem Hintergrund vor allem die Fälle, in denen alte Dampfkraftwerke bzw. Dampf- und Heizwerke durch moderne Gas- und Dampfturbinenkraftwerke ersetzt werden können. Zudem sind hier die Hemmnisse aufgrund eines bereits erschlossenen Kraftwerksstandortes in aller Regel geringer als bei der Errichtung neuer Anlagen ”auf der grünen Wiese”.

Einfache Überlegungen zeigen, dass auf diese Weise allein in den alten Bundesländern eine Leistungssteigerung der industriellen KWK von mehr als 7.000 MW_{el} möglich erscheint. Die Basis für diese Abschätzung bildet die VIK-Statistik. Dabei wird - basierend auf einer derzeit installierten Gesamtleistung von 8.691 MW_{el} - von einer Erhöhung der Stromkennzahl von heute rund 0,44 auf im Mittel 0,8 ausgegangen. Legt man hingegen Erhebungen des statistischen Bundesamtes zur KWK in Deutschland aus dem Jahr 1995

zugrunde (Statistisches Bundesamt 1996)[7], ermittelt sich unter Beschränkung auf nicht gasgefeuerte Anlagen, die heute einen Anteil von rund 70 % einnehmen, eine mögliche Leistungssteigerung infolge der Erhöhung der Stromkennzahl auf im Mittel 0,8 von etwa 9.150 MW. Dieses Ergebnis entspricht dem zuvor abgeleiteten Wert von der Größenordnung. Die in jedem Fall (im Vergleich zu den Angaben in Tabelle 3-12) zusätzlich realisierbare industrielle KWK-Stromerzeugung liegt bei mehr als 35 bis 50 TWh. Damit ermittelt sich selbst unter den eher konservativen Annahmen der vorliegenden Abschätzungen ein Gesamtpotential von 80 bis 130 TWh.

Der oberen Grenze des Erreichbaren kann man sich dadurch nähern, daß man neben der Ertüchtigung bzw. Umrüstung bestehender Heizkraftwerke auch die weitgehende Umstellung von Heizwerken auf Heizkraftwerke unterstellt. Geht man

- vom Prozeßwärmebedarf der Industrie aus, der im Temperaturbereich unterhalb von 500 °C auf 155 TWh abgeschätzt worden ist (Hofer1995) und
- unterstellt man zugleich eine mittlere Stromkennzahl von 0,8 (1,2) sowie
- eine Durchführung von Energieeinsparmaßnahmen (spätestens im Zuge der Neuerrichtung), die zu einem im Durchschnitt rund 20 % geringeren Wärmebedarf und damit zu einer entsprechend geringeren Wärmeleistung führen[8]

ermittelt sich ein Gesamtpotential (unter Berücksichtigung der bereits installierten Anlagen) von insgesamt 100 bis 150 TWh.

In einer überschlägigen Berechnung kommt Dr. Tolle Consulting zu noch höheren Werten. Dabei wird von einem heute bereits durch die KWK erschlossenen Wärmepotential von 200 TWh_{th} ausgegangen, das sich in Zukunft um mindestens 50 % erhöhen ließe. Unter Zugrundelegung einer mittleren Stromkennzahl von 0,8 resultiert damit ein Stromerzeugungspotential von 240 TWh_{el} (entsprechend: 0,8 TWh_{el}/TWh_{th}*(200 TWh_{th}+ 100 TWh_{th})).

Selbst wenn dieses Potential aufgrund von weitergehenden Energieeinsparbemühungen auf der Wärmeseite nicht in jedem Fall vollständig ausgeschöpft werden kann, besteht insgesamt gesehen durch eine intensive Nutzung der Wärmesenken in der Industrie bei einer zeitgleichen Verbesserung der Stromkennzahl eine nennenswerte Möglichkeit zur Ausweitung der industriellen KWK.

Das steigende Interesse an den KWK-Märkten in der Industrie beschränkt sich dabei nicht mehr ausschließlich auf die Energieversorgungsunternehmen, sondern erfaßt zunehmend

---

7 Diese weist eine andere systematische Einordnung gegenüber der VIK-Statistik auf (die elektrische Leistung der KWK-Anlagen der Industrie wird hier mit 6.030 MW_{el}(brutto) und 23.331 MW_{th} beziffert; bezogen auf die Nettoleistung von 5.635 MW_{el} ermittelt sich hieraus eine mittlere Stromkennzahl von 0,24).

8 Die hier unterstellte Energieeinsparung kann bereits als sehr weitgehend bezeichnet werden. Analysen des Brennstoffbedarfs für den industriellen Bereich zeigen, daß diese bis zum Jahr 2020 (gegenüber dem Ausgangsniveau des Jahres 1995) unter Trendbedingungen um knapp 10 % rückläufig ist, während eingebettet in eine Klimaschutzstrategie eine Minderung von maximal 33 % bis zum Jahr 2020 erreicht werden muß.

auch andere Investoren. Der sich in diesem Bereich damit heute schon zunehmend abzeichnende Konkurrenzdruck zwischen den Anbietern wird sich mit fortschreitender Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte weiter verstärken. Dies gilt insbesondere für die z. T. besonders lukrativen Fälle der sog. kooperativen Kraft-Wärme-Wirtschaft, d. h. die Zusammenarbeit zwischen einem oder mehreren großen Energienachfragern und einem professionellen Anbieter für Strom und Wärme (vgl. dazu Kapitel 2.2.2).

3.2.4 Kraft-Wärme-(Kälte)-Kopplung

Über die in Deutschland verfügbaren technischen Potentiale der KW(K)K liegen keine geschlossenen Erkenntnisse vor. Dennoch können Anhaltspunkte über die grundsätzlichen Möglichkeiten aus Einzeluntersuchungen gewonnen werden. Für Saarbrücken ist bei einer Fernwärmeanschlußleistung von etwa 500 MW im Rahmen einer solchen Analyse das Kältepotential beispielsweise auf 70 MW abgeschätzt worden (DLR 1997)[9]. Überträgt man dieses Ergebnis auf die bundesdeutschen Gegebenheiten (Fernwärmeanschlußleistung von knapp 65.000 MW) resultiert hieraus ein Kältepotential von 9.100 MW. Dies entspricht einer korrespondierenden Leistung (Stromkennzahl von 1,0; Kälte- zu Fernwärmeverhältnis von 0,7) von rund 13.000 MW_{el}.

3.2.5 Technisch/wirtschaftliche Potentiale in der Übersicht

Die vorliegenden Potentialbetrachtungen haben gezeigt, dass - zunächst ohne eine detaillierte Berücksichtigung der bestehenden Hemmnisse und Investitionsbarrieren - eine deutliche Ausweitung des derzeitigen Nutzungsstandes der KWK möglich ist. Dabei ist festzustellen, dass

- aus volkswirtschaftlicher Sicht im Bereich der Siedlungs-KWK auch unter heutigen Rahmenbedingungen (gesunkene Strom- und Wärmeerlöse, weitgehende Konkurrenzsituation gegenüber Erdgaseinsatz in der dezentralen Wärmebereitstellung) nicht nur noch zusätzliche Potentiale erschlossen werden könnten, sondern der bisher erreichte Ausbaustand auch als vergleichsweise gering zu bezeichnen ist.

- ein Teil des Wärmebedarfs auch vermehrt durch die Auskopplung von Wärme aus bestehenden Großkraftwerken realisiert werden könnte. Im allgemeinen ist diese aber sowohl aus volkswirtschaftlichen als aber auch aus ökologischen Gesichtspunkten der Neuerrichtung von verbrauchernäheren Anlagen unterlegen und damit in bezug auf die Ausweitung des Siedlungs-KWK-Potentials eher von untergeordneter Bedeutung. Im Einzelfall (z. B. unternehmensstrategische Gesichtspunkte) kann die unternehmerische Entscheidung von dieser allgemeinen Einschätzung jedoch abweichen.

- für die Nachrüstung bestehender Kohle-Heizkraftwerke mit einer Gasturbine (Repowering) zwar hinreichende Möglichkeiten bestehen, diese aber betriebswirtschaftlich gegenüber einem vollständigen Neubau von GUD-Anlagen in der Regel keine Vorteile aufweisen.

---

9 Dabei ist davon auszugehen, daß das Verhältnis von Kälte- zu Wärmeleistung im Mittel bei etwa 0,7 liegt.

- sich die Ausbaumöglichkeiten der KWK im Bereich der Siedlungs-KWK vor diesem Hintergrund neben der Verdichtung bestehender Fernwärmegebiete im wesentlichen auf den Ersatz bestehender Anlagen durch eine höhere Stromkennzahl konzentrieren. Ausgehend von dem heute vorliegenden Mittelwert von 0,4 ist hierdurch (z. B. bei einer Anhebung auf 1,2) eine deutliche Ausweitung der KWK möglich. Dies gilt auch dann noch, wenn im Zuge des Ersatzbaus eine geringere Wärmeleistung - mit der Zielsetzung der Erhöhung der Vollastbetriebszeit - installiert wird.

- sich vielfältige Möglichkeiten durch den dezentralen Einsatz von KWK-Anlagen im unteren Leistungsbereich erschließen lassen (Objektversorgung, Nahwärmesysteme in Wohn- und Mischgebieten)

- im Bereich der industriellen KWK ebenso wie bei der kommunalen/öffentlichen KWK nennenswerte Ausweitungsmöglichkeiten durch den Ersatz bestehender Anlagen realisierbar sind, darüber hinaus aber auch insgesamt neue Standorte, die heute über eine dezentrale Wärmeversorgung in Heizkesseln verfügen, erschlossen werden können

- in Zeiten liberalisierter Energiemärkte vermehrt über die klassischen Akteursgrenzen hinweg agiert werden kann, wodurch in vielen Fällen verbesserte Nutzungsmöglichkeiten resultieren (kooperative KWK)

Die aufgeführten Potentiale subsummieren sich dabei auf

- maximal 310 TWh für den Bereich der kommunalen/öffentlichen KWK; bei einer Beschränkung auf den Ersatz bestehender Anlagen (Nutzungstand 1997: 26,4 TWh) ermittelt sich eine Bandbreite von bis zu 80 TWh[10]

- rund 36 bis 60 TWh für die dezentrale Strombereitstellung in KWK-Anlagen und

- 100 bis 150 TWh für die industrielle KWK.

Aufgrund von Abgrenzungsschwierigkeiten bei der Potentialermittlung (Doppelzählungen können nicht vollständig ausgeschlossen werden) kann zwar keine Gesamtsumme ausgewiesen werden, dennoch erscheint offensichtlich, dass der derzeitige Beitrag der Stromerzeugung in KWK-Anlagen von knapp 75 TWh in Zukunft deutlich erhöht werden kann. Ausgehend vom heutigen Stromverbrauch sind damit KWK-Stromerzeugungsanteile von mehr als 40 %, wie sie in einzelnen Nachbarländern heute schon realisiert sind, durchaus denkbar. Dies gilt auch unter Berücksichtigung der Tatsache, dass den aufgeführten Ergebnissen primär eine volkswirtschaftliche Betrachtungsweise zugrundeliegt und in jedem Einzelfall auch aus betriebswirtschaftlicher Sicht (d. h. aus der Sicht des Betreibers und Kunden, die allerdings durch energiepolitische Maßnahmen beeinflußt werden können) eine sinnvolle Einsatzmöglichkeit nachgewiesen werden muß.

---

10 Ausgehend von einer mittleren Stromkennzahl von 0,4 wurde eine Erhöhung auf 1,2 unterstellt. Für die geringere Wärmeleistung wurde für die einfache Abschätzung angenommen, daß sich der hierduch bedingte für die KWK rückläufige Effekte durch die ebenfalls hiermit verbundene höhere Auslastung der Anlagen weitestgehend kompensiert wird.

4 Energie- und klimapolitische Bedeutung der KWK

Im vierten Kapitel wird die energie- und klimapolitische Bedeutung der KWK diskutiert. Dabei wird zunächst abgeleitet, welchen spezifischen Beitrag die KWK für den Klimaschutz leisten kann. Hierzu werden verschiedene Untersuchungen vergleichend gegenübergestellt, ihre Vor- und Nachteile dargestellt und durch eigene Analysen ergänzt. Auf dieser Basis wird ein Qualitätskriterium für die KWK abgeleitet, das als Mindestanforderung für eine ökologisch vorteilhafte KWK angesehen werden kann. Letztlich wird im Rahmen gesamtsystemarer Analysen aufgezeigt, welcher Beitrag der KWK im Rahmen von klimaschutzzorientierten Szenariobetrachtungen zugewiesen wird.

4.1 Qualitätskriterien für die Kraft-Wärme-Kopplung

4.1.1 Einleitung

Von verschiedener Seite wird heute für die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) eine Verdopplung ihres Beitrags zur Stromerzeugung eingefordert. Maßgeblich hierfür ist die Erkenntnis, dass die KWK insbesondere kurz- und mittelfristig einen wichtigen Beitrag zum Klimaschutz leisten kann. Durch die Strommarkt-Liberalisierung hat diese Art der dezentralen Energiebereitstellung aber große Schwierigkeiten, am Markt zu bestehen. Neben der (teilweisen) Befreiung von KWK-Anlagen von der Mineralöl- und z. T. auch der Stromsteuer im Rahmen der ökologischen Steuerreform und der Unterstützung bestehender kommunaler KWK-Anlagen durch das KWK-Vorschaltgesetz, soll deshalb in naher Zukunft eine gesetzliche Regelung geschaffen werden, welche den Ausbau der KWK-Technologie nachhaltig fördern soll. Um die Fördergelder möglichst effektiv einsetzen zu können und einen nachhaltigen Beitrag zum Klimaschutz mittels KWK-Anlagen zu erreichen, werden Qualitätskriterien benötigt, welche eine qualitative Einstufung der KWK-Anlagen ermöglichen. Über die Implementierung derartiger Kriterien kann zudem die Eignung der KWK einen Beitrag für den Klimaschutz leisten zu können, nachgewiesen werden.

Dieses Kapitel gibt vor diesem Hintergrund zunächst eine Übersicht über die gängige Methodik der Qualitätsbewertung von KWK-Anlagen und stellt einen neuen Ansatz zur Qualitätsbewertung vor, welcher die prozentuale CO_2-Minderung (ΔCO_2) einer KWK-Anlage in Bezug auf ein ungekoppeltes Referenzszenario als Qualitätskriterium nutzt. Außerdem nimmt dieses Kapitel Stellung zu bestehenden Qualitätskriterien, wie z. B. den im Mineralölsteuergesetz verankerten Mindestnutzungsgrad sowie andere derzeit in der Diskussion befindliche Bewertungsvorschläge (Stromkennzahl-Verfahren, KWK-Wirkungsgrad, "Zero"-Strom).

4.1.2 Grundsätzliche Methodik der Qualitätsbestimmung

Um die Vorteile einer bestimmten Technologie wie der Kraft-Wärme-Kopplung hinsichtlich CO_2-Minderung oder Primärenergieeinsparung herauszustellen, bedient man sich häufig der Methode der vergleichenden Szenarioanalyse. In der Fachliteratur wird die gekoppelte mit der ungekoppelten Stromerzeugung und Wärmebereitstellung verglichen, in dem entweder ganzheitliche Systembetrachtungen angestellt werden (z. B. ASUE-Methode) oder Strom- bzw. Wärmegutschriftverfahren zur Anwendung kommen. Als problematisch hat sich dabei die Vielzahl der z. T. deutlich voneinander abweichenden Annahmen erwiesen (z. B. Systemgrenzen, Wirkungsgrade, Transport- und Verteilungsverluste) sowie die Definition und Darstellung des Vergleichspfades (vgl. Tabelle 4-1).

Tabelle 4-1: Methodik der Qualitätsbestimmung von KWK-Anlagen anhand Referenzszenarien

Methodik	Ganzheitliche Betrachtungsweise (ASUE-Methode)	Gutschrift-Methode	
		Stromgutschrift	Wärmegutschrift
Vergleichs-grundlage	gekoppelte Systeme		
	KWK-Modul	KWK-Modul mit Spitzenkessel	
	Unterschied in den angenommenen Wirkungsgraden der KWK-Anlagen und den Spitzenkesseln, in den angenommenen Primärenergieträgern und in den Verlusten der Strom- und Wärmeleitungen		
Vergleichs-szenario	ungekoppeltes Referenzsystem		
	Unterschied in den angenommenen Wirkungsgraden der Kondensations-kraftwerke und Heizungssysteme, in den angenommenen Primärenergie-trägern und in den Verlusten der Strom- und Wärmeleitungen		

Hinsichtlich der **methodischen Vorgehensweise** unterscheidet man zwischen einer ganzheitlichen Betrachtungsweise (**ASUE-Methode)** und der **Gutschrift-Methode**.

Bei der ASUE-Methode, welche nach dem Arbeitskreis für sparsamen und umwelt-freundlichen Energieverbrauch (ASUE) benannt ist, wird davon ausgegangen, dass die Wärme- als auch die Strombereitstellung gleichberechtigt betrachtet werden. Verglichen wird die gesamte gekoppelte Strom-/Wärmebereitstellung mittels BHKW oder BHKW-System (siehe Vergleichsgrundlage in Tabelle 4-1) mit einer ungekoppelten Erzeugung (siehe Vergleichsszenario in Tabelle 4-1).

Bei der Gutschrift-Methode wird der Kraft-Wärme-Kopplungsprozess unter Beachtung einer Stromgutschrift in ein reines Wärmesystem bzw. unter Berücksichtigung einer Wärmegutschrift in ein reines strombereitstellendes System überführt. Besonders häufig anzutreffen ist die Überführung in ein rein wärmebereitstellendes System. Der Gutschrift-Methode liegt in diesem Fall die Philosophie zu Grunde, dass die Strombereitstellung für eine KWK-Anlage nicht das vorrangige Ziel ist, sondern "nur" umweltentlastendes Nebenprodukt.

Absolut gesehen unterscheiden sich die Primärenergieeinsparungen in beiden Fällen nicht. Da die Primärenergieeinsparung z. B. bei der Stromgutschrift-Methode auf ein um die Stromgutschrift verminderten – und damit kleineren Primärenegieeinsatz bezogen wird, fällt die Energieminderung relativ (prozentual) höher aus.

Eine ausführliche Gegenüberstellung der ASUE- und Gutschrift-Methodik erfolgt in einem Exkurs am Ende dieses Kapitels.

Im Rahmen der Festlegung der **Vergleichsgrundlage** (vgl. Tabelle 4-1) erfolgt die Systemabgrenzung der gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung. Hierbei stellt sich die Frage, ob das gesamte KWK-System (KWK-Modul und Spitzenkessel) oder lediglich das KWK-Aggregat zum Vergleich mit einem ungekoppelten System (Kraftwerk und Heizkessel) herangezogen wird. Die angenommenen Wirkungsgrade des KWK-Aggregats bzw. KWK-System sind genauso für die Berechnung der CO_2-Minderung und der Primärenergie-Einsparung wichtig wie die Tatsache, ob und in welchem Umfang Verluste in der Strom- und Wärmeleitung berücksichtigt wurden.

Von besonderer Wichtigkeit ist zudem die Wahl des ungekoppelten **Vergleichsszenario**. Dabei sind einerseits die angenommen Wirkungsgrade der Kondensationskraftwerke und Heizungssysteme als auch die eingesetzten Primärenergieträger von entscheidender Bedeutung. Außerdem ist es auch hier wichtig, ob und in welchem Umfang Verluste in der Strom- und Wärmeleitung berücksichtigt wurden.

Exkurs: Beispielrechnung zum Vergleich ASUE-/Gutschrift-Methode im Raumwärmebereich

Folgender Versorgungsfall wird für den Vergleich angenommen:

Die gekoppelte Strom- und Wärmebereitstellung erfolgt mittels eines Gasmotor-BHKW´s. Dieser hat eine elektrische Leistung von 200 kW sowie einen elektrischen Wirkungsgrad von 35% und einen Gesamtwirkungsgrad von 87%. Der thermische Wirkungsgrad (Gesamtwirkungsgrad minus elektrischer Wirkungsgrad) beträgt somit 52%.

Dem gegenüber steht die ungekoppelte Strom- und Wärmebereitstellung in einem Kondensationskraftwerk und einem konventionellen Heizkessel. Das Kondensationskraftwerk weist einen elektrischen Wirkungsgrad von 35,6% auf, was dem Durchschnitt des deutschen Kraftwerkbestandes von 1998 entspricht. Der Heizkessel hat einen thermischen Wirkungsgrad von 90%.

Durch die jeweiligen Systeme sollen 150 kWh Wärme und die - anhand der KWK-Anlage ermittelte - Strommenge von 101 kWh_{el} bereitgestellt werden. Hieraus ergibt sich für den BHKW-Motor ein Primärenergieeinsatz von 289 kWh (101 kWh_{el}, 150 kWh_{th}, 37 $kWh_{Verlust}$).

Für die Bereitstellung von 101 kWh_{el} ergibt sich bei dem Kondensationskraftwerk mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 35,6% ein Primärenergieeinsatz von 284 kWh (183 $kWh_{Verlust}$). Für die Bereitstellung von 150 kWh_{th} ergibt sich bei dem Heizkessel mit einem Wirkungsgrad von 90% ein Primärenergieeinsatz von 167 kWh (17 $kWh_{Verlust}$).

In nachfolgender Übersicht wird dies noch einmal zusammengefasst.

	Wärmemenge	Strommenge	Verluste
BHKW-Motor η_{el}=35% η_{th}=52%	150 kWh	101 kWh	37 kWh
Kondensation-Kraftwerk η_{el}=35,6%	-	101 kWh	183 kWh
Heizkessel η_{th}=90%	150 kWh	-	17 kWh

Bei der **ASUE-Methode** werden nun beide Primärenergieeinsätze verglichen. Beim gekoppelten System (BHKW-Motor) sind dies 289 kWh. Beim ungekoppelten System beträgt der Primärenergieeinsatz 451 kWh. Daraus ergibt sich ein absolute Ersparnis von 162 kWh Primärenergie (Erdgas). Dies entspricht - bezogen auf den Erdgaseinsatz beim ungekoppelten

System - einer Primärenergie-Einsparung von 36% durch den BHKW-Motor (siehe nachfolgende Übersicht).

ASUE-Methode		
1	Primärenergiemenge BHKW	289 kWh
2	Primärenergiemenge Kondensationskraftwerk	284 kWh
3	Primärenergiemenge Heizkessel	167 kWh
4	Primärenergiemenge ungekoppeltes System (2+3)	451 kWh
5	**Absolute Primärenergiemengen-Einsparung (4-1)**	**162 kWh**
6	**Relative Primärenergiemengen-Einsparung (5/4)**	**36%**

Bei der **Stromgutschrift-Methode** wird das gekoppelte System auf ein rein wärmebereitstellendes System vereinfacht, indem der Primärenergieeinsatz des Kondensationskraftwerkes (284 kWh) vom Primärenergieeinsatz des gekoppelten Systems (BHKW-Motor mit 289 kWh) als "Gutschrift" abgezogen wird. Die daraus resultierende Primärenergiemenge des gekoppelten Systems (5 kWh) wird nun mit der Primärenergiemenge verglichen, welche notwendig ist, um die Wärmemenge des BHKW-Motors (150 kWh) in einem Heizkessel bereit zu stellen. Dies ist in unserem Fall 167 kWh. Auch hier beträgt die absolute Primärenergie-Einsparung 162 kWh. Vergleicht man aber die - durch die Gutschrift reduzierte - Primärenergiemenge des gekoppelten Systems (5 kWh) mit dem Erdgasaufwand des Heizkessels (167 kWh), so fällt die prozentuale Primärenergieminderung mit 97% ungleich höher aus. Bei hohen Stromkennzahlen (Verhältnis der bereitgestellten elektrischen Energie zur bereitgestellten nutzbaren Wärme) des KWK-Systems kann es sogar zu Primärenergieeinsparungen von mehr als 100% kommen. Daraus resultieren die in der Literatur gelegentlich bei Systemvergleichen von Wärmeerzeugern veröffentlichten negativen Primärenergie- oder CO_2-Mengen von KWK-Systemen.

Stromgutschrift-Methode		
1	Primärenergiemenge BHKW	289 kWh
2	Primärenergiemenge Kondensationskraftwerk	284 kWh
3	Primärenergiemenge Heizkessel	167 kWh
4	Primärenergiemenge BHKW für das Koppelprodukt Wärme (Gutschrift für Strombereitstellung → 1-2)	5 kWh
5	**Absolute Primärenergiemengen-Einsparung (3-4)**	**162 kWh**
6	**Relative Primärenergiemengen-Einsparung (5/4)**	**97%**

Kritische Betrachtung der Stromgutschrift-Methode

Diese Art der Aufteilung der Primärenergieeinsparung durch eine Kraft-Wärme-Kopplung auf die Koppelprodukte (Strom und Wärme), welche u. a. in der Fernwärmewirtschaft üblich ist, verschiebt die gesamte Primärenergieeinsparung auf das Koppelprodukt Wärme und wird damit der physikalischen Realität nicht gerecht (siehe auch industrielles Beispiel).

Bei der Bestimmung des KWK-Wirkungsgrades von Dr. Tolle wird eine **Wärmegutschrift-Methode**, angewandt. Dabei wird das gekoppelte System auf ein rein strombereitstellendes

System vereinfacht, indem der Primärenergieeinsatz für die Wärmebereitstellung in einem Gaskessel (167 kWh) vom Primärenergieeinsatz des gekoppelten Systems (BHKW-Motor mit 289 kWh) als "Gutschrift" abgezogen wird. Dies geschieht, indem der Substitutionswirkungsgrad für das BHKW-System bestimmt wird. Dieser beträgt in dem oben geschilderten Fall 83%. Daraus resultiert für die Bereitstellung der 101 kWh elektrischen Strom eine im gekoppelten System benötigte Primärenergiemenge von 122 kWh. Dies wird nun mit der Primärenergiemenge verglichen, welche notwendig ist, um die Strommenge des BHKW-Motors (101 kWh) in einem Kondensationskraftwerk bereit zu stellen. Dies ist in unserem Fall 284 kWh. Auch hier beträgt die absolute Primärenergie-Einsparung 162 kWh. Vergleicht man aber die - durch die Gutschrift reduzierte - Primärenergiemenge des gekoppelten Systems (122 kWh) mit dem Erdgasaufwand des Kondensationskraftwerkes (284 kWh), so fällt die prozentuale Primärenergieminderung mit 57% ungleich höher als bei der ASUE-Methode aus.

Wärmegutschrift-Methode		
1	Primärenergiemenge BHKW	289 kWh
2	Primärenergiemenge Kondensationskraftwerk	284 kWh
3	Primärenergiemenge Heizkessel	167 kWh
4	Berechnung des Substitutionswirkungsgrades	83%
5	Aus 4 resultierende Primärenergiemenge für die Strombereitstellung durch das BHKW-System	122 kWh
6	**Absolute Primärenergiemengen-Einsparung (2-5)**	**162 kWh**
7	**Relative Primärenergiemengen-Einsparung (6/2)**	**57%**

4.1.3 KWK-Bewertungen in der Fachliteratur

Im Folgenden werden zwei Studien näher betrachtet, in denen eine allgemeine Bewertung der Klima- und Umweltschutzrelevanz von KWK-Systemen vorgenommen wurde. In beiden Studien (Pestel 1994 / BEI 1995) erfolgt ein Vergleich von vorher definierten exemplarischen Anwendungsfällen gegenüber einem Referenzsystem.

4.1.3.1 ISP-Studie 1994

Diese Studie wurde 1994 im Auftrag der PreussenElektra AG vom ISP Eduard Pestel Institut für Systemforschung durchgeführt. In der Studie werden unter gesamtwirtschaftlichen Aspekten im wesentlichen vier Anwendungsfälle einer BHKW-Nutzung untersucht:

- ein Wohnblock mit 29 Wohneinheiten, einem Wärmeanschlusswert von 175 kW und einem Wärmebereitstellungsbedarf von 315 MWh/a (elektrische Leistung des BHKW: 12 kW, Jahresnutzungsgrad (JNG) 87%, elektrischer Nutzungsgrad 22,2%)
- eine Wohnsiedlung mit 25 Häuser mit jeweils 12 Wohneinheiten, einem Wärmeanschlusswert von 1895 kW und einem Wärmebereitstellungsbedarf von 3411 MWh/a (elektrische Leistung des BHKW: 223 kW, JNG 87%, elektrischer Nutzungsgrad 32,2%)
- ein Hallenbad mit einem Wärmeanschlusswert von 750 kW und einem Wärmebereitstellungsbedarf von 1700 MWh/a (elektrische Leistung des BHKW: 90 kW, JNG 87%, elektrischer Nutzungsgrad 31,3%)
- ein Krankenhaus mit 500 Betten, einem Wärmeanschlusswert von 4737 kW und einem Wärmebereitstellungsbedarf von 10086 MWh/a (elektrische Leistung des BHKW: 585 kW, JNG 87%, elektrischer Nutzungsgrad 32,2%)

Die gekoppelte Strom- und Wärmebereitstellung durch BHKW-Anlagen wird in der ISP-Studie mit folgenden vier Referenzszenarien verglichen:

- Brennwertkessel (JNG 100%) und Erdgas-GuD-Kraftwerk (JNG 56,5%)
- Niedertemperatur-Heizanlage (JNG 90%) und Erdgas-GuD-Kraftwerk (JNG 56,5%)
- Brennwertkessel (JNG 100%) und Steinkohle-Kondensationskraftwerk (JNG 43,6%)
- Niedertemperatur-Heizanlage (JNG 90%) und Steinkohle-Kondensationskraftwerk (JNG 43,6%)

Die ISP-Studie verwendet im Bereich der Methodik die ganzheitliche Betrachtungsweise (ASUE-Methode). Der Spitzenkessel wird in der Betrachtung des gekoppelten Systems berücksichtigt. Die große Problematik der ISP-Studie im Bereich der ökologischen wie auch ökonomischen Bewertung eines KWK-Systems stellt die Wahl der BHKW-Wirkungsgrade und insbesondere die Auswahl und die technologischen Daten der Referenzszenarien dar.

Sowohl die im Bereich der BHKW-Aggregate angenommenen Jahresnutzungsgrade als auch die elektrischen Nutzungsgrade erscheinen jeweils 2-3 Prozentpunkte zu gering. Der Vergleich erfolgt gezielt gegen neue ungekoppelte Systeme (Zubauszenarien). Die dabei gewählten Jahresnutzungsgrade erscheinen - insbesondere im Hinblick auf den

technologischen Stand im Jahre 1994 - im Bereich der Strombereitstellung zu hoch. Die Vermischung unterschiedlicher zeitlicher Ebenen im Bereich der ökologischen und ökonomischen Bewertung zu Ungunsten der Kraft-Wärme-Kopplung stellt einen der Hauptkritikpunkte an der ISP-Studie dar. Tabelle 4-2 gibt einen Überblick über den derzeitigen Stand der Technik sowie über die zukünftige Energieeffizienz von Kondensationskraftwerken.

Tabelle 4-2: Technologische Daten von Kondensationskraftwerken

	Mittlerer Nutzungsgrad (1998)[1]	Annahmen Nutzungsgrade 2005[2]
Steinkohle-Kraftwerk	37%	
Fortschrittliches Steinkohle-Kraftwerk		45%
Steinkohle-GuD mit integrierter Vergasung (IGCC)		50%
Braunkohle-Kraftwerk	33,8%	
Fortschrittliches Braunkohle-Kraftwerk		43%
Braunkohle-Kraftwerk mit Bk-Trocknung (BoA+)		48%
Bk-GuD mit integrierter Vergasung (IGCC/HTW)		45-50%[3]
Erdgas-Kraftwerke (speziell GuD-Anlagen)	44,7%	58%

[1] VDEW-Statistik 1998

[2] Eigene Abschätzung aufgrund Anfragen und Literaturrecherche

[3] Angaben entsprechen dem theoretischen Nutzungsgradpotential - unter günstigen Voraussetzungen könnte bis zum Jahre 2005 eine Pilotanlage errichtet werden

Aufgrund der damals im Zusammenhang mit der Studie durchgeführten Öffentlichkeitskampagne, welche bewusst nur auf die geringen CO_2-Minderungen einer BHKW-Anlage von maximal 7% gegenüber dem GUD-/Brennwertkessel-Referenzfall Bezug nahm, ist dieser Vergleichsfall untrennbar mit der ISP-Studie verbunden. Dass bei Betrachtung der übrigen KWK-Vergleichsfälle trotz zu hoher Jahresnutzungsgrade im Bereich der ungekoppelten Referenzszenarien CO_2-Minderungen von bis zu 65% berechnet wurden, entzieht sich der Kenntnis eines großen Expertenkreises.

In der politischen Debatte wird in der letzten Zeit erneut häufig der Vergleich von KWK-Anlagen mit einem hocheffizienten GuD-Kondensationskraftwerk und einem Gas-Brennwertkessel angeführt. Hierzu muss angemerkt werden, dass dieser Vergleichsfall weder die heutige noch die zukünftige energiewirtschaftliche Realität in adäquater Form abbildet[1]. Daher kann dieser Vergleich die in der Praxis auftretenden Auswirkungen eines KWK-Zubaus nicht beschreiben. Angesicht der Energieeffizienz dieses Vergleichssystem ist es dennoch interessant, die KWK an diesem „Bestfall“ zu spiegeln, weil dadurch die untere Grenze des energetischen und ökologischen Vorteils der Kraft-Wärme-Kopplung gegenüber einer getrennten Strom- und Wärmebereitstellung abgesteckt wird.

[1] Selbst im Rahmen einer „strengen“ klimaschutzorientierten Weiterentwicklung des Energiesystems wird es weder im Kraftwerks- noch im Wärmebereich zu einem ausschließlichen Einsatz von Erdgas kommen.

4.1.3.2 BEI-Studie 1995

Als Konsequenz aus den Ergebnissen der ISP-Studie wurde das Bremer Energie-Institut (BEI) im Jahr 1994 vom Hessischen Ministerium für Umwelt, Energie und Bundesangelegenheiten, dem Schleswig-Holsteinischen Ministerium für Finanzen und Energie sowie dem Brandenburgischen Ministerium für Umwelt, Naturschutz mit einer Studie zur ökologischen und ökonomischen Wirkung eines Zubaus von KWK-Anlagen beauftragt. In diese Studie gingen auch die Erfahrungen mit ein, welche das BEI im selben Jahr in seiner Untersuchung zum wirtschaftlichen Potential der Kraft-Wärme-Kopplung im Auftrag der Bundestag-Enquete-Kommission "Schutz der Erdatmosphäre" gewonnen hatte.

Insgesamt werden in der komplexen BEI-Studie neun Anwendungsfälle untersucht:

- ein Wohnblock mit einer Wärmehöchstlast von 135 kW und einem Wärmebedarf von 284 MWh/a (elektrische Leistung des vorgesehenen BHKW: 13 kW)
- ein Schwimmbad mit einer Wärmehöchstlast von 694 kW und einem Wärmebedarf von von 1703 MWh/a (elektrische Leistung des vorgesehenen BHKW: 140 kW)
- ein Krankenhaus mit einer Wärmehöchstlast von 3200 kW und einem Wärmebedarf von knapp 10000 MWh/a (elektrische Leistung der beiden vorgesehenen BHKW: 860 kW)
- eine Wohnsiedlung mit 300 Wohneinheiten, einer Wärmehöchstlast von 1400 kW und einem Wärmebedarf von 3171 MWh/a (elektrische Leistung der beiden vorgesehenen BHKW: 240 kW)
- eine Wohnsiedlung mit 600 Neubau-Wohneinheiten, einer Wärmehöchstlast von 2103 kW und einem Wärmebedarf von 4938 MWh/a (elektrische Leistung der beiden vorgesehenen BHKW: 410 kW)
- eine Wohnsiedlung mit 600 Wohneinheiten, einer Wärmehöchstlast von 2700 kW und einem Wärmebedarf von 6228 MWh/a (elektrische Leistung der beiden vorgesehenen BHKW: 530 kW)
- eine Wohnsiedlung mit 1200 Wohneinheiten, einer Wärmehöchstlast von 5100 kW und einem Wärmebedarf von 12325 MWh/a (elektrische Leistung der beiden vorgesehenen BHKW: 1000 kW)
- eine Wohnsiedlung mit 1200 Wohneinheiten und Gewerbegebiet, einer Wärmehöchstlast von 13300 kW und einem Wärmebedarf von 28070 MWh/a (elektrische Leistung der beiden vorgesehenen BHKW: 2200 kW)
- eine Wohnsiedlung mit 1200 Wohneinheiten und Gewerbegebiet (einschl. Prozesswärmebedarf), einer Wärmehöchstlast von 14300 kW und einem Wärmebedarf von 33108 MWh/a (elektrische Leistung der beiden vorgesehenen BHKW: 2800 kW)

Weiterhin wird für die nah-/fernwärmeversorgten Objekte alternativ eine Versorgung mit einer 50 MW_{el} GuD-KWK-Anlagen sowie einem steinkohlebefeuerten 150 MW_{el}-Heizkraftwerk untersucht.

Die BEI-Studie verwendet im Bereich der Methodik eine ganzheitliche Betrachtungsweise (ASUE-Methode). Der Spitzenkessel wird in der Betrachtung des gekoppelten Systems berücksichtigt.

Bei den BHKW-Aggregaten werden Wirkungsgrade zugrunde gelegt, welche dem technologischen Stand des Jahres 1994 entsprechen. Im ungekoppelten Vergleichsfall werden wärmeseitig die technologischen Daten neu zu installierender zentraler Heizwerke bzw. dezentraler Gebäudeheizkessel in den Varianten Niedertemperatur- (Wirkungsgrad 90%) bzw. Brennwertkessel (Wirkungsgrad 100%) angenommen. Hinsichtlich der stromseitigen Vergleichsgrundlage bezieht sich die BEI-Studie einerseits auf das Vergleichsmodell eines "nicht integrierten Kraftwerkszubaus". Bei diesem Vergleichsfall substituieren die KWK-Anlagen stromseitig für fünf bis zehn Jahre nach ihrer Inbetriebnahme die Stromerzeugung aus existierenden Kondensationskraftwerken. Danach erfolgt eine Substitution des Stroms aus neuen Kondensationskraftwerken, deren Planung etwa gleichzeitig mit der Inbetriebnahme der KWK-Anlage begann. Dabei werden Steinkohle- bzw. Braunkohlekraftwerke mit Nettowirkungsgraden von 37% bzw. 34,5% als repräsentativ für Mittellastanlagen des damaligen Kondensations-Kraftwerkparks zum Vergleich nach dem "nicht integrierten" Modell herangezogen. Außerdem erfolgt ein Vergleich mit einem neuen Steinkohle-Kondensationskraftwerk (Nettowirkungsgrad 45%), einem neuen Braunkohle-Kondensationskraftwerk (Nettowirkungsgrad 42%) sowie, um den minimalen ökologischen und energetischen Nutzen abzubilden, mit einem GuD-Kondensationskraftwerk (Nettowirkungsgrad 55%). Nach Angaben des BEI sind die Ergebnisse, die sich unter Berücksichtigung des Vergleichsmodells "integrierte Planung" ergeben, von vorangigem Interesse. Dabei werden neue KWK-Anlagen mit neuen Steinkohle- bzw. Braunkohle-Kondensationskraftwerken verglichen. Nur ein Vorgehen nach diesem Modell gewährleistet laut BEI eine "Gesamtoptimierung unbeeinflusst von Einzelinteressen". Gegenüber neuen Kohle-Kondensationsanlagen weisen KWK-Systeme je nach gewähltem Vergleichs-Spitzenkessel (Niedertemperatur-/Brennwert-Kessel) sowie vom Anwendungsfall einen um 15%-37% geringeren Primärenergiebedarf sowie um 43%-94% geringere CO_2-Emissionen auf (siehe Tabelle 4-3).

Tabelle 4-3: Ungekoppelte Werte im Vergleich zu den Werten von KWK-Systeme

	Brennstoffeinsatz (KWK-Systeme = 100)		CO_2-Emissionen (KWK-Systeme = 100)	
	Niedertemp.-Kessel	Brennwert-Kessel	Niedertemp.-Kessel	Brennwert-Kessel
Steinkohle-Kondensationskraftwerk (Nettowirkungsgrad 45%)	123-136	115-130	151-176	143-169
Braunkohle-Kondensationskraftwerk (Nettowirkungsgrad 42%)	126-137	118-130	169-204	161-194

Einen Überblick über drei maßgebliche Studien in Bezug auf eine KWK-Bewertung enthält auch die "Kurzexpertise zur ökonomischen und ökologischen Bewertung der Kraft-Wärme-Kopplung", welche vom Deutschen Institut für Wirtschaftsforschung Berlin und dem Ökoinstitut Berlin im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie im Januar 2000 angefertigt wurde (DIW 2000). Neben einer Bewertung der ISP- und der BEI-Studie enthält diese Kurzexpertise auch eine Zusammenfassung der Studie "Wirtschaftlichkeit und optimaler Betrieb von KWK-Anlage unter den neuen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen (Schneider 1999), welche vom Öko-Institut Berlin herausgegeben wurde. In dieser Studie, welche sich schwerpunktmäßig der ökonomischen Bewertung von KWK-Systemen widmet, werden motorbetriebene BHKW-Anlagen in vier verschiedenen Anwendungsfällen (zwei Industriebetriebe mit unterschiedlicher Energieverbrauchs-charakteristik, eine Niedrigenergiesiedlung, ein Mehrfamilienhaus) mit einer ungekoppelten Energiebereitstellung (konventioneller Heizkessel, Strombezug von einem Energieversorgungsunternehmen) verglichen. Die daraus resultierenden prozentualen CO_2-Minderungen liegen zwischen 8,3% und 22,7%.

Außerdem enthält die Kurzexpertise (DIW 2000) eine Berechnung der ökologischen und ökonomischen Auswirkungen eines KWK-Einsatzes nach der Vorgehensweise der ISP-Studie unter Verwendung modifizierter Eingangsdaten. So werden z. B. Wirkungsgrade moderner KWK-Anlagen mit dem derzeitigen technischen Stand von neuen Kondensationsanlagen verglichen. Daraus resultiert in Abhängigkeit zum untersuchten Anwendungsfall eine CO_2-Minderung, welche um zwei bis vier Prozentpunkte höher aus fällt.

4.1.4. KWK-Qualitätskriterien

In Bezug auf die Bewertung der Qualität von KWK-Anlagen kann man zwischen Verfahren unterscheiden, die nur auf ein einzelnes Kriterium, eine einzelne Kennzahl Bezug nehmen (einwertige Kriterien) und Verfahren, die auf einer gesamtsystemaren Betrachtung mehrerer Kriterien beruhen (mehrwertige Kriterien). Für beide Möglichkeiten werden im Folgenden Beispiele genannt und diskutiert. Zusätzlich werden zwei Verfahren vorgestellt, welche zur Qualitätsbewertung eine Kombination von zwei einwertigen Kriterien verwenden.

4.1.4.1 Einwertige Kriterien

4.1.4.1.1 Monats-/Jahresnutzungsgrad

Nach dem im Rahmen des "Gesetzes zum Einstieg in die ökologische Steuereform" geänderten Mineralöl-Steuergesetz werden KWK-Anlagen von der Mineralölsteuer vollständig befreit, sofern diese einen Monats-/Jahresnutzungsgrad von mindestens 70% aufweisen.

Die folgende Tabelle, welche die CO_2-Emissionsminderungen eines KWK-Systems gegenüber dem 1998 erreichten (realen) Stand für eine ungekoppelte Strom- und Wärmebereitstellung in Abhängigkeit vom elektrischen und dem Gesamt-Nutzungsgrad des KWK-Moduls darstellt, zeigt deutlich, dass der Monats-/Jahresnutzungsgrad ein unscharfes und wenig zielführendes Kriterium ist. Als unterlegte Felder werden die Kennwerte gekennzeichnet, welche den beispielhaft geforderten Mindestnutzungsgrad von 70% übertreffen.

Dabei zeigt sich, dass teilweise Anlagen, welche aufgrund der höheren Stromkennzahl auch bei geringeren Monatsnutzungsgraden bessere CO_2-Minderungen erreichen, aus der Mineralölsteuerbefreiung herausfallen. So weist eine KWK-Anlage mit einem Gesamtnutzungsgrad von 66% und einem elektrischen Nutzungsgrad von 36% eine deutlich größere prozentuale CO_2-Minderung auf als viele KWK-Anlagen, welche einen höheren Gesamtnutzungsgrad besitzen und deshalb von der Mineralölsteuer komplett befreit werden. Vergleichbares zeigt sich auch für Anlagen mit noch geringeren Gesamtnutzungs- aber höheren elektrischen Wirkungsgraden.

Wie wenig zielführend das Kriterium des Monatsnutzungsgrades ist, zeigt sich auch in der Tatsache, dass z. B. ein Heizkessel in Verbindung mit einer völlig unterdimensionierten Dampfturbine das Mindestnutzungskriterium erfüllen und vollständig von der Mineralölsteuer befreit werden würde. Andererseits haben Großkraftwerke, welche in kalten Monaten Wärme in das Fernwärmenetz auskoppeln, in den jahreszeitlichen Übergangsphasen (März / April / September / Oktober) Probleme, den geforderten Monatsnutzungsgrad zu erreichen.

Tabelle 4-4: Übersicht der CO_2-Minderungen von KWK-Anlage (Objektversorgung)

ζ_{el}	Prozentualer Unterschied der CO_2-Emissionen eines KWK-Systems gegenüber dem Referenzszenario (1998)															
44%	-53	-54	-54	-54	-55	-55	-56	-56	-56	-57	-57	-57	-58	-58	-58	
42%	-52	-52	-53	-53	-54	-54	-54	-55	-55	-56	-56	-56	-57	-57	-57	
40%	-50	-51	-52	-52	-52	-53	-53	-54	-54	-55	-55	-55	-56	-56	-56	
38%	-49	-50	-50	-51	-51	-52	-52	-53	-53	-54	-54	-54	-55	-55	-55	
36%	-48	-48	-49	-50	-50	-51	-51	-52	-52	-52	-53	-53	-54	-54	-55	
34%	-46	-47	-48	-48	-49	-49	-50	-50	-51	-51	-52	-52	-53	-53	-53	
32%	-45	-46	-46	-47	-47	-48	-49	-49	-50	-50	-51	-51	-52	-52	-52	
30%	-43	-44	-45	-45	-46	-47	-47	-48	-48	-49	-49	-50	-50	-51	-51	
28%	-41	-42	-43	-44	-44	-45	-46	-46	-47	-48	-48	-49	-49	-50	-50	
26%	-40	-41	-41	-42	-43	-44	-44	-45	-46	-46	-47	-47	-48	-48	-49	
24%	-38	-39	-40	-41	-41	-42	-43	-44	-44	-45	-46	-46	-47	-47	-48	
22%	-36	-37	-38	-39	-40	-41	-41	-42	-43	-43	-44	-45	-45	-46	-47	
20%	-34	-35	-36	-37	-38	-39	-40	-40	-41	-42	-43	-43	-44	-45	-45	
18%	-32	-33	-34	-35	-36	-37	-38	-39	-40	-40	-41	-42	-43	-43	-44	
16%	-30	-31	-32	-33	-34	-35	-36	-37	-38	-39	-40	-40	-41	-42	-42	
14%	-28	-29	-30	-31	-32	-33	-34	-35	-36	-37	-38	-39	-40	-40	-41	
	64%	**66%**	**68%**	**70%**	**72%**	**74%**	**76%**	**78%**	**80%**	**82%**	**84%**	**86%**	**88%**	**90%**	**92%**	ζ_{ges}

- Referenzszenario auf Basis statistischer Daten aus dem Jahre 1998 mit einer spezifischen stromseitigen CO_2-Emission von 0,799 kg/kWh_{el} sowie einer spezifischen wärmeseitigen CO_2-Emission von 0,265 kg/kWh Primärenergieeinsatz und einem Nutzungsgrad von 85%
- KWK-System bei Einspeisung von 20% des bereitgestellten Stromes in das Niederspannungsnetz (Verluste nach RWE-Angaben 4,5%) bzw. Mittelspannungsnetz (Verluste nach RWE-Angaben 7,8%)
- 70% der benötigten Wärme wird im KWK-Modul bereitgestellt. Der restliche Wärmebedarf wird durch einen Gas-Spitzenkessel (η_{th} 90%) gedeckt.
- Stromleitungsverluste Kondensationskraftwerk (Verluste nach RWE-Angaben zwischen 8,9% und 10,4%)

4.1.4.1.2 Stromkennzahl

Noch problematischer ist die Wahl der Stromkennzahl, welche das Verhältnis der erzeugten Strom- zur bereitgestellten Nutzwärmemenge[2] angibt, als einziges KWK-Qualitätskriterium. Da die Stromkennzahl durch ein nicht optimales Nutzen oder gezieltes Absenken des Nutzwärmeanteils zu Lasten der Primärenergieausnutzung erhöht werden kann, erscheint dieses KWK-Qualitätskriterium im Hinblick auf eine möglichst hohe CO_2-Minderung sogar kontraproduktiv.

Weiterhin handelt es sich bei der Stromkennzahl um eine Größe, deren Definition und Bedeutung einem großen Teil der Bevölkerung nicht bekannt sein dürfte. Dies wiederum führt unweigerlich zu einer geringen Transparenz und Akzeptanz dieses Qualitätskriteriums.

Tabelle 4-5 veranschaulicht eine weitere Problematik der Stromkennzahlen-Regelung. Als unterlegte Felder werden die Kennwerte gekennzeichnet, welche eine hier beispielhaft geforderte Stromkennzahl von 0,4 übertreffen.

[2] Nutzwärme ist die Wärme, welche zur Abdeckung des Prozess-, Raum- oder Brauchwasser-Wärmebedarfes, verwendet wird.

Tabelle 4-5: Übersicht der CO_2-Minderungen von KWK-Anlage (Objektversorgung)

ζ_{el}	Prozentualer Unterschied der CO_2-Emissionen eines KWK-Systems gegenüber dem Referenzszenario (1998)															
44%	-53	-54	-54	-54	-55	-55	-56	-56	-56	-57	-57	-57	-58	-58	-58	
42%	-52	-52	-53	-53	-54	-54	-54	-55	-55	-56	-56	-56	-57	-57	-57	
40%	-50	-51	-52	-52	-52	-53	-53	-54	-54	-55	-55	-55	-56	-56	-56	
38%	-49	-50	-50	-51	-51	-52	-52	-53	-53	-54	-54	-54	-55	-55	-55	
36%	-48	-48	-49	-50	-50	-51	-51	-52	-52	-52	-53	-53	-54	-54	-55	
34%	-46	-47	-48	-48	-49	-49	-50	-50	-51	-51	-52	-52	-53	-53	-53	
32%	-45	-46	-46	-47	-47	-48	-49	-49	-50	-50	-51	-51	-52	-52	-52	
30%	-43	-44	-45	-45	-46	-47	-47	-48	-48	-49	-49	-50	-50	-51	-51	
28%	-41	-42	-43	-44	-44	-45	-46	-46	-47	-48	-48	-49	-49	-50	-50	
26%	-40	-41	-41	-42	-43	-44	-44	-45	-46	-46	-47	-47	-48	-48	-49	
24%	-38	-39	-40	-41	-41	-42	-43	-44	-44	-45	-46	-46	-47	-47	-48	
22%	-36	-37	-38	-39	-40	-41	-41	-42	-43	-43	-44	-45	-45	-46	-47	
20%	-34	-35	-36	-37	-38	-39	-40	-40	-41	-42	-43	-43	-44	-45	-45	
18%	-32	-33	-34	-35	-36	-37	-38	-39	-40	-40	-41	-42	-43	-43	-44	
16%	-30	-31	-32	-33	-34	-35	-36	-37	-38	-39	-40	-40	-41	-42	-42	
14%	-28	-29	-30	-31	-32	-33	-34	-35	-36	-37	-38	-39	-40	-40	-41	
	64%	**66%**	**68%**	**70%**	**72%**	**74%**	**76%**	**78%**	**80%**	**82%**	**84%**	**86%**	**88%**	**90%**	**92%**	ζ_{ges}

- Referenzszenario auf Basis statistischer Daten aus dem Jahre 1998 mit einer spezifischen stromseitigen CO_2-Emission von 0,799 kg/kWh_{el} sowie einer spezifischen wärmeseitigen CO_2-Emission von 0,265 kg/kWh Primärenergieeinsatz und einem Nutzungsgrad von 85%
- KWK-System bei Einspeisung von 20% des bereitgestellten Stromes in das Niederspannungsnetz (Verluste nach RWE-Angaben 4,5%) bzw. Mittelspannungsnetz (Verluste nach RWE-Angaben 7,8%)
- 70% der benötigten Wärme wird im KWK-Modul bereitgestellt. Der restliche Wärmebedarf wird durch einen Gas-Spitzenkessel mit einem Nuzungsgrad von 90% gedeckt.
- Stromleitungsverluste Kondensationskraftwerk (Verluste nach RWE-Angaben zwischen 8,9% und 10,4%)

Aufgrund der definitionsbedingten Abhängigkeit der Stromkennzahl vom Gesamtnutzungsgrad müssen KWK-Anlagen mit einer besonders hohen Energienutzung)(hoher Gesamtnutzungsgrad) auch besonders hohe elektrische Nutzungsgrade erreichen, um die erforderliche Stromkennzahl. zu erreichen. Dagegen reichen bei - in Bezug auf die Brennstoffausnutzung - ineffizienten KWK-Anlagen geringere elektrische Nutzungsgrade, um eine ausreichende Stromkennzahl vorzuweisen.

So muss eine KWK-Anlage mit einem Gesamtnutzungsgrad von 90% mindestens einen elektrischen Nutzungsgrad von 25,7% aufweisen, um die vorgeschriebene Stromkennzahl zu erreichen. Dadurch wird bei gasbetriebenen KWK-Anlagen eine CO_2-Reduktion von rund 48% gegenüber dem derzeitigen Strom- und Wärmebereitstellungsmix erreicht. Bei einem vergleichsweise geringen Gesamtnutzungsgrad von 66% reicht bereits ein elektrischer Nutzungsgrad von 18,9%, um die Stromkennzahl von 0,4 zu übertreffen. Die hierbei erzielbare CO_2-Minderung beträgt jedoch lediglich 36%.

Bei der Betrachtung der Tabelle 4-5 sollte man zudem beachten, dass die abgebildeten Werte nur einen Teilausschnitt beinhalten. Auch KWK-Anlagen mit niedrigeren elektrischen und Gesamt-Nutzungsgraden würden bei einer Stromkennzahlen-Regelung als "gute" Kraft-Wärme-Kopplung klassifiziert werden. Denkbar wäre hier z. B. eine KWK-Anlage mit einem

Gesamtnutzungsgrad von 35% und einem elektrischen Nutzungsgrad von 10%. Die realisierbare CO_2-Minderung würde in diesem Fall 12% betragen.

Eine Stromkennzahlen-Regelung impliziert dadurch im Hinblick auf eine möglichst hohe Energieeffizienz und eine optimale CO_2-Minderung eine kontraproduktive Zielrichtung. Bei Motorenanlagen könnte die Stromkennzahl und damit auch die Qualitätsbewertung z. B. durch Entfernung bzw. Weglassen des Abgaswärmetauschers erhöht werden, was aber de facto zu einer geringeren Energieeffizienz und CO_2-Minderung führt. Im ungünstigsten Fall würde eine solche Regelung dazu führen, dass Kraftwerke, welche nur sehr wenig Wärme auskoppeln und deshalb große Stromkennzahlen besitzen, als besonders förderungswürdig eingestuft werden, sofern nicht die KWK-Definition der Arbeitsgemeinschaft Fernwärme (AGFW) verbindlich festgeschrieben wird.

Für die Bestimmung der Stromkennzahl gibt es zudem unterschiedliche Möglichkeiten. Prinzipiell kann sie vereinfacht auch anhand des elektrischen und thermischen Wirkungsgrads berechnet werden. Dies erscheint aus zweierlei Gründen allerdings nicht zweckmäßig: Die in Datenblättern für KWK-Anlagen angegebenen Wirkungsgrade sind sehr häufig nicht gemäß einer DIN/ISO-Norm zertifiziert. Außerdem sind die technologischen Daten von der Anlageneinbindung und -nutzungsstruktur abhängig. Deshalb ist die Stromkennzahl eine betriebsabhängige Kenngröße und sollte aus den tatsächlich bereitgestellten Energiemengen bzw. den Nutzungsgraden errechnet werden. Eine Überprüfung des Qualitätskriteriums ist damit bei diesem Verfahren ebenso wie bei der Vorgabe der Erreichung eines Mindestnutzungsgrades erst ex post möglich.

4.1.4.1.3 Kombination Stromkennzahl / Nutzungsgrad

Auch die Kombination des Stromkennzahl- und Gesamtnutzunggrad-Kriteriums erweist sich hinsichtlich der Gewährleistung einer effektiven Energieeffizienz und einer nachhaltigen CO_2-Minderung als wenig zielführend. Wie der Tabelle 4-6 entnommen werden kann, sind die als förderungswürdig gekennzeichneten Technologiewerte nun auf der linken Seite durch das Gesamtnutzungskriterium von 70% begrenzt. Die zuvor beschriebene Problematik der Stromkennzahlen-Regelung für Anlagen mit deutlich höheren Nutzungsgraden kommt jedoch für den übrigen Teil der Tabelle noch voll zum Tragen.

Tabelle 4-6: Übersicht der CO_2-Minderungen von KWK-Anlage (Objektversorgung)

ζ_{el}	Prozentualer Unterschied der CO_2-Emissionen eines KWK-Systems gegenüber dem Referenzszenario (1998)															
44%	-53	-54	-54	-54	-55	-55	-56	-56	-56	-57	-57	-57	-58	-58	-58	
42%	-52	-52	-53	-53	-54	-54	-54	-55	-55	-56	-56	-56	-57	-57	-57	
40%	-50	-51	-52	-52	-52	-53	-53	-54	-54	-55	-55	-55	-56	-56	-56	
38%	-49	-50	-50	-51	-51	-52	-52	-53	-53	-54	-54	-54	-55	-55	-55	
36%	-48	-48	-49	-50	-50	-51	-51	-52	-52	-52	-53	-53	-54	-54	-55	
34%	-46	-47	-48	-48	-49	-49	-50	-50	-51	-51	-52	-52	-53	-53	-53	
32%	-45	-46	-46	-47	-47	-48	-49	-49	-50	-50	-51	-51	-52	-52	-52	
30%	-43	-44	-45	-45	-46	-47	-47	-48	-48	-49	-49	-50	-50	-51	-51	
28%	-41	-42	-43	-44	-44	-45	-46	-46	-47	-48	-48	-49	-49	-50	-50	
26%	-40	-41	-41	-42	-43	-44	-44	-45	-46	-46	-47	-47	-48	-48	-49	
24%	-38	-39	-40	-41	-41	-42	-43	-44	-44	-45	-46	-46	-47	-47	-48	
22%	-36	-37	-38	-39	-40	-41	-41	-42	-43	-43	-44	-45	-45	-46	-47	
20%	-34	-35	-36	-37	-38	-39	-40	-40	-41	-42	-43	-43	-44	-45	-45	
18%	-32	-33	-34	-35	-36	-37	-38	-39	-40	-40	-41	-42	-43	-43	-44	
16%	-30	-31	-32	-33	-34	-35	-36	-37	-38	-39	-40	-40	-41	-42	-42	
14%	-28	-29	-30	-31	-32	-33	-34	-35	-36	-37	-38	-39	-40	-40	-41	
	64%	**66%**	**68%**	**70%**	**72%**	**74%**	**76%**	**78%**	**80%**	**82%**	**84%**	**86%**	**88%**	**90%**	**92%**	ζ_{ges}

- Referenzszenario auf Basis statistischer Daten aus dem Jahre 1998 mit einer spezifischen stromseitigen CO_2-Emission von 0,799 kg/kWh$_{el}$ sowie einer spezifischen wärmeseitigen CO_2-Emission von 0,265 kg/kWh Primärenergieeinsatz und einem Nutzungsgrad von 85%
- KWK-System bei Einspeisung von 20% des bereitgestellten Stromes in das Niederspannungsnetz (Verluste nach RWE-Angaben 4,5%) bzw. Mittelspannungsnetz (Verluste nach RWE-Angaben 7,8%)
- 70% der benötigten Wärme wird im KWK-Modul bereitgestellt. Der restliche Wärmebedarf wird durch einen Gas-Spitzenkessel mit einem Nuzungsgrad von 90% gedeckt.
- Stromleitungsverluste Kondensationskraftwerk (Verluste nach RWE-Angaben zwischen 8,9% und 10,4%)

Exkurs: Regelungen des KWK-Vorschaltgesetzes

Das im Bundestag beschlossene KWK-Vorschaltgesetz soll die Kraft-Wärme-Kopplung in der allgemeinen Versorgung im Interesse von Energieeinsparung und Klimaschutz vor den Auswirkungen der Energiemarktliberalisierung schützen. Bestehende KWK-Anlagen, welche sich im kommunalen Besitz befinden, erhalten unter bestimmten Voraussetzungen ab dem Jahr 2000 eine gesetzlich festgelegte Mindestvergütung von 9 Pf/kWh, welche sich jährlich um 0,5 Pfennig je kWh verringert.

Die Voraussetzungen für den Erhalt dieser Mindestvergütung sind unternehmensspezifische Kenngrößen, wie die anteilige KWK-Kraftwerksleistung des Energieversorgungsunternehmens (EVU) bezogen auf die gesamte installierte Kraftwerksleistung sowie die in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugte Strommenge in Bezug auf die im jeweiligen EVU-Kraftwerkspark erzeugte Gesamtstrommenge.

Das Gesetz enthält keine genaue Definition einer Kraft-Wärme-Kopplung. Die im Gesetz enthaltene KWK-Begriffsbestimmung als "gleichzeitige Umwandlung von eingesetzter Energie in mechanische und elektrische Energie und Wärme in einer technischen Anlage" ist zu weit gefaßss und eröffnet zahlreiche Missbrauchs-Möglichkeiten. Ein echtes KWK-Qualitätskriterium ist im Gesetz demnach nicht implementiert.

Diese Tatsache führt momentan zu einer verstärkten Installation von Notkühl-Aggregaten, welche eine längere Jahresnutzungsdauer der KWK-Anlage (bei Nichtnutzung der anfallenden Wärme) und damit höhere Stromerlöse ermöglichen. Dabei wird gezielt so viel Wärme über Notkühl-Anlagen ungenutzt abgegeben, dass noch der für die Mineralölsteuerbefreiung relevante Monatsnutzungsgrad von 70% übertroffen wird (siehe auch Kapitel 4.7.2 Grenz- und Missbrauchsfälle). Diese Tatsache verdeutlicht weiterhin die Problematik starrer Grenzwerte, welche keinerlei Anreize bieten, die Anlagen über diese Grenze hinaus zu optimieren.

4.1.4.1.3 Fazit

Die Kraft-Wärme-Kopplung stellt ein Prinzip dar, welches durch viele verschiedene Technologien in unterschiedlichsten Anwendungsfällen und voneinander abweichenden Auslegungssystemen realisiert wird. Es erscheint deshalb äußerst fragwürdig, solch komplexe Systeme durch eine einfache Qualitäts-Kennzahl oder Kombinationen solcher Qualitäts-Kennzahlen vergleichen zu wollen.

Das Problem eines einwertigen Kriteriums zur KWK-Bewertung besteht einerseits in der großen Unschärfe und andererseits in einer zu starken Fokusierung auf einen Teilaspekt des komplexen KWK-Prinzips. So beschränkt sich die Sichtweise des Monats-/Jahresnutzungsgrades allein auf das Erreichen einer bestimmten Gesamt-Energieeffizienz und läßt die Signifikanz einer möglichst effektiven Strombereitstellung außer Acht. Dagegen fokusiert die Stromkennzahl-Betrachtung lediglich auf das Verhältnis des elektrischen zum thermischen Nutzungsgrad und beachtet nicht die Relevanz der Gesamt-Energieeffizienz. Eine Kombination dieser beiden einwertigen Kriterien führt zwar zu einer Verbesserung dieses Sachverhaltes, die Grundproblematik bleibt jedoch weitgehend bestehen. Ein weiteres Problem solch starrer Grenzwerte besteht in der Tatsache, dass diese keinerlei Anreize bieten, die Anlagen über diese Grenze hinaus zu optimieren.

4.1.4.2 Mehrwertige KWK-Kriterien

Aufgrund der aufgeführten Schwächen der einwertigen Kriterien werden im folgenden mit dem ΔCO_2-Kriterium (Wuppertal Institut), dem "Zero-Strom"-Kriterium (BET-Aachen) sowie dem KWK-Wirkungsgrad (Dr. Tolle Consulting) die derzeit in der Diskussion befindlichen mehrwertigen KWK-Kriterien vorgestellt. Dabei besitzt sowohl das ΔCO_2-Kriterium als auch das "Zero-Strom"-Kriterium eine dynamische Anreiz-Charakteristik. Die vorgenannten Verfahren werden nur nach einem einheitlichen Muster diskutiert und bewertet. Untersucht werden die Qualitätskriterien vor allem hinsichtlich

- ihrer energie- und umweltpolitischen Zielrichtung,
- der endogenen Anreize zur Verwirklichung dieser Zielrichtung,
- ihrer Transparenz, Akzeptanz und Praktikabilität,
- ihrer Kompatibilität mit anderen gesetzlichen Regelungen sowie
- dem Mißbrauchschutz.

4.1.4.2.1 ΔCO_2-Kriterium (WI-Vorschlag)

Wissenschaftlich korrekte Variante

Beim hier dargestellten Vorschlag für eine Bewertung von KWK-Anlagen wird besonderer Wert auf eine möglichst einfache Strukturierung des Referenzszenarios der ungekoppelten Stromerzeugung und eine transparente Darstellung des Bewertungssystems gelegt. Die Grundlage bildet hierfür die Methodik der ganzheitlichen Betrachtung. Strom- und Wärmebereitstellung werden hierbei als ein System (KWK-Modul zzgl. Spitzenkessel) betrachtet und die gegenüber der getrennten Erzeugung resultierenden Einsparungen nicht einseitig einem Produkt (Wärme oder Strom) zugeordnet. Die vergleichende Betrachtung des gesamten KWK-Systems trägt ferner dazu bei, auch den Spitzenkessel in die Optimierungsbemühungen mit einzubeziehen, und führt, wie sich noch herausstellen wird, in Hinblick auf die Kriterienerfüllung zu dem Bestreben, einen möglichst großen Teil des Wärmebedarfes durch das KWK-Aggregat abzudecken.

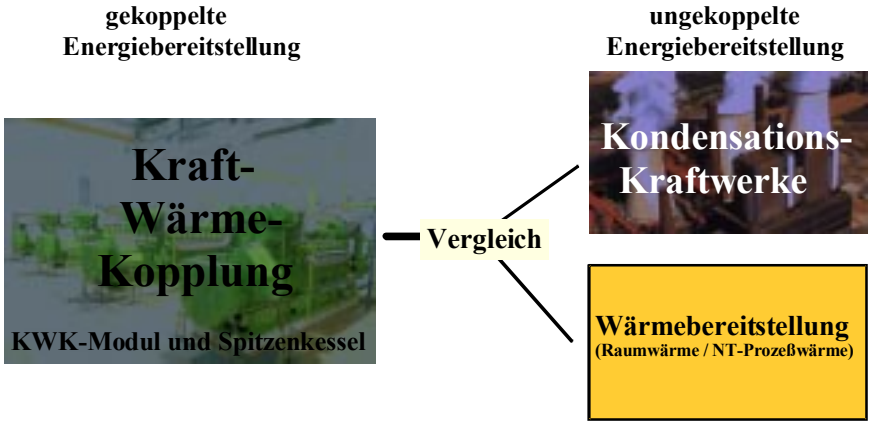


Abbildung 4-1: Systemvergleich KWK-System - ungekoppelte Energiebereitstellung

Im Rahmen des hier dargestellten Verfahrens wird vorgeschlagen, die Entscheidung wie "gut" eine KWK-Anlage ist, von der prozentualen CO_2-Minderung (ΔCO_2) gegenüber einem festen

Referenzsystem abhängig zu machen. De facto bedeutet dies, dass die CO_2-Emissionen eines KWK-Systems (KWK-Anlage mit Spitzenkessel) verglichen werden mit den CO_2-Emissionen, welche angefallen wären, wenn dieselben Energiemengen in Kondensationskraftwerken und Etagen-/Zentralheizungen bereitgestellt worden wären. In Abhängigkeit von der technologisch bedingten Energieeffizienz (Gesamtnutzungsgrad, elektrischer Nutzungsgrad) der KWK-Anlage und dem eingesetzten Brennstoff fällt die prozentuale CO_2-Minderung unterschiedlich aus. Ein fünf Jahre altes Steinkohle-Heizkraftwerk erreicht rund 10% CO_2-Minderung, während eine modernes GuD-Heizkraftwerk um die 50% der Kohlendioxid-Emissionen verhindern kann.

Die Qualität eine KWK-Anlage nach der jeweils erreichten relativen CO_2-Minderung einzustufen, ist außerordentlich transparent und auch für den Laien direkt nachvollziehbar. Außerdem wird durch die Wahl der erreichbaren CO_2-Minderung als Kenngröße ein direkter Bezug der KWK-Technologie zu den Klimaschutz-Anforderungen hergestellt. Denkbar wäre andererseits auch die Primärenergie-Einsparung gegenüber einem festen Referenzsystem in den Mittelpunkt zu rücken. Aufgrund der Bedeutung des Klimaschutzaspektes erscheint dies abeer heute nicht angezeigt. Dies gilt insbesondere auch vor dem Hintergrund des in der Erarbeitung befindlichen Klimaschutzprogramms.

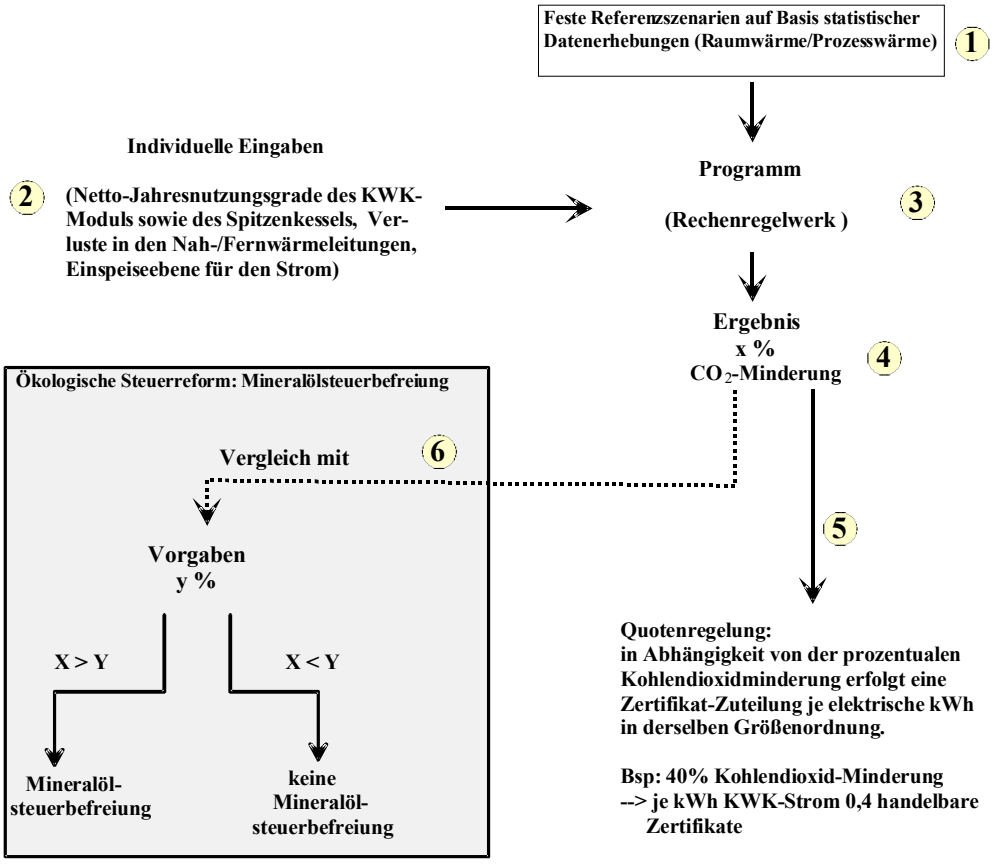


Abbildung 2: Prinzip des ΔCO_2-Kriteriums

Insofern scheint auch die implizite Bevorzugung des Energieträgers Erdgas aufgrund seiner Brennstoffeigenschaften gerechtfertigt. Ist dies nicht erwünscht, kann das hier dargestellte

Verfahren relativ einfach auf eine reines primärenergieseitiges Bewertungssystem umgestellt werden (vgl. Kapitel 4.1.6).

Die größten Unterschiede innerhalb der vorhandenen KWK-Bewertungsverfahren bestehen hinsichtlich der Wahl des ungekoppelten Vergleichsszenarios. Aufgrund der ähnlichen Einsatzcharakteristik von Mittellast-Kraftwerken und KWK-Anlagen wird in der Fachliteratur meistens ein Steinkohle-Kondensationskraftwerk als stromseitiger Referenzfall gewählt. Infolge der vielschichtigen Anwendungsfälle und Nutzungsstrukturen[1] von KWK-Aggregaten erscheint diese konkrete Vergleichsbeziehung eher strittig. Ein Vergleich mit dem derzeitigen bundesdeutschen Kraftwerkmix muss aber ebenfalls kritisch betrachtet werden, da hier Kraftwerkstypen in den Vergleich mit einbezogen werden, welche entweder von ihrer Einsatzweise mit KWK-Anlagen nicht vergleichbar sind, wie die Grundlastkraftwerke auf Atomkraft- und Braunkohlebasis, oder aufgrund ihrer Abhängigkeit von den meteorologischen Gegebenheiten nicht regelbar sind, wie die Strombereitstellung mittels Photovoltaik, Wind- und Wasserkraft. Diese Strombereitstellungs-Technologien würden deshalb aufgrund eines KWK-Ausbaus nicht in ihrer Stromproduktion zurückgefahren werden. Dementsprechend scheint ein Vergleich mit dem derzeit bestehenden Kraftwerkspark-Mix aus Steinkohle-, Mineralöl- und Erdgas-Kondensationkraftwerken noch am ehesten sinnvoll, welche zum größten Teil im Mittelllast, teilweise aber auch im Spitzenlast- und Grundlastbereich gefahren werden. Anhand der statistischen Daten der VDEW für das Jahr 1998 ergeben sich für diesen Vergleichsfall spezifische CO_2-Emissionen von 0,799 kg/kWh_{el} sowie ein Jahresnutzungsgrad (netto) von 38,2%.

Tabelle 4-7: Stromseitige Referenzszenarien (Stand: 1998)

	spezifische CO_2-Emissionen je kWh_{el}	Jahresnutzungsgrad (netto)
Steinkohle-, Mineralöl- und Erdgaskondensationskraftwerke (1998)	**0,799 kg**	**38,2%**
Steinkohlekondensationskraftwerk (1998)	0,892 kg	37%
Gesamter bundesdeutscher Kraftwerkmix (1998)	0,590 kg	35,6%

Wärmeseitig muss zwischen den Anwendungsgebieten (Raumwärmebereitstellung/ Niedertemperatur-Prozeswärmeerzeugung) der KWK unterschieden werden. Diese Einteilung, erscheint sinnvoller als die immer noch häufig angewandte Einteilung in industrielle, kommunale und dezentrale KWK-Anlagen. Die statistischen Daten im Wärmebereich sind im Vergleich zur Stromseite etwas schwieriger zu aggregieren. Während die Primärenergieträger-Struktur sowohl im Bereich der Raumwärme-/Warmwasser-bereitstellung als auch im Bereich Niedertemperatur-Prozeßwärmeerzeugung bekannt ist, differieren die Angaben über den durchschnittlichen Nutzungsgrad solcher Systeme. So unterscheiden sich z. B. die Jahresnutzungsgrade der Raumwärme- und Warmwasser-Versorgung aufgrund der Vielzahl der im Einsatz befindlichen Systeme (Art der Auslegung, Wärmedämmung, Speichergröße etc.) deutlich voneinander. Die aktuelle Prognos/EWI-Studie (Prognos 1999) gibt für das Jahr 1997 einen durchschnittlichen Nutzungsgrad bei Gas-Zentralheizungen von 78% an (siehe Tabelle 4-8).

[1] Die Nutzungsstrukturen einer wärmegeführten KWK-Anlage sind insbesondere von der Jahresdauerlinie und den Tagesganglinien des Wärmebedarfs abhängig.

Tabelle 4-8: Mittlere Jahresnutzungsgrade des jeweiligen Heizungssystembestandes in Prozent nach (Prognos 1999)

	1997	**2005**	**2010**
Raumwärmebereitstellung			
Fernwärme	95	96	96
Öl-Zentralheizung	75	79	81
Gas-Zentral/-Etagenheizung	78	83	85
Kohle-Zentralheizung	70	72	73
Warmwasserbereitstellung			
Fernwärme	75	78	79
Öl-Zentralheizung	58	63	65
Gas-Zentral/-Etagenheizung	64	69	72
Kohle-Zentralheizung	50	52	54

Dieser Wert erscheint etwas zu gering. In dem vorgeschlagenen Modell für eine KWK-Qualitätsbewertung wird bis zur endgültigen Klärung des Sachverhaltes[2] ein durchschnittlicher Nutzungsgrad von 85% für das Jahr 1998 angenommen. Daraus resultieren die beiden in Tabelle 4-9 dargestellten wärmeseitigen Referenzszenarien.

Tabelle 4-9: Wärmeseitiges Referenzszenario (Stand: 1998)

	spezifische CO_2-Emissionen je kWh_{PE}[3]	Jahres-nutzungsgrad (netto)	spezifische CO_2-Emissionen je kWh_{th}[4]
Raumwärmebereitstellung Bestehende Zentral- und Etagenheizungsstruktur in Deutschland (Stand: 1998)	0,265 kg	85%	0,312 kg
Niedertemperatur-Prozesswärmebereitstellung Derzeitiger Prozesswärmemix Exemplarische Daten aus dem Jahre 1995 aus (Gailfuß 1998)	0,243 kg	90%	0,270 kg

Das vorgeschlagene ΔCO_2-Bewertungssystem (Abbildung 4-2) kommt entsprechend der beiden Haupteinsatzbereiche der KWK mit der Vorgabe von zwei Referenzszenarien (Raumwärme-Bereitstellung, Niedertemperatur-Prozesswärme-Bereitstellung) ① aus. Diese werden aus den jeweils aktuellen statistischen Daten gewonnen und sind so unabhängig von subjektiven Wertungen. Die beiden Referenzszenarien werden in Tabelle 4-10 aufgelistet.

[2] Anfragen bei Prognos, der Ruhrgas AG, beim Verband der Wärmelieferung sowie dem Schornsteinfeger-Verband laufen.
[3] kWh Primärenergieeinsatz (Erdgas, Heizöl, Kohle, etc.)
[4] Die spezifischen CO_2-Emissionen je kWh_{th} errechnen sich aus den spezifischen CO_2-Emissionen je Primärenergieeinsatz dividiert durch den Jahresnutzungsgrad.

Tabelle 4-10: Referenzszenarien

	Strombereitstellung	Wärmebereitstellung
Raumwärme-bereitstellung	Mix der Steinkohle-, Erdöl- und Erdgasbefeuerten Kondensations-kraftwerke in Deutschland (Stand 1998) durchschnittlicher η_{el} 38,2% 0,799 kg CO_2/kWh_{el}	Bestehende Zentral- und Etagenheizungsstruktur in Deutschland (1998) mit einer spezifischen CO_2-Emission von 0,265 kg/kWh Primärenergie-Einsatz durchschnittlicher η_{th} 85%
Niedertemperatur-Prozesswärme-bereitstellung	Mix der Steinkohle-, Erdöl- und Erdgasbefeuerten Kondensations-kraftwerke in Deutschland (Stand 1998) durchschnittlicher η_{el} 38,2% 0,799 kg CO_2/kWh_{el}	derzeitiger Prozeßwärmemix Exemplarisch wird hier der im Jahre 1995 im Rahmen der Studie [4] ermittelte spezifische CO_2-Emissionsfaktor von 0,270 kg je kWh_{th} erwähnt[5]

Während die Vergleichssysteme für die getrennte Erzeugung fest vorgegeben sind, können die Daten der KWK-Anlage individuell verändert werden ②. Dies betrifft auch die Angaben über Verluste in den Nah-/Fernwärmeleitungen bis zu den Hausübergabestationen, der hierfür benötigte Pumpstrombedarf sowie die Stromleitungsverluste bei Nutzung des öffentlichen Stromnetzes (siehe Abbildung 4-3).

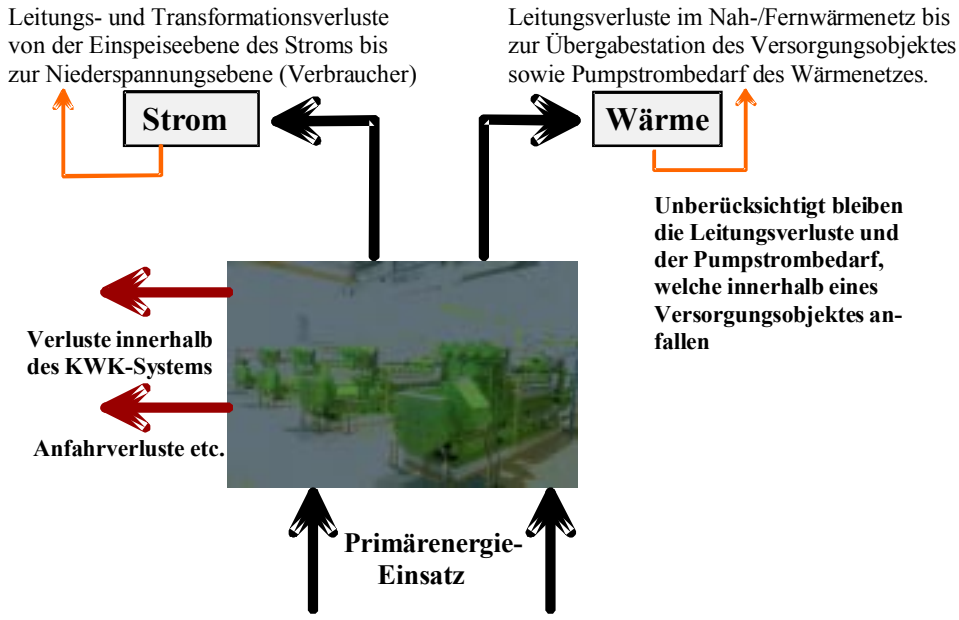


Abbildung 4-3: Berücksichtigte Verluste bei der wissenschaftlichen Variante des ΔCO_2-Kriteriums

Anhand von EVU-Daten (siehe Tabelle 4-11) werden die Verluste von der Einspeiseebene (Nieder-, Mittel-, Hoch-, Höchstspannung) bis zu einem Verbraucher in der Niederspannungsebene berechnet. Aufgrund der Tatsache, dass im ungekoppelten Referenzfall noch die Verluste der in das Hoch- bzw. Höchstspannungsnetz einspeisenden Kondensationskraftwerke berücksichtigt werden müssen, erhalten KWK-Anlagen, welche dezentral auf einer niedrigeren Spannungsebene einspeisen, einen den realen Verhältnissen entsprechenden Bonus.

[5] Anfragen beim VIK hinsichtlich der spezifischen CO_2-Emissionen für die NT-Prozesswärmebereitstellung im Jahre 1998 laufen.

Tabelle 4-11: Übersicht Stromleitungsverluste

In Anspruch genommene Spannungsebene / Umspannung	**Verluste nach RWE (1999)**	**Verluste nach EnBW (1999)**	**Verluste nach Schmitt (1993)**
Höchstspannung	1,0 %	1,0 %	1,0 %
Umspannung Höchst-/Hochspannung	0,5 %	0,5 %	0,5 %
Hochspannung	0,5 %	1,0 %	1,0 %
Umspannung Hoch-/Mittelspannung	0,6 %	0,5 %	0,5 %
Mittelspannung	1,6 %	1,0 %	1,0 %
Umspannung Mittel-/Niederspannung	1,7 %	1,0 %	1,5 %
Niederspannung	4,5 %	3,0 %	2,0 %

Bei der KWK-Systembetrachtung werden als Eingangsgröße die Jahres- bzw. Monats-Nettonutzungsgrade zu Grunde gelegt. Damit können beispielsweise auch Anfahrverluste Berücksichtigung finden. Neben der Vergleichbarkeit mit dem Referenzsystem ist für die Wahl des Nettonutzungsgrades als Bewertungsgrundlage die sehr häufig fehlende Zertifizierung der Datenblätter für KWK-Anlagen gemäß einer DIN/ISO-Norm sowie die Abhängigkeit der technologischen Daten von der Anlageneinbindung und -nutzungsstruktur maßgeblich.

Die CO_2-Emissionen des KWK-Systems (KWK-Anlage mit Spitzenkessel) werden unter Berücksichtigung der jeweils beachteten Verluste verglichen mit den CO_2-Emissionen, welche angefallen wären, wenn dieselben Energiemengen in Kondensationskraftwerken und Etagen-/Zentralheizungen bereitgestellt worden wären. Ein Programm ③, in denen die notwendigen Rechenvorgänge hinterlegt sind, berechnet die resultierende CO_2-Minderung. Das Programm ersetzt dabei unzählige Tabellen, aus denen sonst die ausführende Behörde die Werte entnehmen müßte.

Das Ergebnis ④ gibt die prozentuale CO_2-Minderung des KWK-Systems gegenüber dem Referenzsystem und stellt damit ein Kriterium für die Qualität des bewerteten KWK-Systems dar. Tabelle 4-12 gibt vor diesem Hintergrund beispielhaft die prozentualen CO_2-Minderungen für gasbetriebene KWK-Systeme in Abhängigkeit vom elektrischen und gesamtenergetischen Nutzungsgrad dieser Systeme gegenüber dem zuvor beschriebenen Raumwärme-Referenzszenario an.

Tabelle 4-12: Prozentualer Unterschied der CO_2-Emissionen eines KWK-Systems gegenüber dem Raumwärme-Referenzszenario (Stand 1998)

ζ_{el}	Prozentualer Unterschied der CO_2-Emissionen eines KWK-Systems gegenüber dem Referenzszenario (1998)															
44%	-53	-54	-54	-54	-55	-55	-56	-56	-56	-57	-57	-57	-58	-58	-58	
42%	-52	-52	-53	-53	-54	-54	-54	-55	-55	-56	-56	-56	-57	-57	-57	
40%	-50	-51	-52	-52	-52	-53	-53	-54	-54	-55	-55	-55	-56	-56	-56	
38%	-49	-50	-50	-51	-51	-52	-52	-53	-53	-54	-54	-54	-55	-55	-55	
36%	-48	-48	-49	-50	-50	-51	-51	-52	-52	-52	-53	-53	-54	-54	-55	
34%	-46	-47	-48	-48	-49	-49	-50	-50	-51	-51	-52	-52	-53	-53	-53	
32%	-45	-46	-46	-47	-47	-48	-49	-49	-50	-50	-51	-51	-52	-52	-52	
30%	-43	-44	-45	-45	-46	-47	-47	-48	-48	-49	-49	-50	-50	-51	-51	
28%	-41	-42	-43	-44	-44	-45	-46	-46	-47	-48	-48	-49	-49	-50	-50	
26%	-40	-41	-41	-42	-43	-44	-44	-45	-46	-46	-47	-47	-48	-48	-49	
24%	-38	-39	-40	-41	-41	-42	-43	-44	-44	-45	-46	-46	-47	-47	-48	
22%	-36	-37	-38	-39	-40	-41	-41	-42	-43	-43	-44	-45	-45	-46	-47	
20%	-34	-35	-36	-37	-38	-39	-40	-40	-41	-42	-43	-43	-44	-45	-45	
18%	-32	-33	-34	-35	-36	-37	-38	-39	-40	-40	-41	-42	-43	-43	-44	
16%	-30	-31	-32	-33	-34	-35	-36	-37	-38	-39	-40	-40	-41	-42	-42	
14%	-28	-29	-30	-31	-32	-33	-34	-35	-36	-37	-38	-39	-40	-40	-41	
	64%	**66%**	**68%**	**70%**	**72%**	**74%**	**76%**	**78%**	**80%**	**82%**	**84%**	**86%**	**88%**	**90%**	**92%**	ζ_{ges}

- Referenzszenario auf Basis statistischer Daten aus dem Jahre 1998 mit einer spezifischen stromseitigen CO_2-Emission von 0,799 kg/kWh_{el} sowie einer spezifischen wärmeseitigen CO_2-Emission von 0,265 kg/kWh Primärenergieeinsatz und einem Nutzungsgrad von 85%
- KWK-System bei Einspeisung von 20% des bereitgestellten Stromes in das Niederspannungsnetz (Verluste nach RWE-Angaben 4,5%) bzw. Mittelspannungsnetz (Verluste nach RWE-Angaben 7,8%)
- 70% der benötigten Wärme wird im KWK-Modul bereitgestellt. Der restliche Wärmebedarf wird durch einen Gas-Spitzenkessel mit einem Nutzungsgrad von 90% gedeckt.
- Stromleitungsverluste Kondensationskraftwerk (Verluste nach RWE-Angaben zwischen 8,9% und 10,4%)

Hinweis zur Verwendung der Tabelle:
Anhand dieser Tabelle kann die CO_2-Minderung eines gasbetriebenen KWK-Systems gegenüber dem in Tabelle 4-7 beschriebenen ungekoppelten Vergleichsszenario unter Berücksichtigung der in Abbildung 4-3 dargestellten und oben quantifizierten Verluste ermittelt werden. Das Feld, welches durch den elektrischen Nutzungsgrad (z. B. 40%) und den Gesamtnutzungsgrad (z. B. 90%) eines gasbetriebenen KWK-Moduls charakterisiert wird, enthält die prozentuale CO_2-Minderung des KWK-Systems gegenüber dem ungekoppelten Referenzsystem. In dem beispielhaften Fall sind dies 56%.

Die in ④ berechnete CO_2-Minderung des KWK-Systems gegenüber dem ungekoppelten Referenzszenario kann als direkter Maßstab für die Qualitätsbestimmung der Kraft-Wärme-Kopplung übernommen werden. Bei einer Quotenregelung ⑤ könnte die Anzahl der handelbaren Zertifikate je Kilowattstunde KWK-Strom im direkten Bezug zur erreichten CO_2-Minderung stehen. Ein KWK-System mit einer CO_2-Minderung von 40% würde demnach 0,4 handelbare Zertifikate je kWh_{el} erhalten, während ein KWK-System mit einer erreichten CO_2-Minderung von 50% dementsprechend 0,5 handelbare Stromzertifikate zugeteilt bekäme. Das System verbindet mehrere Anreizsysteme miteinander. Aufgrund der Bezugsgröße kWh_{el} besteht jederzeit der Anreiz die Anlage optimal auszulasten. KWK-Systeme, welche im Hinblick auf den Klimaschutz besser als andere Anlagen wären, würden zudem in genau dem Maße, wie sie eine spezifisch höhere CO_2-Minderung realisieren, auch monetär besser gestellt. Dadurch würde eine stufenlose Anreizwirkung für den Klimaschutz geschaffen. Im nachfolgenden Exkurs wird dies anhand eines konkreten Beispiels näher

erläutert. Ein weiterer großer Vorteil dieser Regelung liegt in der Tatsache begründet, dass keine Diskussionen um einen Grenzwert entstehen.

Exkurs: Erläuterung der stufenlosen Anreizwirkung des ΔCO_2-Kriteriums anhand eines Beispiels (Brennwertnutzung)

Aufgrund der direkten Abhängigkeit der handelbaren Zertifikatsanteils-Höhe von der relativen CO_2-Minderung des KWK-Systems gegenüber einem ungekoppelten Referenzszenario wird eine Anreizwirkung geschaffen, das KWK-System hinsichtlich der CO_2-Emissionen zu optimieren. Daraus resultieren in erster Linie Bemühungen, die eingesetzte Primärenergie möglichst effizient innerhalb des KWK-Systems zu nutzen. Das ΔCO_2-Kriterium impliziert aber auch direkte Anreize zu einem Umstieg auf einen Brennstoff mit spezifisch geringeren CO_2-Emisionen.

Im Folgenden wird die Anreizwirkung hinsichtlich einer effizienten Energienutzung anhand eines realen Beispiels (Einbau eines zweiten Wärmetauschers zur Brennwertnutzung des Abgases) erläutert. Durch den Einbau eines zusätzlichen Abgaswärmetauschers zur Brennwertnutzung in einem BHKW kann die bereitgestellte Wärmemenge bei gleichem Primärenergieeinsatz um 5-15% erhöht werden. Bei einem modernen Gasmotor mit 200 kW_{el} bedeutet dies, dass der thermische Nutzungsgrad von 51% auf 56% steigt (siehe Tabelle).

	Gasmotor ohne Brennwertnutzung	Gasmotor mit Brennwertnutzung
Elektrischer Nutzungsgrad ζ_{el}	34%	34%
Thermischer Nutzungsgrad ζ_{th}	51%	56%
Anteil der Wärmebereitstellung des KWK-Systems hinsichtlich des gesamten Wärmebedarfs	70%	80%
ΔCO_2 gegenüber derzeitigem Referenzszenario	54%	56%

Aufgrund der größeren Wärmebereitstellung erhöht sich beim Gasmotor mit Brennwertnutzung auch der Anteil der durch das KWK-System bereitgestellten Wärmemenge am gesamten Wärmebedarf des Versorgungsobjektes.

Die spezifische prozentuale CO_2-Minderung erhöht sich durch diese Maßnahme von 54% auf 56%. Dadurch erhält der KWK-Betreiber nun 0,56 Zertifikate je kWh KWK-Strom statt wie bisher 0,54 Zertifikate. Bei einem angenommenen Zertifikatspreis von 10-15 Pfennig je Zertifikat und bei einer jährlichen Nutzung der KWK-Anlage in einer Größenordnung von 5.000 Stunden ergibt sich daraus eine zusätzliche jährliche Einnahme von DM 2.000,- bis DM 3.000,-. Diese Vergütung fällt zusätzlich zu den Erlösen aus dem vermiedenen Brennstoffeinsatz im Spitzenkessel von rund 160.000 kWh Erdgas pro Jahr an. Die Kosten für den Abgaswärmetauscher in Höhe von annähernd DM 15.000 können durch die erhöhte Zertifikatszuteilung über den höheren Stromerlös schneller refinanziert werden.

Grenzwerte sind dann sinnvoll, wenn eine "Ja oder Nein" Entscheidung getroffen werden muss. Dies ist z. B. bei der Mineralölsteuerbefreiung für KWK-Anlagen im Rahmen der Ökologischen Steuerreform der Fall ⑥. Dort wird anhand eines Grenzwertes bestimmt, ob eine vollständige Mineralölsteuerbefreiung gewährt oder verweigert wird. Im Kapitel 4.1.4.1.1 wurde auf das ein auf einen nachhaltigen Klimaschutz wenig zielführendes Kriterium des Monats-/Jahresnutzungsgrades bereits eingegangen. Wird stattdessen die in ④ berechnete CO_2-Minderung gegenüber dem Referenzszenario ① als Zielkriterium verwendet, entsteht einerseits im Rahmen einer Quotenregelung auch über das Überspringen des Mindestnutzungsgrades hinaus eine Anreizwirkung zur Anlagenoptimierung. Andererseits kann eine Mineralölsteuerbefreiung für eine KWK-Anlage bei Erreichen einer CO_2-Mindestminderung gewährt werden.

→ Feste Referenzszenarien werden für die Anwendungsfälle Raumwärme- und Niedertemperatur-Prozesswärmebereitstellung anhand der aktuellen statistischen Daten generiert. Derzeit liegen als neueste statistische Daten die Angaben für das Jahr 1998 vor (siehe Tabelle 4-10).

→ Die Netto-Nutzungsgrade des KWK-Moduls sowie des Spitzenkessels werden bestimmt. Beispielhaft sei eine gasbetriebene KWK-Anlage mit einem Gesamtnutzungsgrad von 85% und einem elektrischen Nutzungsgrad von 37% sowie ein Spitzenkessel mit einem Nutzungsgrad von 90% vorhanden, welche ein großes Büro-/Wohngebäude mit Strom und Wärme versorgen soll. Die KWK-Anlage speist 20% des bereitgestellten Stroms in das Mittelspannungsnetz des öffentlichen Stromversorgers ein. Der übrige Teil des Stroms wird im Objekt selbst benötigt. 70% der im Versorgungsobjekt benötigten Wärme wird im KWK-Modul bereitgestellt. Der restliche Wärmebedarf wird durch den Gas-Spitzenkessel gedeckt.

→ Anhand der individuell erhobenen Angaben werden die CO_2-Emissionen des KWK-Systems mit den CO_2-Emissionen verglichen, welche angefallen wären, wenn dieselben Energiemengen in Kondensationskraftwerken und Etagen-/Zentralheizungen bereitgestellt worden wären. Aufgrund der komplexen Struktur, welche ihre Ursache vor allem in der Berücksichtigung der Verluste hat, wird die Berechnung durch ein Rechenprogramm ausgeführt.

→ Als Ergebnis erhält man eine CO_2-Minderung von 52%, welche durch die KWK-Anlage realisiert werden kann.

→ Dieses Ergebnis hat direkte Auswirkungen auf die erhaltene Menge handelbarer Zertifikate je Kilowattstunde KWK-Strom im Rahmen einer Quoten-/Zertifikatsregelung. Bei einer CO_2-Minderung von 52% erhält die KWK-Anlage je kWh_{el}, welche in das öffentliche Stromnetz eingespeist wird, 52% eines Zertifikats - also 0,52 Zertifikate.

→ Sofern die errechnete prozentuale CO_2-Minderung größer als die gesetzliche Vorgabe für den Erhalt einer Mineralölsteuerbefreiung im Rahmen der Ökologischen Steuerreform ist, müßte für den Primärenergieeinsatz der KWK-Anlage keine Mineralölsteuer abgeführt werden. Eine realistische Vorgabe würde z. B. eine geforderte Mindestminderung von 40% darstellen. Die beispielhaft vorgestellte KWK-Anlage mit einer CO_2-Minderung von 52% würde demnach von der Mineralölsteuer vollständig befreit.

Bei Nahwärme-/Fernwärme-Systemen müssen – wie bereits dargelegt – auch die Leitungsverluste sowie der Pumpstrombedarf berücksichtigt werden. Deshalb fallen die realisierbaren CO_2-Minderungen etwas geringer aus als bei KWK-Anlagen mit denselben technologischen Daten bei einer reinen Objektversorgung. Einige Beispiele für die erreichbaren CO_2-Minderungen verschiedener KWK-Technologien bei unterschiedlichen Anwendungsfällen werden iin Tabelle 4-13 tabellarisch dargestellt.

Tabelle 4-13: Erzielbare CO_2-Minderungen gegenüber dem derzeitigen Referenzszenario in Abhängigkeit der KWK-Technologie, dem Brennstoffeinsatz und dem Anwendungsfall

	derzeitiges System
Gasmotor 14 kW_{el} + Spitzenkessel Objektversorgung	**- 49%**
Gasmotor 200 kW_{el} + Spitzenkessel Objektversorgung	**- 52%**
Gasmotor 1000 kW_{el} + Spitzenkessel Objektversorgung	**- 52%**
Dieselmotor 300 kW_{el} + Spitzenkessel Objektversorgung	**- 43%**
Gasmotor 1000 kW_{el} + Spitzenkessel Nahwärmeversorgung	**- 47%**
Gasmotor 2717 kW_{el} + Spitzenkessel Nahwärmeversorgung	**- 49%**
GUD-KWK 20 MW_{el} + Spitzenkessel Nahwärmeversorgung	**- 52%**
Steinkohle-HKW (150 MW_{el}) Fernwärmeversorgung	**-16%**

Derzeitiges System:
- Mix der Steinkohle-, Erdöl- und Ergasbefeuerten Kondensationskraftwerke (Stand 1998)
- Bestehende Etagen- und Zentralheizungsstruktur (Stand 1998) mit einem Nutzungsgrad von 85%

Für die Berechnung der in Tabelle 4-13 angegebenen CO_2-Minderungen mussten realitätsnahe Annahmen hinsichtlich der Verluste etc. getroffen werden, welche im Anhang näher erläutert werden.

Vereinfachte Darstellungsform (Grundvariante des ΔCO_2-Kriteriums)

Das in Tabelle 4-14 noch einmal dargelegte und im vorherigen Kapitel ausführlich beschriebene Bewertungsschema beruht auf einer möglichst korrekten Wiedergabe der komplexen Sachverhalte.

Tabelle 4-14: Übersicht über die wichtigsten Kenngrößen des ΔCO_2-Kriteriums (unter Berücksichtigung der Verluste)

Qualitätskriterium	Prozentuale CO_2-Minderung eines KWK-Systems (Modul und Spitzenkessel) gegenüber einem ungekoppelten Referenzszenario

Referenzszenarien	• Stromseitig: Steinkohle-, Öl- und Erdgas-Kondensations-Kraftwerke (durchschnittlicher Wirkungsgrad und Anteil an der Stromversorgung von 1998)
	• Wärmeseitig:
	  • Raumwärmebereitstellung: Heizungsstruktur von 1998 bei einem Nutzungsgrad von 85%
	  • Niedertemperatur-Prozeßwärmebereitstellung: NT-Prozesswärmemix 1998

Berücksichtigte Werte	• Nutzungsgrade des KWK-Systems • Verluste von der Strom-Einspeiseebene (Niederspannung / Mittelspannung / Hochspannung) des KWK-Moduls bis zu einem angenommenen Endverbraucher auf der Niederspannungsebene (Grundlage: RWE-Statistik) • Verluste von der Strom-Einspeiseebene (Hochspannung / Höchstspannung) eines Kondensationskraftwerkes (Referenzszenario) bis zu einem angenommenen Endverbraucher auf der Niederspannungsebene (Grundlage: RWE-Statistik) • Bei einer Wärmeverteilung mittels Nah-/Fernwärmenetz: Berücksichtigung der im Wärmenetz existierenden Verluste und der benötigten Energie für die elektrischen Pumpen

Die Implementierung eines solch komplexen Bewertungsrasters erscheint jedoch in der Realität aufgrund verschiedenartiger praktischer Probleme nur schwer realisierbar. Zu diesen Problemen zählen u. a.

- die unterschiedlichen Besitzverhältnisse von KWK-Anlagen und Fernwärmesystemen, welche eine Datenermittlung zusätzlich erschweren.
- die verschiedenen Angaben über die Stromleitungsverluste in den jeweiligen Spannungsebenen, über deren Höhe unweigerlich Diskussionen geführt würden.
- die Komplexität der zu Grunde liegenden Formel, welche ein Rechenprogramm obligatorisch erscheinen läßt.

Bei gleichbleibender Systematik (siehe Abbildung 4-4) wird deshalb in einer vereinfachten Variante des ΔCO_2-Kriteriums auf die Berücksichtigung der Auswirkungen der Verluste in den Nah-/Fernwärmeleitungen sowie den positiven Effekten für die Kraft-Wärme-Kopplung aufgrund der Einspeisung in verbrauchernähere Spannungsebenen verzichtet. Daraus resultiert ein Bewertungssystem, welches in sehr einfacher Weise die Bestimmung der prozentualen

CO_2-Minderung eines KWK-Systems gegenüber dem ungekoppelten Referenzszenario ermöglicht.

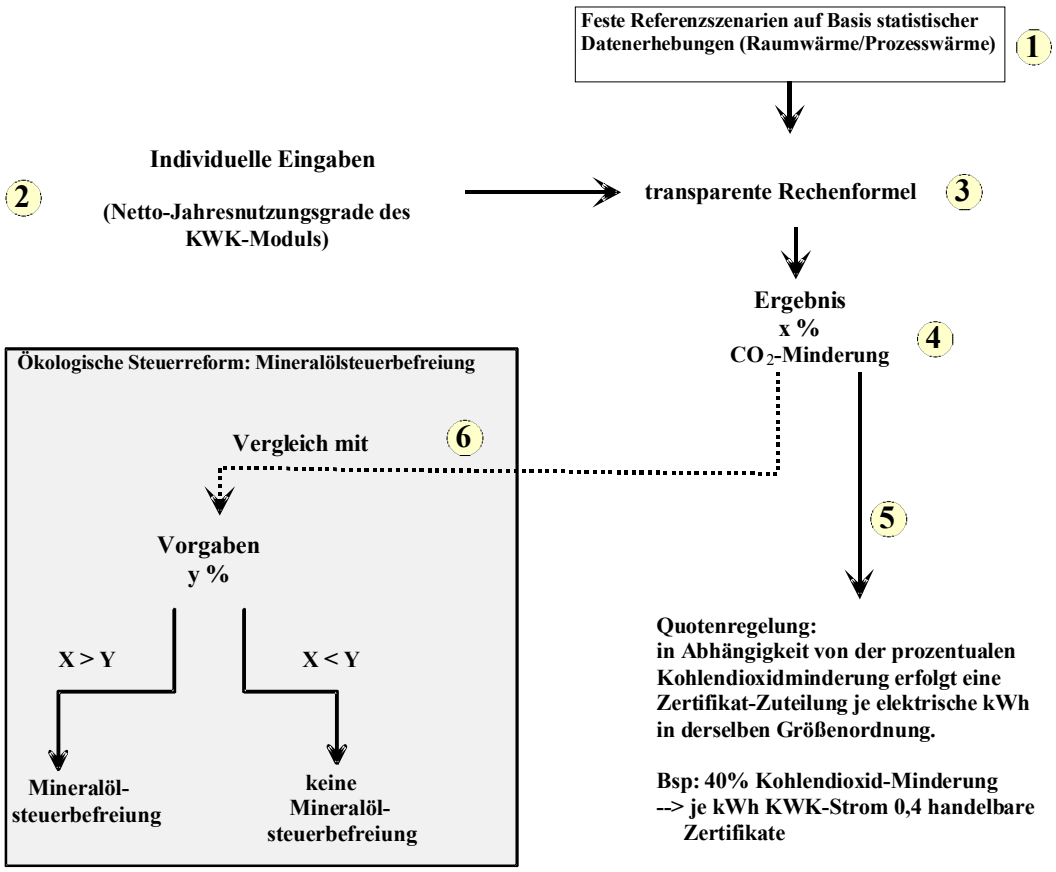


Abbildung 4-4: Prinzipskizze ΔCO_2-Kriterium (Grundvariante)

Außerdem werden in der Grundvariante lediglich die Daten des KWK-Moduls betrachtet. Für die Ausgliederung des Spitzenkessel spricht vor allem die Tatsache, dass dadurch das gesamte System deutlich vereinfacht und transparenter wird. Insbesondere im industriellen Bereich könnte es sich als äußerst schwierig erweisen die Systemgrenzen genau zu ziehen. Im kommunalen Bereich (Fernwärme- / Nahwärmeversorgung) könnten Stadtwerke auf die Idee kommen, die Spitzenkessel durch "Fremd"-Unternehmen betreiben zu lassen. Dadurch würden bei der wissenschaftlich korrekten Variante des ΔCO_2-Kriteriums die KWK-Anlagen ohne Spitzenkessel abgerechnet werden, dadurch eine rund 10% höhere CO_2-Minderung erreichen und im gleichen Maße auch stärker am Zertifikatshandel partizipieren.

Um einen gewissen Anreiz zur Optimierung des Gesamtsystems zu schaffen, könnte man ggf. ein Bonussystem für die Wahl der Spitzenkessel einführen. Dieses könnte aus zwei Komponenten (Technologie, Brennstoffeinsatz) bestehen und jeweils zu einer prozentualen Zusatzminderung führen:

Tabelle 4-15: Konzeption eines Bonussystems für die Wahl des KWK-Spitzenkessels

Technologie		Brennstoffeinsatz	
$\zeta_{th} > 99\%$	+ 3 Prozentpunkte bei der CO_2-Minderung	Erdgas	+ 2 Prozentpunkte bei der CO_2-Minderung
$\zeta_{th} > 95\%$	+ 2 Prozentpunkte bei der CO_2-Minderung	Leichtes Heizöl	+ 1 Prozentpunkte bei der CO_2-Minderung
$\zeta_{th} > 90\%$	+ 1 Prozentpunkt bei der CO_2-Minderung	Kohle	----

Grundsätzlich bedarf es hier noch einer weiterführenden Untersuchung, inwieweit ein solches Bonussystem Anreize für eine Wahl eines energieeffizienten Spitzenkessels mit CO_2-armen Primärenergieträger schafft. Nachteile wie der zusätzliche bürokratische Aufwand sowie der höhere Komplexitätsgrad einer solchen Regelung dürfen dabei nicht außer Acht gelassen werden. Im Rahmen der hier vorgestellten Grundvariante wird ein solches Bonussystem nicht implementiert.

Tabelle 4-16 fasst das vereinfachte Bewertungsschema dieser Grundvariante des ΔCO_2-Kriteriums zusammen.

Tabelle 4-16: Übersicht über die wichtigsten Kenngrößen des ΔCO_2-Kriteriums (Grundvariante)

Qualitätskriterium	Prozentuale CO_2-Minderung eines KWK-Moduls (ohne Spitzenkessel) gegenüber einem ungekoppelten Referenzszenario
Referenzszenarien	• Stromseitig: Steinkohle-, Öl- und Erdgas-Kondensations-Kraftwerke (durchschnittlicher Wirkungsgrad und Anteil an der Stromversorgung von 1998) • Wärmeseitig: • Raumwärmebereitstellung: Heizungsstruktur von 1998 bei einem Nutzungsgrad von 85% • Niedertemperatur-Prozeßwärmebereitstellung: NT-Prozeßwärmemix 1998
Berücksichtigte Werte	• Nutzungsgrade des KWK-Moduls

Dieser Grundvariante des ΔCO_2-Kriteriums liegt folgende Formel zu Grunde:

$$\left(\frac{(B_{KWK} * \gamma_{KWK})}{(B_{KWK} * \zeta_{th\,KWK}) * \gamma_{RZWärme} + (B_{KWK} * \zeta_{elKWK}) * \gamma_{RZStrom}} - 1 \right) * 100\ \%$$

B_{KWK}	Eingesetzte Primärenergiemenge im KWK-Aggregat [kWh]
γ_{KWK}	Spezifische CO_2-Emisionen des im KWK-Aggregat eingesetzten Primärenergieträgers [kg CO_2/kWh$_{PE}$]
$\gamma_{RZWärme}$	Spezifische CO_2-Emisionen der Wärmebereitstellung durch das ungekoppelte Vergleichssystem [kg CO_2/kWh$_{th}$]
$\gamma_{RZStrom}$	Spezifische CO_2-Emisionen der Strombereitstellung durch das

	ungekoppelte Vergleichssystem [kg CO_2/kWh$_{el}$]
ζ_{elKWK}	Elektrischer Nettonutzungsgrad des KWK-Aggregates [%]
$\zeta_{th\ KWK}$	Thermischer Nettonutzungsgrad des KWK-Aggregates [%]
Ergebnis	Prozentualer Unterschied der CO_2-Emissionen eines KWK-Moduls gegenüber einem Referenzszenario

Tabelle 4-17 verdeutlicht die Auswirkungen, welche das einfachere Bewertungsschema (Grundvariante des ΔCO_2-Kriteriums) auf die CO_2-Minderung eines KWK-Systems in Bezug auf ein ungekoppeltes Vergleichssystem gegenüber der wissenschaftlich korrekten Variante des ΔCO_2-Kriteriums (mit Verluste) aufweist.

Tabelle 4-17: Prozentualer Vergleich der CO_2-Emissionen eines gekoppelten Systems gegenüber einem ungekoppelten Referenzsystem (wissenschaftliche Variante - Grundvariante)

	derzeitiges System **mit Verluste**[6]	derzeitiges System **ohne Spitzenkessel / ohne Verluste**[9]	hocheffizientes System **mit Verlusten**[9]	hocheffizientes System **ohne Spitzenkessel / ohne Verluste**[9]
Gasmotor 14 kW$_{el}$ + Spitzenkessel ξ_{ges}: 89% ξ_{el}: 28% Objektversorgung	**- 49%**	**- 51%**	**- 8%**	**- 9%**
Gasmotor 200 kW$_{el}$ + Spitzenkessel ξ_{ges}: 85% ξ_{el}: 34% Objektversorgung	**- 52%**	**- 53%**	**- 10%**	**- 10%**
Gasmotor 1000 kW$_{el}$ + Spitzenkessel ξ_{ges}: 85% ξ_{el}: 37% Objektversorgung	**- 52%**	**- 55%**	**-11%**	**-11%**
Dieselmotor 300 kW$_{el}$ + Spitzenkessel ξ_{ges}: 84% ξ_{el}: 37% Objektversorgung	**- 43%**	**- 41%**	**+ 9%**	**+ 15%**
Gasmotor 1000 kW$_{el}$ + Spitzenkessel ξ_{ges}: 85% ξ_{el}: 37% Nahwärmeversorgung	**- 47%**	**- 55%**	**- 4%**	**- 11%**
Gasmotor 2717 kW$_{el}$ + Spitzenkessel ξ_{ges}: 82% ξ_{el}: 40% Nahwärmeversorgung	**- 49%**	**- 55%**	**- 5%**	**- 11%**
GUD-KWK 20 MW$_{el}$ + Spitzenkessel ξ_{ges}: 86% ξ_{el}: 42% Nahwärmeversorgung	**- 52%**	**- 57%**	**- 8%**	**- 15%**
Steinkohle-HKW (150 MW$_{el}$) + Spitzenkessel ξ_{ges}: 84% ξ_{el}: 32% Fernwärmeversorgung	**- 16%**	**- 21%**	**+ 59%**	**+ 52%**

[6] Mit dem Begriff "Verluste" werden die Stromleitungsverluste von der jeweiligen Einspeiseebene bis zur Niederspannungsebene, die Verluste in den Nah- und Fernwärmeleitungen sowie die hierfür benötigte Pumpstromenergie definiert.

Derzeitiges System:
- Mix der Steinkohle-, Erdöl- und Ergasbefeuerten Kondensationskraftwerke (Stand 1998)
- Bestehende Etagen- und Zentralheizungsstruktur (Stand 1998) mit einem Nutzungsgrad von 85%

Hocheffizientes System:
- GuD-Kondensations-Anlage mit einem Jahresnutzungsgrad von 56%
- Brennwert-Gaskessel mit einem Nutzungsgrad von 101% (bezogen auf H_u)

Auffallend ist hierbei, dass die KWK-Anlagen in der Objektversorgung in der Grundvariante eine leicht größere CO_2-Minderung gegenüber dem ungekoppelten Referenzfall aufweisen, als dies bei der wissenschaftlich korrekten Variante des ΔCO_2-Kriteriums der Fall ist. Dies resultiert im wesentlichen aus der stärkeren Gewichtung des KWK-Moduls aufgrund der neuen Systemabgrenzung, welche den Spitzenkessel nicht mehr beinhaltet.

Im Bereich der Nahwärme-/Fernwärmeversorgung wird dieser positive Effekt aufgrund der Nicht-Berücksichtigung der Wärmeverluste und des Pumpstrombedarfs für die Wärmenetze in der Grundvariante des ΔCO_2-Kriteriums noch einmal verstärkt. Deshalb weisen KWK-Anlagen bei Betrachtung nach der Grundvariante eine mehrere Prozentpunkte umfassende höhere CO_2-Minderung gegenüber einem ungekoppelten Referenzsystem auf, als dies bei der wissenschaftlich korrekten Variante des ΔCO_2-Kriteriums der Fall ist.

Insgesamt sind die Vorteile wegen der einfacheren und transparenteren Berechnungsmöglichkeit weit positiver einzuschätzen, als die daraus entstehenden "Ungenauigkeiten". Die durch die Nichtberücksichtigung der Verluste und die Einschränkung der Betrachtungsweise auf das KWK-Modul (ohne Spitzenkessel) erhaltenen geringfügig bessere CO_2-Minderungen der KWK-Anlagen bei der Objektversorgung bzw. die teilweise deutliche Besserstellung der KWK-Anlagen im Bereich der Nah-/Fernwärmeversorgung können in Kauf genommen werden.

Im Folgenden wird noch einmal das Vorgehensweise der Grundvariante des ΔCO_2-Kriteriums bei der KWK-Qualitätsbestimmung anhand eines Beispiels erläutert:

→ Feste Referenzszenarien werden für die Anwendungsfälle Raumwärme- und Niedertemperatur-Prozesswärmebereitstellung anhand der aktuellen statistischen Daten generiert (siehe Tabelle 4-10).

→ Der Netto-Nutzungsgrad des KWK-Moduls wird bestimmt. Beispielhaft sei eine gasbetriebene KWK-Anlage mit einem Gesamtnutzungsgrad von 85% und einem elektrischen Nutzungsgrad von 37%, welche ein großes Büro-/Wohngebäude mit Strom und Wärme versorgen soll.

→ Anhand der individuell erhobenen Angaben werden die CO_2-Emissionen des KWK-Moduls mit den CO_2-Emissionen verglichen, welche angefallen wären, wenn dieselben Energiemengen in Kondensationskraftwerken und Etagen-/Zentralheizungen bereitgestellt worden wären. Anhand einer einfachen Formel wird die CO_2-Minderung des KWK-Moduls berechnet.

→ Als Ergebnis erhält man eine CO_2-Minderung von 55%, welche durch die KWK-Anlage realisiert werden kann.

→ Dieses Ergebnis hat direkte Auswirkungen auf die erhaltene Menge handelbarer Zertifikate je Kilowattstunde KWK-Strom im Rahmen einer Quoten-/Zertifikatsregelung. Bei einer CO_2-Minderung von 55% erhält die KWK-Anlage je kWh_{el}, welche in das öffentliche Stromnetz eingespeist wird, 55% eines Zertifikats - also 0,55 Zertifikate.

→ Sofern die errechnete prozentuale CO_2-Minderung größer als die gesetzliche Vorgabe für den Erhalt einer Mineralölsteuerbefreiung im Rahmen der Ökologischen Steuerreform ist, müßte für den Primärenergieeinsatz der KWK-Anlage keine Mineralölsteuer abgeführt werden. Eine realistische Vorgabe würde z. B. eine geforderte Mindestminderung von 40% darstellen. Die beispielhaft vorgestellte KWK-Anlage mit einer CO_2-Minderung von 55% würde demnach von der Mineralölsteuer vollständig befreit.

4.1.4.2.2 KWK-Wirkungsgrad (Dr. Tolle)

Strom aus einer "guten" KWK ist nach Definition des Bewertungskriteriums von Dr. Tolle Strom, der in Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung mit einem KWK-Wirkungsgrad von mehr als 60% erzeugt wird. Der KWK-Wirkungsgrad ist definiert durch den in der KWK-Anlage erzeugten Strom im Verhältnis zum dafür eingesetzten Brennstoffmehrbedarf (siehe auch (Tolle 1998)).

Im Prinzip handelt es sich bei dem KWK-Wirkungsgrad um eine - in einer einfachen Formel darstellbare - Wärmegutschrift-Methode.

$$\eta_{KWK} = \frac{\eta_{el}}{1 - \eta_{th} / \eta_{ref,th}}$$

mit:

η_{KWK}	=	KWK-Wirkungsgrad
η_{el}	=	elektrischer Nutzungsgrad KWK
η_{th}	=	thermischer Nutzungsgrad KWK
$\eta_{ref,th}$	=	Referenzwirkungsgrad Wärmeerzeugung

Damit hat der KWK-Wirkungsgrad als Bewertungskriterium der Kraft-Wärme-Kopplung hat zum Ziel, eine möglichst hohe Nutzung der eingesetzten Primärenergie zu erreichen. Durch die einschränkende Sichtweise auf das KWK-Modul wird jedoch in der Grundvariante dieses Bewertungssystems eine Optimierung des Gesamtsystems (KWK-Aggregat zzgl. Spitzenkessel) hinsichtlich der Energieeffizienz nicht ermöglicht.

Die Entscheidung, ob eine KWK-Anlage förderungswürdig ist oder nicht, wird durch Vergleich des ermittelten KWK-Wirkungsgrades mit einem (statistisch mehr oder minder abgesicherten) Referenzwert eines Kondensationskraftwerkes getroffen. In der Grundvariante erfolgt dieser Vergleich mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 60%. Dieser Wert orientiert sich an dem aktuellen Stand derWirkungsgrade hocheffizieter GUD-Kraftwerke. Aufgrund dieser hohen Anforderung, könnten z. B. kohlebetriebene KWK-Anlagen, welche technologisch bedingt einen geringeren Wirkungsgrad erreichen, Probleme mit der Erfüllung dieser Zielvorgabe bekommen. Deshalb ist hier mit einer Akzeptanzproblematik zu rechnen. Eine brennstoffspezifische Unterscheidung des mindestens zu erreichenden KWK-Wirkungsgrads könnte dieses Problem lösen, würde aber zu geringeren Anreizen im Bereich der Energieeffizienz-Steigerung führen.

Durch den Bezug auf die bereitgestellte Strommenge aus KWK-Anlagen wird nicht nur im KWK-Wirkungsgrad-Kriterium ein direkter Bezug zu dem politisch gesetzten Ziel einer Verdopplung der KWK-Strommenge bis zum Jahr 2010 erreicht.

In der Grundvariante des KWK-Wirkungsgrad-Konzepts wird mit einem KWK-Wirkungsgrad von 60% sowie eines Erstzkessel-Wirkungsgrads von 90% eine hohe Anforderung an die KWK-Anlagen gestellt. Problematisch ist die Tatsache, dass beide Werte sich zwar an den Wirkungsgraden bestehender Technologien (moderne GuD-Anlage,

moderner NT-Kessel) orientieren, aber nicht explixit auf vorhandene Strukturen zurückgreifen. Deshalb werden diese Werte einer größeren Diskussion ausgesetzt sein.

Eine Dynamisierung der Referenzwerte ist nicht vorgesehen, erscheint aber möglich. Auch die Einbindung einer stufenlosen Anreizwirkung nach Überschreiten des vorgeschriebenen KWK-Mindestwirkungsgrades kann in dieses Bewertungsschema einbezogen werden.

Generell ist das Zielkriterium eines "KWK-Wirkungsgrades" ein vergleichsweise verständlicher Zielwert, der aber u. a. aufgrund der Gutschrift-Methode und der neu eingeführten Wirkungsgrad-Spezifikation ein gewisses (technologisches) Verständnis aufweist. So ist er in seiner Ausrichtung aud das Ziel Klimaschutz beispielsweise nicht so klar ausgerichtet wie das ΔCO_2-Kriterium.

Der KWK-Wirkungsgrad berechnet sich aus Gesamtwirkungsgrad und elektrischemWirkungsgrad der KWK-Anlage sowie einem angenommenen Wirkungsgrad des Ersatzkessels. Es sind damit nicht mehr Größen zu messen, als bei der Bestimmung des Gesamtwirkungsgrades. Dementsprechend ist die Transparenz der Formel als gut einzuschätzen. Die Transparenz der zu Grunde liegenden Referenzszenarien ist aufgrund seiner Orientierung an moderne Technologien ausreichend vorhanden. Im Bereich der Akzeptanz erscheinen diese für das Referenzszenario gewählten Werte jedoch problematisch.

Dem KWK-Wirkungsgrad liegt eine vergleichsweise einfache Berechnungsvorschrift zu Grunde. Die Schulung der zuständigen Behörden dürfte demnach kein grundsätzliches Problem bereiten. Grundlegend erscheint es möglich, den KWK-Wirkungsgrad als Grenzwert für die Mineralölsteuerbefreiung von KWK-Anlagen im Rahmen der ökologischen Steuerreform einzusetzen. Sofern die Mindestanforderung (zu erzielender KWK-Mindestwirkungsgrad) dynamisch gestaltet wird, ist die Kalkulationssicherheit beim Staat groß, während diese bei den Investoren der KWK-Anlagen etwas geringer wird. Sollte auf eine Dynamisierung verzichtet werden, dreht sich dieses Verhältnis um. Grundsätzlich erscheint jedoch aufgrund der Wahl des hohen originären KWK-Mindestwirkungsgrades die Kalkulationssicherheit der Investoren relativ hoch, während die weiteren Einflußmöglichkeiten des Staates zumindest mittelfristig eher begrenzt sind.

Durch die Verwendung von Wirkungsgraden statt Nutzungsgraden wird der meßtechnische Aufwand bei diesem Bewertungssystem geringfügig verringert. Durch das deutlich höhere Mißbrauchs-Potenzial bei der Erfassung und Deklarierung des Wirkungsgrades wird dieser Vorteil jedoch überkompensiert. Eine Variation der Formel hinsichtlich der Verwendung von Nutzungs- statt Wirkungsgraden erscheint jedoch einfach realisierbar.

Um die jeweiligen Regelungen auf alle KWK-Anlagen anwenden zu können, wird empfohlen sich bezüglich der KWK-Definition an den Vorschlägen der Arbeitsgemeinschaft Fernwärme (AGFW) zu orientieren, die zwar komplex aber eindeutig sind und Mißbrauchsmöglichkeiten bezüglich der Definition der Systemgrenzen einschränken.

4.4.2.3 "Zero"-Energie Modell (BET)

Dieser Bericht wurde vollständig von BET (Knut Schrader, Dr. Norbert Krzikalla) erstellt.

In der Energieversorgung wird der Umfang des Klimaschutzes im wesentlichen durch die Mengen der eingesetzten Brennstoffe (Ressourcen) und durch deren Kohlenstoffgehalt bestimmt. Da diese beiden Aspekte verschiedenartige Bezüge aufweisen, sollten ordnungspolitische Instrumente des Klimaschutzes nach Ressourceneffizienz und angestrebtem Brennstoffmix differenziert werden.

Klimaschutz ist in Hinsicht auf die Nutzung fossiler Energieträger immer vergleichender Natur, da jede fossile Energienutzung schädigende Treibhauseffekte bewirkt. Es bedarf somit immer eines vergleichenden Referenzwertes der Klimabeeinträchtigung oder einer Referenzzeit (CO_2-Absenkung um 25% bis zum Jahr 2005 gegenüber dem Jahr 1990).

Zuletzt im Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWK-Vorschaltgesetz) festgeschrieben, ist die Verabschiedung eines KWK-Ausbaugesetzes zur Verdoppelung der Stromerzeugung aus KWK beabsichtigt, soweit sich KWK als geeignetes Instrument zum Erreichen der Klimaschutzziele der Bundesrepublik erweist.

Inwieweit KWK ein geeignetes Mittel zum Erreichen der Klimaschutzziele ist, hängt zum einen von den gewählten Referenzprozessen, zum anderen von den technischen Parametern und der Fahrweise jeder einzelnen Anlage ab. Somit kann der Betrieb einer KWK-Anlage in unterschiedlichem Maße, im Extremfall auch nur gering, zum Klimaschutz beitragen. Ein im Hinblick auf den Klimaschutz zu einzuführendes Modell muß daher in der Lage sein, diese erheblichen Unterschiede der Anlagen und der Betriebsarten abzubilden.

Es gibt eine Reihe von Gründen, die Effizienz der Nutzung der eingesetzten Ressourcen und nicht die brennstoffbedingten CO_2-Emissionen als das Hauptkriterium für den KWK-Ausbau anzusehen:

1. KWK ist ein technisches Konzept der Brennstoffeinsparung, bei dem die durch die Stromerzeugung in Wärmekraftanlagen unweigerlich anfallende Abwärme zu Heizzwecken genutzt wird. Die Anlagen müssen daher dezentral, nah an dem Ort des Wärmebedarfs errichtet werden und weisen daher meist geringere Leistungen als Kondensationskraftwerke auf. Heizkraftwerke können mit allen Brennstoffen betrieben werden.

2. Brennstoffeinsparung bedeutet immer gleichzeitig Ressourcenschonung, Umweltentlastung und Klimaschutz.

3. CO_2-Minderung durch Umstellung auf kohlenstoffarme Brennstoffe erfolgt bei jeder Verbrennung, gekoppelt oder ungekoppelt, in jedem Verbrauchssektor, bei Hausbrand und Verkehr und sollte somit nicht vorrangiger Gegenstand eines umweltorientierten KWK-Ausbaus sein.

4. Ein hinreichend diversifizierter Brennstoffmix ist für ein Importland von kohlenstoffarmen Primärenergieträgern (Erdgas) von erheblicher energiepolitischer Bedeutung.

5. Nahezu alle Untersuchungen über den Neu- und Zubau von Kraftwerkskapazitäten prognostizieren einen hohen Anteil an gasgefeuerten Anlagen, die sich im Vergleich zu anderen Kraftwerken durch hohe Wirkungsgrade und vergleichsweise geringe Investitionen auszeichnen. Eine besondere Begünstigung des Erdgaseinsatzes im KWK-Ausbau erscheint dadurch verzichtbar.

Mit Betonung der Ressourceneffizienz im Klimaschutz durch KWK bietet sich an, diejenige Strommenge einer KWK-Anlage zu begünstigen, die im Vergleich zu ungekoppelter Strom- und Wärmeerzeugung als brennstofffrei – als „Zero"-Strom - anzusehen ist. Dies ist der Anteil der Stromerzeugung in KWK-Anlagen, der der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gleichgestellt werden kann.

Analog zu dem Substitutionswirkungsgrad (1), der die Qualität von KWK-Anlagen gegenüber ungekoppelten Stromerzeugungsanlagen ausdrückt, wäre die Menge brennstofffreien Stromes einer KWK-Anlage nach (2) zu berechnen:

$$\eta_{sub} = \frac{\eta_{el}}{1 - \eta_{th} / \eta_{ref,th}} \qquad (1)$$

mit:

η_{sub}	=	Substitutionswirkungsgrad
η_{el}	=	elektrischer Nutzungsgrad KWK
η_{th}	=	thermischer Nutzungsgrad KWK
$\eta_{ref,th}$	=	Referenzwirkungsgrad Wärmeerzeugung

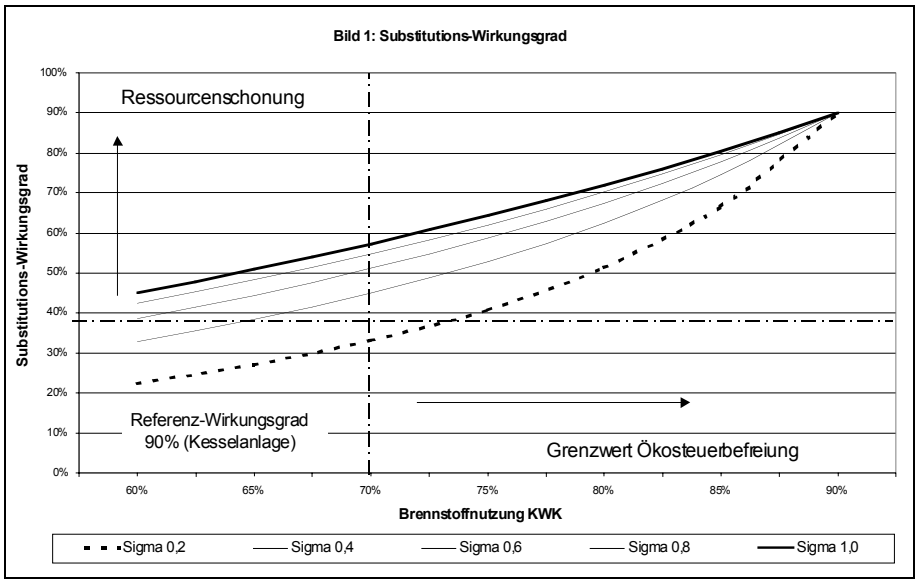
$$W_Z = W_{erz} - \eta_{ref,el} \ (B - \frac{Q_{nutz}}{\eta_{ref,th}}) \qquad (2)$$

mit:

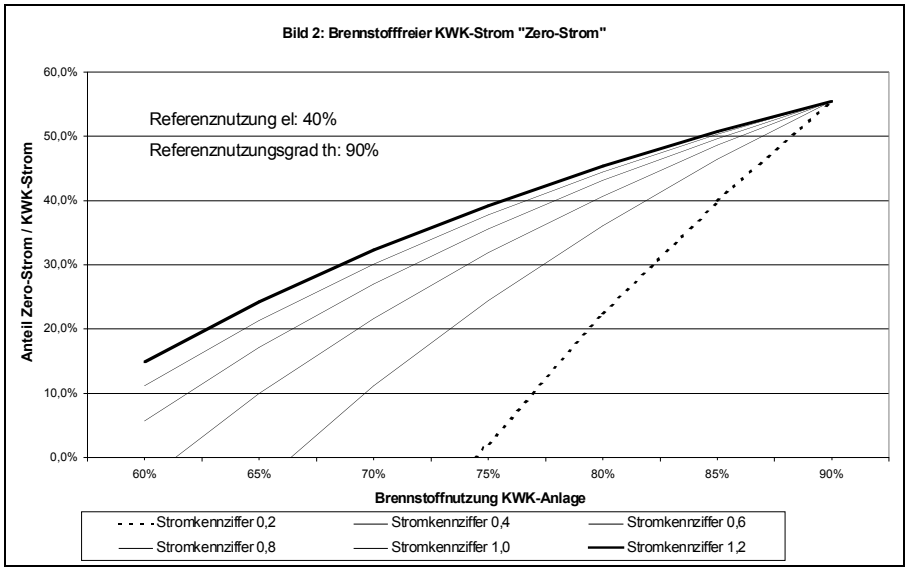
W_Z	=	Brennstofffreier „Zero"-Strom
W_{erz}	=	Erzeugte Strommenge des Gesamtsystems
B	=	Eingesetzte (fossile) Brennstoffmenge
Q_{nutz}	=	Genutze Wärmemenge des Gesamtsystems
$\eta_{ref,th}$	=	Referenznutzungsgrad Wärmeerzeugung
$\eta_{ref,el}$	=	Referenznutzungsgrad Stromerzeugung

Unter Zugrundelegung eines Referenznutzungsgrades für die ungekoppelte Wärmeerzeugung wird die Brennstoffmenge, die im ungekoppelten Prozeß (Heizwerk) für die Erzeugung der Nutzwärme des Heizkraftwerkes erforderlich wäre, errechnet und von der im Heizkraftwerk eingesetzten Brennstoffmenge abgezogen. Mit einem Referenznutzungsgrad für die ungekoppelte Stromerzeugung (Kondensationskraftwerk) wird die mögliche Kond-Stromerzeugung aus der Rest-Brennstoffmenge errechnet und von der tatsächlichen Stromerzeugung des Heizkraftwerkes abgezogen. Der verbleibende restliche Strom ist der durch KWK ohne zusätzlichen Brennstoffeinsatz erzeugte "Zero"-Strom.

Es erscheint sinnvoll, mittlere erreichte Nutzungsgrade (Quotient von Jahresmengen) und nicht Wirkungsgrade (Quotient von Leistungen) als Referenzwerte der ungekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung festzulegen, um Anfahr- und Teillastverluste in die Betrachtung mit einzubeziehen. Weiterhin besteht die Möglichkeit, je eingesetztem Brennstoff unterschiedliche Referenznutzungsgrade anzusetzen, die den jeweiligen mittleren Stand der Technik darstellen. Damit wäre ein vollständig von der Brennstoffwahl unabhängiger Maßstab der Ressourceneffizienz erreicht.



Mit – beispielhaften – Referenz-Nutzungsgraden von 40% für Stromerzeugung und 90% für Wärmeerzeugung ergeben sich für KWK-Anlagen unterschiedlicher Brennstoffnutzung und Stromkennziffer Kennfelder des Substitutionswirkungsgrades (Bild 1) und Anteile brennstofffreien "Zero"-Stromes (Bild 2).



In Bild 1 wird deutlich, dass die Definition von KWK-Strom durch eine Mindest-brennstoffnutzung von 70%, wie vielfach vorgeschlagen, umweltentlastende Anlagen mit einer Stromkennziffer von 1,0 und Brennstoffnutzungsgraden zwischen 60% und 70% außer Acht läßt, obwohl die Anlagen Substitutionswirkungsgrade zwischen 45 und 55% erreichen

und damit zum Klimaschutz beitragen. Dieser Effekt trifft für eine Reihe von großen GuD-Anlagen zu, deren Brennstoffnutzungen im Bereich von 70% liegen.

Legt man die Systemgrenze der vom Betreiber der KWK-Anlage anzugebenden Werte als Netto-Jahresmengen der Stromausspeisung, der Nutzwärme und des Brennstoffes an die äußere Grenze der Gesamtanlage (Zaun des Heizkraftwerkes), ergeben sich folgende Vorteile des vorgenannten Effizienzkriteriums:

- Eine anlagenbezogene Differenzierung von Kondensations- und Gegendruckstrom (KWK-Strom) ist nicht erforderlich. Verminderte Wärmenutzung führt automatisch zu einer rechnerischen Verminderung des Anteils brennstofffreien "Zero"-Stromes.
- Dadurch, dass nur der brennstofffrei erzeugte Strom als förderungswürdig anerkannt wird, entfällt die Notwendigkeit der Angabe fixer Grenzwerte mit den damit einhergehenden unerwünschten Grenzeffekten. Die stetige Abbildung der Ressourceneffizienz durch "Zero"-Strom bewirkt eine stufenlose Anreizwirkung für den Klimaschutz.
- Bei einem Mindest-Brennstoffnutzungsgrad als Kriterium von KWK-Strom könnte die KWK-Begünstigung mißbraucht werden, indem die ungekoppelte Stromerzeugung aus diesen Anlagen gezielt ausgeweitet wird, bis exakt der festgelegte Grenzwert (z.B. 70% Brennstoffnutzung) erreicht wird. Durch die Anwendung des vorgeschlagenen Effizienzkriteriums mit seiner methodenbedingt integrierten Anreizwirkung wird dieser Mißbrauch verhindert.
- Die gewählte Systemgrenze einschließlich der reinen Wärmeerzeugung führt dazu, dass sich die Menge brennstofffreien "Zero"-Stromes durch übertreffen bzw. unterschreiten des Referenznutzungsgrades Wärme rechnerisch erhöht bzw. vermindert. Auf diese Weise entsteht ein sinnvoller Anreiz, die Effizienz des Gesamtsystems zu erhöhen.
- Betriebliche Optimierungen der Effizienz der KWK-Anlage werden im Jahresbezug wirtschaftlich belohnt.
- "Zero"-Strom kann einfach berechnet werden. Es bedarf lediglich der Festlegung von zwei Referenzwerten und der jährlichen Angabe von drei Energiemengen durch den KWK-Betreiber.

Für das diskutierte Quoten/Zertifikate-Modell im Rahmen des KWK-Ausbaugesetzes hätte eine Beschränkung des ankaufpflichtigen Stromes auf den Anteil brennstofffreien "Zero"-Stromes keine systematischen Auswirkungen, da sich der aus dem Zertifikatehandel ergebende geldwerte Umsatz nach wie vor aus dem Verhältnis Angebot / Quote (Nachfrage) und dem zu zahlenden Strafgeld für nicht erfüllte Ankaufpflicht bestimmt.

Aus den aktuell vorliegenden Untersuchungen (AGFW, VIK, VKU) läßt sich abschätzen, dass bei Referenznutzungsgraden von $40\%_{el}$ / $90\%_{th}$ der Anteil "Zero"-Strom etwa 35%-40% des in KWK erzeugten Stromes beträgt. Die in der Diskussion stehenden 6,0 Pf/kWh Strafgeld für KWK-Anlagen-Strom müssten bei der Beschränkung der Quote auf "Zero"-Strom im Verhältnis KWK-Strom/"Zero"-Strom auf ca. 16 Pf/kWh erhöht werden. Das Strafgeld entspricht damit in etwa dem Stromwert erneuerbarer Energie nach EEG.

4.1.5 Vergleich "Zero"-Energie-Konzept / ΔCO_2-Kriterium (Grundvariante)

Im folgenden werden das "Zero"-Energie-Konzept des BET und die Grundvariante des ΔCO_2-Kriteriums des Wuppertal Instituts in Bezug auf

- die Energie- und umweltpolitische Zielrichtung
- die endogenen Anreize zur Verwirklichung der Zielrichtung
- die Transparenz und Akzeptanz
- die Praktikabilität und Transaktionskosten
- die Kompatibilität mit anderen gesetzlichen Regelungen
- die Kalkulationssicherheit und
- den Mißbrauchschutz

miteinander verglichen.

4.1.5.1 Energie- und umweltpolitische Zielrichtung

Die Erhöhung des Anteils der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) an der Stromerzeugung ist kein Selbstzweck. Im Rahmen des KWK-Vorschaltgesetzes beschreibt der Gesetzgeber den Zweck der KWK-Förderung mit dem Interesse an Energieeinsparung und Klimaschutz (§1). Bezogen auf den angestrebten Ausbau der KWK, für die insbesondere Qualitätskriterien notwendig sind, wird er deutlicher und stellt dar, dass ein Ausbaugesetz für die KWK mit Blick auf die Erreichung der nationalen CO_2-Minderungsziele notwendig ist (§7). Wenngleich die Steigerung der Energieeffizienz der primäre Effekt einer verstärkten KWK-Nutzung ist, muß auch der Klimaschutz als zusätzliche Zielgröße für den Ausbau der KWK verstanden werden. Auf der anderen Seite ist ebenso Versorgungssicherheit und damit Diversifizierung des Energiesystems als Ziel der Energiepolitik anzuerkennen. Vor diesem Hintergrund ergeben sich für die beiden hier betrachteten Kriterien unterschiedliche Schwerpunkte.

Das "Zero"-Strom-Bewertungsschema hat zum Ziel, eine möglichst hohe Nutzung der eingesetzten Primärenergie zu erreichen. Die Wahl des Energieeffizienz-Kriteriums wird u. a. damit begründet, dass die Kraft-Wärme-Kopplung in erster Linie ein technisches Konzept zur Brennstoffeinsparung darstellt und eine CO_2-Minderung durch Umstellung des Energieträgers nicht vorangiger Gegenstand eines umweltorientierten KWK-Ausbaus sein sollte. In der Grundvariante des Vorschlags orientiert sich der resultierende "Zero"-Strombetrag an einem Referenzsystem, das den jeweiligen mittleren Stand der Technik repräsentieren soll. Beispielhaft wird dieser mit 40 % für die Seite der Stromerzeugung und 90 % für die Seite der Wärmenbereitstellung angegeben. Bei einer derartigen Festlegung erhalten Anlagen mit einer höheren Gesamtenergie-Effizienz einen höheren Förderbetrag. Dies trifft aus heutiger Sicht besonders auf die effizienten und klimaschonenden Gas-GuD-Heizkraftwerke zu. Mit dem Ausbau dieser KWK-Anlagen kann ein hoher CO_2-Minderungsbeitrag ausgeschöpft werden. Man spricht in diesem Zusammenhang auch von einer doppelten Dividende (höhere Brennstoffausnutzung durch erhöhte Wirkungsgrade und Einsatz spezifisch kohlenstoff-

ärmerer Energieträger). Eine optimale CO_2-Minderung kann demnach besonders effektiv durch den Ausbau von gasbetriebenen KWK-Anlagen erreicht werden. Vor diesem Hintergrund erscheint eine Bevorzugung dieser Anlagen gerechtfertigt.

Insofern enthält das "Zero"-Strom-Kriterium zumindest indirekt einen Anreiz, klimaverträgliche Technologien einzusetzen. Allerdings ist der zusätzliche Anreiz, diese effizienten Anlagen auch noch in Kraft-Wärme-Kopplung einzusetzen vergleichsweise gering, da bereits durch den hohen elektrischen Wirkungsgrad der Anlagen ein hoher "Zero"-Strom-Betrag gewährleistet ist. Abhilfe könnte hier eine brennstoffbezogene Differenzierung der Referenzwerte schaffen, in dem für gasbefeuerte Anlagen von höheren Nutzungsgraden des Referenzsystems ausgegangen wird. Hierdurch würde brennstoffunabhängig ein starker Anreiz zur möglichst weitgehenden Ausschöpfung der KWK-Potenziale entstehen.

Aufgrund der Signifikanz des Klimaschutz-Themas wird die resultierende prozentuale CO_2-Minderung eines KWK-Moduls gegenüber einem ungekoppelten Referenzszenario beim ΔCO_2-Kriterium des Wuppertal Instituts als Entscheidungsgröße gewählt. Durch die Wahl der CO_2-Minderung als Qualitätskriterium werden sowohl die technologischen als auch die brennstoffbedingten Eigenschaften eines KWK-Systems hinsichtlich eines möglichst effizienten Beitrags zum Klimaschutz berücksichtigt. Je größer der Beitrag des zum Einsatz kommenden Systems für den Klimaschutz ist, desto größer ist auch der erreichbare Förderbetrag. Hierdurch entstehen - entsprechend dem "Zero"-Strom-Ansatz - direkte Anreize zu Effizienzsteigerungen als wesentliche Ursachen für erhöhte Klimaschutzbeiträge. Im Vergleich zum "Zero"-Strom-Kriterium erhalten Gas-Heizkraftwerke aufgrund der Brennstoffeigenschaften des eingesetzten Erdgases gegenüber Kohlekraftwerken allerdings relativ gesehen deutlichere Vorteile.

Beim "Zero"-Strom-Konzept ist im Gegensatz zum ΔCO_2-Kriterium die Möglichkeit gegeben, durch brennstoffspezifische Unterscheidungen des Referenzsystems die Anreize zur Installation von Kohle-Heizkraftwerken zu erhöhen. Hierdurch kann auch im Kohlebereich dem Zubau von Kohle-Heizkraftwerken Vorrang gegenüber der Errichtung von Kohle-Kondensationsanlagen eingeräumt werden. Allerdings sind in diesem Fall die resultierenden Anreize für einen Brennstoffwechsel deutlich geringer, so dass dieser im Sinne einer effizienten Klimaschutzstrategie über andere Maßnahmen (z. B. Steuerpolitik) erfolgen muß. Andererseits sind Zweifel angebracht, ob eine hinreichende Diversifikation des Brennstoffmixes im Kraftwerksbereich durch eine Berücksichtigung dieses Aspektes bei der Qualitätsbewertung von KWK-Anlagen realisierbar ist.

Während der Vorteil des ΔCO_2-Kriteriums in dem klaren Bezug zum Klimaschutz liegt und damit auch einen direkten Beitrag dazu leisten kann, den immer wieder aufkommenden Vorbehalte gegenüber der Eignung der KWK als Klimaschutzelement[1] zu begegnen, weist das "Zero"-Energie-Konzept bereits in seiner sich auf den Effizienzgessichtspunkt konzentrierenden Grundkonzeption einen direkteren Bezug zu dem politisch gesetzten Ziel einer Verdopplung der KWK-Strommenge bis zum Jahre 2010 auf. Hierbei muß angemerkt werden, dass sich die dort definierte KWK-Strommenge von der im BET-Konzept gehandelten "Zero"-Strommenge deutlich unterscheidet.

[1] Selbst im KWK-Vorschaltgesetz heißt es in der Begründung zu §7 noch einschränkend „sofern sich die Kraft-Wärme-Kopplung im Rahmen des Klimaschutzprogramms als eine geeignete Technologie erweist“.

4.1.5.2 Endogene Anreize zur Verwirklichung der Zielrichtung

Beim "Zero"-Energie-Konzept hängt die Entscheidung, ob und in welchem Umfang eine KWK-Anlage Strom brennstofffrei ("Zero"-Strom) bereitstellt, von der Wahl des Referenzsystems ab. Diesbezüglich sollen "mittlere erreichte Nutzungsgrade" verwendet werden, wobei in der Formulierung offen bleibt, ob es sich dabei um den mittleren technologischen Stand der installierten ungekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung oder desjenigen der Neuanlagen handelt. Unabhängig davon sollte in jedem Fall eine Dynamisierung des Referenwertes erfolgen, in dem die Bezugsgrößen jährlich dem neuen Anlagenbestand angepaßt werden und dadurch die technologische Weiterentwicklung in diesem Bereich wiederspiegeln. Nur so kann modellendogen ein stetiger Anreiz zur Verbesserung der Kraftwerkssysteme gegeben werden.

Die Referenzwertvorgabe ist aber beim "Zero"-Strom-Konzept eher von eingeschränkter Bedeutung, da es nur den Anfangswert der Förderung bestimmt. Der große Vorteil dieses Konzepts besteht darin, ausgehend von dem durch den Referenzwert vorgegebenen Grenzwert (bei dem die Förderung mit 0 beginnt) zu einer stufenlosen Anreizwirkung zu kommen. Im Gegensatz zu einigen anderen Modellen enthält dieses Konzept keine Sprünge, sondern die Förderung erhöht sich proportional zur erreichten Effizienz der Anlagen. Betriebliche Optimierungen der Effizienz einer KWK-Anlage werden direkt durch einen höheren (handelbaren) "Zero"-Stromanteil im Jahresbezug belohnt.

Beim ΔCO_2-Kriterium erfolgt die Entscheidung, ob und in welchem Umfang eine KWK-Anlage zur CO_2-Minderung beiträgt durch das vorgegebene Referenzszenario. Durch die Festlegung des Referenzszenarios als dem jeweils aktuellen empirisch erfaßbaren Strom- und Wärmebereitstellungsmix ist eine stetige Anpassung / Dynamisierung der Anforderungen gewährleistet. Durch die Unterscheidung zweier wärmeseitiger Referenzszenarien (Niedertemperatur- und Prozeßwärmebereitstellung) wird der unterschiedlichen Situation im Wärmebereich Rechnung getragen. Dies trägt zu einer realitätsnäheren Erfassung des Ausgangszustandes bei.

Auch in dem ΔCO_2-Konzept ist eine stufenlose Anreizwirkung implementiert. Das Modell enthält keine Sprünge, sondern die Förderung erhöht sich proportional zur erreichten CO_2-Minderung der Anlagen. Betriebliche Optimierungen hinsichtlich der CO_2-Emissionen einer KWK-Anlage werden direkt durch einen höheren (handelbaren) Zertifikats-Anteil je Kilowattstunde KWK-Strom im Jahresbezug belohnt.

4.1.5.3 Transparenz / Akzeptanz

Das Zielkriterium "Zero"-Strom als brenstofffrei erzeugte Strommenge ist ein verständlicher Zielwert, welcher trotzdem einerseits aufgrund der Gutschrift-Methode und andererseits aufgrund der neuen Terminologie ein gewisses (technologisches) Verständnis voraussetzt. Nachteilig wirkt sich weiterhin aus, dass die "Zero"-Strommenge immer in Bezug auf einen bestimmten Primärenergieeinsatz im KWK-Modul gesetzt werden muß, damit die Werte vergleichbar sind. Die Transparenz der zu Grunde liegenden Referenzszenarien ist vorbildlich vorhanden, sofern das Referenzszenario auf statistische Daten zurück greift. Andernfalls könnten Diskussionen über die Ausgestaltung des Referenzszenarios erfolgen und daraus ggf.

Akzeptanzprobleme resultieren. Die Berechnungsvorschrift ist transparent, weist aber aufgrund der Einbeziehung des Spitzenkessels und der Gutschrift-Methode eine gewisse Komplexität auf.

Aufgrund des Bezugs auf die Energieeffizienz ist das Zielkriterium nur indirekt abhängig vom eingesetzten Brennstoff. Deshalb ist mit einer Akzeptanzproblematik insbesondere im Bereich der Kohlenutzung kaum zu rechnen. Weiterhin besteht die Möglichkeit, unterschiedliche Referenznutzungsgrade in Bezug auf die verwendeten Brennstoffarten zu definieren. Damit wäre zwar ein von der Brennstoffwahl unabhängiger Maßstab der Ressourceneffizienz erreicht. Die Transparenz und ggf. die Zielführung des Systems würden sich aber durch die größere Anzahl der Referenz-/Bewertungssysteme verschlechtern.

Hinsichtlich der Akzeptanz des Systems erscheint es hingegen problematisch, dass sich die Förderhöhe auf eine gegenüber der Gesamt-KWK-Strommenge geringere "Zero"-Strommenge bezieht. Der spezifische Fördersatz steigt so um den Faktor 2,5 bis 3,0. Aufgrund der in Augen vieler Politiker und Stromverbraucher ohnehin schon hohen Belastungen der Stromerzeugung könnte dies ggf. zu Akzeptanzproblemen führen. Auf der anderen Seite besitzt dieses Konzept den Charme, die KWK-Stromerzeugung durch ihren "Zero"-Stromanteil direkt in Beziehung zu setzen mit der Strombereitstellung aus erneuerbaren Energien. Die Akzeptanz spezifisch höherer Vergütungen für den "Zero"-Strom wird daher ganz entscheidend davon abhängen, inwieweit diese Gleichstellung in der Öffentlichkeit kommunizierbar ist.

Die prozentuale CO_2-Minderung eines KWK-Systems gegenüber einem statistisch belegten Referenzszenario als Zielwert des ΔCO_2-Kriteriums weist eine überaus hohe Transparenz auf und ist auch für den technologischen Laien verständlich. Außerdem wird durch diesen Zielwert ein direkter Bezug zum Klimaschutz hergestellt. Die Transparenz der zu Grunde liegenden Referenzszenarien und der Berechnungsvorschrift ist vorbildlich vorhanden. Weiterhin weisen die Referenzszenarien aufgrund ihres Bezuges auf die jeweils aktuellsten statistischen Daten ein hohes Akzeptanzpotenzial auf.

Durch die Wahl von zwei Referenzsystemen (Niedertemperatur- und Prozeßwärme) wird das System etwas komplexer, was zu einer leichten Beeinträchtigung der Transparenz führt. Insbesondere für KWK-Anlagen, welche sowohl Prozeßwärme als auch Raumwärme bereitstellen, muß daher eine transparente und akzeptable Regelung getroffen werden.

Hinsichtlich der Akzeptanz des Systems erscheint es problematisch, dass sich die Förderhöhe jeweils auf Zertifikatsanteile bezieht, welche in direkter Abhängigkeit zur erreichten CO_2-Minderung stehen. Der spezifische Fördersatz steigt so um einen ähnlichen Faktor wie bei dem "Zero"-Strom-Kriterium. Andererseits ist die handelbare Strommenge identisch mit der tatsächlich bereitgestellten KWK-Strommenge.

4.1.5.4 Praktikabilität/Transaktionskosten

Für beide Verfahren ist im Vergleich zu anderen energiewirtschaftlichen Problemstellungen (z. B. WSchVO) nur eine vergleichsweise einfache Berechnungsvorschrift notwendig. Ebenso sind nur wenige Daten, die ohnehin für die Gewährung der Mineralölsteuernachlässe vorzuweisen sind, meßtechnisch zu erfassen. Die Schulung der zuständigen Behörden dürfte

dementsprechend in beiden Fällen kein grundsätzliches Problem darstellen. Dies gilt selbst für die komplexere Variante des ΔCO_2-Kriteriums (wissenschaftlich korrekte Version), wenn hierfür ein übersichtliches und anwenderfreundliches PC-Programm bereitgestellt wird.

Die beiden Verfahren sollen im Rahmen von neuen Förderkonzepten für die KWK zur Anwendung kommen. Hierfür sind derzeit vor allem Mengenverpflichtungen und Bonus- oder Einspeiseregelungen in der Diskussion. Unabhängig vom letztendlich zur Anwendung kommenden Instrumentarium ist neben der Erfassung der notwendigen Daten für die Berechnung der Effizienz der Anlagen zudem die tatsächlich in KWK erzeugte Strommenge (als Voraussetzung z. B. für die Vergabe von Zertifikaten) zu bestimmen. Dies gilt auch für das "Zero"-Strom-Konzept bei dem die resultierende Höhe des "Zero"-Strom vom gesamten in KWK erzeugten Strom abweicht. Insbesondere in Anlagen mit mehreren Freiheitsgraden (Entnahme-Kondensationsanlagen) ist dies nicht trivial. Ein nützliche Verfahren ist diesbezüglich aber z. B. von der AGFW entwickelt worden und könnte hier zur Anwendung kommen.

Zusätzlich muß beim BET-Vorschlag der "Zero"-Strom-Anteil am gesamten KWK-Strom sowie beim ΔCO_2-Kriterium die durchschnittlich erzielbaren Zertifikatsanteile abgeschätzt werden, um die maximale Förderbasis fest legen zu können. Hierbei ist insbesondere eine Erfassung der technologischen Daten bestehender KWK-Anlagen problematisch, da diesbezüglich wenige verwertbare Statistiken vorliegen.

Entscheidende Bedeutung hinsichtlich der Praktikabilität bestimmter Verfahren kommt auch dem Aufwand staatlicher Behörden (und dem hiermit verbundenen Diskussionsbedarf) bei der Festlegung von bestimmten Vorgaben zu. Aufgrund der linearen Anreizgestaltung beider Qualitätskriterien ist dieser Aufwand vergleichsweise gering. Lediglich die Festlegung eines Referenzszenario beim "Zero"-Strom-Kriterium erfordert einen gewissen (Diskussions-) Aufwand, sofern dieses nicht auf den statistisch erfassten Werten eines real existierenden ungekoppelten Referenzszenarios basiert.

4.1.5.5 Kompatibilität mit anderen gesetzlichen Regelungen

Entscheidend für die Praktikabilität von KWK-Qualitätsbewertungs-Konzepten im Rahmen eines neuen Förderinstrumentes (z. B. Quotenregelung) ist auch die mögliche Einsetzbarkeit dieses Bewertungsprinzips als Grenzwert für die Mineralölsteuerbefreiung von KWK-Anlagen im Rahmen der ökologischen Steuerreform. Dies ist deshalb von besonderer Wichtigkeit, da eine verschiedenartige Kriterienbasis neuer Regelungen und bereits vorhandener Vorgaben (z. B. im Rahmen des Mineralölsteuergesetzes) nicht nur wenig plausibel wäre, sondern bei den Betroffenen auch für einige Verwirrung sorgen dürfte. In Bezug auf diese Kompatibilitäts-Anforderung weist das ΔCO_2-Kriterium aufgrund einer klar definierbaren Mindestanforderung einen Vorteil gegenüber dem "Zero"-Strom-Prinzip auf. Aber auch dort könnte ein mindestens zu erreichende "Zero"-Strom-Menge als Bewertungsgröße implementiert werden. Die Transparenz eines solchen Kriteriums wäre jedoch nicht so herausragend wie die prozentuale CO_2-Mindestminderung des ΔCO_2-Modells.

Das vorgegebene KWK-Verdopplungsziel ist zunächst vor allem eine politische Willenserklärung. Zwar läßt es sich im Rahmen von Szenarioanalysen auch wissenschaftlich

begründen, doch muß der Beitrag, den die KWK zur Minderung der treibhausrelevanten Spurengase innerhalb der Verpflichtungen, welche die Bundesrepublik Deutschland im Rahmen des Kyoto-Protokolls eingegangen ist, leisten muß, noch detaillierter spezifiziert werden. Denkbar erscheint in diesem Zusammenhang mittelfristig auch der Übergang auf ein CO_2-Quoten-/Zertifikatssystem. Die Kompatibilität des ΔCO_2-Konzeptes ist in diesem Rahmen evident, während das "Zero"-Strom-Prinzip in diesem Zusammenhang nicht ohne Umrechnungsverfahren (von "Zero"-Strom auf CO_2) auskommt.

Ohnehin ist in Bezug auf die zunehmende Bedeutung des Klimaschutzes denkbar, dass zukünftig universell einsetzbare Effizienzkriterien benötigt werden. Sowohl das "Zero"-Strom-Konzept als auch das ΔCO_2-Kriterium könnten dabei ohne weiteres über die Kraft-Wärme-Kopplung hinaus auf andere Technologien erweitert und diese hierüber miteinander in Beziehung gesetzt werden. Vorteilhaft wirkt sich hier die implementierte lineare, stufenlose Staffelung der resultierenden Förderhöhe aus, die dabei als Vergleichsmaßstab im Rahmen der Bewertung einzelner Technologien dienen kann. Die Vergleichsgröße zwischen den Technologien ist demnach hier der resultierende spezifische CO_2-Minderungsbeitrag (ΔCO_2-Kriterium), während beim "Zero"-Strom-Konzept die "Zero"-Strommengen in Bezug auf eine bestimmte Endenergie-Bereitstellung miteinander in Beziehung gesetzt werden. Demnach weist das ΔCO_2-Kriterium einen nachvollziehbareren Bezug zum Zielwert "Klimaschutz" auf.

4.1.5.6 Kalkulationssicherheit

Das "Zero"-Strom-Prinzip weist in der Grundversion keinen dynamischen Grenzwert auf, welcher die zukünftige Entwicklung der Rahmenbedingungen berücksichtigt. Für Investoren liegen die Randbedingungen damit für die gesamte Betriebszeit fest. Hinreichende Kalkulierbarkeit besteht auch hinsichtlich der Gewißheit, dass Optimierungen im Verlauf der Betriebszeit der Anlagen sich auch in bezug auf die erzielbare Förderhöhe positiv auswirken.

Aus Sicht des Staates ist die Kalkulationssicherheit über die mit dem Konzept verfolgten Ziele (Effizienzsteigerung, Beitrag zum Klimaschutz) allerdings eher geringer, da Anpassungen an sich verändernde Ausgangsbedingungen (z. B. in die Richtung einer Verringerung der Kohlenstoffintensität der ungekopplten Stromerzeugung) in der Grundvariante des Systems zunächst nicht vorgesehen sind. Eine Dynamisierung scheint im Rahmen des "Zero"-Strom-Konzepts deshalb dringend geboten. In diesem Fall wird jedoch die wirtschaftliche Kalkulierbarkeit für die Investoren schwerer abschätzbar.

Das ΔCO_2-Kriterium weist aufgrund der Ausrichtung des vorgegebenen CO_2-Mindest-minderungsgrades an der realen Entwicklung des ungekoppelten Systems für den Staat eine hohe Kalkulationssicherheit auf. Andererseits bereitet die daraus resultierende Entwicklung des Referenzszenarios den Investoren eine gewisse Kalkulationsunsicherheit im Laufe der Anlagen-Betriebszeit. Dagegen besteht eine hinreichende Kalkulierbarkeit hinsichtlich der Gewißheit, dass Optimierungen im Verlauf der Betriebszeit der Anlagen sich auch in bezug auf die erzielbare Förderhöhe positiv auswirken.

4.1.5.7 Mißbrauchschutz

Die Wahl der Nutzungsgrade in beiden betrachteten Varianten als Vergleichsgrundlage führen gegenüber der Verwendung der Wirkungsgrade einerseits zu einer realen Abbildung der tatsächlichen Anlagenkonfiguration und dadurch auch zu einem hohen Mißbrauchschutz, implizieren aber andererseits einen größeren verwaltungs- und meßtechnischen Aufwand. Neben der bereits für die im Rahmen der Ökologischen Steuerreform angelegten Steuerbefreiung im Gas- und Mineralölbereich notwendigen getrennten Erfassung des Primärenergieeinsatzes beim KWK-Aggregat und dem Spitzenkessel müssen zusätzlich Wärmemengenzähler zur Erfassung der bereitgestellten Nutzwärme installiert werden. Außerdem wird ein Stromzähler für die Dokumentation der im KWK-Aggregat bereitgestellten Strommenge benötigt (Abbildung 4-5). Bei der Verwendung verblombter Zähler dürften die Mißbrauchsmöglichkeiten diesbezüglich vergleichsweise gering zu sein.

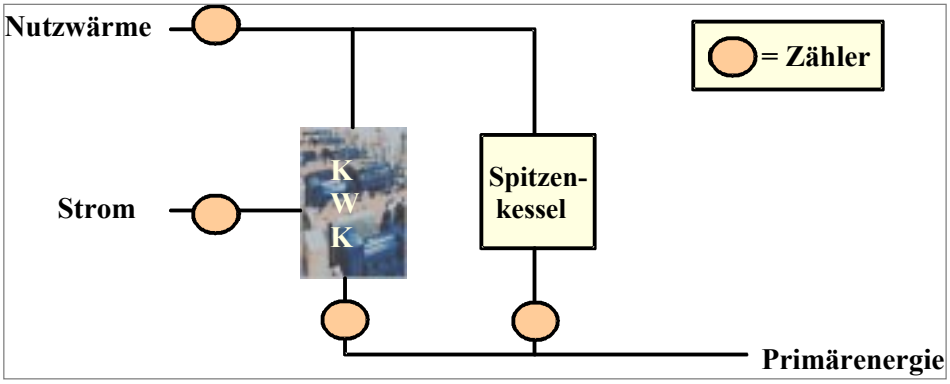


Abbildung 4-5: Meßtechnischer Aufwand zur Überwachung der KWK-Anlagen

Im Bereich der steinkohlebetriebenen Anlagen muß die Steinkohlemenge erfasst werden. Hier besteht ggf. die Möglichkeit durch geringere, in der Regel nicht nachprüfbare, Mengenangaben den Nutzungsgrad der Anlage nach oben zu manipulieren.

Insgesamt kann der Mißbrauchschutz - gerade auch im Vergleich zu den diesbezüglich deutlich problematischeren einwertigen Kriterien - bei beiden Konzepten als sehr gut bezeichnet werden.

Um die jeweiligen Regelungen auf alle KWK-Anlagen anwenden zu können, wird empfohlen sich bezüglich der KWK-Definition in beiden Modellen an den Vorschlägen der Arbeitsgemeinschaft Fernwärme (AGFW) zu orientieren, die zwar komplex aber eindeutig sind und Mißbrauchsmöglichkeiten bezüglich der Definition der Systemgrenzen einschränken.

4.1.6 Modifikation des ΔCO_2-Kriteriums - das ΔPE-Kriterium

Im folgenden wird eine Modifikation der Grundvariante des ΔCO_2-Kriteriums vorgestellt und bewertet. Dabei handelt es sich um das Δ Primärenergie - Kriterium (kurz: ΔPE-Kriterium).

Die Methodik und das Prinzip dieses Qualitätkriteriums ist absolut identisch mit der Methodik und dem Prinzip des ΔCO_2-Kriteriums. Der große Unterschied besteht darin, dass nicht die CO_2-Emissionen der KWK-Anlage und des ungekoppelten Vergleichssystems verglichen werden, sondern die eingesetzten Primärenergiemengen des KWK-System und des ungekoppelten Referenzszenarios.

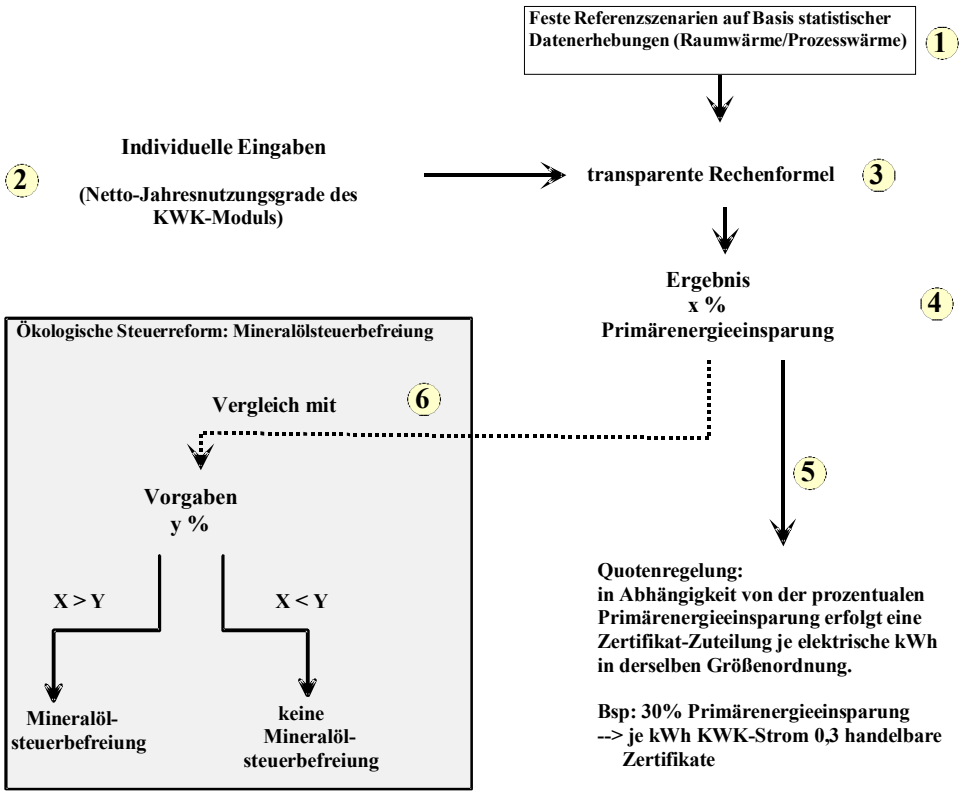


Abbildung 4-6: Prinzipskizze des ΔPE-Kriteriums

Die erreichbare CO_2-Minderung einer Kraft-Wärme-Kopplung ist einerseits technologiebedingt andererseits abhängig von dem eingesetzten Primärenergieträger. Einige Studien gehen davon aus, dass die brennstoffabhängige Komponente einen größeren Stellenwert ein nimmt. Darin zeigt sich auch eine gewisse Problematik des ΔCO_2-Kriteriums. Aufgrund der bereits hohen CO_2-Minderungen durch den Erdgaseinsatzes fallen die Unterscheidungen hinsichtlich der Energieeffizienz eines gasbefeuerten KWK-Systems nicht in dem Maße in Gewicht, wie dies beim ΔPE-Kriterium der Fall ist. Andererseits wird dadurch nachhaltig eine Veränderung des Primärenergieeinsatzes gefördert.

Beim ΔPE-Kriterium werden lediglich die technologischen Kennwerte (Nettonutzungsgrade) des KWK-Moduls mit den Nutzungsgraden des ungekoppelten Referenzszenario verglichen. Im Raumwärmebereich erfolgt der Vergleich nach Tabelle 4-10 mit einem durchschnittlichen stromseitigen Nutzungsgrad von 38,2% sowie einem angenommenen wärmeseitigen

Nutzungsgrad von 85%. Tabelle 4-17 vergleicht die Ergebnisse des ΔCO_2-Kriteriums mit den Ergebnissen des ΔPE-Kriteriums.

Tabelle 4-17: Vergleich der Ergebnisse des ΔCO_2-Kriteriums mit den Ergebnissen des ΔPE-Kriteriums (Grundvariante)

	ΔCO_2 beim Vergleich mit dem derzeitigen ungekoppelten System	ΔPE beim Vergleich mit dem derzeitigen ungekoppelten System
Gasmotor 14 kW_{el} ξ_{ges}: 89% ξ_{el}: 28%	**51% CO_2-Minderung**	**31% Primärenergie-Einsparung**
Gasmotor 200 kW_{el} ξ_{ges}: 85% ξ_{el}: 34%	**53% CO_2-Minderung**	**33% Primärenergie-Einsparung**
Gasmotor 1000 kW_{el} ξ_{ges}: 85% ξ_{el}: 37%	**55% CO_2-Minderung**	**35% Primärenergie-Einsparung**
Dieselmotor 300 kW_{el} ξ_{ges}: 84% ξ_{el}: 37%	**41% CO_2-Minderung**	**34% Primärenergie-Einsparung**
Gasmotor 2717 kW_{el} ξ_{ges}: 82% ξ_{el}: 40%	**55% CO_2-Minderung**	**35% Primärenergie-Einsparung**
GUD-KWK 20 MW_{el} ξ_{ges}: 86% ξ_{el}: 42%	**57% CO_2-Minderung**	**38% Primärenergie-Einsparung**
Steinkohle-HKW (150 MW_{el}) ξ_{ges}: 84% ξ_{el}: 32%	**21% CO_2-Minderung**	**31% Primärenergie-Einsparung**

Derzeitiges ungekoppeltes System:
- Mix der Steinkohle-, Erdöl- und Ergasbefeuerten Kondensationskraftwerke (Stand 1998)
- Bestehende Etagen- und Zentralheizungsstruktur (Stand 1998) mit einem Nutzungsgrad von 85%

Dabei fällt auf, dass die Primärenergie-Einsparungen aller gasbetriebenen KWK-Anlagen um rund 20 Prozentpunkte unterhalb der prozentualen CO_2-Minderungen angesiedelt sind. Dagegen fallen die Differenzen zwischen den prozentualen Kohlendioxid- und Primärenergie-Einsparungen bei KWK-Anlagen mit leichtem Heizöl deutlich geringer aus. Lediglich 13 Prozentpunkte beträgt hier der Unterschied. Bei modernen Steinkohle-Heizkraftwerken ist die realisierbare Primärenergie-Einsparungen gegenüber dem derzeitigen ungekoppelten Referenzsystem sogar um 10 Prozentpunkte höher als die erreichbare CO_2-Minderung.

Wie bereits zu Beginn dieses Kapitels erwähnt, besteht das ausschließliche Ziel des ΔPE-Kriteriums in einer möglichst effizienten Nutzung der eingesetzten Primärenergie. Hinsichtlich endogener Anreize in Bezug auf die Verwirklichung dieser Zielrichtung ist das ΔPE-Kriterium hervorragend geeignet. Durch die methodenbedingt implementierte stufenlose Anreizwirkung wird eine Effizienzsteigerung durch ein höheren spezifischen Zertifikatsanteil vergütet. Dadurch ist ein unmittelbarer Anreiz gegeben, möglichst klimaverträgliche Technologien einzusetzen. Durch den Wegfall des brennstoffbedingten CO_2-MinderungsPotenzials ist das ΔPE-Kriterium im Bereich des Klimaschutzes allerdings nicht so zielführend wie das ΔCO_2-Kriterium. Andererseits werden Unterschiede in der Effizienz von KWK-Anlagen deutlicher hervorgehoben.

Der Grundvariante des ΔPE-Kriteriums liegt folgende Formel zu Grunde:

$$\left(\frac{B_{KWK}}{B_{KWK} * \zeta_{th\,KWK} / \zeta_{RZWärme} + B_{KWK} * \zeta_{elKWK} / \zeta_{RZStrom}} - 1 \right) * 100\ \%$$

B_{KWK}	Eingesetzte Primärenergiemenge im KWK-Aggregat [kWh]
$\zeta_{RZWärme}$	Thermischer Nettonutzungsgrad des Referenzsystem [%]
$\zeta_{RZStrom}$	Elektrischer Nettonutzungsgrad des Referenzsystems [%]
ζ_{elKWK}	Elektrischer Nettonutzungsgrad des KWK-Aggregates [%]
$\zeta_{th\,KWK}$	Thermischer Nettonutzungsgrad des KWK-Aggregates [%]
Ergebnis	Prozentualer Unterschied der CO_2-Emissionen eines KWK-Moduls gegenüber einem Referenzszenario

Die Rechenvorschrift für die Grundvariante des ΔPE-Kriteriums ist mindestens ebenso praktikabel und transparent wie die Formel zur Berechnung der prozentualen CO_2-Minderung eines KWK-Moduls gegenüber einem ungekoppelten Vergleichssystem. Durch den Wegfall eines festen Grenzwertes und dem Vergleich mit einem statistisch determinierten Referenzszenario ist eine hohe Praktikabilität vorhanden. Außerdem erweist sich das ΔPE-Kriterium ebenso kompatibel hinsichtlich der Einsetzbarkeit dieses Bewertungsprinzips als Grenzwert für die Mineralölsteuerbefreiung im Rahmen der ökologischen Steuerreform wie das ΔCO_2-Kriterium. Ein möglicher Grenzwert wäre z. B. eine Mindest-Primärenergie-einsparung von 25% gegenüber dem ungekoppelten Referenzszenario.

Das ΔPE-Kriterium weist eine mindestens genau so große Transparenz wie das ΔCO_2-Kriterium auf. Im Bereich der Akzeptanz besitzt das ΔPE-Kriterium jedoch zumindest betreiberseitig deutliche Vorteile, da insbesondere kohlebefeuerte Anlagen keine gravierend schlechteren Werte in Bezug auf eine erzielbare prozentuale Minderung aufweisen.

Die Kalkulationssicherheit sowie der Mißbrauchschutz ist identisch einzuschätzen wie die zuvor gemachten Äußerungen über das ΔCO_2-Kriterium.

4.1.7 Praxisrelevanz der Qualitätskriterien

Um die Auswirkungen der verschiedenen Qualitätskriterien abschätzen zu können, werden im folgenden Kapitel einige bestehende sowie einige Neuanlagen anhand der zuvor vorgestellten Qualitätskriterien bewertet. Außerdem wird das Verhalten der verschiedenen Methoden in bezug auf Grenz- und Mißbrauchsfälle sowie hinsichtlich der Anreizwirkungen auf eine höhere Energieeffizienz und CO_2-Minderung untersucht.

4.1.7.1 Anwendung der Kriterien für bestehende KWK-Anlagen

In Tabelle 4-18 werden die wichtigsten Daten einiger bestehender KWK-Anlagen beispielhaft vorgestellt.

Tabelle 4-18: Übersicht über die Daten ausgewählter bestehender KWK-Anlagen

GuD-HKW Berlin Mitte 380 MW_{el} 360 MW_{th}	Inbetriebnahme:	1999
	Technologie:	Gas- und Dampfturbinenanlage (GuD)
	Primärenergieträger:	Erdgas
	Gesamtnutzungsgrad:	87%
	Elektrischer Nutzungsgrad:	46%
Braunkohle-Kraftwerk Schwarze Pumpe 1.600 MW_{el} 120 MW_{th}	Inbetriebnahme:	1998
	Technologie:	
	Primärenergieträger:	Braunkohle
	Gesamtnutzungsgrad:	53%
	Elektrischer Nutzungsgrad:	40%
Steinkohle-Heizkraftwerk Altbach Block 5 380 MW_{el} 360 MW_{th}	Inbetriebnahme:	1994
	Technologie:	
	Primärenergieträger:	Steinkohle
	Gesamtnutzungsgrad:	61%
	Elektrischer Nutzungsgrad:	35%
Heizkraftwerk Heilbronn Block 7 380 MW_{el} 360 MW_{th}	Inbetriebnahme:	1985
	Technologie:	
	Primärenergieträger:	Steinkohle
	Gesamtnutzungsgrad:	49%
	Elektrischer Nutzungsgrad:	35%
Motor-Heizkraftwerk Ludwigshafen 1,6 MW_{el} 1,56 MW_{th}	Inbetriebnahme:	1982
	Technologie:	Dual-Fuel-Motor (Zündstrahlmotor)
	Primärenergieträger:	Erdgas / leichtes Heizöl
	Gesamtnutzungsgrad:	73%
	Elektrischer Nutzungsgrad:	37%
Motorenanlage Uelzen 0,2 MW_{el} 0,33 MW_{th}	Inbetriebnahme:	1985
	Technologie:	Otto-Gasmotor
	Primärenergieträger:	Erdgas
	Gesamtnutzungsgrad:	88%
	Elektrischer Nutzungsgrad:	33%

Bei den kohlebetriebenen Anlagen wurde nach der AGFW-Methode die Nutzungsgrade der sogenannten Gegendruck-Scheibe übernommen, welche die technologischen Daten für den KWK-Betrieb dieser Anlagen repräsentiert. Die KWK-Anlagen werden anhand der in diesem Kapitel vorgestellten sieben Qualitätskriterien bewertet (siehe Tabelle 4-19).

Tabelle 4-19: Qualitätsbewertung bestehender KWK-Anlagen

	GuD-HKW Berlin Mitte	KW Schwarze Pumpe	HKW Altbach	HKW Heilbronn	Motor-Heizkraftwerk Ludwigshafen	Motorenanlage Uelzen
Gesamtnutzungsgrad (gefordert: 70%)	87%	53%	61%	49%	73%	88%
Stromkennzahl (gefordert: 0,4)	1,12	3,07	1,34	2,5	1,02	0,6
Kombination Nutzungsgrad / Stromkennzahl	erfüllt	nicht erfüllt	nicht erfüllt	nicht erfüllt	erfüllt	erfüllt
KWK-Wirkungsgrad (gefordert: 60%)	84%	46%	49%	41%	61%	84%
"Zero"-Strom-Menge in kWh bezogen auf 100 kWh Primärenergieeinsatz beim KWK-Modul	23,9	5,6	6,3	1,1	13	17
ΔCO_2	60%	< 0%	9%	< 0%	49%	55%
ΔPE	41%	17%	19%	8%	29%	34%

Bis auf die untersuchten KWK-Anlagen, welche auch im Kondensationsbetrieb gefahren werden, übertreffen alle Anlagen den geforderten Mindestnutzungsgrad von 70%. Das Stromkennzahl-Kriterium wird von allen untersuchten Anlagen übertroffen. Dementsprechend führt die Nichterfüllung des Nutzungsgrad-Kriteriums zum Ausschluß dieser drei Anlagen bei der Kriterienkombination Nutzungsgrad/Stromkennzahl. Die hohen Bedingungen des KWK-Wirkungsgrades werden ebenfalls von den drei Anlagen, welche primär für einen Kondensationsbetrieb ausgelegt wurden, nicht erfüllt.

Die Bandbreite der Ergebnisse bei den Qualitätskriterien, welche ohne einen festen Grenzwert aus kommen, reichen von 1,1 kWh bis 23,9 kWh beim "Zero"-Strom-Kriterium, von weniger als 0% bis 60% beim ΔCO_2-Kriterium sowie von 8% bis 41% beim ΔPE-Kriterium. Dabei ist die Reihenfolge der KWK-Anlagen innerhalb der Qualitätskriterien hinsichtlich ihrer "Zero"-Strommenge bzw. Prozentwerte identisch. Deutlich wird auch, dass eine CO_2-Minderung durch kohlebetriebene Anlagen nur realisiert werden kann, wenn gleichzeitig ein hoher Gesamtnutzungsgrad sowie ein guter elektrische Wirkungsgrad vorhanden sind.

4.1.7.2 Anwendung der Kriterien für neue KWK-Anlagen

In der Tabelle 4-20 werden die technologischen Daten einiger beispielhaft ausgewählter moderner KWK-Anlagen auf geführt.

Tabelle 4-20: Übersicht über die technologischen Daten modernen KWK-Anlagen

KWK-Technologie	elektr. Leistung	Gesamtnutzungsgrad	elektr. Nutzungsgrad
Gasmotor	**14 kW_{el}**	**89%**	**28%**
Gasmotor	**200 kW_{el}**	**85%**	**34%**
Gasmotor	**1000 kW_{el}**	**85%**	**37%**
Gasmotor	**2717 kW_{el}**	**82%**	**40%**
Heizöl-Dieselmotor	**300 kW_{el}**	**84%**	**37%**
GuD-Gegendruck-KWK	**20 MW_{el}**	**86%**	**42%**
Steinkohle-KWK	**150 MW_{el}**	**84%**	**32%**

Anhand der sieben vorgestellten Qualitätskriterien werden diese KWK-Anlagen bewertet (siehe Tabelle 4-21).

Tabelle 4-21: Qualitätsbewertung moderner KWK-Anlagen

	Gasmotor 14 kW_{el}	Gasmotor 200 kW_{el}	Gasmotor 1.000 kW_{el}	Gasmotor 2.717 kW_{el}	Heizöl-Dieselmotor 300 kW_{el}	GuD-Gegendruck-KWK 20 MW_{el}	Steinkohle-KWK 150 MW_{el}
Gesamtnutzungsgrad (gefordert: 70%)	89%	85%	85%	82%	84%	86%	84%
Stromkennzahl (gefordert: 0,4)	0,45	0,66	0,77	0,95	0,78	0,95	0,61
Kombination Nutzungsgrad / Stromkennzahl	erfüllt	erfüllt	erfüllt	erfüllt	erfüllt	erfüllt	erfüllt
KWK-Wirkungsgrad (gefordert: 60%)	86%	78%	79%	75%	77%	82%	75%
"Zero"-Strom-Menge in kWh bezogen auf 100 kWh Primärenergieeinsatz beim KWK-Modul	14,9	16,7	18,1	18,4	17,8	21,4	15,1
ΔCO_2	52%	54%	56%	56%	42%	58%	22%
ΔPE	32%	33%	35%	36%	35%	39%	32%

Moderne KWK-Anlagen erfüllen deutlich die geforderten Grenzwerte. Die Bandbreite der erzielten Prozentwerte bei den drei Qualitätskriterien, welche ohne festen Grenzwert aus kommen, sind insbesondere beim ΔPE-Kriterium mit 32% bis 39% aber auch beim "Zero"-Strom-Kriterium mit 14,9 kWh bis 21,4 kWh sehr schmal. Lediglich das Band der ermittelten Werte beim ΔCO_2-Kriterium weist aufgrund der brennstoffbedingten CO_2-Emissionen beim Heizöl-Dieselmotor (42% CO_2-Minderung) sowie dem Steinkohle-HKW (22 % CO_2-Minderung) eine größere Breite auf, welche bis zu 58% CO_2-Minderung (GuD-Kraftwerk) reicht.

4.1.7.3 Grenz- und Mißbrauchsfälle / Anreizwirkungen

Von besonderer Wichtigkeit ist das Verhalten der Qualitätsriterien bei Grenz- und Missbrauchsfällen. Im folgenden wird dieses anhand von zwei Beispielen untersucht. Außerdem werden die drei Qualtitätskriterien, welche im Rahmen einer Quotenregelung eine dynamische Qualitätsbewertung mit unterschiedlich hohen handelbaren Zertifikatsanteilen je Kilowattstunde KWK-Strom ermöglichen, auf ihr Verhalten gegenüber effizienzsteigernde Maßnahmen und einen Wechsel auf einen kohlensoffärmeren Primärenergieträger untersucht.

Beispiel 1: KWK-System mit Notkühler

Ein KWK-System (ζ_{el} 40%, ζ_{th} 45%) wird mit einem Notkühler ausgestattet, um im Rahmen der Bestimmungen des KWK-Vorschaltgesetzes eine möglichst große "KWK"-Strommenge in das öffentliche Netz einspeisen zu können und hierfür den festgeschriebenen Bonus zu erhalten (siehe Exkurs "Regelungen des KWK-Vorschaltgesetzes"). Um die vollständige Mineralölsteuerbefreiung nicht zu gefährden, wird lediglich so viel Wärme über die Hilfskühler geleitet, dass der 70%-Nutzungsgrad noch erreicht wird. In diesem Fall kann aufgrund der deutlich höheren Vollbenutzungsstunden-Anzahl angenommen werden, dass nahezu der ganze Wärmebedarf durch die KWK-Anlage bereitgestellt wird (siehe Tabelle 4-18).

Tabelle 4-18: Daten des KWK-Systems (mit/ohne Notkühler)

KWK-System ohne Notkühler ζ_{el} 40% ζ_{th} 45% 70% Wärmebereitstellung durch KWK-Anlage und 30% durch Spitzenkessel (ζ_{th} 90%)	KWK-System mit Notkühler ζ_{el} 40% ζ_{th} 30% 100% Wärmebereitstellung durch KWK-Anlage
Stromkennzahl: 0,88 (erfüllt)	Stromkennzahl: 1,33 (erfüllt)
Nutzungsgrad: 85% (erfüllt)	Nutzungsgrad: 70% (erfüllt)
Stromkennzahl-/Nutzungsgrad erfüllt	Stromkennzahl-/Nutzungsgrad erfüllt
KWK-Wirkungsgrad: 80% (erfüllt)	KWK-Wirkungsgrad: 60% (erfüllt)
"Zero"-Strommenge[2]: 20 kWh	"Zero"-Strommenge[12]: 13,2 kWh
ΔCO_2: 57% (0,57 Zertifikate)	ΔCO_2: 52% (0,51 Zertifikate)
ΔPE: 37% (0,37 Zertifikate)	ΔPE: 29% (0,29 Zertifikate)

Alle Kriterien, welche als Entscheidungsgrundlage eine "Ja oder Nein"-Entscheidung verlangen (Stromkennzahl-, Nutzungsgrad-, KWK-Wirkungsgrad-Kriterium), reagieren auf die Nutzung von Hilfskühlern nicht mit einer Statusveränderung. Das ΔCO_2-Kriterium reagiert geringfügig und das ΔPE-Kriterium etwas deutlicher auf die veränderten Verhältnisse. In beiden Fällen würde die KWK-Anlage mit Hilfskühlern zwischen 9% (ΔCO_2-Kriterium) und 22% (ΔPE-Kriterium) weniger Zertifikatsanteile erhalten. Am deutlichsten reagiert jedoch das "Zero"-Strom-Kriterium auf die veränderte Ausgangslage. Die "Zero"-Strommenge sinkt um 34%.

[2] bezogen auf 100 kWh Primärenergieeinsatz beim KWK-Modul

Beispiel 2: Kessel mit ineffizienter Dampfturbine

Aufgrund der 70%-Nutzungsgrad-Regelung des Mineralölsteuergesetzes besteht die Möglichkeit, eine Kesselanlage durch Zuschalten einer (älteren) Dampfturbine als KWK-Anlage zu deklarieren und den Brennstoffeinsatz von der Mineralölsteuer vollständig befreien zu lassen.

In dem hier behandelten Beispiel soll die dadurch entstehende Dampfturbinen-KWK-Anlage einen elektrischen Nutzungsgrad von 10% und einen Gesamtnutzungsgrad von 80% aufweisen. Die Anlage sei gasbefeuert.

Tabelle 4-19: Daten eines beispielhaften KWK-Systems (Kessel mit Dampfturbine)

KWK-System (Kessel mit Dampfturbine) ζ_{el} 10% ζ_{th} 70%
Stromkennzahl: 0,14 (nicht erfüllt)
Nutzungsgrad: 80% (erfüllt)
Stromkennzahl/Nutzungsgrad nicht erfüllt
KWK-Wirkungsgrad: 45% (nicht erfüllt)
"Zero"-Strommenge[3]: 1,1 kWh
ΔCO_2: 33% (0,33 Zertifikate)
ΔPE: 8% (0,08 Zertifikate)

Während das Nutzungsgrad-Kriterium deutlich erfüllt wird, erreicht die KWK-Anlage die geforderte Mindest-Stromkennzahl von 0,4 nicht. Dadurch wird auch das kombinierte Stromkennzahl-/Nutzungsgrad-Kriterium nicht erfüllt. Auch der für die Dampfturbinen-Anlage berechnete KWK-Wirkungsgrad erfüllt die Mindestbedingungen (60%) nicht.

Aufgrund des geringeren elektrischen Nutzungsgrades weist diese KWK-Anlage eine für gasbetriebene KWK-Anlagen sehr niedrige CO_2-Minderung von 33% auf. Noch deutlicher reagiert das ΔPE-Kriterium auf diesen Sachverhalt. Lediglich eine Primärenergieeinsparung von 8% wird detektiert. Auch die "Zero"-Strommenge fällt mit 1,1 kWh je 100 kWh Primärenergieeinsatz beim KWK-Modul gering aus.

An diesen Beispielen wird eine Problematik deutlich, welche im Zusammenhang mit dem ΔCO_2-Kriterium auf tritt. Weil die brennstoffspezifischen CO_2-Emissionen eine große Bedeutung auf die gesamte CO_2-Minderungsrate eines KWK-Systems besitzen, führen technologische Unterschiede insbesondere bei gasbetriebenen KWK-Anlagen nur zu relativ geringfügigen Auswirkungen auf die erzielbare CO_2-Minderung. Die Abbildungsschärfe dieses KWK-Kriteriums innerhalb der gasbetriebenen KWK-Anlagen wird durch den brennstoffbedingten CO_2-Minderungsanteil sozusagen "verwässert" (siehe auch Beispiel 3). Andererseits wird durch das ΔCO_2-Kriterium eine nachhaltige Anreizwirkung für einen Umstieg auf einen spezifisch kohlenstoffärmeren Brennstoff erzielt (siehe Beispiel 4).

[3] bezogen auf 100 kWh Primärenergieeinsatz beim KWK-Modul

Beispiel 3: Effizienzsteigernde Maßnahmen

Aufgrund der direkten Abhängigkeit der handelbaren Zertifikatsanteils-Höhe von der relativen CO_2-Minderung (ΔCO_2-Kriterium) bzw. der relativen Primärenergieeinsparung (ΔPE-Kriterium) der KWK-Anlage gegenüber einem ungekoppelten Referenzszenario bzw. der handelbaren "Zero"-Strommenge ("Zero"-Strom-Kriterium) wird eine Anreizwirkung geschaffen, die Kraft-Wärme-Kopplung hinsichtlich der CO_2-Emissionen bzw. der Energieeffizienz zu optimieren. Daraus resultieren in erster Linie Bemühungen, die eingesetzte Primärenergie möglichst effizient innerhalb der KWK-Anlage zu nutzen. Das ΔCO_2-Kriterium impliziert darüber hinaus auch direkte Anreize zu einem Umstieg auf einen Brennstoff mit spezifisch geringeren CO_2-Emisionen.

Im folgenden wird die Anreizwirkung hinsichtlich einer effizienten Energienutzung anhand eines realen Beispiels (Einbau eines zweiten Wärmetauschers zur Brennwertnutzung des Abgases) erläutert. Durch den Einbau eines zusätzlichen Abgaswärmetauschers zur Brennwertnutzung kann die bereitgestellte Wärmemenge bei gleichem Primärenergieeinsatz um 5-15% erhöht werden. Bei einem modernen Gasmotor mit 200 kW_{el} bedeutet dies, dass der thermische Nutzungsgrad von 51% auf 56% steigt (siehe Tabelle 4-20).

Tabelle 4-20: Daten einer KWK-Anlage mit und ohne Brennwertnutzung

	Gasmotor ohne Brennwertnutzung	Gasmotor mit Brennwertnutzung
Elektrischer Nutzungsgrad ζ_{el}	34%	34%
Thermischer Nutzungsgrad ζ_{th}	51%	56%
Anteil der Wärmebereitstellung des KWK-Systems hinsichtlich des gesamten Wärmebedarfs	70%	80%
ΔCO_2 gegenüber derzeitigem Referenzszenario	54%	56%
ΔPE gegenüber derzeitigem Referenzszenario	33%	36%
"Zero"-Strommenge bezogen auf 100 kWh Primärenergieeinsatz beim KWK-Modul	16,7 kWh	18,7 kWh

Wie bereits im vorangegangenen Beispiel erläutert, leidet die Abbildungsschärfe des ΔCO_2-Kriteriums innerhalb der gasbetriebenen KWK-Anlagen aufgrund der Bedeutung des brennstoffbedingten CO_2-Minderungsanteils. In diesem Beispiel steigt die CO_2-Minderung aufgrund der effizienten Brennwerttechnik lediglich um 4% an. Deutlicher reagiert das ΔPE-Kriterium mit einem Anstieg um 9% sowie das "Zero"-Strom-Kriterium, dessen "Zero"-Strommenge sich aufgrund der Brennwertnutzung um 12% erhöht.

Beispiel 4: CO_2-Minderung durch Primärenergiewechsel

In diesem Beispiel wird der Fall angenommen, dass ein (älteres) steinkohlebefeuertes Dampfturbinen-Heizkraftwerk durch eine Gasmotorenanlage ersetzt wird.

Tabelle 4-21: Daten eines Dampfturbinen Heizkraftwerkes gegenüber einem modernen Gasmotor

	Steinkohle DT-HKW	Gasmotor 2.700 kW_{el}
Elektrischer Nutzungsgrad ζ_{el}	19%	40%
Thermischer Nutzungsgrad ζ_{th}	68%	42%
ΔCO_2 gegenüber derzeitigem Referenzszenario	10%	56%
ΔPE gegenüber derzeitigem Referenzszenario	23%	36%
"Zero"-Strommenge bezogen auf 100 kWh Primärenergieeinsatz beim KWK-Modul	9,1 kWh	18,4 kWh

Besonders deutlich werden hier Anreizwirkungen für eine Umstellung auf einen Primärenergieträger mit spezifisch geringeren CO_2-Emissionen durch das ΔCO_2-Kriterium initiiert. Die prozentuale CO_2-Minderung und damit die Menge der handelbaren Zertifikate je kWh KWK-Strom steigt um 460% an. Beim ΔPE-Kriterium beträgt der Anstieg lediglich 57%. Die "Zero"-Strommenge erhöht sich bei einer Ersetzung einer steinkohlebetriebenen Dampfturbinen-Anlage durch ein Gasmotor immerhin um 102%.

Abschließende Bemerkung:

Entscheidend für die Bewertung eines KWK-Systems ist neben der Methodik des Qualitätskriterium auch die Gestaltung des Grenzwertes bzw. des Referenzszenarios. Dies sollte man beim Vergleich der verschiedenen KWK-Qualitätskriterien stets beachten. So würden die "Zero"-Strommengen bei Verwendung des selben Referenzszenarios wie beim ΔCO_2-/ΔPE-Kriterium leicht höher ausfallen.

4.1.8 Zusammenfassung

Um das Verdopplungsziel zu erreichen, müssen für die KWK unterstützende Maßnahmen ergriffen werden. Ein entsprechendes KWK-Ausbaugesetz ist bereits angekündigt worden. Um die hieraus resultierenden Fördermittel möglichst effektiv einsetzen zu können, werden Qualitätskriterien benötigt, welche eine qualitative Einstufung der KWK-Anlagen ermöglichen. Über die Implementierung derartiger Kriterien kann zudem den Vorbehalten gegenüber der Eignung der KWK für den Klimaschutz (vgl. Kapitel 0.3.1) wirkungsvoll begegnet werden.

Derzeit werden KWK-Anlagen im wesentlichen hinsichtlich der von ihnen erreichten Nutzungsgrade in „gute“ und „schlechte“ Anlagen klassifiziert. Dies gilt insbesondere bezüglich der Befreiung von der Mineralölsteuer im Rahmen der Ökologischen Steuerreform. Als eine weitere Qualitäts-Kennziffer befindet sich die Stromkennzahl in der Diskussion. Aufgrund der Vielfältigkeit der Anwendungs- und Einsatzfälle der Kraft-Wärme-Kopplung greifen solche vergleichsweise einfachen Qualitäts-Kennzahlen häufig zu kurz (vgl. Tabelle 0-6).

Tabelle 4-22: CO_2-Minderung einer KWK-Anlage (Objektversorgung) gegenüber dem ungekoppelten Raumwärme-Referenzsystem von 1998

ζ_{el}	Prozentualer Unterschied der CO_2-Emissionen eines KWK-Systems gegenüber dem Referenzszenario (1998)															
44%	-53	-54	-54	-54	-55	-55	-56	-56	-56	-57	-57	-57	-58	-58	-58	
42%	-52	-52	-53	-53	-54	-54	-54	-55	-55	-56	-56	-56	-57	-57	-57	
40%	-50	-51	-52	-52	-52	-53	-53	-54	-54	-55	-55	-55	-56	-56	-56	
38%	-49	-50	-50	-51	-51	-52	-52	-53	-53	-54	-54	-54	-55	-55	-55	
36%	-48	-48	-49	-50	-50	-51	-51	-52	-52	-52	-53	-53	-54	-54	-55	
34%	-46	-47	-48	-48	-49	-49	-50	-50	-51	-51	-52	-52	-53	-53	-53	
32%	-45	-46	-46	-47	-47	-48	-49	-49	-50	-50	-51	-51	-52	-52	-52	
30%	-43	-44	-45	-45	-46	-47	-47	-48	-48	-49	-49	-50	-50	-51	-51	
28%	-41	-42	-43	-44	-44	-45	-46	-46	-47	-48	-48	-49	-49	-50	-50	
26%	-40	-41	-41	-42	-43	-44	-44	-45	-46	-46	-47	-47	-48	-48	-49	
24%	-38	-39	-40	-41	-41	-42	-43	-44	-44	-45	-46	-46	-47	-47	-48	
22%	-36	-37	-38	-39	-40	-41	-41	-42	-43	-43	-44	-45	-45	-46	-47	
20%	-34	-35	-36	-37	-38	-39	-40	-40	-41	-42	-43	-43	-44	-45	-45	
18%	-32	-33	-34	-35	-36	-37	-38	-39	-40	-40	-41	-42	-43	-43	-44	
16%	-30	-31	-32	-33	-34	-35	-36	-37	-38	-39	-40	-40	-41	-42	-42	
14%	-28	-29	-30	-31	-32	-33	-34	-35	-36	-37	-38	-39	-40	-40	-41	
	64%	**66%**	**68%**	**70%**	**72%**	**74%**	**76%**	**78%**	**80%**	**82%**	**84%**	**86%**	**88%**	**90%**	**92%**	ζ_{ges}

- Referenzszenario auf Basis statistischer Daten aus dem Jahre 1998 mit einer spezifischen stromseitigen CO_2-Emission von 0,799 kg/kWh_{el} sowie einer spezifischen wärmeseitigen CO_2-Emission von 0,265 kg/kWh Primärenergieeinsatz und einem Nutzungsgrad von 85%
- KWK-System bei Einspeisung von 20% des bereitgestellten Stromes in das Niederspannungsnetz (Verluste nach RWE-Angaben 4,5%) bzw. Mittelspannungsnetz (Verluste nach RWE-Angaben 7,8%)
- 70% der benötigten Wärme wird im KWK-Modul bereitgestellt. Der restliche Wärmebedarf wird durch einen Gas-Spitzenkessel ($_{th}$ 90%) gedeckt.
- Stromleitungsverluste Kondensationskraftwerk (Verluste nach RWE-Angaben zwischen 8,9% und 10,4%)

Das Problem dieser einwertigen Kriterien besteht einerseits damit in einer großen Unschärfe und andererseits in einer zu starken Fokusierung auf einen Teilaspekt des komplexen KWK-Prinzips. So beschränkt sich die Sichtweise des Monats-/Jahresnutzungsgrades allein auf das Erreichen einer bestimmten Gesamt-Energieeffizienz und läßt die Signifikanz einer möglichst effektiven Strombereitstellung außer Acht. Dagegen fokusiert die Stromkennzahl-Betrachtung lediglich auf das Verhältnis des elektrischen zum thermischen Nutzungsgrad und beachtet nicht die Relevanz der Gesamt-Energieeffizienz. Im Falle des Stromkennzahl-Kriteriums führt dies sogar hinsichtlich eines optimalen Klimaschutzes und einer möglichst hohen Energieeffizienz zu kontraproduktiven Anreizwirkungen. Eine Kombination dieser beiden einwertigen Kriterien bedingt zwar eine leichte Verbesserung dieses Sachverhaltes, die Grundproblematik bleibt jedoch weitgehend bestehen. Ein weiteres Problem solch starrer Grenzwerte besteht in der Tatsache, dass diese keinerlei Anreize bieten, die Anlagen über diese Grenze hinaus zu optimieren.

Um die Vorteile einer bestimmten Technologie wie der Kraft-Wärme-Kopplung hinsichtlich CO_2-Minderung oder Primärenergieeinsparung herauszustellen, bedient man sich daher häufig auch der Methode der vergleichenden Szenarioanalyse. In der Fachliteratur wird die gekoppelte mit der ungekoppelten Stromerzeugung und Wärmebereitstellung verglichen, in dem entweder ganzheitliche Systembetrachtungen angestellt werden (z. B. ASUE-Methode) oder Strom- bzw. Wärmegutschriftverfahren zur Anwendung kommen. Allerdings haben sich dabei die Vielzahl der z. T. deutlich voneinander abweichenden Annahmen als problematisch erwiesen (z. B. Systemgrenzen, Wirkungsgrade, Transport- und Verteilungsverluste) sowie die Definition und Darstellung des Vergleichspfades. Zusätzlich besteht bei den Gutschriftverfahren der Nachteil, dass die gegenüber der getrennten Erzeugung resultierenden Einsparungen einseitig einem Produkt (Wärme oder Strom) zugeordnet werden.

Für die Bewertung von KWK-Anlagen ist daher besonderer Wert auf eine möglichst einfache Strukturierung und eine transparente Darstellung der verwendeten Referenzwerte der ungekoppelten Stromerzeugung zu legen. Ein im Rahmen dieser Studie entwickeltes Qualitätsbewertungs-System stellt das ΔCO_2-Kriterium dar. Hierbei werden die CO_2-Emissionen eines KWK-Systems mit den CO_2-Emissionen verglichen, welche entstanden wären, wenn dieselben Strom- und Wärmemengen durch das derzeit bestehende ungekoppelte Referenzszenario bereitgestellt worden wären. Strom- und Wärmebereitstellung werden hierbei als ein System (KWK-Modul zzgl. Spitzenkessel) begriffen.

Als Vergleichsfall erscheint stromseitig der aktuelle Mix aus Steinkohle-, Mineralöl- und Erdgaskondensationskraftwerken, welche zum größten Teil in Mittellast, teilweise aber auch im Spitzen- und Grundlastbereich gefahren werden, sinnvoll[4]. Wärmeseitig muß zwischen den Anwendungsgebieten (Raumwärmebereitstellung / Niedertemperatur-Prozeßwärmeerzeugung) der Kraft-Wärme-Kopplung unterschieden werden. Diese Einteilung erscheint sinnvoller als die immer noch häufig angewandte Gliederung in industrielle, kommunale und dezentrale KWK-Anlagen. Anhand statistischer Daten wird die

[4] Anhand der statistischen Daten der VDEW für das Jahr 1998 ergeben sich für diesen Vergleichsfall spezifische CO_2-Emissionen von 0,799 kg/kWh_{el} bei einem Jahresnutzungsgrad (netto) von 38,2%.

Primärenergieträger-Struktur sowohl im Bereich der Raumwärme-/Warmwasserbereitstellung als auch im Bereich Niedertemperatur-Prozeßwärmeerzeugung aggregiert und die durchschnittlichen Nutzungsgrade der bestehenden Anlagen abgeschätzt. Im Bereich der Raumwärmebereitstellung resultieren dadurch spezifische CO_2-Emissionen von 0,312 kg/kWh_{th} bei einem geschätzten Nutzungsgrad von 85%.

Hinsichtlich der Ausführlichkeit der Betrachtung kann zwischen einer „wissenschaftlich korrekten“ Variante und einer eher pragmatischen Lösung unterschieden werden. Während bei ersterer das KWK-System inklusive Spitzenkessel, die anfallenden Wärmeverluste in den Nah-/Fernwärmeleitungen sowie die Stromleitungsverluste berücksichtigt werden, wird in der pragmatischen Variante des ΔCO_2-Kriteriums aus Transparenz- und Praktkabilitätsgründen die Sichtweise auf das KWK-Modul beschränkt und die aufgeführten Verluste nicht berücksichtigt .

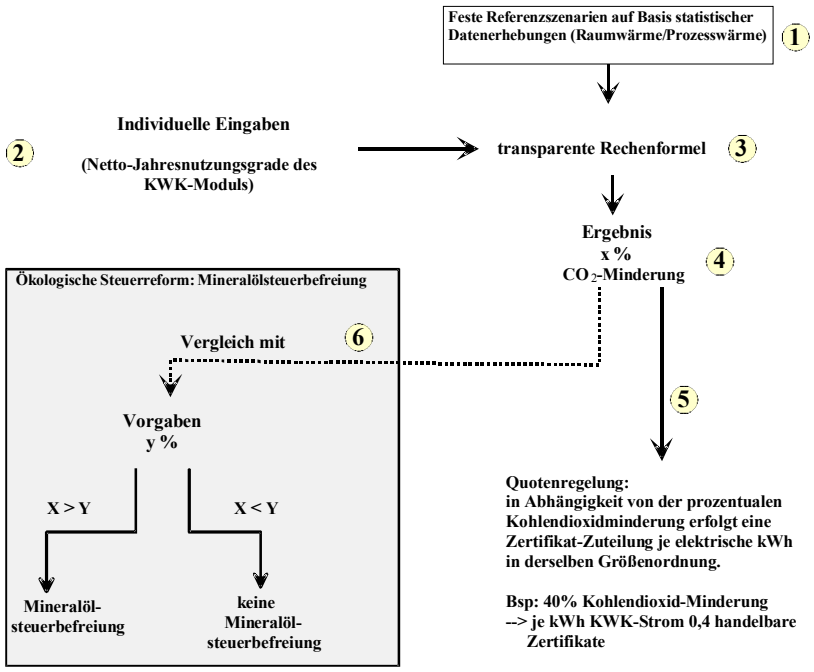


Abbildung 4-7: Prinzip des ΔCO_2-Kriteriums

Eine modifizierte Variante des ΔCO_2-Kriteriums stellt das ΔPE-Kriterium dar, welches nicht die prozentuale CO_2-Minderung sondern die prozentuale Primärenergieeinsparung eines KWK-Moduls gegenüber einem ungekoppelten Referenzszenario bewertet. Weitere derzeit in der Diskussion befindlichen Bewertungsverfahren sind der KWK-Wirkungsgrad sowie das "Zero"-Strom-Konzept. Alle Verfahren haben ihre spezifischen Vor- und Nachteile. Während der KWK-Wirkungsgrad eine Möglichkeit darstellt, den Wirkungsgrad der KWK-Anlage direkt mit den jeweiligen elektrischen Wirkungsgraden eines Kondensationskraftwerks zu vergleichen, hat das Zero-Strom-Konzept den Vorteil, für die jeweilige KWK-Anlage auszuweisen, wieviel Strom aufgrund der mit der Anlage realisierten Energieeinsparung quasi brennstoffrei und damit vergleichbar der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bereitgestellt werden kann. Letztlich hat das ΔCO_2-Kriterium (Abbildung 0-2 zeigt

beispielhaft das Prinzip dieses Verfahrens) den Vorteil, einen direkten Bezug zur realisierbaren CO_2-Minderung herzustellen und diese zur bestimmenden Größe für die Förderung zu machen. Die Eignung der jeweiligen Modelle hängt von der zugrundegelegten Zielsetzung ab. Die für die Auswahl wesentlichen Kriterien

- Energie- und umweltpolitische Zielrichtung
- endogene Anreize zur Verwirklichung der Zielrichtung
- die Transparenz und Akzeptanz
- die Praktikabilität und Transaktionskosten
- die Kompatibilität mit anderen gesetzlichen Regelungen
- die Kalkulationssicherheit und
- den Missbrauchschutz

werden unter Berücksichtigung der Zielsetzung von diesen in unterschiedlicher Weise erfüllt. Die letztendliche Entscheidung über die Eignung des einen oder anderen Vorschlags obliegt demnach dem Gesetzgeber.

Anhang Beispiele für eine Bewertung nach dem ΔCO_2-Kriterium (wissenschaftlich korrekte Variante)

Im folgenden werden einige KWK-Anlagen anhand des ΔCO_2-Kriteriums auf ihre CO_2-Minderung in Bezug auf ein ungekoppeltes Referenzszenarium untersucht. Die technologischen Daten der KWK-Aggregate können der folgenden Tabelle entnommen werden:

KWK-Technologie	elektr. Leistung	Gesamtnutzungsgrad	elektr. Nutzungsgrad
Gasmotor	**14 kW_{el}**	**89%**	**28%**
Gasmotor	**200 kW_{el}**	**85%**	**34%**
Gasmotor	**1000 kW_{el}**	**85%**	**37%**
Gasmotor	**2717 kW_{el}**	**82%**	**40%**
Heizöl-Dieselmotor	**300 kW_{el}**	**84%**	**37%**
GuD-Gegendruck-KWK	**20 MW_{el}**	**86%**	**42%**
Steinkohle-KWK	**150 MW_{el}**	**84%**	**32%**

Der Berechnung der CO_2-Minderungen liegen folgende Annahmen (wissenschaftliche Vorgehensweise) zu Grunde:

	Annahmen
Objektversorgung	• Anteil der in KWK bereitgestellten Wärme am gesamten Wärmebedarf beträgt 70%. • Anteil der in das öffentliche Stromnetz (NS- bzw. MS-Ebene) eingespeiste Strommenge beträgt 20% des in KWK bereitgestellten Stromes. • Bei Vergleichen mit konkreten Kondensationskraftwerken (GuD-Kond-Anlage, Steinkohle-Kond-Anlage,...) werden die Verluste in den Stromleitungen bis zur Höchstspannungsebene berücksichtigt • Bei Vergleich mit dem bundesdeutschen Kraftwerkmix werden die Verluste in den Stromleitungen bis zur Hochspannungsebene berücksichtigt.
Nah-/Fernwärmevers.	• Anteil der in KWK bereitgestellten Wärme am gesamten Wärmebedarf beträgt 70%. Lediglich bei großen KWK-Anlagen mit Fernwärmeversorgung wird ein Anteil von 80% angenommen. • Bei Vergleichen mit konkreten Kondensationskraftwerken (GuD-Kond-Anlage, Steinkohle-Kond-Anlage,...) werden die Verluste in den Stromleitungen bis zur Höchstspannungsebene berücksichtigt • Bei Vergleich mit dem bundesdeutschen Kraftwerkmix werden die Verluste in den Stromleitungen bis zur Hochspannungsebene berücksichtigt. • Die Wärmeverluste in Nahwärmesysteme betragen 10% . • Die Wärmeverluste in Fernwärmesysteme betragen 15% . • Der gesamte in Kraft-Wärme-Kopplung bereitgestellte Strom wird bei kleineren KWK-Anlagen (bis 50 MW_{el}) in die Mittelspannungsebene des öffentlichen Stromnetzes eingespeist. • Bei Anlagen ab 51 MW_{el} erfolgt die Einspeisung in das Hochspannungsnetz. • Die Aufwendungen für die elektrischen Pumpen müssen berücksichtigt werden. Vorschlag des BEI: 6 kWh_{el} Pumpstrombedarf je MWh_{th}

Daraus ergibt sich der folgende prozentualer Vergleich hinsichtlich der CO_2-Emissionen der jeweils gekoppelten Systeme gegenüber einem ungekoppelten Referenzsystem (wissenschaftlich korrekte Variante):

	derzeitiges System	hocheffizientes System
Gasmotor 14 kW_{el} + SK Objektversorgung	**- 49%**	**- 8%**
Gasmotor 200 kW_{el} + SK Objektversorgung	**- 52%**	**- 10%**
Gasmotor 1000 kW_{el} + SK Objektversorgung	**- 52%**	**-11%**
Dieselmotor 300 kW_{el} + SK Objektversorgung	**- 42%**	**+ 9%**
Gasmotor 1000 kW_{el} + SK Nahwärmeversorgung	**- 47%**	**- 4%**
Gasmotor 2717 kW_{el} + SK Nahwärmeversorgung	**- 49%**	**- 5%**
GUD-KWK 20 MW_{el} + SK Nahwärmeversorgung	**- 52%**	**- 8%**
Steinkohle-HKW (150 MW_{el}) Fernwärmeversorgung	**-16%**	**+ 59%**

Derzeitiges System:
- Mix der Steinkohle-, Erdöl- und Ergasbefeuerten Kondensationskraftwerke (Stand 1998)
- Bestehende Etagen- und Zentralheizungsstruktur (Stand 1998) mit einem Nutzungsgrad von 85%

Hocheffizientes System:
- GuD-Kondensations-Anlage mit einem Jahresnutzungsgrad von 56%
- Brennwert-Gaskessel mit einem Nutzungsgrad von 101% (bezogen auf H_u)

4.2 Bedeutung der KWK für den Klimaschutz

Die Potentialanalysen im Kapitel 3.2 haben gezeigt, dass die KWK einen deutlich größeren Beitrag zur Energieversorgung leisten könnte als sie dies derzeit tut. In diesem Kapitel soll nun aus verschiedenen Blickwinkeln diskutiert werden, welchen Beitrag sie zukünftig leisten müßte, damit insgesamt die energie-, umwelt- und klimapolitischen Herausforderungen vor denen Deutschland heute steht erfüllt werden können. Zu diesem Zweck wird auf das Hilfsmittel der Szenarioanalyse zurückgegriffen.

Für die nationale und globale Ebene werden vor diesem Hintergrund im folgenden verschiedene Energieszenarien dargestellt und bewertet, die jeweils auf der Basis eines konsistenten Annahmengerüstes unterschiedliche "Energiezukünfte" beschreiben. Dabei werden hier neben Trendszenarien vor allem zielorientierte Szenarien in den Vordergrund gerückt, welche (z. B. im Rahmen einer zielgerichteten Klimaschutzstrategie) von einer beschleunigten Erschließung der wesentlichen, für den Klimaschutz bedeutsamen, Strategieelemente ausgehen. Darüber hinaus wird versucht, die aktuelle energiepolitische Debatte über die Zukunft der Kernenergie und ihre mögliche Folgen auf die Nutzung der KWK mit Hilfe der Szenarioanalyse zu erfassen.

Anfang der siebziger Jahre wurde damit begonnen, alternative Zukunftspfade in Szenarien zu beschreiben, die vom jeweils aktuellen Zustand als möglich zu erachtende Zukunftsentwicklungen beschreiben. Szenarien zeigen demnach nicht, wie sich die Realität wahrscheinlich entwickeln wird, sondern wie sie sich unter bestimmten Bedingungen entwickeln könnte. Szenarien entsprechen in sich geschlossenen und widerspruchsfreien Zukunftsentwürfen, die auf der Basis von konsistenten Annahmen, mit Computermodellen und Datensätzen sowie nach gewissen Grundphilosophien ihrer Konstrukteure errechnet werden. Sie ermöglichen einen transparenteren wissenschaftlichen und gesellschaftspolitischen Diskurs über die "Wünschbarkeit der Ziele" und die "Realitätstüchtigkeit von Mitteln". Denn wichtiger als eine unter Trendbedingungen wahrscheinliche Zukunft vorherzusagen, kann das Wissen darüber sein, ob und inwieweit Entscheidungsspielräume existieren und welche unterschiedlichen Ziele mit heutigen Entscheidungen erreicht werden können. Vor diesem Hintergrund sind auch die nachfolgenden Szenariobetrachtungen zu sehen.

4.2.1 Nationale Perspektive

Für die nationale Perspektive wird auf der Basis aktueller Untersuchungen zunächst der Zielkorridor für die zukünftige Energiepolitik dargestellt. Darauf aufbauend wird der diesbezüglich zur Verfügung stehende Handlungsspielraum aufgezeigt und schließlich diskutiert, wie sich die in den einzelnen Bereichen ergebenen Handlungsoptionen zu gesamtsystemaren Strategien zusammenfassen lassen. Die nachfolgenden Ausführungen gehen dabei von der Prämisse aus, dass die Entwicklungsmöglichkeiten des Energiesystems stark von den Klimaschutzanforderungen (nationale/internationale Vorgaben) geprägt sind. Dies heißt nicht, dass andere Ziele darüber hinaus nicht von Bedeutung sind, sondern dass diese im Ziele (z. B. Versorgungssicherheit, Kosteneffizienz, Risikominmierung, technologische Weiterentwicklungen, Ausweitung

der Exportmärkte, Beschäftigungseffekte) im Verbund mit den Klimaschutzbemühungen erreicht werden müssen.

4.2.1.1 Erreichbarkeit von Klimaschutzzielen unter Trendbedingungen

Für die bundesdeutsche Energie- und Umweltpolitik sind verschiedene Klimaschutzziele von Bedeutung. Dies betrifft zum einen die Selbstverpflichtungserklärung der Bundesregierung, den CO_2-Ausstoß bis zum Jahr 2005 um 25 % gegenüber dem Jahr 1990 zu reduzieren. Zum anderen resultiert aus dem Ende 1997 beschlossenen Kyoto-Protokoll und den darauf folgenden Einigungen (burden sharing) auf der Ebene der Europäischen Union für Deutschland ein Minderungsziel (bezogen auf die klimarelevanten Spurengase CO_2, CH_4 N_2O, HFC, SF_6, PFC) von 21 % im Mittel für den Zeitraum 2008 bis 2012 im Verg leich zu 1990. Mit der zu erwartenden Ratifizierung des Kyoto-Protokolls in den nächsten Jahren wird diese Verpflichtung völkerrechtlich bindend.

Neben diesen kurz- bis mittelfristigen Zielsetzungen weisen die Klimawissenschaftler seit langem darauf hin, dass langfristig deutlich weitergehende Minderungen erforderlich sind. So kann beispielsweise aus den Empfehlungen der Enquête-Kommission des Deutschen Bundestages “Schutz der Erdatmosphäre” die Notwendigkeit abgeleitet werden, den Ausstoß klimarelevanter Spurengase und insbesondere den Ausstoß von CO_2 in nächsten zwei bis drei Jahrzehnten mindestens zu halbieren. Vor diesem Hintergrund ergeben sich für Deutschland die in Tabelle 4-23 definierten Klimaschutzansprüche. Für das Jahr 2010 ist dabei eine über das bisherige Kyoto-Ziel hinausgehende Anforderung abgeleitet worden, die sich unter der Maßgabe ergibt, dass bis zu diesem Zeitpunkt bereits entscheidende Weichenstellungen für eine langfristig angelegte Klimaschutzpolitik notwendig sind.

Tabelle 4-23: Beschlossene bzw. abgeleitete Klimaschutzziele (CO_2-Minderung) für Deutschland

	2005	2008 - 2012	2020	2030
Klimaschutzanforderungen	25 %	30 %	40 %	50 %
bestehende Zielsetzungen der Bundesregierung	25 %	21 % (inkl. andere THG)		

Die von verschiedener Seite aufgezeigten Trendszenarien/-prognosen kommen übereinstimmend zu dem Ergebnis, dass im Trend, d. h. im Rahmen einer Business-as-Usual-Entwicklung, wo über die bisher bereits beschlossenen Maßnahmen hinaus keine zusätzlichen Klimaschutzaktivitäten unternommen werden, die anstehenden Klimaschutzziele (sowohl unter ausschließlicher Bezugnahme auf CO_2 als aber auch unter Einbeziehung anderer klimarelevanter Spurengase) deutlich verfehlt werden (vgl.Tabelle 4-24).

Unter Zugrundelegung der aktuellen Energieprognose von Prognos/EWI (Prognos/EWI 1999) kommt es im Zeitverlauf ausgehend von dem bisher erreichten - im wesentlichen auf die vereinigungsbedingten Veränderungen in den neuen Bundesländern

zurückzuführenden - Minderungsstand von 12,1 % (im Vergleich zum Niveau des Jahres 1990), nur noch zu geringfügigen weiteren Reduktionen des energiebedingten CO_2-Ausstoßes. Mit einer Reduzierung der CO_2-Emissionen von 13,3 % wird das 25 %-Minderungsziel der Bundesregierung bis zum Jahr 2005 nach Maßgabe der Prognose gerade einmal zur Hälfte erfüllt werden können. Trotz deutlicher - bis heute bereits realisierter - Minderungserfolge bei den Methanemissionen (CH_4) wird auch das Kyoto-Ziel im Trend deutlich verfehlt werden.

Tabelle 4-14: Entwicklung des Ausstoßes klimarelevanter Spurengase unter Trendbedingungen

	1990	**1998**	**2005**	**2010**	**2020**	**2030**
Trend-Prognose (Prognos/EWI 1999); Kernkraftwerke 35 Betriebsjahre						
CO_2 (Mio. t)	986	867	854,9	854,8	850	k. A.
Minderung gg. 1990 (%)		12,1 %	13,3 %	13,3 %	13,8 %	
CH_4 (1000 t)	191	74	64	59	51	k. A.
N_2O (1000 t)	35	44	43	43	41	k. A.
Trendszkizze (Wuppertal Institut 2000); Kernkraftwerke 40 Betriebsjahre						
CO_2 (Mio. t)	986	867	878	853	785	825
Minderung gg. 1990 (%)		12,0 %	11,0 %	13,5 %	20,4 %	16,3 %
Übererfüllung andere THG (Mio. t CO_2-Äquivalent) (bei 21 % Minderungsziel)			23,5 (32,5)	18,8 (39,0)	3,1	0
Summe			854,5 (845,5)	834,2 (814)	781,9	825,0
Minderung gg. 1990 (%)			13,4 % (14,2 %)	15,4 % (17,4 %)	20,7 %	16,3 %

Zu vergleichbaren Ergebnissen kommen auch aktuelle Untersuchungen des Wuppertal Instituts (Wuppertal Institut 2000). Die Trendskizze des Wuppertal Instituts basiert auf einer Extrapolation der Trendskizze von Prognos/EWI aus dem Jahr 1998 (Prognos/EWI 1998) und stützt sich auf die bis zu diesem Zeitpunkt beschlossenen Maßnahmen und absehbaren Entwicklungen. Sie geht im Unterschied zum aktuellen Energiereport von Prognos/EWI von einer maximalen Betriebsdauer der Kernkraftwerke von 40 Jahren aus (Prognos/EWI: 35 Jahre). Zwar sind dann mittelfristig (d. h. vor allem im Jahr 2020) höhere CO_2-Minderungsraten erreichbar, kurzfristig werden aber auch unter den hier getroffenen Annahmen die gesetzten Klimaschutzziele verfehlt.

Basierend auf Abschätzungen vom Forschungszentrum Jülich u. a. (FZ Jülich 1999) zeigt Tabelle 4-24 zusätzlich auf, in welchem Umfang es auf der Grundlage bereits beschlossener Maßnahmen bei den anderen Treibhausgasen (THG) ggf. zu mehr als einer

Erfüllung der gesetzen Minderungsziele (vgl. Tabelle 4-23) kommen kann. Auch wenn man diese - zumindest für eine Übergangszeit nennenswerten Minderungsmengen (in Tabelle 4-24 sind diese umgerechnet worden in CO_2-Äquivalente, wodurch das höhere Treibhausgaspotential von CH_4 und N_2O Berücksichtigung findet) - in die Berechnung einbezieht, werden die gesetzten Ziele verfehlt. In bezug auf das Kyoto-Ziel (21 % Minderung von CO_2 und anderen Treibhausgasen im Mittel im Zeitraum 2008 bis 2012) ist allerdings der Abstand zu der trendgemäß zu erwartenden Minderungsrate von 17,4 % nicht mehr sehr groß.

Unabhängig von den über das Kyoto-Ziel hinausreichenden Minderungsnotwendigkeiten kann eine Beschränkung auf diese zeitpunktbezogene Betrachtung - auch dies macht Tabelle 4-24 sehr deutlich - zu falschen politischen Schlußfolgerungen führen. Zum einen bleibt dabei die Notwendigkeit außer Acht, dass längerfristig eben weiterreichende Minderungsziele - bei einer zeitgleichen dann vermehrten Außerbetriebnahme von Kernkraftwerken - zu erreichen sind. Zum anderen wird nicht berücksichtigt, dass nennenswerte Kompensationsmöglichkeiten durch eine Übererfüllung der Minderungsansprüche bei anderen Treibhausgasen nur mittelfristig gegeben sind.

Ohnehin sind die trendgemäß zu erzielenden CO_2-Minderungsbeiträge eng verknüpft mit der Frage der weiteren (ggf. begrenzten) Nutzung der Kernenergie. Während im Rahmen der Trendprognose von Prognos/EWI (Kernkraftwerke: 35 Betriebsjahre) auch längerfristig gegenüber dem heutigen Niveau keine deutliche weitere Minderung der CO_2-Emissionen zu erwarten ist, sinkt der CO_2-Ausstoß nach der Trendskizze des Wuppertal Instituts (Kernkraftwerke: 40 Betriebsjahre) zwischen 2010 und 2020 zunächst ab, um dann bis zum Jahr 2030 wieder anzusteigen. Maßgeblich für die letztgenannte Entwicklung ist der Effekt, dass der Beitrag der Kernkraftwerke zur Stromerzeugung bis 2020 zunächst nur um rund ein Drittel zurückgeht, im Jahr 2030 aber dann keine Stromerzeugung in Kernkraftwerken mehr stattfindet.

Auf der Basis der aktuellen Diskussion über die Begrenzung der Laufzeit von Kernkraftwerken ist in Tabelle 4-25 eine zusätzliche Variantenrechnung dargestellt. Dabei wird davon ausgegangen, dass unter sonst trendgemäßen Bedingungen die Kernkraftwerke maximal 30 Betriebsjahre erreichen dürfen. Mit 9 Kernkraftwerken würden bis zum Jahr 2010 knapp die Hälfte aller nuklearen Stromerzeugungsanlagen stillgelegt werden müssen. Ohne eine aktive, diesen Ausfall kompensierende Klimaschutzpolitik, würde sich dann der Abstand zwischen trendgemäß erreichbarem THG-Minderungsgrad und der Kyoto-Zielsetzung noch einmal deutlich erhöhen. Selbst unter Einbeziehung des überproportionalen Minderungsbeitrags anderer Treibhausgase stellt sich im Jahr 2010 ein um maximal 14,4 % geringerer THG-Ausstoß im Vergleich zum Jahr 1990 ein. Die im Rahmen des EU-burden sharing von Deutschland übernommenen Reduktionsverpflichtungen würden demnach höchstens nur zu rund zwei Dritteln erfüllt werden können.

Tabelle 4-25: Entwicklung des Ausstoßes klimarelevanter Spurengase unter Trendbedingungen (Variante: Begrenzung der Stromerzeugung in Kernkraftwerken auf 30 Betriebsjahre)

Variante der Trendskizze Wuppertal Institut; Kernkraftwerke 30 Betriebsjahre						
	1990	1998	2005	2010	2020	2030
CO_2 (Mio. t)	986	867	887	883	833	825
Minderung gg. 1990 (%)		12,0 %	10,0 %	10,4 %	15,5 %	16,3 %
Übererfüllung andere THG (Mio. t CO_2äquivalent) (bei 21 % Minderungsziel)			23,5 (32,5)	18,8 (39,0)	3,1	0
Summe			863,5 (854,5)	864,2 (844,0)	829,9	825,0
Minderung gg. 1990 (%)			12,4 % (13,3 %)	12,4 % (14,4 %)	15,8 %	16,3 %

4.2.1.2 Möglicher Handlungsspielraum für Klimaschutzmaßnahmen

Weder die von der Bundesregierung vorgegebenen Klimaschutzziele, noch weitergehende Minderungsempfehlungen etwa der Enquête-Kommission sind unter Trendbedingungen erreichbar. Dies ist das eindeutige Ergebnis der vorliegenden Trendabschätzungen. Vor diesem Hintergrund wird im folgenden diskutiert, ob die definierten Ziele mit heute bekannten Maßnahmen überhaupt realisiert werden können und inwieweit sich hieraus ein energiepolitischer Handlungsspielraum für die Zielerreichung ableiten läßt. Grundlage hierfür bildet die Definiton, Kategorisierung und Wirkungsabschätzung umsetzbarer Maßnahmen, wie sie in einer aktuellen Studie vom Wuppertal Institut (in Kooperation mit DIW und Öko-Institut) vorgelegt worden ist (Wuppertal Institut 2000).

Für jeden relevanten energieverbrauchenden Sektor sind dort zunächst systematisch Klimaschutzmaßnahmen definiert worden (z. B. Quotenregelung für die Kraft-Wärme-Kopplung; vgl. auch Tabelle 4-26). Ausgehend von den verfügbaren Potentialen ist dann abgeschätzt worden, in welchem Umfang diese mit der jeweiligen Maßnahme ausgeschöpft werden können. Für die Bewertung der Maßnahmen wurde letztlich eine Kategorisierung von o/+ bis +++ eingeführt, die jeweils mit steigender Tendenz die gegenüber dem Trend abweichende Umsetzungsintensität der gewählten Maßnahmen beschreibt. Unter Umsetzungsintensität wird dabei die Tiefe und Breite der mit der Maßnahmenumsetzung verbundenen Intervention in das bestehende System sowie die zu erwartenden Widerstände gegenüber der Umsetzung verstanden.

Tabelle 4-26: Beispielhafte Darstellung (hier am Beispiel der Kraft-Wärme-Kopplung) der Einordnung verschiedener Maßnahmen in Kategorien der Umsetzungsintensität

	Eingriffs-tiefe	res. Umset-zungsrate[1]	Wirkung/Bemerkung
Steuervergünstigung 2/3 Stufe ÖSR; Vermeidung von Mißbräuchen	+	15 %	vor allem Anreiz für kleine Anlagen
Sicherstellung fairer Durchleitungsentgelte	+		stärkt koop. KWK und Selbstvermarktung
Durchführung Öffentlichkeitskampagne	+		flankierend notwendig zur Sensibilisierung
(Zeitlich befristeter) KWK-Bonus		öff. KWK:	schnell wirksam auf allen Ebenen
- Netzaufschlagmodell oder	++	40 %	geringe Wirkung ind. KWK
- Stromsteuerbefreiung oder	++	ind. KWK:	stärkt Vermarktungschancen für Überschußstrom, neue Unternehmen am Markt
- priviligierte Durchleitungsgebühr	++	100 %	
Vorgabe von Mindestquoten	++/+++		
Restriktives Verbot/ Baueinschränkung Kondensationskraftwerke	+++	100 %	aktiviert neue Akteursebenen für die KWK
Deutliche Erhöhung Ökosteuer			

[1] bezogen auf das gesamte als zusätzlich gegenüber dem Trend umsetzbar eingeschätzte Potential

Anmerkung: 0 keine bzw. kaum Veränderung gegenüber Trend; +++ sehr hohe Umsetzungsintensität; hoher Veränderungsgrad gegenüber Trend

Faßt man die zur Verfügung stehenden Maßnahmen sektorübergreifend zusammen, resultieren in Abhängigkeit verschiedener Vorgaben für die Betriebszeitbegrenzung von Kernkraftwerken die in Tabelle 4-27 augeführten maximalen CO_2-Minderungsraten. Nachfolgende Betrachtungen beschränken sich im oberen Teil der Tabelle zunächst auf die ausschließliche Analyse der CO_2-Emissionen, während im unteren Teil die anderen Treibhausgase mitberücksichtigt wurden. Den Ergebnissen liegt jeweils die Annahme zugrunde, dass alle in den Kategorien identifizierten Maßnahmen zu Hundertprozent umgesetzt werden und ihre vollständige Wirkung entfalten.

Tabelle 4-27: Erreichbare CO_2-Minderung bei einer Durchführung gegenüber der Trendentwicklung abweichenden Maßnahmen in Abhängigkeit der Umsetzungstiefe

Erreichbare Minderung gg. 1990 nach Maßnahmen (nur CO2)

in %

	1997	2005	2010	2020	2030
KKW: 40 Betriebsjahre					
Maßnahmenbündel "+"	-12,2	-18,50	-24,99	-35,79	-33,10
Maßnahmenbündel "++"	-12,2	-22,12	**-33,56**	**-48,42**	**-50,02**
Maßnahmenbündel "+++"	-12,2	-23,17	**-35,46**	**-51,60**	**-55,13**
KKW: 30 Betriebsjahre					
Maßnahmenbündel "+"	-12,2	-17,61	-21,93	-30,90	-33,10
Maßnahmenbündel "++"	-12,2	-21,23	**-30,50**	**-43,53**	**-50,02**
Maßnahmenbündel "+++"	-12,2	-22,28	**-32,40**	**-46,71**	**-55,13**
KKW: 25 Betriebsjahre					
Maßnahmenbündel "+"	-12,2	-15,17	-18,81	-30,90	-33,10
Maßnahmenbündel "++"	-12,2	-18,79	-27,38	**-43,53**	**-50,02**
Maßnahmenbündel "+++"	-12,2	-19,84	**-29,28**	**-46,71**	**-55,13**

Erreichbare Minderung gg. 1990 nach Maßnahmen (inkl. andere THG)

in %

	1997	2005	2010	2020	2030
KKW: 40 Betriebsjahre					
Maßnahmenbündel "+"	-13,1	-21,75	-27,86	-37,28	-33,10
Maßnahmenbündel "++"	-13,1	**-25,36**	**-36,43**	**-49,91**	**-50,02**
Maßnahmenbündel "+++"	-13,1	**-26,41**	**-38,33**	**-53,09**	**-55,13**
KKW: 30 Betriebsjahre					
Maßnahmenbündel "+"	-13,1	-20,86	-24,80	-32,39	-33,10
Maßnahmenbündel "++"	-13,1	-24,47	**-33,37**	**-45,02**	**-50,02**
Maßnahmenbündel "+++"	-13,1	**-25,52**	**-35,27**	**-48,20**	**-55,13**
KKW: 25 Betriebsjahre					
Maßnahmenbündel "+"	-13,1	-18,42	-21,68	-32,39	-33,10
Maßnahmenbündel "++"	-13,1	-22,04	**-30,25**	**-45,02**	**-50,02**
Maßnahmenbündel "+++"	-13,1	-23,08	**-32,15**	**-48,20**	**-55,13**

einberechnet wurde hier eine Überkompensation durch andere Treibhausgase

Basierend auf den in Tabelle 4-27 dargestellten Ergebnissen, die in Abbildung 4-8 noch einmal grafisch verdeutlich worden sind, lassen sich folgende wesentliche Erkentnisse ableiten:

- das maximale CO_2-Minderungspotential des Maßnahmenpaketes “+” beträgt knapp 33 % in 2030 gegenüber dem Ausgangsniveau des Jahres 1990. Die definierten Klimaschutzziele können also selbst bei einer Betriebszeit der Kernkraftwerke von 40 Jahren bis zum Jahr 2010 bei einer Umsetzung der mit “+” bezeichneten Maßnahmen bereits zu Teilen erreicht werden. Eine vollständige Zielerreichung erfordert jedoch in jedem Fall auch die Durchführung zahlreicher Maßnahmen aus der nächst höheren Kategorie. Insbesondere längerfristig sind infolge des gerade in diesem Zeitabschnitt abnehmenden Kernenergiebeitrags zusätzliche Maßnahmen aus der Kategorie “++” notwendig.

- bei gleicher Einsatzzeit der Kernkraftwerke und vollständiger Umsetzung der mit "++" bezeichneten Maßnahmen können die Klimaschutzanforderungen langfristig erfüllt werden, zwischenzeitlich ist sogar ein Überschreiten der Reduktionsziele möglich.

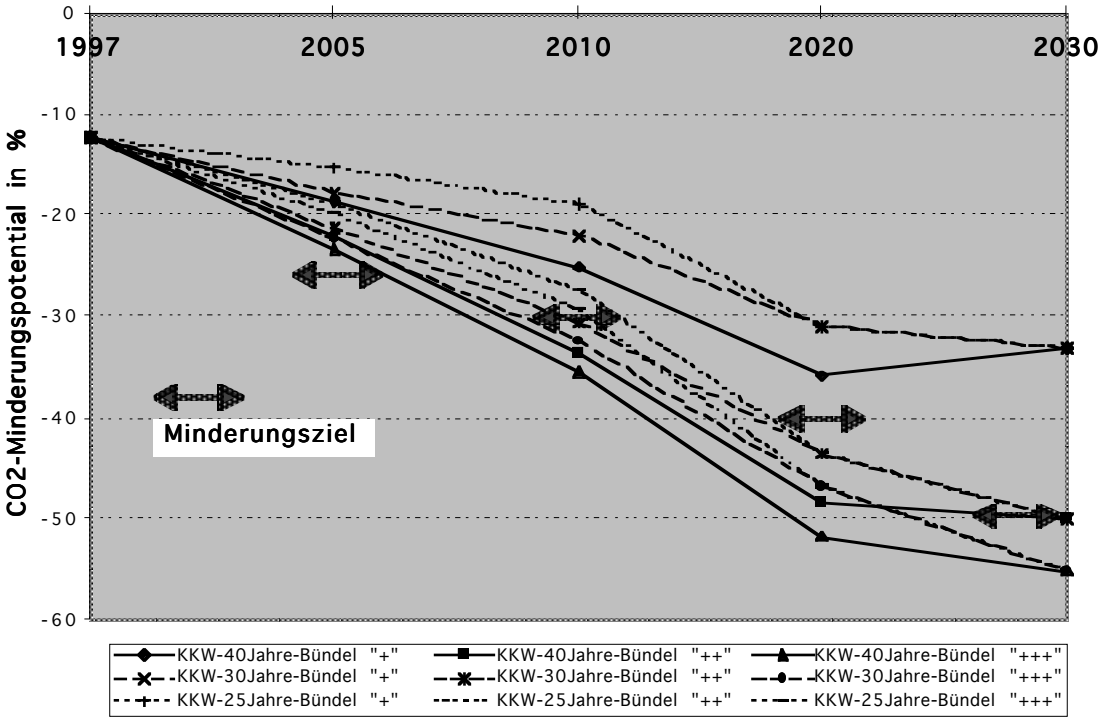


Abbildung 4-8: Maximale Minderungsraten bei der Umsetzung von Maßnahmen unterschiedlicher Kategorien bezüglich der Umsetzungsintensität

- geht man von einer Begrenzung der Betriebszeit der Kernkraftwerke auf maximal 30 Jahre aus, erscheint eine Erreichung der definierten Klimaschutzziele mit Maßnahmen der Kategorie "++" im Zeitverlauf ebenfalls möglich zu sein.

- unterstellt man auf der Basis des Maßnahmenpaketes "++" eine kürzere Betriebszeit der Kernkraftwerke (maximal 25 Jahre) und geht zudem - wie hier zunächst vereinfacht unterstellt wurde - von einem gleichgewichtigen Ersatz der Stromerzeugung aus Kernenergie durch Steinkohle-, Braunkohle- und Erdgaskraftwerke, können die definierten Klimaschutzanforderungen bis 2020 und 2030 im wesentlichen erfüllt werden, kurz- bis mittelfristig (d. h. bis 2010) sind hingegen zusätzliche Maßnahmen aus dem Bereich der Kategorie "+++" notwendig. Eine Umsetzung von "+++"-Maßnahmen erfordert dabei einerseits zwar ein erhöhtes energiepolitisches Engagement, kann andererseits aber auch zu einer erhöhten Innovations- und Investitionsdynamik führen, die selbstverstärkend auf die notwendigen Veränderungen einwirken und die Umsetzung nachfolgender Maßnahmen deutlich vereinfacht.

- selbst bei vollständiger Umsetzung der mit "+++" bezeichneten Maßnahmen kann das Klimaschutzziel bis 2010 bei gleicher Einsatzzeit der Kernkraftwerke (maximal 25 Jahre) nur knapp erreicht werden; bis 2005 wird es aber auch dann noch verfehlt, wenn

nicht ein Teil für den späteren Zeitverlauf vorgesehene Maßnahmen in der Umsetzung vorgezogen werden können. Allerdings verringert sich die Differenz deutlich, wenn man den möglichen Überkompensationsbeitrag durch die möglichen zeitgleichen Minderungserfolge bei anderen Treibhausgasen miteinbezieht.

- Unter Einbeziehung der kurz- bis mittelfristig erreichbaren überproportionalen Minderungsbeiträge anderer THG erhöht sich der Zielerreichungsgrad in diesem Zeitraum deutlich. Dabei sind dann nicht nur die definierten Anforderungen bis zum Jahr 2010 in allen betrachteten Fällen (d. h. auch bei 25 Betriebsjahren) mit "++"-Maßnahmen erreichbar, sondern ist dann auch eine 25 %-Minderung bis zum Jahr 2005 deutlich wahrscheinlicher.

In der zitierten Untersuchung (Wuppertal Institut 2000) sind vergleichbare Abschätzungen (Maßnahmenwirkung und Umsetzungstiefe) für die betrachteten Maßnahmen auch vom DIW und Öko-Institut durchgeführt worden. Die beiden Institute ordnen verschiedene Maßnahmen zum Teil anderen, häufig höheren Kategorien für die Umsetzungsintensität zu. Zudem kommen sie hinsichtlich der Maßnahmenwirkung an der einen oder anderen Stelle zu anderen, zum Teil auch pessimistischeren Einschätzungen. Dennoch bleiben die zuvor aufgeführten Erkenntnisse auch auf der Basis der Schätzungen von DIW und Öko-Institut im wesentlichen gültig. Hinsichtlich der längerfristig angestrebten Minderungsziele führen die Ergebnisse der beiden Institute allerdings zu der Erkenntnis, dass diese in jedem Fall und unabhängig von einer Laufzeitbeschränkung von Kernkraftwerken nur mit der massiven Durchführung von Maßnahmen der Kategorie "+++" erreicht werden können.

Wie nachfolgende Abbildungen beispielhaft zeigen, ist für die Erreichung der dargestellten Minderungsgrade nicht nur die Umsetzung einer Vielzahl von Maßnahmen in allen energieverbrauchenden Bereichen notwendig (vgl. Abbildung 4-9), sondern in den einzelnen Bereichen selber auch ein umfangreiches Maßnahmenmix aufzugreifen (vgl. Abbildung 4-10). Zudem zeigt sich, dass naturgemäß die Maßnahmenwirkung mit zunehmender Umsetzungsintensität ansteigt. Gleichermaßen erhöht sich der erreichbare CO_2-Minderungsbeitrag im Zeitverlauf.

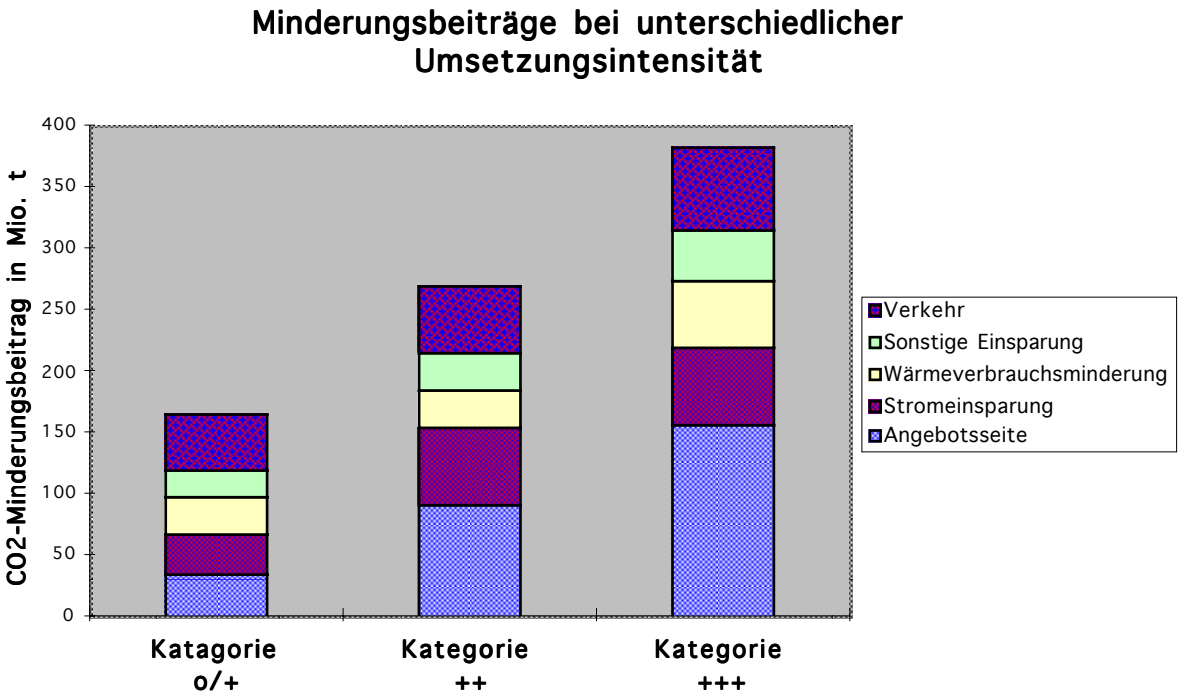


Abbildung 4-9: Sektorale Minderungsbeiträge bei unterschiedlicher Umsetzungsintensität

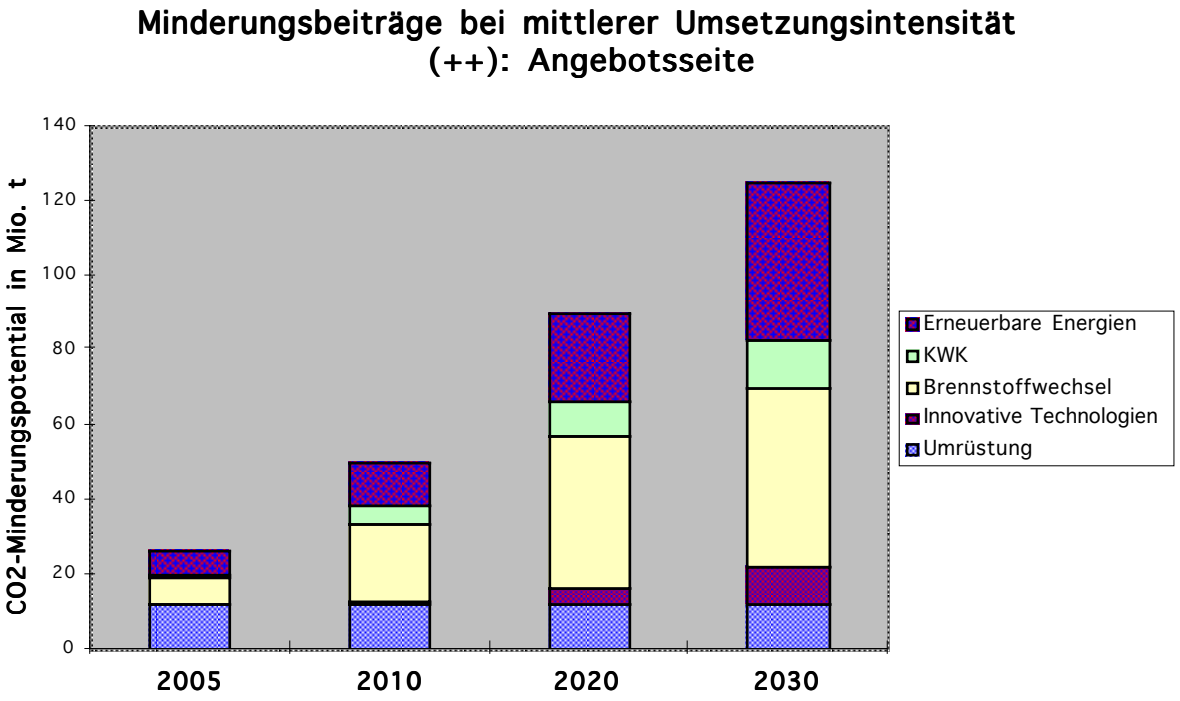


Abbildung 4-10: Minderungsbeiträge bei mittlerer Umsetzungsintensität auf der Angebotsseite

Für den Bereich der Stromerzeugung sind nicht nur die in Abbildung 4-10 aufgeführten angebotsseitigen Maßnahmen von zentraler Bedeutung (Abbildung 4-11 zeigt für diese

noch einmal den gesamten Handlungsspielraum über alle Umsetzungskategorien, wodurch insbesondere auch die weitgehenden Minderungsmöglichkeiten durch eine verstärkte Nutzung der KWK noch einmal zum Ausdruck kommen), sondern vor allem auch die Möglichkeiten der Stromeinsparung durch den Einsatz energiesparender Geräte und Produktionsverfahren. Abbildung 4-11 stellt deshalb für diesen Bereich im Überblick und in der zeitlichen Entwicklung dar, dass auf der Nachfrageseite durch die Umsetzung von Stromeinsparmaßnahmen in allen Sektoren maßgebliche Beiträge zur Minderung des CO_2-Ausstoßes geleistet werden können.

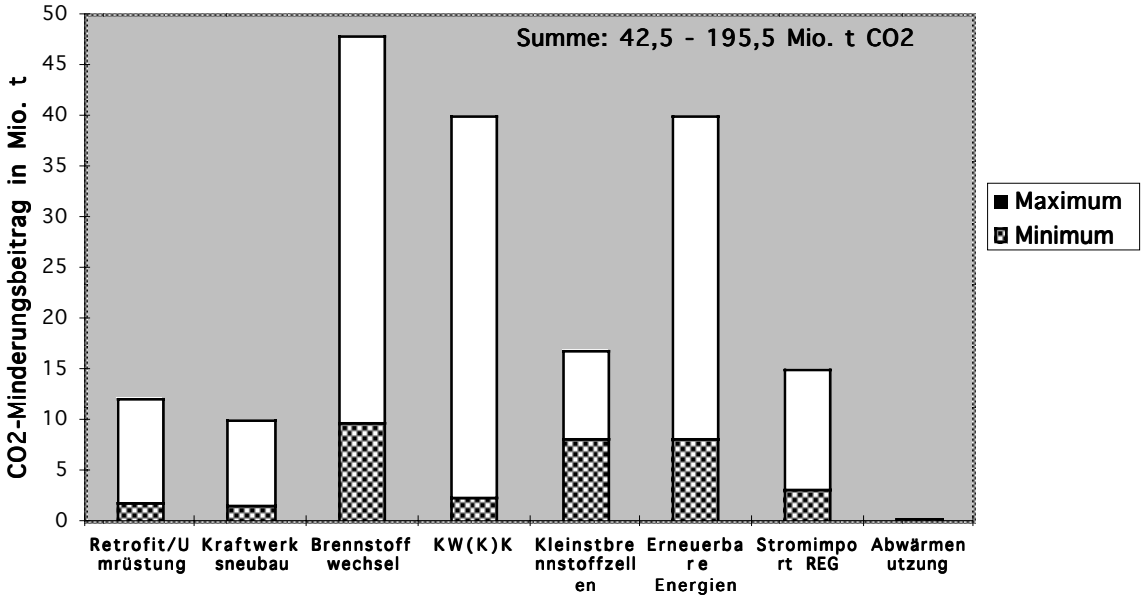


Abbildung 4-11: Mögliche Bandbreite der Minderungsmöglichkeiten auf der Angebotsseite

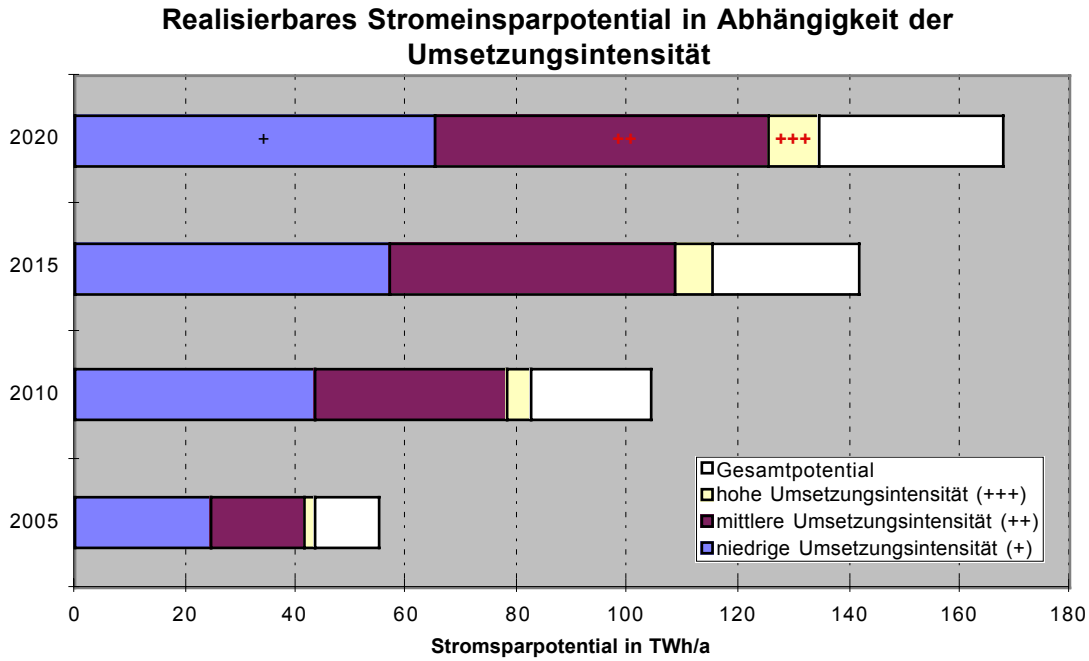


Abbildung 4-12: Realisierbares Stromeinsparpotential in Abhängigkeit der Umsetzungsintensität

Zusammenfassend läßt sich auf der Basis dieser maßnahmenorientierten Betrachtung feststellen, dass unabhängig von der Frage der weiteren Nutzung der Kernenergie aus klimapolitischen Gründen ein hoher Handlungsbedarf besteht. Geht man langfristig von engagierten Minderungszielen, d. h. Halbierung des CO_2-Ausstoßes aus, wird dies nur mit der massiven Umsetzung von Maßnahmen mittlerer Umsetzungsintensität realisierbar sein. Der energiepolitische Handlungsspielraum ist dabei längerfristig eher begrenzt. Selbst wenn alle heute vorstellbaren Maßnahmen (auch höherer Umsetzungskategorien) ausgeschöpft werden, erreicht man gerade eine um 5 %-Punkte höhere Reduktionsrate. Legt man die Schätzung von DIW und Öko-Institut zugrunde, ist bei vollständiger Maßnahmenausschöpfung gerade eine Zielerreichung möglich.

Aufgrund der Langfristigkeit von Entscheidungen im Energiebereich müssen die notwendigen Weichenstellungen für eine derartige Entwicklung heute bereits getroffen werden. Insofern ist vor diesem Zielhintergrund der energiepolitische Handlungsspielraum auch kurz- bis mittelfristig begrenzt. In einer Übergangszeit verschafft zwar eine über CO_2 hinausgehende Betrachtung der Klimaschutzanforderungen aufgrund der überproportionalen Minderungsmöglichkeiten bei anderen Treibhausgasen ebenso einen vermeindlich größeren Spielraum, wie eine Variation der Betriebszeitbegrenzung von Kernkraftwerken. Die hierdurch möglicherweise gewonnene Zeit, ändert aber nichts an der Tatsache, dass die Umsetzung der weitergehenden Maßnahmen in jedem Fall notwendig ist.

4.2.1.3 Gesamtsystemare Klimaschutzstrategien

4.2.1.3.1 Eigene Untersuchungen und ältere Studien

Die Schwierigkeit einer effizienten Klimaschutzpolitik besteht nicht nur darin, potentielle Maßnahmen in den unterschiedlichen Bereichen zu identifizieren, sondern diese dann in ein konsistentes, gesamtsystemares Klimaschutzszenario/-programm zu überführen, das alle wesentlichen Wechselwirkungen und Rückkopplungen in ausreichender Form berücksichtigt. Nachfolgend sind drei unterschiedliche Szenarien dargestellt, die versuchen, diesen Ansprüchen zu genügen. Entsprechend der in Kapitel 4.2.1.2 aufgeführten Aspekte bilden die Szenarien dabei eine Bandbreite denkbarer Zukünfte für die Energie- und Klimapolitik in Deutschland ab (vgl. auch Wuppertal Institut 2000). Im einzelnen handelt es sich dabei

- um das Szenario "Klimaschutz und Auslaufen" (Einhaltung der definierten Klimaschutzziele/trendgemäßer Einsatz der Kernkraftwerke mit maximal 40 Betriebsjahren),
- um das Szenario "Begrenzte Betriebszeit" (Einhaltung der definierten Klimaschutzziele/Beschränkung der Laufzeit der Kernkraftwerke mit maximal 25 Betriebsjahren) und
- um das Szenario "Kyoto-Ziel/30 Betriebsjahre" (Einhaltung der Kyoto-Ziele und erst langfristig der für die anderen Szenarien definierten Klimaschutzziele/Beschränkung der Laufzeit der Kernkraftwerke mit maximal 30 Betriebsjahren).

Abbildung 4-13 stellt für diese Szenarien zunächst dar, welche CO_2-Minderungsbeiträge im Zeitverlauf auf der Seite der energienachfrage- und energiebereitstellenden Sektoren gegenüber dem Trend zu leisten sind. Aufgrund der auf lange Sicht in den Szenarien identischen Perspektiven sind in jedem Szenario langfristig vergleichbare Minderungsbeiträge zu realisieren. Unterschiede bestehen dementsprechend im wesentlichen für den Weg dorthin. Naturgemäß ergeben sich die größten Unterschiede bei einer von den zuvor definierten Klimaschutzzielen abweichenden Beschränkung auf die Kyoto-Zielsetzung (Szenario "Kyoto-Ziel/30 Betriebsjahre"). Im Vergleich zum Trend ist dann zwischen 2010 und 2020 der absolut größte Minderungsbeitrag zu leisten, wobei Energienachfrage- und Energieangebotsseite hierzu nahezu im gleichen Umfang beitragen müssen. Die Differenzen zwischen den beiden anderen Szenarien liegen in den wechselseitigen Beiträgen von Nachfrage- und Angebotsseite. Während im Szenario "Begrenzte Betriebszeit" (Klimaschutz/25 Betriebsjahre) bis 2010 vor allem nachfrageseitige Minderungserfolge den Ausschlag geben - im entsprechenden Umfang also gerade in diesem Bereich zusätzliche (Spar-)Maßnahmen durchgeführt werden müssen -, sind es im Szenario "Klimaschutz und Auslaufen" (Klimaschutz/40 Betriebsjahre) zunächst vor allem angebotsseitige Maßnahmen, mit denen eine reale Reduktion der CO_2-Emissionen erreicht werden kann

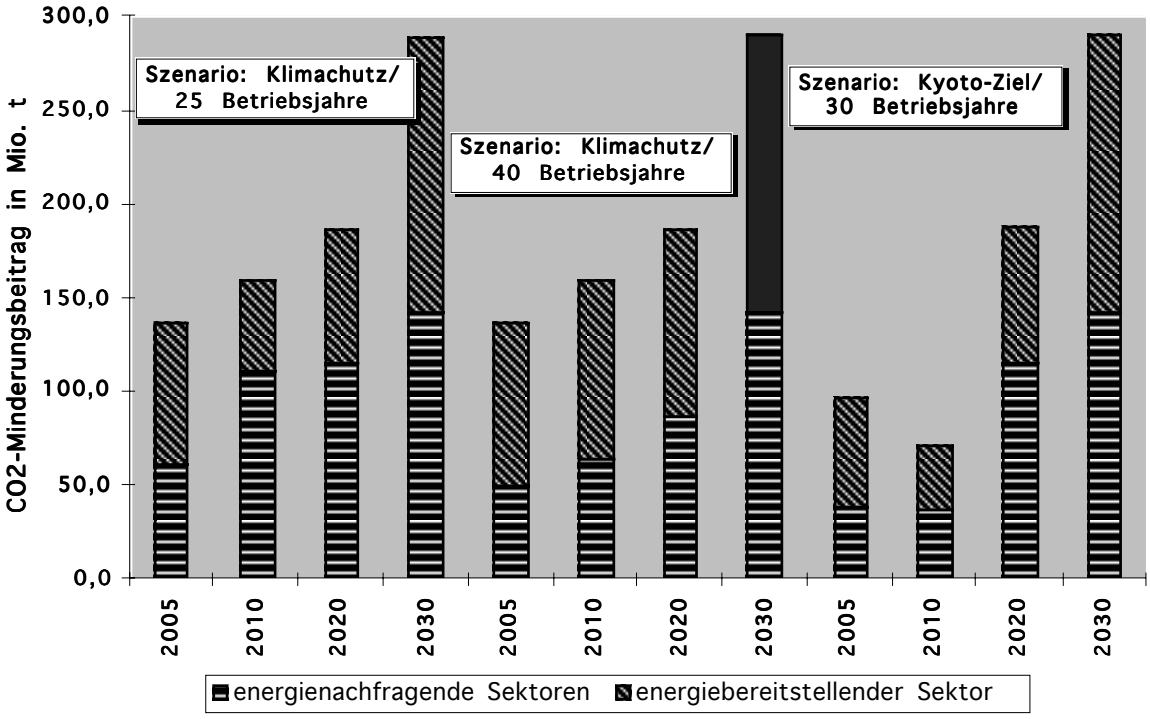


Abbildung 4-13: Endenergie- und anbgebotsseitige CO_2-Minderungsbeiträge im Zeitverlauf gegenüber Trend

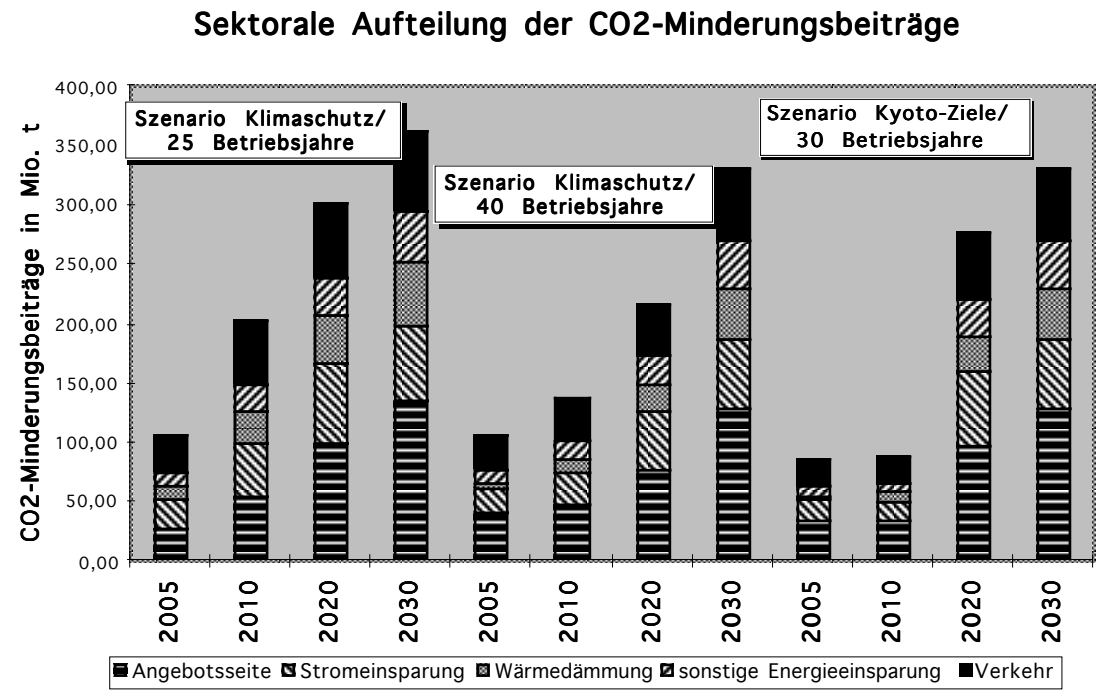


Abbildung 4-14: Sektorale Aufteilung der Minderungsmaßnahmen

Abbildung 4-14 zeigt aufbauend hierauf eine detailliertere sektorale Aufteilung der jeweils innerhalb der betrachteten Szenarien erforderlichen Minderungsmaßnahmen.

Abbdilung 4-15 stellt letztlich eine detailliertere Analyse der angebotsseitigen Maßnahmen dar. Danach zeigt sich in allen Szenarien noch einmal die starke Dominanz der Stromeinsparung für die Erreichung der definierten Klimaschutzziele. Dabei ist zu berücksichtigen, dass es im Bereich der erneuerbaren Energien im betrachteten Zeitverlauf im wesentlichen darauf ankommt, die notwendigen Weichenstellungen zu setzen, um dann längerfristig (vor allem auch nach 2030) im größeren Umfang zur CO_2-Reduktion beizutragen. Für die KWK gilt, dass hier bereits im Trend (zumindest mittefristig, d. h. zwischen 2010 und 2020, durch den kontinuierlichen Ersatz bestehender Anlagen durch Neukraftwerke mit höherer Stromkennzahl) von einer deutlichen Erhöhung des Beitrags zur Stromerzeugung ausgegangen wird. Trifft dies nicht, oder nicht in dem unterstellten Ausmaß ein, sind gegenüber dem Trend auch im Bereich KWK noch einmal deutlich höhere Anstrengungen notwendig (vgl. auch Abbildung 4-16).

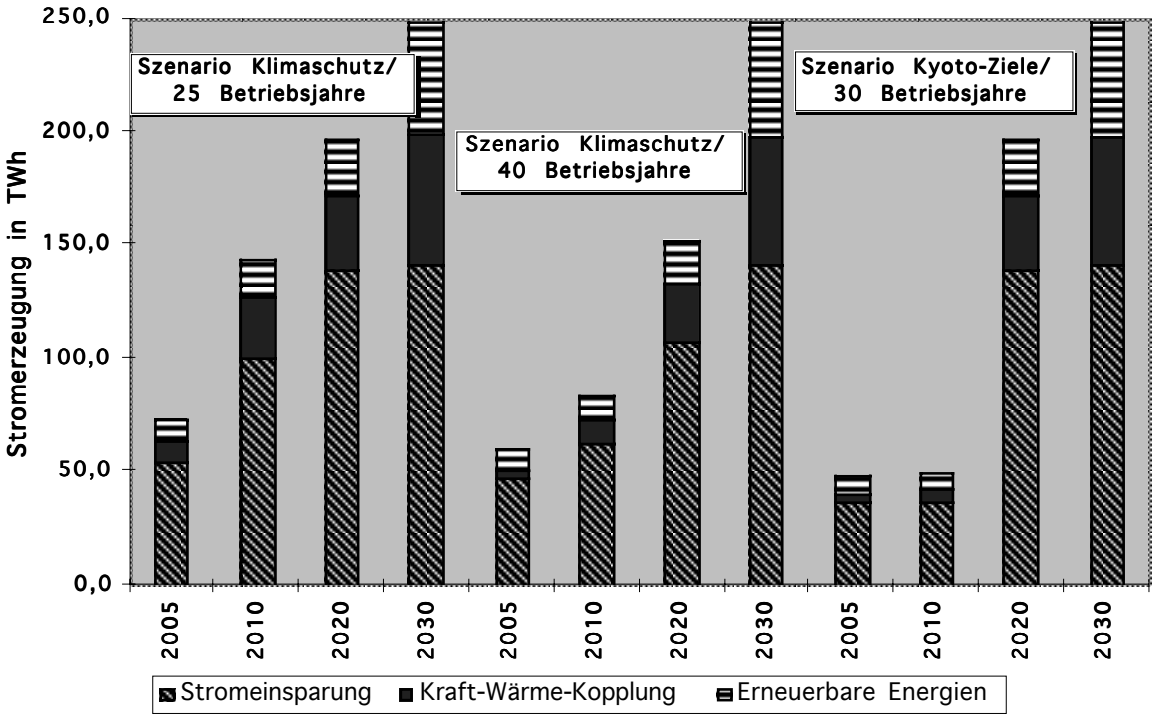


Abbildung 4-15: Detailbetrachtung angebotsseitiger Maßnahmen in den verschiedenen Szenarien

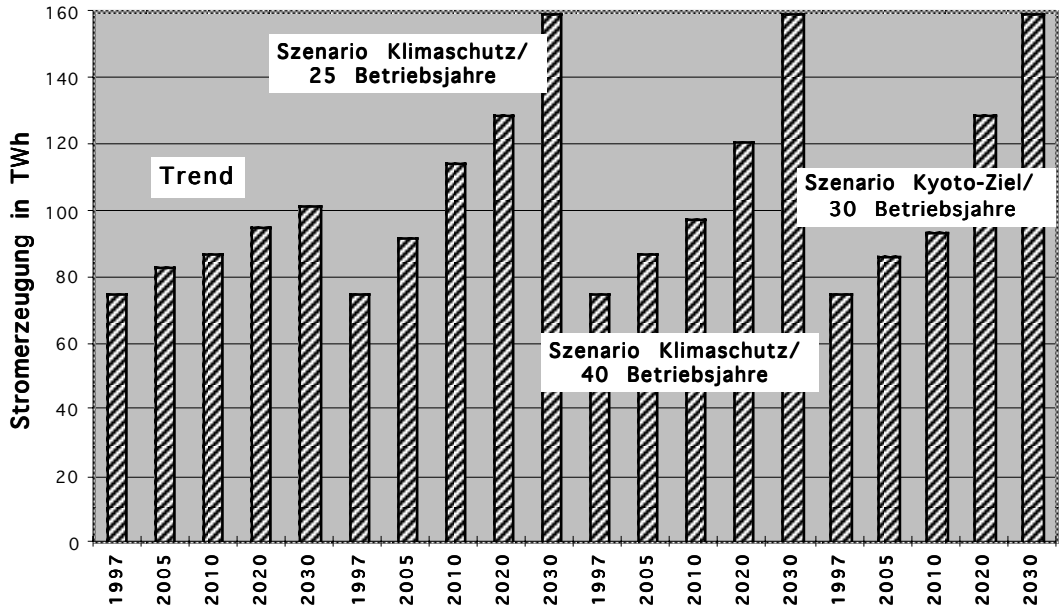


Abbildung 4-16: Entwicklung der Stromerzeugung in KWK-Anlagen in den verschiedenen Szenarien gegenüber Trendentwicklung

Abbildung 4-15 und Abbildung 4-16 zeigen übereinstimmend, dass die KWK eine entscheidende Bedeutung für die Erreichung der hier aufgeführten Klimaschutzziele einnehmen kann und im Sinne einer gesamtsystemaren Strategie auch einnehmen muß.

Auch andere Szenarien gehen im Rahmen der Analyse klimaschutzorientierter Entwicklungen davon aus, dass eine deutliche Ausweitung der KWK hierzu einen maßgeblichen Beitrag leisten muß (vgl. DLR/WI 1999). Dies betrift z. B. die Szenariobetrachtungen der Enquête-Kommission “Schutz der Erdatmosphäre” aber auch die Arbeiten der Gruppe Energie 2010 (Altner u. a. 1995). In einem unteren Zielwert wird hier beispielsweise von einer um den Faktor 3,8 höheren Stromerzeugung in öffentlichen KWK-Anlagen ausgegangen als 1990. Neben einer Verdopplung der Wärmeauskopplung ist hierfür vor allem eine deutliche Erhöhung der Stromkennzahl verantwortlich. Für den oberen Zielwert wird in dieser Studie noch einmal eine um rund 20 % höhere Stromerzeugung in KWK-Anlagen unterstellt.

Aufgrund des im Rahmen der oberen Zielwertbetrachtung geringeren Endenergiebedarfs für Raumheizung und Warmwasser erhöht sich der KWK-Anteil in diesem Kontext dann auf 23 % (im Vergleich zu 17,5 % beim unteren Zielwert). Bezüglich der industriellen KWK wird angenommen, dass bis zum Jahr 2010 rund die Hälfte der verfügbaren Potentiale ausgeschöpft werden kann. Der Deckungsanteil der KWK an der Prozeßwärme (< 500 °C) erhöht sich dann von 32 % in 1990 auf 64 % (unterer Zielwert) bzw. 68 % (oberer Zielwert). Faßt man beide Entwicklungslinien (industrielle und öffentliche KWK) zusammen, resultiert insgesamt ein stark ansteigender Beitrag der KWK. Ihr Anteil an der

gesamten Stromerzeugung erhöht sich unter diesen Voraussetzungen von 10 % im Jahr 1999 auf 21 % (unterer Zielwert) bzw. 24 % (oberer Zielwert) bis zum Jahr 2010.

Zu vergleichbaren Ergebnissen kommt auch eine andere Betrachtung der langfristigen Perspektiven des Energiesystems (Nitsch, Luther 1997). Hinsichtlich der KWK, die heute wärmeseitig nur rund 6 % des Bedarfs an Raumheizung und Warmwasser sowie 32 % des Prozeßwärmebedarfs deckt, wird auch in dieser Untersuchung vor allem auf der Basis der Erfahrungen der Nachbarländer[1] von deutlichen Ausbaupotentialen ausgegangen. Langfristig wird eine Erhöhung der Stromerzeugung in KWK-Anlagen von rund 47 TWh in 1995 auf 152 TWh in 2050 unterstellt. Damit würde die KWK zu rund 25 % zur gesamten Bruttostromerzeugung beitragen können. Mit 138 TWh wird ein Großteil dieses Potentials aufgrund der heute schon gegebenen wirtschaftlichen Realisierungsmöglichkeiten nach Aussagen der Untersuchung bereits bis zum Jahr 2010 ausgeschöpft werden können. Für die Zunahme der KWK-Stromerzeugung ist dabei nicht nur der höhere Anteil an der Wärmebedarfsdeckung, sondern auch eine Erhöhung der mittleren Stromkennzahl verantwortlich. In der Anfangszeit des KWK-Ausbaus wird dabei vor allem Erdgas der maßgebliche Energieträger (mittelfristig auch auf der Basis von Brennstoffzellen) sein, der zunehmend durch eine Biomasse-/Biogasnutzung unterstützt wird. Stein- und Braunkohle sind eher von untergeordneter Bedeutung. Diesel wird vor allem in kleinen dezentralen Anlagen (bei fehlendem Gasanschluß) eingesetzt werden.

Letztlich bestätigt auch das Langfristszenario vom Fraunhofer Institut in Karlsruhe (ISI) und Siemens (Tönsing u. a. 1997) die Entwicklungsmöglichkeiten und -notwendigkeiten der KWK. Bis Mitte des 21. Jahrhunderts wird den Analysen zufolge rund die Hälfte des Strombedarfs durch KWK-Anlagen gedeckt werden müssen, wenn eine massive Reduktion des CO_2-Ausstoßes erreicht werden soll. Dies soll dann insbesondere durch Brennstoffzellensysteme realisiert werden. Zudem wird im starken Umfang Biomasse als Brennstoff für die Anlagen zum Einsatz kommen müssen.

4.2.1.3.2 Aktuelle Untersuchungen im Zusammenhang mit dem Energiedialog 2000

Im Gegensatz zu den aufgeführten Analysen kommen aktuelle Modellrechnungen, die im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitung des Energiedialogs 2000 mit dem IKARUS-Instrumentarium durchgeführt wurden, zu einer deutlich geringeren Gewichtung der KWK im Rahmen gesamtsystemarer Klimaschutzbemühungen (Ziesing 2000). Durch das verwendete Optimierungsmodell wird die Priorotät der KWK als strategische Klimaschutzoption deutlich geringer eingestuft. Als wesentlich effizienter werden etwa Wärmedämmung im Altbau und ein genereller Energieträgerwechsel eingestuft. Selbst unter der Voraussetzung, daß die CO_2-Emissionen (gegenüber dem Ausgangsniveau des Jahres 1990) bis 2005 um 25 % und bis 2020 um 40 % reduziert werden müssen, würde nach IKARUS-Berechnungen die KWK-Stromerzeugung bis 2020 lediglich um rund ein

1 In den Niederlanden erfolgte z. B. in nur in wenigen Jahren ein schneller und massiver Zubau an KWK-Anlagen von mehr als 10.000 ^{M}W. Der KWK-Anteil an der Stromerzeugung liegt heute schon bei mehr als 40 %.

Viertel auf dann etwa 74 TWh ansteigen (als Ausgangsbasis wurde eine KWK-Stromerzeugung von 58 TWh unterstellt).

Im Rahmen der parallel zu diesem Forschungsvorhaben durchgeführten AGFW-Studie hat die Universität Stuttgart mit dem, dem IKARUS-Modell vergleichbaren, Optimierungsverfahren E3NET ebenfalls die Bedeutung der KWK im Rahmen einer Klimaschutzstrategie untersucht. Danach würde die KWK bereits in einer ungehemmnten Referenzentwicklung (d. h. bereits ohne die Vorgabe von Minderungszielen) stark an Bedeutung gewinnen. Ausgehend von dieser aus CO_2-Gesichtspunkten mit einem Emissionsvolumen von rund 800 Mio. t CO_2 im Jahr 2005 günstigen Referenzentwicklung fehlen bis zur Erreichung der gesetzten Klimaschutzziele (25 % Minderung) dann noch etwa 60 Mio. t CO_2. Bezogen auf die KWK kommt das Modell zu dem Ergebnis, daß allein 40 % dieses Fehlbetrages durch die Klimaschutzoption "Ausbau der KWK" bereitgestellt werden müßte. Damit würde sich der Minderungsbeitrag der KWK in der betrachteten kurzen Zeitspanne bis zum Jahr 2005 etwa verdoppeln müssen.

Aufgrund der deutlich abweichenden Ergebnisse der IKARUS-Untersuchungen von den anderen hier dargestellten Ergebnissen beschäftigt sich nachfolgender Exkurs noch einmal mit der Behandlung der KWK innerhalb dieses Instrumentariums.

Exkurs: Die Behandlung der KWK in Gesamtenergiesystemoptimierungsmodellen im allgemeinen und dem IKARUS-Modell im besonderen

Vorteile:

- Gesamtsystemoptimierungsmodelle berücksichtigen von vornherein Konkurrenzbeziehungen zwischen verschiedenen Energieoptionen sowie auftretendeVerdrängungseffekte
- Sind mit erheblichem Aufwand erarbeitet und gewährleisten mit einiger Wahrscheinlichkeit eine Berücksichtigung sämtlicher relevanter Perspektiven
- Sind in der Lage, Maßnahmen aus allen Energieanwendungs- und –umwandlungsfeldern unter Kosten-Nutzen-Aspekten auszuwählen und zu maximal wirksamen Maßnahmenbündel zu verknüpfen bzw. in Rangfolge zu setzen
- Liefern nach einer Variation der Eingangsdaten sofort Ergebnisse und erleichtern es, mit wenig Aufwand breitgefächerte Sensitivitätsanalysen anzufertigen

Nachteile grundsätzlicher Art:

- Vor dem Hintergrund der üblichen Optimierungsziele (CO_2- oder Primärenergieeinsparung zu möglichst geringen volkswirtschaftlichen Kosten) können geringfügige Veränderungen in den Vorgaben (z. B. Inputdaten für die Kosten-Nutzen-Kurven der Alternativen) zu schwergewichtigen Veränderungen der Modellergebnisse führen, so daß geringe Fehleinschätzungen schließlich zu völlig anderen Maßnahmenrangfolgen bzw. -bündeln führen. gesamtenergiesystemmodelle reagieren damit sehr sensitiv auf Unsicherheiten.

- Es handelt sich üblicherweise um eine Optimierung aus der Sicht der Volkswirtschaft. Die Interessenlagen (Ansprüche, Hemmnisse, Prioritäten) der jeweiligen Akteure und der Transaktionsaufwand, der möglicherweise zu deren Motivation erforderlich ist, bleiben ausgeklammert

- Nach Vorlage der Ergebnisse bleibt unberücksichtigt, welche Herausforderungen mit einer Umsetzung der empfohlenen Maßnahmen verbunden sind.Dies gilt auch für die Erschließung volkswirtschaftlich zwar effizienter, in der Realität aber gehemmter Potentiale (sog. no regret Potentiale)

- Es läßt sich nach der Erarbeitung der Maßnahmenrangfolgen schwer nachvollziehen, welche Akzente für das bessere Abschneiden der präferierten Pfade ausschlaggebend waren bzw. welche (Einzel-)Belastungen andere Pfade in einen hinteren Rang setzen

- Die Transparenz der berücksichtigten formelmäßigen Zusammenhänge ist von vornherein sehr begrenzt; dies gilt angesichts der meist hohen Komplexität der verwendeten Modelle (Anzahl der Variablen) auch für die Nachvollziehbarkeit der Ergebnisse insgesamt

- Ein eigentlicher Vorteil, demzufolge der Programmanwender eigentlich nur Rahmendaten einzugeben braucht und allenfalls eigene Erfahrungen zur Kostenstruktur und Dynamik der Pfade/Maßnahmen eingibt, so daß grundsätzlich zwar gute Voraussetzungen für unvoreingenommene Ergebnisse gegeben sind, kehrt sich eher in einen Nachteil (Manipulationsfähigkeit) um, weil es leicht fällt, an vielen Stellen geringste Abwandlungen vorzunehmen (die je für sich unauffällig sind), die aber per Saldo die gewünschte Tendenz problemlos unterstützen.

Fazit: die Ergebnisse von Gesamtoptimierungsmodellen erlangen nur eine Aussagekraft, wenn die wesentlichen Pfade anschließend aus der Sicht der jeweiligen Akteure analysiert werden (Was muß geschehen, damit die veranschlagte Umsetzung Realität werden kann?). Optimierungsansätze können einen wichtigen Fingerzeig geben, wo Maßnahmen mit hoher Präferenz eingeleitet werden sollten. Die tatsächliche Ableitung von Maßnahmen/Maßnahmenbündeln sollte dann aber mit (nachgeschalteten) Simulationsmodellen erfolgen, mit denen das Verhalten der relevanten Akteure praxisnah abgebildet werden kann, Hemmnisse also einbezogen werden können.

Schwächen bei der Abbildung der KWK

- Die KWK beinhaltet in ihren verschiedenen Ausführungsformen eine Fülle von internen Wechselbeziehungen, die sich innerhalb von Punktmodellen, wie IKARUS, nicht ohne weiteres abbilden lassen und bisher auch nur unzureichend abgebildet sind. Es genügt nicht, die KWK auf der Basis einiger weniger Kosten-Nutzenfunktionen und Input-Outputgleichungen in das Modell einzubeziehen.

So gelingt es bislang nicht, folgende Effekte in die Betrachtung einzubeziehen:

- Nah/Fernwärme: die Erzeugungskosten sind von der Leistungsklasse der KWK-Anlage abhängig, d. h. bei großen Einheiten sind zur Einhaltung von Kostengrenzen, die sich aus der Konkurrenzbeziehung zu anderen Heizungsarten ergeben, höhere Verteilungskosten zulässig; Konsequenz: es sind im Prinzip für jede Stadt Optimierungsrechnungen bzgl. der Wahl der KWK-Anlage und des sinnvollen Umfanges der Fernwärmeversorgung zumindest anhand von statistischem Datenmaterial anzufertigen,

- Je nach Ausgangsbedingungen kann das auf eine Örtlichkeit bezogene Optimum der KWK in zentralen oder eher dezentralen Lösungen liegen, es genügt nicht, mit einer oder einigen wenigen Modellregionen/städten in die Betrachtung hineinzugehen

- Die oft bedeutenden Anlaufverlustkosten der Nah/Fernwärmeversorgung und die spezifischen Verlegekosten werden in hohem Maße von Ausbaustrategien beeinflußt; Unternehmen, die den Nah/Fernwärmeausbau intensiv betreiben und sich nach langfristigen Planungen orientieren, entsprechend in hohem Maße sich bietende Gelegenheiten (Neubaugebiete, Heizanlagenerneuerung, ohnehin stattfindende Tiefbauarbeiten, etc.) ausnutzen und Verbraucher frühzeitig über mögliche Fernwärmeanschlüsse informieren, außerdem aufgrund der Erfahrungen besser angepaßte technische Konzepte wahrnehmen, kommen zu weitaus niedrigeren Kosten des Gesamtsystems als durchschnittliche Akteure. Fazit: mit zunehmender Aktivität sinken die Kosten

- Das Ausgangsinventar an KWK-Anlagen und Nah/Fernwärmeversorgungsanla-gen beeinflußt in hohem Maße die Kosten eines weiteren Ausbaus bzw. einer weiteren Fernwärmeverdichtung (wobei die tatsächliche Lebensdauer der existierenden Fernwärmesysteme meist bedeutend höher als veranschlagt ausfällt).

- Begünstigungen wie

- Anknüpfungsmöglichkeiten an Industriebetriebe (Wärmeauskopplung, kooperative KWK,..),

- Schaffung größerer Einheiten durch Verknüpfung vorhandener Nah/Fernwärmesysteme

- KWK-Nachrüstungsmöglichkeiten

müssen bei den typisierenden Betrachtungen unberücksichtigt bleiben.

Derartige Effekte lassen sich nur angemessen berücksichtigen, wenn im Vorfeld eine größere Zahl von Beispielen analysiert wurde und wenn auf der Basis der damit gewonnenen Erkenntnisse eine Hochrechnung mit Hilfe von örtlichem statistischen Datenmaterial bezogen auf die Bundesrepublik erfolgt. Die realitätsgerechte Abbildung der KWK bzw. Nah/Fernwärme ist in weitaus stärkerem Maße von einer repräsentativen Berücksichtigung örtlicher Bedingungen abhängig als die übrigen leitungsgebundenen Energieversorgungssysteme.

Aufgrund des hohen Abweichungsgrades der Ergebnisse der IKARUS-Modellrechnungen bei der Beurteilung der unter Klimaschutzgesichtspunkten zu realisierenden KWK-Potentiale werden die Probleme dieses Modellinstrumentariums hier gesondert betrachtet.

Spezielle Probleme des IKARUS-Modells bzw. der zuletzt im Rahmen einer UBA-Studie durchgeführten Anwendung sind:

- Die Abbildung der KWK erfolgt in zu groben Stufen (d.h. eine nächste Stufe kommt gegenüber den konkurrierenden Maßnahmen erst verzögert zum Zuge; so bietet z.B. das E^3Net des IER eine feinere Abstufung)
- Der Strombedarf ist im Vergleich zu anderen Modellen zu gering eingesetzt (hierdurch werden die kostenwirksamen Verdrängungseffekte durch KWK vergrößert)
- Der existierende KWK-Bestand ist zu grob abgebildet
- Es wird das Startjahr 1995 eingesetzt, so daß z.B. die bereits in den letzten 5 Jahren erfolgten Wärmeschutzmaßnahmen (für die z.B. eine hohe Umsetzungseffizienz im Zuge der Erneuerungszyklen berücksichtigt wird) zu Lasten eines reduzierten KWK-Wärmeabsatzes zu hoch veranschlagt werden
- Die KWK ist nicht in ihrer gegebenen Flexibilität berücksichtigt worden (z.B. Flexibilität zwischen Strom- und Wärmeerzeugung)
- Die eingesetzten Brennstoffpreise sind diskussionswürdig

4.2.2 Weltweite Entwicklungsperspektiven

Die wohl umfassendsten globalen Szenarioanalysen sind durch das World Energy Council durchgeführt und zuletzt 1995 in Tokyo bzw. 1998 in Houston diskutiert worden (WEC 1995 und WEC 1998). Traditionell beschreibt die WEC mehrere Energiezukünfte. Die Szenariofamilie A (in der Regel handelt es sich auch innerhalb einer Familie immer um mehrere Szenarien) bildet dabei einen stark wachstums- und angebotsorientierten Prozeß ab. Szenario B wird häufig als Trendszenario aufgefaßt (“Business as Usual”), während die Szenarien der C-Familie sog. “ökologisch-getriebene (ecological driven)” Energiezukünfte beschreiben. In den jüngeren Szenarioarbeiten hat die WEC frühere Fehleinschätzungen bezüglich eines sehr stark anwachsenden Weltprimärenergieverbrauchs stark korrigiert. Bemerkenswert ist insbesondere, dass 1980 sogar für das Szenario C, also dasjenige mit den geringsten Annahmen über die Energieverbrauchszuwächse, ein noch höherer Primärenergieverbrauch ermittelt wurde als er real eingetreten ist. Selbst die neuen wachstumsorientierten Szenarien A liegen unterhalb der damals dargestellten Entwicklungsoption.

Mit dem C1-Szenario hat die WEC erstmals einen Entwicklungspfad vorgelegt, der nachweist, dass eine risikominimierende “dauerhafte" Energiestrategie weltweit möglich ist. Im 21.Jahrhundert können danach sowohl maßgebliche Klimaschutzziele erreicht werden (Begrenzung des Anstiegs der CO_2-Konzentration auf unter 450 ppm und des globalen Temperaturanstiegs auf unter 2°C gegenüber dem vorindustriellen Stand) als

auch langfristig (d. h. bis zum Jahr 2100) weltweit auf die Kernenergie verzichtet werden. Allerdings wird eine ausreichende CO_2-Reduktion (um rd. 2/3 gegenüber 1990) erst erheblich nach 2050 erreicht; die deutsche Klima-Enquete-Kommission und das Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) fordern dagegen bereits bis 2050 eine weltweite CO_2-Reduktion um 50 % (Enquete 1995). Das langsamere Umsteuern im WEC-Szenario C1 resultiert vor allem aus dem in diesen Rechnungen angenommenen moderaten Anstieg der Energieproduktivität von durchschnittlich 1,4 %/a, wohingegen die WEC 1992 noch bis zu 2,4 %/a. für möglich gehalten hatte.

Wesentliche neue Erkenntnisse des WEC liegen vor allem auch in der Bewertung der Investitionskosten und der Realisierungschancen der Szenarien vor. Die kumulierten Investitionskosten des C1-Szenarios liegen für den Zeitraum 1990-2050 um 33 % bzw. um 43 % unter den entsprechenden Investitionskosten der übrigen risikokumulierenden Szenarien (z.B. Szenarien B und A1[2]). Die Investitionen auf der Verbrauchsseite sind allerdings bei keinem Szenario berücksichtigt worden. Sie werden aber aufgrund des relativ höheren Effizienzwachstums in C1 über denen der anderen Szenarien liegen. Andererseits werden dadurch beim Verbraucher auch mehr laufende Energiekosten vermieden. Insgesamt läßt sich daraus ableiten, -so auch die Lesart der WEC - dass das risikoärmere C1-Szenario auch in wirtschaftlicher Hinsicht gegenüber den aufgezeigten Alternativstrategien (A1, B) mit hoher Wahrscheinlichkeit vorteilhaft sein dürfte.

Wie Tabelle 4-28 zeigt, weichen je nach Szenarioannahmen nicht nur die Gesamtenergieverbräuche deutlich voneinander ab, sondern ist auch die Einschätzung über die absolute oder relative Bedeutung einzelner Technologien szenarioabhängig. So erhöht sich beispielsweise in allen Szenarien der absolute Beitrag der erneuerbaren Energien zur Energiebereitstellung im Zeitverlauf in vergleichbarer Weise. Dagegen liegt der relative Anteil der erneuerbaren Energien im Szenario C1 im Jahr 2050 bereits bei 57,5 %, während er im Szenario A1 (B) zum gleichen Zeitpunkt lediglich 34,7 % (33,9 %) beträgt. Hieran zeigt sich deutlich, dass unter der Zielrichtung globaler Klimaschutz ein erfolgreiches Zusammenspiel von Reduzierung des Energieverbrauchs auf der einen Seite und Deckung des Restenergiebedarfs weitgehend über erneuerbare Energien auf der anderen Seite notwendig ist. Nur dann ist - den Angaben der WEC zufolge (vgl. Tabelle 4-28) - eine nennenswerte Minderung des CO_2-Ausstoßes möglich.

2 Im Szenario A 1 steigen bis zum Jahr 2050 die CO_2-Emissionen aber um den Faktor Faktor 2 und die Kernenergiekapazität wird mehr als vervierfacht, während beide im Szenario C1 deutlich reduziert werden.

Tabelle 4-28: Stromerzeugung sowie Stromerzeugungsmix unterschiedlicher globaler Energieszenarien in TWh/a (WEC 1998)

	WEC A1	WEC B	WEC C1
1995			
fossile Energieträger	7,21	7,21	7,21
Kernenergie	2,06	2,06	2,06
erneuerbare Energien	2,32	2,32	2,32
- Wasser/Geothermie	2,2	2,2	2,2
- Solar	-	-	-
- Wind	-	-	-
- Biomasse/Müll	0,1	0,1	0,1
Summe	11,59	11,59	11,59
CO_2-Emissionen (Gt C)	6,3	6,3	6,3
2020			
fossile Energieträger	11,4	10,5	8,5
Kernenergie	4,0	4,0	3,5
erneuerbare Energien	6,6	4,5	4,0
- Wasser/Geothermie	3,5	2,7	3,0
- Solar	0,6	0,3	0,4
- Wind	1,0	0,5	0,4
- Biomasse/Müll	1,5	1,0	0,2
Summe	22,0	19,0	16,0
2050			
fossile Energieträger	13,0	9,0	8,0
Kernenergie	11,5	11,5	2,2
erneuerbare Energien	13,0	10,5	13,8
- Wasser/Geothermie	3,5	4,5	4,6
- Solar	5,7	1,8	5,5
- Wind	2,6	2,5	2,8
- Biomasse/Müll	1,2	1,7	0,9
Summe	37,5	31,0	24,0
CO_2-Emissionen (Gt C)	12,0	10,0	5,0

In diesem Kontext kann auch die KWK einen wichtigen Beitrag zur Primärenergieeinsparung leisten. In bezug auf die Bedeutung der KWK im zukünftigen globalen Energiesystem liegen von der WEC alerdings keine quantitativen Detailanalysen vor. Vor diesem Hintergrund sind am Wuppertal Institut eigene Abschätzungen durchgeführt worden (Fischedick, Wolters 1999). Die Untersuchung bezieht sich vor allem auf die langfristige Zeitperspektive und geht in diesem Zusammenhang davon aus, dass auf längere Sicht neben dem Energieeinspareffekt durch die KWK ein zusätzlicher CO_2-Minderungsbeitrag durch den Einsatz erneuerbarer Energieträger in KWK-Anlagen erfolgen muß. Aufgrund der begrenzten Einsatzgebiete solarthermischer Kraftwerke für

die Kraft-Wärme-Kopplung[3] kommt in diesem Zusammenhang vor allem der Biomasse eine wesentliche Bedeutung zu, wenngleich hier natürlich zu beachten ist, dass die Biomassepotentiale insgesamt begrenzt sind und wie bereits dargestellt konkurrierende Einsatzmöglichkeiten bestehen.

Abbildung 4-17 stellt vor diesem Hintergrund die KWK-Stromerzeugung für die verschiedenen im Jahr 2050 im Einsatz befindliche Technologien dar, und zwar aufgeteilt nach den drei maßgeblichen Weltregionen sowie in ihrer Gesamtheit. Diese Werte sind Teilergebnis einer gesamtsystemaren Betrachtung des globalen Energiesystems (vgl. Hennicke, Lovins 1999) basierend auf einer Analyse von 16 Weltregionen und 111 detaillierten Länderbetrachtungen mit der Zielrichtung der Beschreibung eines klimaschutzorientierten Entwicklungspfades bis zum Jahr 2050 (Halbierung des CO_2-Ausstoßes). Unter dieser Voraussetzung liegt der Strombereitstellungsbeitrag der KWK mit rund 4.500 TWh/a langfristig um den Faktor 2,25 höher als die heutige weltweite Erzeugung (rund 2000 TWh/a).

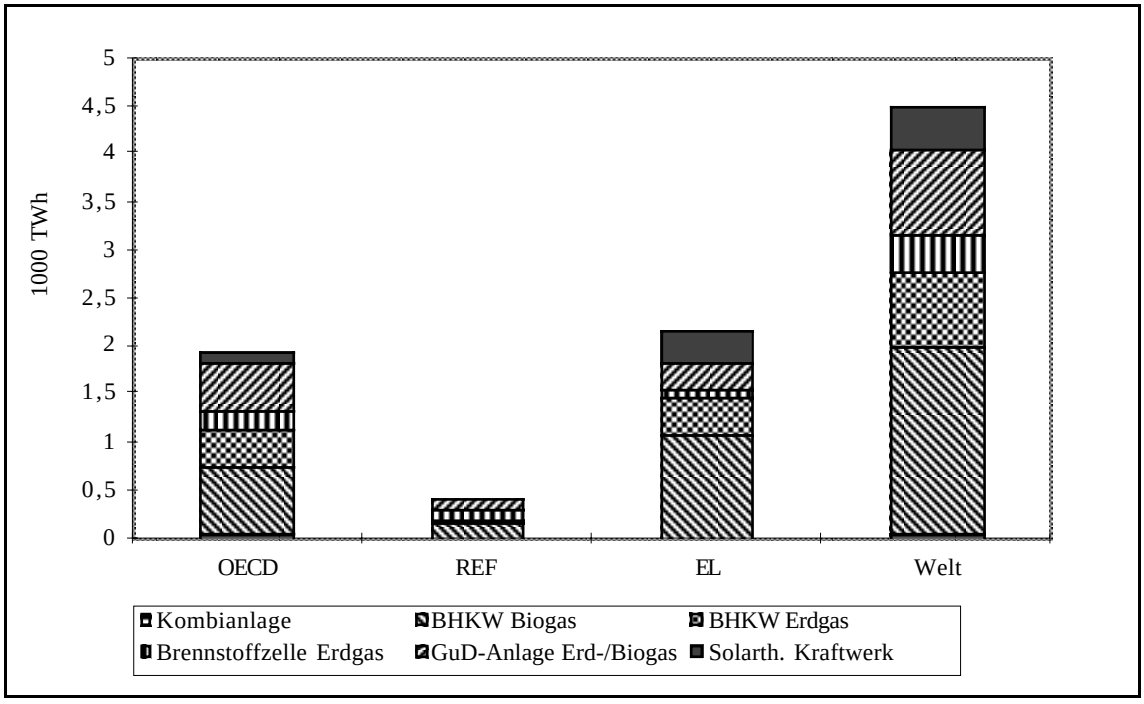


Abbildung 4-17: Stromerzeugung aus KWK nach Weltregionen im Jahr 2050

Hinsichtlich der Interpretation der Abbildung ist zu beachten, dass bei den solarthermischen Kraftwerken eine Unterstützung (Zufeuerung) durch Erdgas unterstellt wurde, wohingegen mittelfristig errichtete Erdgas-GUD-Anlagen in dieser Langfristperpektive zunehmend mit Biogas betrieben werden. Kombianlagen, welche nur

3 In der Regel weisen Wärmenachfrage und Solarenergieangebot eine umgekehrt proportionale Korrelation auf. Demgegenüber kann mit solarthermischen Kraftwerken der Bedarf nach Kälteleistung (über Absorptionskältemaschinen) zeitgleich befriedigt werden.

noch einen kleinen Beitrag in den OECD Staaten leisten, basieren 2050 auf einer Mischfeuerung von Kohle und Biomasse. Die in Abbildung 4-17 dargestellten Anteile für die Einzeltechnologien sind dabei als ein möglicher Technologiemix von Vielen zu verstehen und hängen sehr stark davon ab, ob die im Rahmen der Untersuchung unterstellten Kostendegressionen erreichbar sind. Deshalb sind grundsätzlich auch andere Kombinationsverhältnisse denkbar. Hinreichend sicher ist aber, dass die KWK unter der zugrundegelegten Zielvorstellung einen Wachstumsmarkt darstellt und hierfür auch neue KWK-Technologien notwendig sind.

Dies gilt auch bereits für das Jahr 2020. Nach gleicher Untersuchung beträgt der Stromerzeugungsbeitrag der Kraft-Wärme-Kopplung zu diesem Zeitpunkt schon rund 3.290 TWh, der zu rund 75 % auf gasgefeuerten GUD-Anlagen basiert. Darüber hinaus gewinnen dezentrale KWK-Anlagen (zunehmend auch Brennstoffzellen) vermehrt an Bedeutung). Besonders hohe Wachstumsraten sind in dieser mittelfristigen Zeitperspektive besonders in den OECD-Ländern zu erwarten, während danach weitere Ausbaumöglichkeiten der KWK verstärkt durch Einsparbemühungen im Raum- und Prozeßwärmebereich kompensiert werden. Dabei wird unterstellt, dass etwa Niedrigenergie- und Passivhäuser in wenigen Jahrzehnten standardmäßig und flächendeckend errichtet werden.

Für die OECD-Staaten bedeutet die Zielsetzung Klimaschutz, dass die technischen Potentiale zu rund der Hälfte erschlossen werden müssen. Im Jahr 2050 werden 32 % der Stromerzeugung in KWK erfolgen und ein Anteil von 12 % der Wärmebereitstellung in Koppelproduktion realisiert werden können. Die Werte für die Reformstaaten liegen in ähnlicher Größenordnung (Anteil von 35 % am Strom- und von 11 % am Wärmemarkt). Dagegen sind die resultierenden Anteile in den Entwicklungsländern deutlich niedriger (22 % und 9 %). Dennoch erfolgt auch in den Entwicklungsländern vor allem zwischen 2020 und 2050 ein deutlicher Anstieg der KWK gegenüber den heutigen Verhältnissen. Für alle Weltregionen liegen aber trotzdem auch dann noch weitere, noch nicht ausgeschöpfte technische KWK-Potentiale in ähnlicher Größe vor.

Nicht nur durch eine zusätzliche Wärmeauskopplung bei der Stromerzeugung, sondern auch durch eine weitere Umwandlung der anfallenden Wärme in Kälte kann Energie eingespart werden. Dies ist von großer Bedeutung, da gerade Kälteanwendungen (z. B. Klimatisierung) weltweit stetig zunehmen. In den USA z. B. nutzen bereits zwei Drittel aller Haushalte eine Klimaanlage und verbrauchen dafür mit 1.600 kWh pro Gerät bereits mehr Strom als für den Kühlschrank. Aus klimatischen Gründen könnte auch in Entwicklungsländern in Zukunft ein sehr hoher Bedarf für Raumkühlung entstehen. Die hierdurch entstehende zusätzliche Nachfrage sollte möglichst in Kraft-Kälte-Kopplung mittels Absorptionskälteanlagen oder zentral betriebenen Kompressionskälteanlagen gedeckt werden, um die ökologischen Nebeneffekte in Grenzen zu halten. Ähnlich wie bei der Raumwärme kann man auch hier über Gradtage, in diesem Fall über Kühlgradtage, errechnen, wieviel Energie benötigt wird, um alle Gebäude in Entwicklungsländern auf eine angenehme Raumtemperatur zu kühlen. Kurzfristig ist eine Klimatisierung aller

Gebäude zwar nicht zu erreichen, im Zeitraum von über 50 Jahren ist dies aber grundsätzlich möglich.

Exkurs zur Kälteerzeugung: Vergleichbar der Raumwärme bestehen auch im Bereich der Raumkälte, also in Klimaregionen mit hohen durchschnittlichen Umgebungstemperaturen, unterschiedliche Möglichkeiten durch eine energetische Optimierung von Lage, Form und Bauweise einem rapide ansteigenden Klimatisierungsbedarf entgegenzuwirken. In der Nähe von Sacramento beispielsweise wurde ein Passivhaus für tropische Regionen gebaut, welches bei Umgebungstemperaturen von 40 bis 45 °C und hoher Luftfeuchtigkeit gänzlich ohne aktives Kühlsystem auskommt, ein angenehmes Raumklima schafft und wirtschaftlich konkurrenzfähig ist. Unter den Bedingungen einer zukunftsfähigen Entwicklung werden diese Möglichkeiten analog zu den oben genannten Wärmeoptimierungspotentialen ausgeschöpft, so dass auch hier mittelfristig durchschnittlich ein Niedrigenergiestandard erreicht wird, der Kältebedarf bei heutigen Bedingungen entsprechend abnimmt.

Aufgrund der Einkommensstruktur in Entwicklungsländern spielen Klimaanlagen heute nur eine untergeordnete Rolle. Weniger als 2 Prozent der Haushalte können sich überhaupt eine solche leisten. Selbst bei einer erhofften “nachholenden” Entwicklung werden voraussichtlich auch im Jahre 2050 Kühlungen nur für etwa 10 % dieser Bevölkerungsgruppe finanzierbar sein.

Vor diesem Hintergrund sind in Tabelle 4-29 die absoluten Werte für den weltweiten Kälte- und Wärmebedarf in der zeitlichen Entwicklung nach Regionen dargestellt. Aufgrund der unzureichenden Datenbasis können für den heutigen Nutzungsstand keine exakten Zahlen angegeben werden. Aus dieser Gegenüberstellung läßt sich erkennen, dass trotz des unterstellten massiven Anstiegs die Raumkühlung auch langfristig einen deutlich kleineren Energieverbrauch verursachen wird als die Wärmebereitstellung. Unter technischen Gesichtspunkten läßt sich dieser Kältebedarf vollständig mittels KW(K)K-Anlagen bereitstellen. Nach den eigenen Analysen werden diese Potentiale jedoch aufgrund der Berücksichtigung von Hemmnissen und zusätzlichen Plausibilitätsbetrachtungen selbst langfristig nur zu 60 % erschöpft werden können.

Bei der Bestimmung des Kältebedarfs ist der Industriesektor nicht enthalten. Aufgrund einer nicht ausreichenden Datenbasis wurden hier keine Potentiale ermittelt. Daher ist noch mit einer deutlichen Steigerung von Kältepotentialen zu rechnen, wenn diese auch hier im Vergleich zur Wärme weiterhin gering bleiben dürften. Weitere Untersuchungen sollten an dieser Stelle angeschlossen werden.

Tabelle 4-29: Kälte- und Wärmebedarf (jeweils eigene Berechnungen)

	1995	2020	2050
Kältebedarf (ohne Industrie) in PJ/a			
OECD	-	1,4	600
REF	-	0,1	20
DC	-	4,8	1.200
Wärmebedarf in PJ/a			
OECD	15.200	17.000	51.500
REF	12.900	12.300	15.000
DC	7.400	19.400	98.700

Alle aufgezeigten Entwicklungspfade werden von der WEC für möglich gehalten. In jedem Fall gilt aber, dass die Entwicklungen nicht selbstverständlich eintreten werden, sondern jeweils energiepolitischer Handlungsbedarf besteht. Das WEC hat damit nachdrücklich gezeigt, dass Risikominimierung und Klimaschutz möglich und finanzierbar sind. Die Autoren betonen aber, dass trotz des langen Zeithorizonts die Richtungsentscheidungen für den einzuschlagenden Zukunftspfad heute notwendig sind, weil sich die in den Szenarien abgebildeten Strategien in wenigen Jahrzehnten wechselseitig ausschließen und die Kapitalbindungszeiten im Energiesystem in der Regel mehrere Jahrzehnte betragen.

Vergleichbare Szenarioanalysen sind vom International Project for Sustainable Energy Paths (IPSEP) jüngst auch für die europäische Union durchgeführt worden (IPSEP 1999). Die Untersuchung basiert auf den von der DGXVII der Europäischen Union dargestellten “economic growth”-Pfaden und kombiniert diese mit einer innovativen Energiestrategie. Einer der Hauptschwerpunkte dieser Strategie, die eine Minderung des Ausstoßes klimarelevanter Spurengase zum Ziel hat (16 % bis zum Jahr 2020 gegenüber dem Jahr 1990, dies entspricht einer Verdopplung des bestehenden EU-Ziels zur Erfüllung des Kyoto-Protokolls), stellt dabei der Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung dar. Im Vergleich zu den DGXVII-Szenarien (Hypermarket und Forum) wird ein zusätzliches CO_2-Minderungspotential von bis zu knapp 238 Mio. t CO_2 (297 Mio. t CO_2) ermittelt (vgl. Tabelle 4-30). Notwendig wäre hierzu, daß etwa 75 % (90 %) der in der Betrachtungsperiode zugebauten elektrischen Leistung als KWK-Anlagen installiert wird. Der KWK-Anteil an der gesamten Stromerzeugung würde sich dann von heute 12 % auf 58 (69 %) erhöhen.

Tabelle 4-30: Stromerzeugung und resultierende CO_2-Emissionen in der EU (Szenarioergebnisse des IPSEP)

		1990	Hyper-market 2020	Forum 2020	HM (75 % Zubauanteil KWK) 2000 - 2020	HM (90 % Zubauanteil KWK) 2000 - 2020
Stromerzeugung	TWh	1.159	2.473	1.557	2.473	2.473
Kraftwerksneubau	GW_{el}		330	237	330	330
Anteil KWK	GW_{el}		52	56	249	302
KWK-Stromerzeugung	TWh	137	340	355	1.426	1.715
Anteil KWK an Gesamt-Stromerzeugung	%	12	14	23	58	69
CO_2-Reduktion durch KWK	Mio. t CO_2	17	75	52	290	349

4.2.3 Energiewirtschaftliche Bewertung der Szenarioanalysen

Alle vorliegenden Energieszenarien zeigen für die globale, europäische und nationale Ebene übereinstimmend, dass für die Realisierung einer ausreichenden CO_2-Minderung - unabhängig von anderen energiepolitischen Zielsetzungen - die Stärkung der drei strategischen Klimaschutzelemente Rationelle Energieanwendung (Energiesparen), Erneuerbare Energien und Kraft-Wärme-Kopplung maßgeblich ist. Dies gilt insbesondere für Deutschland mit den hier zugrunde zu legenden international hohen Klimaschutzzielen (Selbstverpflichtungsziel 25 % bis 2005; 21 % bis 2008 bis 2012 gemäß der Kyoto-Vereinbarungen sowie 50 % bis 2020 und 80 % bis 2050 im Rahmen der Empfehlungen der Enquête-Kommission “Schutz der Erdatmosphäre”). Diese sind nur zu erreichen, wenn der rationelleren Energienutzung Vorrang eingeräumt, der Marktanteil von Kraft-Wärme/Kälte-Kopplung in der Industrie und in den Kommunen erheblich ausgeweitet und die Restenergiebedarfsdeckung durch erneuerbare Energien stufenweise angehoben wird.

Unstrittig ist darüber hinaus: Der Ausstieg aus der Kernenergie, wie er in Deutschland politisch angestrebt wird, wird erhebliche zusätzliche CO_2-Emissionen verursachen, sofern parallel dazu nicht eine Innovations- und Investitionsdynamik für klimaverträgliche Alternativen induziert und eine energiepolitische Offensive zur Effizienzsteigerung und Markteinführung von erneuerbaren Energien begonnen wird.

Obwohl auf der Basis der heute bekannten Technologien eine Vielzahl von Klimaschutzmöglichkeiten zur Verfügung stehen, zeigt sich doch sehr klar, dass der Handlungsspielraum für die deutsche (aber auch darüber hinausgehend die internationale Energie- und Klimapolitik) eher eingeschränkt ist, wenn die hier definierten Klimaschutzziele, die innerhalb von 30 Jahren eine Rückführung des CO_2-Ausstoßes auf

die Hälfte des Niveaus des Jahres 1990 vorgeben, realisiert werden sollen. Dies gilt in erster Linie unabhängig von den zu treffenden Entscheidungen über die weitere Nutzung oder ggf. zeitliche Begrenzung der Betriebszeit der Kernkraftwerke. Für die deutsche Klima- und Energiepolitik bedeutet dies, dass bereits in den kommenden Jahren die wesentlichen Weichenstellungen und Rahmenbedingungen zu schaffen sind, damit über die Erfüllung der verbindlichen Klimaschutzzusagen der Bundesregierung (Kyoto-Ziel) hinaus eine ausreichende Dynamik für eine nachhaltige klimaverträgliche Entwicklung in Gang gesetzt wird.

Als Leitlinien für die Energiepolitik lassen sich für den Zeitverlauf bis zum Jahr 2010 daraus im wesentlichen folgende Anforderungen ableiten:

- Erhöhung der Produktivität des Energieeinsatzes von heute 1,7 bis 1,8 %/a auf rund 3 %/a. Dabei ist insbesondere auch die Effizienz des Stromeinsatzes zu verbessern.
- Mindestens Verdopplung des Beitrags erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch und damit Aufbau sich in den meisten Bereichen selbsttragender Märkte.
- **Mindestens Verdopplung des Beitrags der Kraft-Wärme-Kopplung zur Stromerzeugung**.
- Stopp des Anstiegs des CO_2-Ausstoßes im Bereich Verkehr und darüber hinausgehende kontinuierliche Rückführung der CO_2-Emissionen durch die konsequente Senkung der Flottenverbäuche.
- Durchführung eines umfassenden Wärmedämmprogramms mit dem die notwendigen Anreize geschaffen werden, damit zum einen die jährliche Sanierungsrate auf etwa 3%/a erhöht werden kann und zum anderen dann zeitgleich - d. h. im Rahmen der dann ohnehin anstehenden Sanierungsmaßnahmen - Wärmeschutzmaßnahmen realisiert werden.

Grundsätzlich muß vor dem Zielhintergrund Klimaschutz zukünftig verstärkt ein “Vorrang der Energieeinsparung vor der Erzeugung” eingeräumt und die “Beschleunigte Markteinführung von Kraft-Wärme/Kälte-Kopplung und erneuerbaren Energien” ohne Zeitverlust und in wirksamer Form in die Praxis umgesetzt werden. Aufgabe der Energiepolitik ist es, auf allen staatlichen Ebenen durch einen marktkonformen und konsistenten Politikansatz und förderliche Rahmenbedingungen eine wirtschafts- und sozialverträgliche Entwicklung in Richtung dieser Zielsetzungen einzuleiten und längerfristig abzusichern. Der Bundesenergiepolitik kommt dabei eine besondere Verantwortung zu. Ein Bündel von freiwilligen Vereinbarungen mit wirtschaftlichen Hauptakteuren, wie sie etwa in den Niederlanden oder in Dänemark praktiziert werden, kann darüber hinaus für eine erfolgreiche Umsetzung sehr hilfreich sein, allein aber wohl nicht die entscheidenden Impulse setzen.

Für die KWK, auch dies haben die bisher durchgeführten Untersuchungen gezeigt, beruhen die Ausbaunotwendigkeiten nicht ausschließlich auf dem Klimaschutzaspekt, sondern von ebenso hoher Bedeutung sind die hiermit verbundenen technologie- und arbeitsmarktspezifischen Gesichtspunkte. Der Erhalt der KWK-Standorte und die Ausweitung der Nutzung der KWK (insbesondere auch im Bereich der dezentralen Verwendung in Einzelobjekten oder Nahwärmeversorgungssystemen) bildet beispielsweise eine entscheidende Grundlage für den Aufbau eines zukünftig effizienten Brennstoffzelleneinsatzes und ist auch Basis dafür, im Bereich der Stromerzeugung in der Zukunft vermehrt erneuerbare Energieträger (vor allem Biomasse) einzusetzen. Insofern sichert der Ausbau der KWK technologische Innovationspotentiale (mit den hiermit verbundenen potentiellen Exporteffekten) und Möglichkeiten weitergehender CO_2-Emissionsminderungen.

5 Die aktuelle Situation der KWK und deren Trendperspektiven

Kapitel 5 wirft einen Blick auf die Entwicklung der KWK, die sich unter Business as Usual Bedingungen einstellen könnte, d. h. unter der Voraussetzung, dass über die bisher bekannten und bereits eingeleiteten Maßnahmen hinaus keine zusätzlichen Aktivitäten zur Förderung der KWK ergriffen werden. Hierzu gehört auch die einleitende Beschreibung der wesentlichen Änderungen, die mit der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) als Folge der Umsetzung der EU-Stromrichtlinie in deutsches Recht verbunden waren. Ebenso von maßgeblicher Bedeutung für die Trendentwicklung sind die Auswirkungen der zum 01.04.1999 eingeführten und Anfang des Jahres 2000 noch einmal modifizierten Ökologischen Steuerreform. Letztlich erfolgt eine Auswertung einer im Rahmen der Untersuchung durchgeführten empirischen Befragung von Herstellern, Betreibern und Planern von KWK-Anlagen sowie eine knappe, zusammenfassende Darstellung typischer Hemmnisse, die dem weiteren Ausbau der KWK entgegenstehen.

5.1 Die EU-Richtlinie und deren Umsetzung in deutsches Recht

Die deutsche Energierechtsnovelle ist am 29. April 1998 in Kraft gesetzt worden. Vor der Verabschiedung des neuen Energierechts hatten die damaligen Bonner Oppositionsparteien und der Bundesrat im Zuge des parlamentarischen Gesetzgebungsverfahrens zum Teil schwerwiegende Kritik an der inhaltlichen Stoßrichtung und Ausgestaltung des Energiewirtschaftsgesetzes geübt. Trotz dieser Kritik hatte der Deutsche Bundestag bereits am 28. November 1997 das "Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrecht" als Artikelgesetz gegen die Stimmen der Oppositionsparteien verabschiedet.

Der Bundesrat lehnte am 19. Dezember 1997 die geplante Energierechtsreform ab und rief den Vermittlungsausschuss von Bundestag und Bundesrat an. Die Kritik bezog sich unter anderem auch auf die fehlende bzw. unzureichende Vorrangregelung für Kraft-Wärme-Kopplung. Die SPD-Bundestagsfraktion und die Länder Hamburg, Hessen und Saarland haben beim Bundesverfassungsgericht gegen das Energiewirtschaftsgesetz eine Normenkontrollklage eingereicht. Darüber hinaus haben sie beantragt, eine einstweilige Anordnung gegen den Vollzug des neuen Wettbewerbsrechts zu erlassen. Außerdem haben 13 Städte und Gemeinden kommunale Verfassungsbeschwerde in Karlsruhe erhoben.

Auch von parteiunabhängigen Experten wird die Energierechtsreform in Frage gestellt. Sie wird als kontraproduktiv eingestuft und bedarf der Novellierung, ausgerichtet an den Zielen einer klimaverträglichen Energiepolitik. Der Substitutionswettbewerb soll demnach durch geeignete Vorrangregelungen für Energieeinspartechnologien (REN), erneuerbare Energien (REG) und KWK-Techniken sowie durch faire Marktzutrittsbestimmungen ermöglicht werden.

5.1.1 Die im Energiewirtschaftsgesetz enthaltenen Neuerungen für KWK-Anlagen

Ungeachtet der kritischen Bewertung des EnWG von verschiedener Seite (z. B. Oppositionsparteien, Bundesrat, Kommunen und Fachexperten) sind mit der Einführung des neuen Energierechts auch einige Bestimmungen in Kraft getreten, die für den Betrieb von KWK-Anlagen eine Verbesserung bedeuten. Hierzu zählen folgende neue Regelungen:

Nach § 3 Abs. 2 EnWG ist die Belieferung von Dritten mit Strom nicht mehr genehmigungspflichtig, sofern die Belieferung überwiegend aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen erfolgt. Demzufolge kann jeder private Betreiber von KWK-Anlagen damit beginnen, KWK-Strom an Dritte zu liefern, sobald die technischen Vorraussetzungen dafür geschaffen sind. Dies hat gegenüber der Möglichkeit, Überschussstrom ins öffentliche Netz einzuspeisen, den großen Vorteil, dass der Überschussstrom - vernünftige Netzdurchleitungskonditionen vorausgesetzt - zu wesentlich attraktiveren Kilowattstunden-Preisen im Nahbereich (benachbartes Wohngebiet, Gewerbebetriebe, öffentliches Gebäude etc.) verkauft werden kann. Je nach Einzelfall kann dies zu einer wesentlich wirtschaftlicheren Betriebsweise einer KWK-Anlage führen. Diese neuen Möglichkeiten ergeben sich insbesondere für die Betreiber von kleinen und mittleren KWK-Anlagen. Vor Inkrafttreten der nationalen Energierechts-novelle konnte der KWK-Betreiber in der Regel nicht als Stromverkäufer Dritten gegenüber auftreten. Das neue Energierecht erhöht mit der Verkaufsoption für Überschussstrom auch ganz erheblich die Chancen für unabhängige KWK-Betreiber (IPP = Independent Power Producer), die vorhandenen dezentralen Stromerzeugungspotentiale zu erschließen.

Unter Einbeziehung der Aufsichtstätigkeit der Bundesländer ergibt sich für den Betreiber einer KWK-Anlage bei der Belieferung Dritter mit Überschussstrom eine zusätzliche Erleichterung. Unter Anwendung KWK-freundlicher Auslegungsgrundsätze werden die Aufsichtsbehörden der Länder auf eine Preisprüfung verzichten, wenn der KWK-Betreiber seine Kunden zu Preisen beliefert, die nicht über den genehmigten allgemeinen Tarifen der regionalen Versorgungsunternehmen liegen (Energiewerkstatt 1999).

Die Konditionen für den Zusatz- und Reservestrombezug für einen Klein-BHKW-Betreiber dürfen vom Stromversorgungsunternehmen nicht schlechter gestaltet werden als für einen Vollstrombezieher mit gleichem Jahresbezug (Energiewerkstatt 1999). Denn gemäß § 10 Abs. 2 Satz 3 i.V.m. Abs. 1 EnWG haben Kunden, die für die Deckung des Eigenbedarfes Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung bis 30 kW elektrischer Leistung betreiben, einen Anspruch auf die Versorgung zu allgemeinen Bedingungen und Tarifen. Damit besteht für diese Anlagenbetreiber ein ”Rechtsanspruch auf Versorgung nach Tarifkundenbedingungen” (VDEW 1998, 2).

Private Betreiber von KWK-Anlagen dürfen öffentliche Straßen und Wege nutzen, um Stromkabel zu verlegen, die für die Versorgung Dritter notwendig sind. Diese Regelung ergibt sich aus dem im Artikelgesetz festgelegten Wegfall der Ausschließlichkeit (Aufhebung der Gebietsmonopole) bei Konzessionsverträgen durch Streichung des § 103a im Kartellgesetz.

Dass nach dem neuen Energierecht die Einspeisung von Überschussstrom aus KWK-Anlagen vom Versorgungsunternehmen mindestens mit den eingesparten vermiedenen beweglichen Kosten zu vergüten ist, so wie dies z.B. die Energiewerkstatt Hannover interpretiert (Energiewerkstatt 1999), wird von der VDEW bezweifelt (VDEW 1998, 7). Der Verband der Stromversorger hebt hervor, dass dafür das Energiewirtschaftsgesetz keine tragfähigen Gesichtspunkte enthalte. Letztlich ist aber die gesetzliche Absicherung für die Einspeisung von Überschussstrom aus KWK-Anlagen im beschriebenen Sinne ohnehin ohne große praktische Relevanz, weil nach der derzeit verwendeten Verbändevereinbarung "Stromwirtschaftliche Zusammenarbeit" sowieso schon seit Jahren so verfahren wird, wenngleich auch über die Höhe der als vermeidbar anzusehenden Kosten heftig gestritten wird.

Zur künftigen Förderung von KWK-Anlagen hat die alte Bundesregierung im EnWG weitere grundsätzliche Aussagen getroffen. Hierzu zählen folgende Bestimmungen:

In § 1 wird unter der Zwecksetzung des EnWG eine "möglichst sichere, preisgünstige und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung mit Elektrizität und Gas im Interesse der Allgemeinheit" verstanden. In Verbindung mit § 2 Abs. 4 bedeutet Umweltverträglichkeit, dass "die Energieversorgung den Erfordernissen eines rationellen und sparsamen Umgangs mit Energie genügt, eine schonende und dauerhafte Nutzung von Ressourcen gewährleistet ist und die Umwelt möglichst wenig belastet wird". Der Nutzung von Kraft-Wärme-Kopplung komme dabei "besondere Bedeutung" zu. Es ist jedoch sehr fraglich, ob und inwieweit der gesetzlich fixierte umweltpolitische Bedeutungszuwachs der KWK ihren Ausbaunotwendigkeiten ausreichend Rechnung trägt; zumal, wenn im Energierecht auf wirksame wettbewerbskonforme Vorrangregelungen für KWK verzichtet wird.

In § 6 (Verhandelter Netzzugang) Abs. 1 legt das EnWG fest, dass Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen anderen Unternehmen das Versorgungsnetz für Durchleitungen zu Bedingungen zur Verfügung zu stellen haben, die nicht ungünstiger sind, als sie von ihnen in vergleichbaren Fällen für Leistungen innerhalb ihres Unternehmens oder gegenüber verbundenen oder assoziierten Unternehmen tatsächlich oder kalkulatorisch in Rechnung gestellt werden. Dies gilt nicht, soweit der Betreiber nachweist, dass ihm die Durchleitung aus betriebsbedingten oder sonstigen Gründen unter Berücksichtigung der Ziele des § 1 nicht möglich oder nicht zumutbar ist. Bei der Beurteilung der Zumutbarkeit ist besonders zu berücksichtigen, inwieweit dadurch Elektrizität aus technisch-wirtschaftlich sinnvollen Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen verdrängt und ein wirtschaftlicher Betrieb dieser Anlagen verhindert würde, wobei Möglichkeiten zum Verkauf dieser Elektrizität an Dritte zu nutzen sind. Mit dieser Vorschrift können lediglich in Einzelfällen insbesondere KWK-Anlagen von kommunalen Versorgungsbetrieben geschützt und "stranded investments" vermieden werden. Denn mit dieser schwachen und im konkreten Fall interpretationsbedürftigen "Schutzklausel" für KWK werden dumpingpreisinduzierte Stillegungen von KWK-Anlagen nicht grundsätzlich ausgeschlossen. Bei der praktischen Anwendung dieser Schutzklausel bereitet

insbesondere die Formulierung ”technisch-wirtschaftlich sinnvolle Kraft-Wärme-Kopplung” Interpretationsprobleme.

Der Bundestag hat in seiner Entschließung zum neuen Energierecht am 28.11.1997 darauf hingewiesen, dass die Absatzchancen für Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung allein schon durch die Einführung von Wettbewerb verbessert würden. Bereits ein Jahr nach der Einführung des neuen EnWG zeigt die Praxis allerdings, dass die wettbewerbsinduzierten Anreize zum Ausbau der KWK nicht nur allein nicht ausreichen, um die aus Umweltgründen zu erschließenden Potentiale auszuschöpfen. Im Gegenteil, durch die Niedrigpreispolitik vieler Stromanbieter gerät die KWK vielerorts in Existenznot. Darüber hinaus forderte der Bundestag in seiner Entschließung zum EnWG die Elektrizitäts-unternehmen auf, zugunsten der KWK zusätzliche Selbstverpflichtungen zu übernehmen. Diesbezügliche Appelle an die Wirtschaft sind in der Regel aber nur dann wirksam und sinnvoll, wenn sie durch geeignete gesetzliche Rahmenbedingungen und Zielvorgaben flankiert werden. Dies gilt auch für diesen Appell des Gesetzgebers.

Bei der Änderung des StrEG in § 4 a wurde schließlich eine derartige Selbstver-pflichtungsforderung zugunsten erneuerbarer Energien und Kraft-Wärme-Kopplung auch gesetzlich verankert. Gemäß der gesetzlichen Festlegung soll die Bundesregierung darauf hinwirken, ”dass die Elektrizitätsversorgungsunternehmen im Wege freiwilliger Selbstverpflichtung zusätzliche Maßnahmen zur Steigerung des Anteils der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien und aus Kraft-Wärme-Kopplung treffen”. Nach Anhörung der beteiligten Kreise kann die Bundesregierung Ziele festlegen, die in angemessener Frist erreicht werden sollen.

5.1.2 Defizite beim neuen Energierecht und angrenzender Regelungen hinsichtlich der KWK im einzelnen

Eine erste Defizitanalyse der KWK-bezogenen Regelungen des EnWG ist 1998 bereits durch die Gruppe Energie 2010 (Altner, Dürr, Michelsen, 1998) erfolgt. Sie reklamiert, dass die in der Energierechtsreform formulierten allgemeinen Vorrangregelungen und konkreten Bestimmungen für KWK bei weitem nicht ausreichen, um im Rahmen eines liberalisierten Binnenmarktes die in diesen Bereichen notwendigen Ausbauziele und CO_2-Minderungen erreichen zu können. Außerdem plädiert die Gruppe Energie 2010 für die ersatzlose Streichung der im Energiewirtschaftsgesetz enthaltenen Schutzklausel für die ostdeutsche Braunkohlestromerzeugung. Denn diese Regelung führe dazu, dass der billige aber stark emissionsbelastete Braunkohlestrom die klimafreundliche und energetisch effiziente KWK-Stromerzeugung in den neuen Bundesländern behindere.

Darüber hinaus beanstandet die Gruppe Energie 2010, dass die Reformvorschläge der alten Bundesregierung dem Regelungsbedarf hinsichtlich "stranded investments" im Bereich der KWK-Anlagen nicht ausreichend nachkommen. Um bei den Anlagenbetreibern größere Kapitalvernichtungen zu vermeiden, werden wesentlich wirksamere Vorrangregelungen für KWK im nationalen Energierecht für notwendig erachtet, die die im Ausland bereits praktizierten Lösungsansätze zur Vermeidung von "stranded investments" einbeziehen sollten. Die Bestandsschutzklauseln im EnWG für die kommunale KWK sind auf jeden

Fall zu unpräzise und stellen insbesondere die Kartellbehörden als Überwachungsorgan vor Schwierigkeiten.

Ähnlich argumentierte bereits sehr früh der Energie- und Finanzminister aus Schleswig Holstein Claus Möller. Er sieht bei der energierechtlichen Behandlung der KWK ”akuten Handlungsbedarf” und hält eine Vorrangregelung für KWK für unabdingbar, weil sonst die ”volkswirtschaftlich günstige Kraft-Wärme-Kopplung auf der Strecke” bliebe ” (ZfK, März 1999, 1).

Darüber hinaus führt das Gesetz (§10, 11) nach wie vor zu keiner allgemeingültigen diskriminierungsfreien Behandlung des Zusatz- und Reservestrombezugs (vgl. hierzu auch den Anhang). Für KWK-Anlagen bis 30 kW hat der Bund-Länder-Ausschuss ”Energiepreise” unter Hinweis auf das EnWG (§10) immerhin ausdrücklich festgestellt, dass Verbraucher, die ihren Eigenbedarf aus derartigen Anlagen decken, für den Zusatz- und Reservestrombezug zu normalen Tarifbedingungen zu behandeln sind.

Beschränkend auf die KWK wirkte sich auch die nach der Liberalisierung der Strommärkte zunächst getroffene Regelung bezüglich Netzzugang und -durchleitung im Rahmen der Verbändevereinbarung von VDEW, VIK und BDI aus. Dabei war nicht nur aus reinen Praktikabilitätsgründen problematisch, dass jeweils eine individuelle Einzelfallbetrachtung notwendig gewesen ist und vorab Fahrpläne für Einspeisung und Entnahme vorgegeben werden mussten, sondern es haben sich auch die aus den auf der Basis von statistischen Grenzentfernungen festgelegten Pauschalen auf den verschie-denen Spannungsebenen resultierenden vergleichsweise hohen Durchleitungsgebühren einschränkend auf die wirtschaftlichen Nutzungsmöglichkeiten der KWK ausgewirkt. Eine detaillierte Analyse der mit der Verbändevereinbarung verbundenen Effekte erfolgt in Kapitel 7.

Nachteilig für die KWK ist in diesem Zusammenhang war auch die Entscheidung, den Sitz der zukünftigen deutschen Strombörse nach Frankfurt zu vergeben. Das Frankfurter Börsenkonzept beschränkt sich zunächst im wesentlichen auf ein Termingeschäft und verzichtet auf einen physischen (Spot-)Strommarkt. Damit entfallen aber für KWK-Betreiber gegebenenfalls günstigere Einkaufsmöglichkeiten von Zusatzstrom und bessere Vermarktungschancen für Überschussstrom. Tatsächlich scheint sich nun aber doch herauszukristallisieren, dass auch ein Spotmarkt im Rahmen des XETRA-Handels-konzeptes in Frankfurt bis Mitte des Jahres 2000 realisiert werden wird.

Positive Entwicklungen zeichnen sich für die KWK allerdings durch den Gasspotmarkt ab. Neben günstigen Angeboten von großen Anbietern ist zu erwarten, dass auch ”billige” Angebote von kleineren, unabhängigen Anbietern (mit privat explorierten Gasfeldern) zunehmen werden und günstige Grenzübergangspreise ermöglichen (im Gegensatz zu großen Marktteilnehmern verfügen diese nicht über die Möglichkeit über längere Zeiträume auf Teile ihres Absatzes zu verzichten). Auf der anderen Seite verschärft sich natürlich auch die Wettbewerbssituation für die Fern- und Nahwärme falls die Gaspreise infolge der Liberalisierung der Gasmärkte auch im Tarifkundenbereich weiter sinken werden.

Günstige Bedingungen für die KWK ergeben sich zur Zeit auch noch durch das derzeitige Verfahren der Ermittlung der Konzessionsabgaben. Für die Eigenerzeugung in KWK-Anlagen und z. T. auch für Contractingprojekte fällt diese Abgabe derzeit nicht an, wenn hierbei keine öffentlichen Wege benutzt werden. Im Rahmen einer Novellierung der Konzessionsabgabenverordnung ist allerdings damit zu rechnen, dass dieser Vorteil entfallen wird und Konzessionsabgabe dann für jede erzeugte kWh anfallen wird, die an Letztverbraucher abgegeben wird.

Mittlerweile hat der Bundestag in 2. und 3. Lesung die Einführung eines KWK-Vorschaltgesetzes beschlossen. Dieses Gesetz sieht für einen befristeten Zeitraum (31.21.2004) für die Einspeiung von KWK-Strom aus bestimmten KWK-Anlagen (kommunale Anlagen, Gemeinschaftskraftwerke mit kommunaler Beteiligung) die Zahlung fester Vergütungssätze durch den jeweils nahegelegensten Netzbetreiber vor. Damit soll für eine Übergangszeit der Weiterbetrieb bestehender Anlagen gewährleistet werden und der für diese im Zuge der Liberalisierung entstandene enorme Wettbewerbsdruck verringert werden (vgl. Exkurs).

Exkurs: Das KWK-Vorschalt-Gesetz

Ende März 2000 hat der Bundestag in 2. und 3. Lesung die Einführung eines **"Gesetzes zum Schutz der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK-Vorschaltgesetz)"** beschlossen. Danach wird für die Stromerzeugung in KWK-Anlagen von Betreibern, die die allgemeine Versorgung von Letztverbrauchern sicherstellen, eine Aufnahme- und Vergütungspflicht für den nächstgelegenen Netzbetreiber implementiert. Diese Regelung gilt unter der Voraussetzung, dass in den Unternehmen die in KWK installierte Kraftwerksleistung mindestens 25 % der Gesamtleistung entspricht und diese mindestens 10 % ihrer Stromerzeugung mit KWK-Anlagen realisieren. Die Regelung gilt befristet bis Ende des Jahres 2004. Vorgesehen ist eine Mindestvergütung von 9 Pf/kWh, die jährlich um jeweils 0,5 Pf/kWh reduziert wird. Die den Netzbetreibern entstehenden Kosten werden vergleichbar den Vorschlägen im Erneuerbaren Energie Gesetz (EEG) in einem nationalen Ausgleichsverfahren netzbetreiberseitig ausgeglichen.

Mit Hilfe dieses "KWK-Vorschalt-Gesetzes" versucht die Bundesregierung auf die durch die Liberalisierung entstandene Marktsituation zu reagieren, in dem sie anstrebt, kurzfristig die Wettbewerbsnachteile der KWK gegenüber dem kommunalen Strombezug (für den sie heute durchschnittliche Kosten von 6 Pf/kWh unterstellt) auszugleichen. Im Vergleich zu anderen Vorschlägen zur Ausgestaltung der Förderung der KWK greift das Vorschalt-Gesetz mit der stranded investment Problematik aber nur ein Teilproblem des KWK-Marktes auf. Darüber hinaus ist Folgendes in bezug auf den Gesetzestext anzumerken:

- unklar bleibt, warum ausschließlich eine Förderung der öffentlichen KWK erfolgen soll, wenn sich zeitgleich auch für andere Betreiber von KWK-Anlagen (dezentrale BHKW, industrielle KWK-Anlagen) eine deutliche Verschlechterung der Wettbewerbssituation eingestellt hat

- unverständlich ist ebenso, warum für die KWK-Stromerzeugung keine ökologischen Qualitätsanforderungen gestellt werden, sondern unspezifisch alle Anlagen eine Förderung erhalten

- die erhöhten Anreize beschränken sich ausschließlich auf den Kraftwerksbestand, für den Neubau von KWK-Anlagen, der wettbewerbsbedingt nahezu zum Erliegen gekommen ist, werden keine Impulse gesetzt

- für bestehende Anlagen können nur unter günstigen Bedingungen (z. B. hinsichtlich der erforderlichen Aufwendungen für Wartung, Versicherung etc.) mit den angestrebten Anfangs-Einspeisevergütungen die Vollkosten, insbesondere auch kohlebasierter Heizkraftwerke abgedeckt werden (vgl. Abbildung 8-3); mit der sukzessiven Verringerung der Vergütungssätze verringern sich diese Möglichkeiten von Jahr zu Jahr weiter, das Gesetz führt damit nur anfänglich zu einer teilweisen Behebung der wirtschaftlichen Schwierigkeiten der Anlagen.

- auch nach Ende der Laufzeit des Gesetzes kann nicht automatisch von einer dann wiedererlangten Wirtschaftlichkeit der Anlagen ausgegangen werden. Ohne klare frühzeitig feststehende Anschlußregelungen besteht die Gefahr, dass die KWK-Soforthilfen nur als ”Verschrottungsprämien” genutzt werden und keine weitergehenden Standortsicherungsmaßnahmen ergriffen werden. Sinnvoll wäre es daher Bedingungen über die weitere Ausgestaltung der KWK-Stromerzeugung an den Standorten über die Gültigkeitsdauer des Gesetzes hinaus zu stellen.

Vor diesem Hintergrund stellt der vorliegende Gesetzesentwurf keinen Ersatz für eine umfassendere, schnelle Hilfestellung für die KWK dar und zeigt insbesondere auch für den mittel- bis längerfristigen Zeithorizont keine verläßlichen Perspektiven auf. Lediglich im Sinne der Verringerung der stranded investment Problematik kann das Gesetz seinen Beitrag leisten. Für die Diskussion und Bewertung von möglichen Folgegesetzen heißt dies, dass die Frage der Einbeziehungsmöglichkeiten von stranded investments an Bedeutung verliert.

5.2 Die KWK im Kontext der Ökologischen Steuerreform

Neben der Novellierung des EnWG hat das Inkrafttreten der ersten Stufe der ökologischen Steuerreform (ÖSR) zum 01.04.1999[1] einen entscheidenden Einfluss auf die KWK und führt für diese insgesamt zu einem positiven Lenkungseffekt. Maßgeblich hierfür ist

- die Höherbesteuerung der alternativen Wärmebereitstellungsmöglichkeiten,

- der Wegfall der bisherigen Mineralölsteuer bei Überschreiten eines Mindestjahres-(monats-)nutzungsgrades von 70 % und

[1] Zum 01.01.2000 sind die Steuersätze für Strom und Kraftstoffe noch einmal erhöht worden. Zudem sind noch weitere Änderungen gegenüber der Ursprungsfassung beschlossen worden bzw. befinden sich in der Diskussion, auf die im weiteren noch detaillierter eingegangen wird.

- die Befreiung kleiner Anlagen mit einer elektrischen Leistung von weniger als 0,7 MW (seit 01.01.2000 gilt als Grenze 2,0 MW) von der Stromsteuer, wenn diese zur Eigenstromerzeugung eingesetzt werden (inklusive Gemeinschafts- und Contracting-anlagen).

Tabelle 5-1 stellt an Beispielen die aus der ÖSR (in der seit dem 01.01.2000 gültigen Fassung) resultierenden Steuervergünstigungen der Stromerzeugung in Erdgas-KWK-Anlagen gegenüber der Kondensationsstromerzeugung bzw. der dezentralen Wärmebereitstellung dar und gibt im Vergleich dazu gleichzeitig eine Bandbreite der Stromerzeugungskosten in KWK-Anlagen (gerechnet als Reststromerzeugungskosten, d. h. unter Abzug einer Wärmegutschrift) sowie typischer Strombezugskosten an.

Aus Tabelle 5-1 (zur Ableitung der Zahlenwerte siehe auch nachfolgenden Exkurs) wird deutlich, dass die ÖSR in der derzeit (Stand: 01.01.2000) gültigen Fassung für bestehende KWK-Anlagen unter der Voraussetzung der Einhaltung der Nutzungsgradanforderung gegenüber der getrennten Strom- und Wärmeerzeugung zu einer deutlichen Besserstellung führt. Für Kleinanlagen (< 2,0 MW_{el}) liegt der realisierbare Vorteil je nach sonstigen Randbedingungen in dem betrachteten Beispiel (BHKW-Eigenerzeugung mit Stromkennzahl von 0,6 und elektrischem Wirkungsgrad 35 %) bei 3,88 - 4,6 Pf/kWh_{el} für das nichtproduzierende Gewerbe und zwischen 1,37 und 2,09 Pf/kWh_{el} für das produzierende Gewerbe. Im Vergleich zu den Stromerzeugungskosten derartiger Anlagen entspricht dies einer Größenordnung von maximal bis zu einem Drittel.

Für größere Anlagen, d. h. bei Überschreiten der Bagatellgrenze für die Erhebung der Stromsteuer, reduziert sich der Steuervorteil für die betrachtete Beispielanlage (KWK-Eigenerzeugung mit Stromkennzahl von 1,0 und elektrischem Wirkungsgrad 55 %) auf 0,83 - 1,55 Pf/kWh_{el} (nicht produzierendes Gewerbe) bzw. 0,52 - 1,24 Pf/kWh_{el} (produzierendes Gewerbe). Gegenüber dem geringeren spezifischen Stromgestehungskosten liegt diese Minderbelastung aber auch dann noch in einer nennenswerten Größenordnung. Der Steuervorteil wird in jedem Fall deutlich geschmälert, wenn die KWK-Anlage einen Jahres-/Monatsnutzungsgrad von 70 % nicht erreichen kann und eine Erdgasinputsteuer anfällt.

Tabelle 5-1: Beispielhafte Steuervergünstigungen der Stromerzeugung in Erdgas-KWK-Anlagen gegenüber einer Kondensationsstromerzeugung und einer dezentralen Wärmebereitstellung

Steuervorteil gg. getrennter Strom- und Wärmebereitstellung (bezogen auf kWh_{el})				
	Eigenerzeugung bis 2,0 MW_{el} [3]		Eigenerzeugung größer 2,0 MW_{el} sowie Stromversorger (ohne Leistungsgrenze) [4]	
Voraussetzung: Jahresnutzungs-grad > 70 %	nicht prod. Gewerbe	prod. Gewerbe	nicht prod. Gewerbe	prod. Gewerbe
Steuer auf dez. Wärmeerzeugung	1,38	0,87	0,83	0,52
Inputsteuer [2] Stromerzeugung [5,]	0 - 0,72	0 - 0,72	0 - 0,72	0 - 0,72
Vorteil Stromsteuer	2,5	0,5	-	-
Summe	**3,88 - 4,60**	**1,37 - 2,09**	**0,83 - 1,55**	**0,52 - 1,24**
im Vergleich:				
Erzeugungskosten	11 - 24 Pf/kWh [1]		4,5 - 12,5 Pf/kWh [2]	
Bezugskosten	12 - 30 Pf/kWh		5,0 - 15,0 Pf/kWh	
Wärmegutschrift: 4,6 Pf/kWh_{th} für äquivalente Kesselanlage zzgl. Steuer				
Steuersätze: bisher 0,36 Pf/kWh_{Ho} Erdgas; Erhöhung 0,32 Pf/kWh_{Ho} (Ho/Hu=1,11)				

[1] Bandbreite von BHKW mit einer elektrischen Leistung zwischen 5,5 und 700 kW_{el}

[2] Bandbreite von Gasturbinen-Heizkraftwerk bis großer GUD-KWK-Anlage (inkl. Wärmegutschrift)

[3] Stromkennzahl: 0,6; elektrischer Wirkungsgrad: 35 %

[4] Stromkennzahl: 1,0; elektrischer Wirkungsgrad: 55 %

[5] obere Grenze GUD-Kraftwerk; untere Grenze steuerfreie Stromerzeugung Kohle-/Kernkraftwerk

Die Bundesregierung hat bereits über die zum 01.01.2000 eingetretenen Veränderungen hinaus, weitere Modifikationen der Steuersätze angekündigt. Danach ist in drei weiteren Stufen von einer Erhöhung der Stromsteuer von jährlich jeweils 0,5 Pf/kWh auszugehen. Ab 01.01.2003 gilt dann ein Stromsteuersatz von 4 Pf/kWh für das nichtproduzierende Gewerbe und aufgrund der auch weiterhin gültigen Sonderregelung entsprechend von 0,8 Pf/kWh für das produzierende Gewerbe sowie von 2 Pf/kWh für den Stromeinsatz in Nachtspeicherheizungen sowie bei ÖPNV und Bahn.

Darüber hinaus ist in der vom Bundesrat am 26.11.1999 gebilligten Fassung des Gesetzesentwurfes eine Regelung enthalten, die für GUD-Anlagen ohne Wärmeauskopplung jedoch mit einem elektrischen Wirkungsgrad (netto) von mehr als 57,5 % für einen Zeitpunkt von 10 Jahren (ab Inbetriebnahme) eine Rückerstattung der Mineralölsteuer vorsieht. Die Begünstigung gilt nur für Anlagen, die nach dem 31.12.1999 und - nach

2 Da keine Doppelbesteuerung im Sinne der Erhöhung der Steuer für Kraftwerke im Rahmen der ÖSR auftritt, kann hier nur der außerhalb der ÖSR bisher bereits geltende Steuersatz von 0,36 Pf/kWh_{Hu} in Ansatz gebracht werden.

einem im späteren Verlauf ausgehandelten politischen Kompromiss - bis zum 31.03. 2003 ihren Betrieb aufnehmen. Für diese Kondensationskraftwerke ergibt sich damit im Betrieb ein Bonus von bis zu 0,7 Pf/kWh$_{el}$ und damit eine der KWK vergleichbare Situation. Im Vergleich zu effizienten GUD-Kraftwerken verringert sich damit für den dargestellten Zeitraum der mit der ÖSR verbundene Lenkungseffekt für die KWK. Derzeit ist aber noch unklar, ob die EU-Kommission dieser Ausnahmeregelung zustimmen wird oder diese unter dem Gesichtspunkt unzulässiger Betriebsbeihilfe ablehnen wird.

Exkurs: Zur Berechnung der Lenkungswirkung der Ökologischen Steuerreform

Nachfolgend ist der Berechnungsgang der in Tabelle 5-1 dargestellten Lenkungswirkung der Ökologischen Steuerreform dargestellt. Bei einem vollständig steuerveranlagten Betreiber führt die Neuregelung für Fern- bzw. Nahwärme beispielsweise gegenüber einem atmosphärischen Gaskessel (Wirkungsgrad 90 %) unter Zugrundelegung des alten Steuersatzes von 0,36 Pf/kWh$_{Ho}$ (0,40 Pf/kWh$_{Hu}$) und der Erhöhung von 0,32 Pf/kWh$_{Ho}$ (0,35 Pf/kWh$_{Hu}$) zu einer steuerlichen Besserstellung von

$$(0{,}40 + 0{,}35)\ \text{Pf/kWh}_{Hu} / 0{,}9\ \text{kWh}_{th}/\text{kWh}_{Hu} = 0{,}83\ \text{Pf/kWh}_{th}$$

bezogen auf die ausgekoppelte Wärme aus der KWK-Anlage bzw. bei einer Stromkennzahl von 1 (Wärmeauskopplung entspricht der Stromauskopplung) auch bezogen auf die ausgekoppelte kWh Strom.

Für den Ersatz von Mineralölen in dezentralen Kesselanlagen ergibt sich bei einem Gesamtsteuersatz von 120 DM/1.000 l Gasöle sogar eine Besserstellung um

$$(80 + 40)\ \text{DM} / (1000\ \text{l} \times 10{,}29\ \text{kWh/l}) \times 100\ \text{Pf/DM} / 0{,}9\ \text{kWh}_{th}/\text{kWh} = 1{,}3\ \text{Pf/kWh}_{th}$$

bzw. 1,3 Pf/kWh$_e$ bei einer Stromkennzahl von 1.

Für das produzierende Gewerbe wirkt sich aufgrund der geringeren Steuererhöhung (0,064 Pf/kWh$_{Ho}$ entsprechend 0,07 Pf/kWh$_{Hu}$ für Erdgas; 8 DM/1.000 l Heizöl) vor allem der Wegfall der bisherigen Besteuerung für die Einsatzenergieträger Erdgas bzw. Mineralöl positiv auf die gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung aus. Gegenüber der herkömmlichen Wärmebereitstellung in einem Erdgaskessel ermittelt sich für diese Einsatzgebiete eine Minderbelastung von

$$(0{,}40 + 0{,}07)\ \text{Pf/kWh}_{Hu} / 0{,}9\ \text{kWh}_{th}/\text{kWh}_{Hu} = 0{,}52\ \text{Pf/kWh}_{th}.$$

bzw. 0,52 Pf/kWh$_e$ bei einer Stromkennzahl von 1.

Bei einer geringeren Stromkennzahl erhöhen sich die Werte bezogen auf die ausgekoppelte Stromerzeugung. So ergeben sich bei einer Stromkennzahl von 0,6 Minderbelastungen von

$$0{,}52\ \text{Pf/kWh}_e / 0{,}6 = 0{,}87\ \text{Pf/kWh}_e \text{ für das produzierende Gewerbe bzw.}$$

$$0{,}83\ \text{Pf/kWh}_e / 0{,}6 = 1{,}38\ \text{Pf/kWh}_e \text{ für Bereiche mit voller Ökosteuerbelastung.}$$

Im Vergleich zu einem Kondensationskraftwerk (für das aufgrund der ausgeschlossenen Doppelbesteuerung keine erhöhten Steuersätze anfallen) führt der Wegfall der

Inputbesteuerung für den Einsatz von Erdgas in KWK-Anlagen, die einen Jahres-/Monatsnutzungsgrad von mindestens 70 % aufweisen, gegenüber der bisherigen Situation auf der Basis eines herkömmlichen Dampfkraftwerkes (mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 36 %) zu einer Besserstellung der KWK-Anlage von

$$0{,}40\ \text{Pf/kWh}_{Hu} / 0{,}36\ \text{kWh}_e/\text{kWh}_{Hu} = 1{,}11\ \text{Pf/kWh}_e$$

und auf der Basis eines GUD-Kraftwerkes (mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 55 %) von

$$0{,}40\ \text{Pf/kWh}_{Hu} / 0{,}55\ \text{kWh}_e/\text{kWh}_{Hu} = 0{,}72\ \text{Pf/kWh}_e.$$

Für den Inputenergieträger Mineralöl betragen die Steuerersparnisse entsprechend theoretisch 1,4 bis 2,2 Pf/kWh gegenüber einem reinen Ölkraftwerk im Kondensationsbetrieb (das im Kraftwerksbestand allerdings nur als Reserveblock anzutreffen ist). Sowohl für bestehende Anlagen als aber auch für Neukraftwerke führt dies zu einem Anreiz, im entsprechenden Umfang Wärme (d. h. bis zum Erreichen des Jahresnutzungsgrades von 70 %) auszukoppeln.

Für die Eigenerzeugung wurde die Grenze der Stromsteuererhebung ursprünglich auf eine elektrische Leistung von 0,7 MW festgelegt, zum 01.01.2000 wurde diese Bagatellgrenze aber auf 2,0 MW angehoben. Dezentrale KWK-Anlagen mit ausreichend hohem Jahresnutzungsgrad (z. B. BHKW) profitieren daher nicht nur von der zuvor dargestellten Befreiung von der Mineralölsteuer, sondern zusätzlich auch von einer Befreiung von der Stromsteuer. Damit profitieren fast alle BHKW von dieser Regelung. Gegenüber dem Strombezug verbessert sich die Wettbewersbfähigkeit dieser Anlagen damit für das produzierende Gewerbe (zusätzlich zu den dargestellten Effekten, die sich aus der Mineralölsteuerbefreiung ergeben) um 0,5 Pf/kWh und für alle vollständig steuerveranlagten Verbraucher (z. B. private Haushalte, Dienstleistungsunternehmen) sogar um 2,5 Pf/kWh.

Mit der Modifizierung der ÖSR zu Beginn des Jahres 2000 sind auch noch weitere Punkte gegenüber der ursprünglichen Fassung geändert worden. Dies betrifft

- neben der bereits erwähnten Anhebung der Bagatellgrenze für die Stromsteuererhebung von 0,7 MW_{el} auf 2 MW_{el}
- die direkte Annahme der Gleichstellung von Contracting mit der Eigenerzeugung bis 2 MW_{el} in den Gesetzestext (statt wie bisher lediglich in der Stromsteuer-durchführungsverordnung[3]) und

[3] Nach bisheriger Auffassung des Hauptzollamtes - auf der Basis des Entwufs der Stromsteuerdurchführungsverordnung vom 11.5.99 - bestand lediglich dann keine Steuerveranlagung, wenn eine Anlage im Rahmen eines Contractingsvertrages direkt für den Letztverbraucher (als Vertragspartner) betrieben wird. Bei Contractingprojekten im Wohnungsbau, wo der Vertragspartner in der Regel der Hausbesitzer/Vermieter

- die KWK-Freistellung von der Mineralölsteuer zukünftig wahlweise ab einem Jahresnutzungsgrad von oberhalb von 70 % oder jeweils ab einem Monatsnutzungsgrad von mehr als 70 %.

Letztgenannte Regelung kommt insbesondere stromgeführten KWK-Anlagen im kommunalen und industriellen Bereich zugute, die bisher mangels ausreichender Wärmenachfrage im Sommer einen Jahresnutzungsgrad von 70 % nicht erreichen konnten, diesen aber in den Monaten der Heizperiode sicher darstellen können. Nicht mit einbezogen in die Änderungen wurden dagegen Vorschläge zur Entbürokratisierung des mineralölsteuerlichen Genehmigungsverfahrens (mühsame Vorauszahlung und Rückerstattung der Steuerbeträge). Klärungsbedürftig erscheint zudem die genaue Festlegung der Bilanzgrenze für KWK-Anlagen mit variablem Strom- zu Wärmeverhältnis. Sinnvollerweise sollte z. B. bei großen Kraftwerkseinheiten mit geringer spezifischer Wärmeauskopplung nur einem dieser Wärmeauskopplung entsprechender Stromerzeugungsteil der Gesamtanlage in den Genuss der Mineralölsteuerbefreiung kommen (vgl. hierzu auch Kapitel 7).

5.3 Befragung von Herstellern, Betreibern und Planern

5.3.1 Teilnehmer der Befragung

Aufgrund der sich mit der Einführung der Ökologischen Steuerreform und dem Übergang in liberalisierte Energiemärkte ergebenden Veränderungen desa KWK-Marktes haben sich auch die Markterwartungen für diese Technologien geändert. Dies gilt gleichermaßen für die Hemmnisse, die der Umsetzung von KWK-projekten entgegenstehen. Um diesbezüglich einen aktuellen Überblick zu erhalten wurde eine Umfrage duchgeführt.

Im Rahmen der Studie wurde im ersten Halbjahr 1999 deshalb rund 160 relevanten Akteuren ein sechsseitiger Umfragebogen zugestellt. Die Aufgliederung der befragten Unternehmen und Institute kann Tabelle 5-2 entnommen werden.

ist, heißt dies, dass für das Hauslicht keine Stromsteuer, für den Mieterstrom aber sehr wohl Stromsteuer fällig wird. Mit der Neuregelung sollte diese Verwirrung beigelegt werden können.

Tab. 5-2: Umfrageteilnehmer aufgeteilt nach Gruppierungen

Umfrageteilnehmer aufgeteilt nach Gruppierungen			
	Befragte Untern. / Inst.	zurückgesandte Umfragebögen	Rückmelde-Quote
KWK-Hersteller und KWK-Anbieter	32	13	41 %
Energie-Agenturen	12	7	58 %
Wissenschaftliche Institute	16	9	56 %
Planer und Contractoren	23	14	61 %
Verbände	17	5	29 %
Kommunale Energieversorgungsunternehmen	17	7	41 %
Überregionale EVU sowie IPP	13	9	69 %
Industrie-Unternehmen	12	7	58 %
Gasversorgungsunternehmen	7	5	71 %
Sonstige	11	5	45 %
Gesamt	160	81	51 %

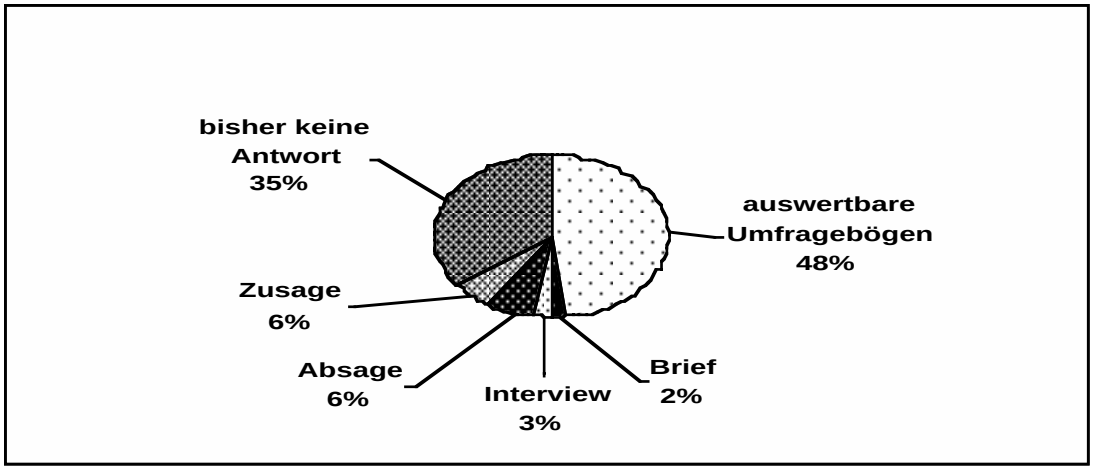


Abbildung 5-1: Statistik ”Umfragebögen” (Stand 31. Mai 1999)

Bis zum 31. Mai gingen insgesamt 81 Umfragebögen beim Wuppertal Institut ein. Weitere Unternehmen und Institute gaben eine Zusage hinsichtlich einer Rücksendung des Umfragebogens (siehe Abbildung 5-1).

5.3.2 Auswertung des Umfragebogens

Im ersten Teil des Umfragebogens sollte die KWK-Entwicklung in den letzten Jahren sowie die Auswirkungen der Liberalisierung auf die KWK-Marktchancen untersucht werden.

Hierbei wurde deutlich, dass sich die Kennzahl, welche das Verhältnis der abgegebenen Angebote zu den realisierten Projekten angibt, seit der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes bei der Mehrheit der Umfrageteilnehmer (82 %) erhöht hat. 18 % schätzen dieses Verhältnis stabil ein, bemerken aber seit der Liberalisierung einen teilweise deutlichen Anfragerückgang. Die meisten Umfrageteilnehmer (17) müssen weniger als sechs Angebote einreichen, um ein Projekt realisieren zu können. Viele Planer und Anbieter (9) müssen mit 6 bis 15 Angeboten rechnen, bevor es zu einem Vertragsabschluß kommt. Lediglich drei Anbieter behaupten, dass sie hierfür mehr als 15 Angebote ausschreiben müssen.

Als Ursachen für die Kennzahlerhöhung werden sinkende Strompreise (15 Nennungen), die Kundenverunsicherung (14), das Strompreis-Dumping durch Energieversorgungsunternehmen (EVU) (9) sowie eine generelle und nicht weiter spezifizierte Veränderung der allgemeinen Rahmenbedingungen für einen KWK-Einsatz (7) genannt. Deutlich wird hierbei, dass die KWK aufgrund der Liberalisierung einem verstärkten Wettbewerb ausgesetzt ist, der sowohl quantitativ als auch qualitativ an Dynamik gewonnen hat.

Im Hinblick auf dieses - erwartete - Ergebnis wird im Umfragebogen auch die Frage gestellt, ob es in den letzten Monaten verstärkte Anstrengungen gegeben habe, KWK-Projekte zu verhindern. Hier ergibt sich ein gespaltenes Bild: 27 Umfrageteilnehmer - zusammengesetzt aus allen Teilnehmergruppen - vertreten die Auffassung, dass - insbesondere durch die Energieversorgungsunternehmen - ein verschärfter Konfrontationskurs eingeschlagen wird. 19 Teilnehmer vertreten eine gegenteilige Meinung. Betrachtet man diese Zahlen hinsichtlich der Teilnehmergruppen so fällt auf, dass der größte Teil (11 von 19) derjeniger, die eine Projektverhinderungs-Strategie verneinten, aus dem Bereich der überregionalen und kommunalen EVU stammen. Weitere vier Umfrageteilnehmer registrieren keine zusätzliche Verschärfung hinsichtlich der Verhinderungsstrategien aufgrund der Liberalisierung, sondern bemerken stattdessen, dass es solche Vorgehensweisen schon immer gegeben habe.

Der zweite Teil der Umfrage widmet sich den "Veränderungen der Rahmenbedingungen durch die Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes". Insbesondere werden die Hemmnisse und Vorteile der KWK im Vorfeld der Novellierung sowie deren Wandel nach der Liberalisierung aufgezeigt. Das Ergebnis gibt Tabelle 2 wieder. Die Zahlen in der Klammer verweisen auf die jeweilige Anzahl der Nennungen.

Tabelle 5-3: Bewertung der Veränderung der Rahmenbedingungen durch das Energiewirtschaftsgesetz

Veränderungen im Vorfeld...	Veränderungen nach...
der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes	
Abwartende Haltung (30)	Sinkender Strompreis (27)
Verunsicherung der potentiellen Kunden (21)	Höhere Wirtschaftlichkeits-Anforderungen (12)
Tendenziell sinkende Strompreise (20)	KWK-Verhinderungsstrategien (11)
KWK-Verhinderungsstrategien (6)	Verunsicherung (9)
	Günstigerer Reserve- und Zusatzstrombezug (4)
	Bessere Stromvermarktungsmöglichkeiten (4)

Auffallend ist hierbei die Dominanz der abwartenden Haltung im Vorfeld der Liberalisierung. Diese hat ihre unmittelbare Ursache in der Verunsicherung des Kunden über die weitere Entwicklung des Energiemarktes. Dabei spielte sicherlich eine Rolle, dass es bereits im Vorfeld der Novellierung zu teilweise deutlichen Strompreissenkungen vor allem im Bereich der größeren Sondervertragskunden gekommen ist.

Nach der EnWG-Novellierung kommt es zu Strompreissenkungen, die sich auf einen viel größeren Kundenstamm auswirken. Deshalb ist es nicht verwunderlich, dass dieser Punkt bei den Veränderungen an erster Stelle genannt wird. Daraus resultieren auch die höheren Anforderungen an die Wirtschaftlichkeit geplanter KWK-Projekte. Einen höheren Stellenwert nehmen nach der Liberalisierung auch KWK-Verhinderungsstrategien der Energieversorger ein. Dagegen wirkt sich das Problem der Verunsicherung nicht mehr so gravierend aus wie vor der Novellierung. Aber auch positive Veränderungen werden im Zusammenhang mit dem neuen EnWG für die KWK erwähnt: So erwarten einige Umfrageteilnehmer eine bessere Bezugsmöglichkeit von Reserve- und Zusatzstrom sowie mehr Möglichkeiten bei der Vermarktung des bereitgestellten Stroms.

Insgesamt wird jedoch von den meisten eine eher schlechte Prognose für die weitere Entwicklung der Rahmenbedingungen für die Kraft-Wärme-Kopplung im kurzfristigen Bereich gestellt. Aber auch einige positive Prognosen sind in den Umfragebögen enthalten, so dass sich insgesamt ein gepaltenes Bild ergibt.

Hinsichtlich der mittelfristigen KWK-Entwicklung nimmt die Zahl der Experten, welche eine Verschlechterung der Rahmenbedingungen erwarten, deutlich ab. Von den meisten wird eher eine leichte Verbesserung erwartet. Dabei spielt vor allem der weitere Verlauf der ökologischen Steuerreform sowie die Schaffung klarer Rahmenbedingungen durch die Politik eine bedeutsame Rolle. Weiterhin hat der Verlauf der Gasliberalisierung sowie die Regelung der Durchleitungsbedingungen für den eingespeisten Strom eine entscheidende Wirkung auf die Entwicklung der KWK-Anwendung. Einige Experten erwarten aufgrund

der bevorstehenden Markteinführung neuer KWK-Technologien wie Stirlingmotor und Brennstoffzelle sowie der notwendigen Atomausstiegs-Kompensation eine Verbesserung für die Kraft-Wärme-Kopplung.

Langfristig gesehen ergibt sich ein einheitliches positives Bild zu Gunsten der KWK. Fast alle Umfrageteilnehmer erwarten eine deutliche Verbesserung. Entscheidend hierfür erscheint den meisten Experten die technologische Komponente, also ob sich neue KWK-Technologien durchsetzen werden. Aber auch die Schaffung klarer Vorgaben durch die Politik sowie ein Fortschreiten des Gasliberalisierung werden als besonders hilfreich für eine positive Entwicklung im KWK-Bereich angesehen.

Im dritten Teil des Umfragebogens werden bestehende und zukünftige Hemmnisse sowie Fördermaßnahmen für die KWK in Deutschland einer Bewertung unterzogen. Bei den allgemeinen Hemmnissen ergibt sich dabei Tabelle 5-4:

Tabelle 5-4: Bewertung der Auswirkungen bestimmter Hemmnisse auf die KWK in Deutschland

	Auswirkungen auf die Kraft-Wärme-Kopplung			
	keine	geringe	starke	Sehr starke
Hohe investitionsabhängige Kosten	12%	63%	21%	4%
Bürokratisierung	6 %	49%	34%	11%
Kurze Amortisationserwartung	1%	21%	54%	24%
Informations- und Kenntnismängel	3%	12%	46%	39%
Alternativinvestment	16%	37%	31%	16%
Durchleitungsentgelte	12%	20%	42%	26%
Strompreisvergütung	6%	14%	40%	40%
Kosten für Zusatz- und Reservestrom	6%	17%	52%	25%

Um eine schnelle Übersicht zu erhalten, ist in Tabelle 5-5 ein Vergleich der verschiedenen Hemmnisse in Form eines Rankings dargestellt. Dabei sind die prägnanten Hemmnisse im oberen und die weniger prägnanten Hemmnisse im unteren Bereich der Tabellen angeordnet.

Tabelle 5-5: Bewertungsübersicht über die Hemmnisse

mindestens "starke Auswirkungen"	"sehr starke Auswirkungen"	"keine Auswirkungen"
Hohe investitionsabhängige Kosten (84%)	Strompreisvergütung (40%)	Kurze Amortisationserwartung (1%)
Strompreisvergütung (80%)	Durchleitungsentgelte (26%)	Hohe investitionsabhängige Kosten (4%)
Kurze Amortisationserwartung (78%)	Kosten für Zusatz- und Reservestrom (25%)	Bürokratisierung (6%)
Kosten für Zusatz- und Reservestrom (77%)	Kurze Amortisationserwartung (24%)	Kosten für Zusatz- und Reservestrom (6%)
Durchleitungsentgelte (68%)	Hohe investitionsabhängige Kosten (21%)	Strompreisvergütung (6%)
Alternativinvestment (47%)	Alternativinvestment (16%)	Durchleitungsentgelte (12%)
Bürokratisierung (45%)	Bürokratisierung (11%)	Informations- und Kenntnismängel (12%)
Informations- und Kenntnismängel (42%)	Informations- und Kenntnismängel (2%)	Alternativinvestment (16%)

Die befragten Experten sollten weiterhin die besonderen Hemmnisse auflisten, welche für einen KWK-Einsatz in der Industrie, bei den Contractoren, in der Kommune und im Krankenhausbereich bestehen. In Tabelle 5-6 sind die Ergebnisse dargestellt, wobei die Hemmnisse nach der Anzahl der Nennungen aufgelistet werden.

Tabelle 5-6: Auflistung der besonderen Hemmnisse einiger spezieller KWK-Anwendungsfelder

Industrie	**Contractoren**	**Kommune**	**Krankenhaus**
Kurzfristige Amortisations-erwartungen (24)	Durchleitungsbe-dingungen (12)	Finanzknappheit (21)	Duale Finanzierung (15)
Strompreis-Dumping (20)	Lange Vertragslaufzeiten (12)	Informationsdefizite (13)	Informationsdefizite (12)
Reserve- /Zusatzstromkosten (9)	Investitionsrisiko (10)	Beamtenmentalität (8)	Niedriger Strompreis
Konzentration auf das Kerngeschäft (6)	Unsichere Entwicklung (9)	Strompreisentwicklung (8)	Finanzknappheit (6)
Liquiditätsprobleme (5)	Niedriger Strompreis (7)	Bestehende Verträge mit EVU (6)	Reservestromkosten (5)
Durchleitungsbedingungen (5)	Geringer Bekanntheitsgrad (6)	Reserve- / Zusatzstromkosten (5)	Niedriger Energiekostenanteil (5)
Informationsdefizite (3)	Konservative Denkweise (6)	Durchleitungsbedingu ngen (5)	Alternativinvestment (5)

Außerdem wurden die Umfrageteilnehmer befragt, ob der im Energiewirtschaftsgesetz §6 bestehende Bestandsschutz kommunaler KWK-Anlagen sinnvoll und praktikabel sei. Insgesamt vertreten 68% der Befragten die Meinung, dass ein kommunaler Bestandsschutz sinnvoll ist. Nur 19% sind der Auffassung, dass sich ein solcher Schutz auch in der Praxis bewährt. Insgesamt kam es bei dieser Frage in Abhängigkeit von der jeweiligen Teilnehmergruppe zu sehr unterschiedlichen Ergebnissen (siehe Tabelle 5-7).

Tabelle 5-7: Bewertung der Sinnhaftigkeit und Praktikabilität des kommunalen Bestandsschutzes nach §6 EnWG

	Sinnvoll?		Praktikabel	
	Ja	Nein	Ja	Nein
KWK-Hersteller / KWK-Anbieter	6	5	3	7
Energie-Agenturen	4	3	1	5
Wissenschaftliche Institute	6	1	0	7
Planer und Contractoren	9	1	1	8
Verbände	2	1	1	2
Kommunale EVU	7	0	1	5
Überregionale EVU sowie IPP	4	4	2	6
Industrie-Unternehmen	1	2	1	2
Gasversorgungsunternehmen	3	1	1	1
Sonstige	2	1	0	4
Gesamt	42	20	11	47

Auffallend ist hierbei die besonders ausgeprägte Zustimmung hinsichtlich der Sinnhaftigkeit eines Bestandsschutzes bei den kommunalen Energieversorgungsunternehmen sowie den Planern/Contractoren und den wissenschaftlichen Instituten. Dagegen ist bei den überregionalen EVU nur jeder zweite Umfrageteilnehmer vom Sinn eines solchen Schutzes überzeugt. Die in allen Gruppierungen vorhandenen deutlichen Zweifel hinsichtlich einer praktikablen Umsetzung eines solchen Bestandsschutzes tritt bei den Planern, den wissenschaftlichen Instituten und den EVU besonders hervor.

Insgesamt sieben Förderoptionen wurden von den Umfrageteilnehmern hinsichtlich ihrer Eignung für die Kraft-Wärme-Kopplung bewertet. Auch in diesem Fall wird wegen der besseren Übersicht ein Vergleich der Bewertung der verschiedenen Förderoptionen in Form eines Rankings dargestellt (Tabelle 5-9). Dabei sind die besonders geeigneten Förderoptionen im oberen und die weniger geeigneten Optionen im unteren Bereich der Tabellen angeordnet.

Tabelle 5-8: Bewertung der Förderoptionen

	nicht geeignet	eher geeignet	geeignet	sehr geeignet	hervorragend geeignet
Aufnahme kleiner KWK-Anlagen in das Stromeinspeisegesetz	28%	11%	36%	18%	7%
Netzzugangsverordnung mit diskriminierungsfreien Durchleitungsentgelten	16%	9%	27%	24%	24%
Quotenregelung für KWK-Strom	26%	11%	21%	23%	14%
Freiwillige Angebote von Umwelttarifen	47%	19%	24%	7%	3%
Befreiung kleiner KWK-Anlagen von der Mineralölsteuer	15%	14%	23%	29%	19%
Zinsgünstige Kredite für KWK-Anlagen	18%	15%	38%	22%	8%
Nutzungsgradabhängige Staffelung der Ökosteuer	22%	11%	15%	22%	13%

Tabelle 5-9:Bewertungsübersicht über die Förderoptionen

mindestens "geeignete Förderoption"	"hervorragend geeignete Förderoption"	"nicht geeignete Förderoption"
Netzzugangsverordnung mit diskriminierungsfreien Durchleitungsentgelten (75%)	Netzzugangsverordnung mit diskriminierungsfreien Durchleitungsentgelten (24%)	Befreiung (kleiner) KWK-Anlagen von der Mineralölsteuer (15%)
Befreiung (kleiner) KWK-Anlagen von der Mineralölsteuer (71%)	Quotenregelungen für KWK-Strom (19%)	Netzzugangsverordnung mit diskriminierungsfreien Durchleitungsentgelten (16%)
Zinsgünstige Kredite für KWK-Anlagen (68 %)	Befreiung (kleiner) KWK-Anlagen von der Mineralölsteuer (19%)	Zinsgünstige Kredite für KWK-Anlagen (18%)
Quotenregelungen für KWK-Strom (63%)	Nutzungsgradabhängige Staffelung der Ökosteuer (13%)	Quotenregelungen für KWK-Strom (26%)
Aufnahme kleiner KWK-Anlagen in das Stromeinspeisegesetz (63%)	Zinsgünstige Kredite für KWK-Anlagen (8%)	Aufnahme kleiner KWK-Anlagen in das Stromeinspeisegesetz (28%)
Nutzungsgradabhängige Staffelung der Ökosteuer (55%)	Aufnahme kleiner KWK-Anlagen in das Stromeinspeisegesetz (7%)	Nutzungsgradabhängige Staffelung der Ökosteuer (30%)
Freiwillige Angebote von Umwelttarifen (34%)	Freiwillige Angebote von Umwelttarifen (2%)	Freiwillige Angebote von Umwelttarifen (47%)

Ein weiterer Teil der Umfrage beschäftigt sich mit der Ökologischen Steuerreform und den diesbezüglichen Auswirkungen auf die Kraft-Wärme-Kopplung.

Hinsichtlich des Klimaschutzgedankens bevorzugen 62% der Umfrageteilnehmer eher eine CO_2-Steuer gegenüber einer Energiesteuer. Auch hinsichtlich dieser Frage gab es große Unterschiede in der Bewertung durch die einzelnen Teilnehmergruppen (siehe Tabelle 5-10).

Tabelle 5-10: Bewertung der CO_2-Steuer gegenüber einer Energiesteuer

	Bevorzugt wird eher eine CO_2-Steuer?	
	Ja	Nein
KWK-Hersteller / KWK-Anbieter	6	5
Energie-Agenturen	4	3
Wissenschaftliche Institute	6	1
Planer und Contractoren	9	1
Verbände	2	1
Kommunale EVU	7	0
Überregionale EVU sowie IPP	4	4
Industrie-Unternehmen	1	2
Gasversorgungsunternehmen	3	1
Sonstige	2	1
Gesamt	42	20

5.4 Hemmnisse und Barrieren für den Ausbau der KWK

Obwohl durch die Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) und die Einführung der ökologischen Steuerreform (inkl. Sonderregelungen für die KWK) erste zusätzliche Anreize für die Ausweitung der Stromerzeugung in KWK-Anlagen geschaffen wurden (z. B. Aufhebung der Genehmigungspflicht bei der Versorgung Dritter aus KWK-Anlagen, Nutzungsmöglichkeiten öffentlicher Straßen und Wege, Befreiung von der Mineralölsteuer, Bagatellgrenze für die Stromsteuer), befindet sich die KWK heute in einer schwierigen Marktsituation. Wie bereits in Kapitel 5.1 ansatzweise dargestellt wurde, trägt eben gerade auch die zuvor im positiven Sinne angesprochene Novellierung des EnWG und die hiermit verbundene Liberalisierung der Energiemärkte hierzu maßgeblich bei. In erster Linie betrifft dies den ausgelösten Preis- und Wettbewerbsdruck bei einer gleichzeitig durch Sonderregelungen im EnWG unzureichenden Sicherung des Betriebs bestehender KWK-Anlagen (z. B. Bestandsschutz §6 EnWG).

Wie die in Kapitel 5.3 dokumentierte Befragung gezeigt hat, wirken darüber hinaus aber auch noch andere Effekte hemmend auf den Weiterbetrieb bestehender KWK-Anlagen und den weitergehenden Ausbau der gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung. Die wichtigsten Hemmnisse sind nachfolgend aufgelistet:

- allgemein sinkende Stromerlöse (durch Rationalisierungsmaßnahmen und Markteffekte, wie z. B. Bündelung von Kunden zur Stärkung der Marktmacht beim Einkauf) führen zu einer Verschlechterung der Wettbewerbssituation bei bestehenden Anlagen und zu einer Verringerung der Anreize, Neuanlagen mit Koppelstromerzeugung zu errichten. Geringfügige Verbesserungen auf der Wärmeseite (für KWK-Anlagen fällt im Gegensatz zu Formen der ungekoppelten Stromerzeugung im Rahmen der ökologischen Steuerreform keine Mineralölsteuer an) können diesen Effekt bisher nur unzureichend kompensieren.

- weit über den eigentlichen Bedarf (Höchstlast zuzüglich Reservevorhaltung) hinausgehende Stromerzeugungskapazitäten. Diese - selbst unter Berücksichtigung der zum Zeitpunkt der Höchstlast nicht einsetzbaren Kraftwerksleistung - verbleibenden hohen Überkapazitäten von derzeit (je nach Reservephilosophie) 10 bis 15 GW (entsprechend rund 10 bis 15 % der gesamten installierten Kraftwerksleistung in Deutschland) ermöglichen den Betreibern heute Strompreisangebote auf der Basis kurzfristiger Grenzkosten. Diese werden zum Teil auch gezielt als Verdrängungsangebote gegenüber den Betreibern von KWK-Anlagen oder in Konkurrenz zu der Neuerrichtung von KWK-Anlagen eingesetzt. Aufgrund der im Rahmen dieser Preisstrategie fehlenden Anlehnung an die langfristigen Grenzkosten (Vollkosten für die Neuerrichtung eines Kraftwerkes) spricht man deshalb auch von einer ”Disparität des stromwirtschaftlichen Kalküls”.

- Unabhängig von den aufgeführten, aus der derzeitigen Phase des Marktübergangs ableitbaren Problemen für die KWK, ist auch längerfristig sicherzustellen, dass die KWK Vorteile gegenüber einer ökologisch weniger effizienten Kondensations-stromerzeugung hat. Mit der Mineralölsteuerbefreiung für GUD-Kraftwerke im Rahmen der vereinbarten Veränderungen im Zuge der 2. Stufe der Ökologischen Steuerreform würden die seit der Umsetzung der ÖSR bestehenden steuerpolitischen Vorteile der KWK wieder aufgehoben.

- Überkapazitäten und damit der Möglichkeiten mit Niedrigstpreisangeboten auf dem Markt aufzutreten konzentrieren sich in der Regel auf die großen überregionalen und regionalen Stromerzeugungsunternehmen. Insbesondere kommunale Anlagen sind hier strukturell benachteiligt, da sie häufig nur über wenige Erzeugungseinheiten verfügen, entsprechende Verrechungsmöglichkeiten (der hohen Kosten bestehender oder geplanter Neuanlagen) über den gesamten Kraftwerkspark (mit Kraftwerken günstiger Kostenstruktur) demnach fehlen. Hierdurch besteht gerade in diesem Bereich eine besondere Gefahr des Auftretens von ”stranded investments”, die im Gesamtkraftwerkspark nicht aufgefangen werden können.

- Diese Situation ist vor dem Hintergrund zu sehen, dass in der Vergangenheit nicht selten (kommunal-)politisch Einfluss auf die Ausgestaltung des Kraftwerksparks genommen wurde und viele Unternehmen zur Errichtung ökologisch effizienter KWK-Anlagen gedrängt worden sind. Zudem führt der kommunalpolitische Einfluss häufig zu verlängerten Entscheidungswegen.

- Bundesländerspezifisch wird die Vermarktung von KWK-Strom aus kommunalen Anlagen durch das Gemeindewirtschaftsrecht (geografische und inhaltliche Eingrenzung des Betätigungsfeldes) eingeschränkt.

- Aufgrund fehlender Rücklagen besteht keine Möglichkeit, die schwierigen Wettbewerbsbedingungen zeitweise zu überbrücken. Dies gilt insbesondere für den kommunalen Bereich und ist auf die übliche Praxis im kommunalen Querverbund und die Mitfinanzierung anderer kommunaler Aufgaben (z. B. Verkehrsbetrieb, Bäder) zurückzuführen.

- Die Stromversorgungsstrukture des Landes ist geprägt von einer weitgehenden (historisch gewachsene) Konzentration der großen Stromerzeugungsunternehmen, die den überwiegenden Beitrag zur Stromversorgung mit großen (z. T. verbraucherferne) Kraftwerkseinheiten leisten. Diese Anlagen sind nur bedingt für die Wärmeauskopplung geeignet, so dass eine Ausweitung der KWK-Stromerzeugung strukturelle Veränderungen erforderlich macht.

- Ungünstige Zusatz- und Reservestrombedingungen werden aufgrund des im Zuge der Wettbewerbseinführung zunehmenden Konkurrenzverhältnisses zwischen KWK-Betreibern und Zusatz- und Reservestromanbietenden Unternehmen gewährleistet[4].

- Im Rahmen der bisherigen Verbändevereinbarung durch Einzelfallbehandlung (vom Punkt der Erzeugung bis zum Punkt der Entnahme, Vorgabe von Lastfahrplänen) erschwerter Netzzugang und damit ungünstige Vermarktungschancen für KWK-Strom[5].

- Bei der industriellen KW bestehen in der Regel Hohe Amortisationserwartungen. Hier werden Kapitalrückflußzeiten verlangt, die mit ein bis drei Jahren vergleichbar denjenigen für Investitionen im produzierenden Bereich sind. Hinzu kommen heute gerade in der Industrie besonders niedrige Bezugspreise, die z. T. um mehr als 30 bis 50 % unterhalb der Vergleichskonditionen vor der Liberalisierung der Strommärkte liegen.

- Fehlende Kenntnisse und Informationen über den Einsatz und die Verläßlichkeit dezentraler KWK-Anlagen in der Objektversorgung bei potentiellen Betreibern und beim beratenden Handwerk.

- Höhere Auflagen und zeitauwendigere Genehmigungensverfahren (nach Bundesimmissionsschutzverordnung) gegenüber einfacheren dezentralen (Haus-)Systemen der getrennten Wärmebereitstellung.

- Konzentration potentieller Betreiber auf ihr Kerngeschäft (außerhalb der Energieversorgung) und/oder fehlendes Eigenkapital (insbesondere im Bereich der

---

4 Diese Aspekte sind im Rahmen der Novellierung der Verbändevereinbarung zum Netzzugang für die KWK mittlerweile verbessert worden. Hierauf wird in Kapitel 8 im Detail eingegangen.

5 Diese Aspekte sind im Rahmen der Novellierung der Verbändevereinbarung zum Netzzugang für die KWK mittlerweile verbessert worden. Hierauf wird in Kapitel 8 im Detail eingegangen.

kleinen und mittleren Unternehmen (KMU)) bei gleichzeitiger Scheu, betriebsfremden Unternehmen (z. B. Contractoren) Zugang zu gewähren.

- Teilweise unklar und wenig präzise formulierte rechtliche Regelungen (z. B. zur Definition von Contracting im Rahmen der ökologischen Steuerreform) und hoher Bürokratieaufwand im Rahmen des mineralölsteuerlichen Genehmigungsverfahrens (z. B. Steuerrückerstattung).

- Dies gilt vor allem auch für die hohen Anforderungen vor denen nun die Kartellbehörden stehen, Netzdurchleitungsbegehren gegenüber der wirtschaftlichen Sicherung des Betriebs bestehender KWK-Anlagen abzuwägen. Schwierigkeiten bereiten hier vor allem die wenig präzisen Formulierungen des Wirtschaftlichkeitsgebots im Gesetzestext.

- Darüber hinaus wirken die Schutzklauseln für die deutsche Braunkohle (Artikel 4 §3 EnWG) in den neuen Bundesländern stark hemmend auf den dortigen Ausbau der Fernwärmeversorgung auf der Basis von KWK-Anlagen.

- Erhöhte Unsicherheiten bei Contracting-Unternehmen aufgrund der unsicheren Energie(Strom-)preisentwicklungen.

- Eine hohe Kapitalbindung beim Aufbau von Fern-/Nahwärmenetzen erfordert im Vergleich zu einer alternativen Einzelversorgung ein hohes Maß an Investitionssicherheit. Der Aufbau neuer Netze und damit das Angebot eines zweiten leitungsgebundenen Energieträgers wird dabei durch den (vor allem auch in Gebieten mit hoher Bebauungsdichte) bereits erreichten hohen Gasversorgungsgrad von über 90 % erschwert. Für bestehende Netze führt die Kapitalbindung dazu, dass im Zuge einer (wettbewerbsbedingten) Außerbetriebnahme der KWK-Anlage diese wärmeseitig durch ein - meist gegenüber einer Einzelwärmeversorgung und unter Berücksichtigung der Transportverluste energetisch ineffizienteres - Heizwerk ersetzt wird.

- Zu erwartende Verschärfung der Wettbewerbssituation zum Erdgas im Zuge der mit der Liberalisierung der Gasmärkte wahrscheinlich einhergehenden Kostensenkungen sowie insgesamt hohe Unsicherheiten der erzielbaren Wärmeerlöse aufgrund der Ölpreisbindung des Erdgases im Wärmemarkt.

- Gefahr der Rücknahme von Preisnachlässen seitens der Gaswirtschaft im Zuge der ÖSR. Die Gaswirtschaft hat bereits verschiedentlich angekündigt, dass sie den 1989 eingeführten Preisnachlass für Erdgas wieder rückgängig machen möchte. 1989 wurde seitens des Gesetzgebers auch für Erdgas (entsprechend der Behandlung von Mineralöl) eine Steuer eingeführt und im Mineralölsteuergesetz implementiert. Zeitgleich wurden in diesem Zeitraum die Ölpreise erhöht. Aufgrund der Preisbindungsklausel zwischen Erdgas und Mineralöl hätte dies zu einer weiteren Preiserhöhung für Erdgas führen müssen. Dieser zweite Preiseffekt wurde von der Gaswirtschaft mit Bezug auf die Dauer der Steuererhebung ausgesetzt. Nachdem diese Steuer für KWK-Anlagen wegfällt, besteht nach Ansicht der Gaswirtschaft nun kein Anlass mehr an, dem vor 10

Jahren eingeräumten Preisnachlass festzuhalten. Kommt es tatsächlich zu einer Rücknahme des Nachlasses, würde sich die durch die Ökologische Steuerreform intendierte Anreizsteigerung für KWK-Anlagen deutlich verringern. Zudem würde dies eine aus ökologischen Gründen problematische relative Besserstellung von Mineralöl- gegenüber Erdgas-KWK-Anlagen zur Folge haben.

- Weiterer Rückgang der Wärmenachfrage durch verbesserte Produktionsverfahren und zunehmendem Wärmeschutz bei Gebäuden (auch bedingt durch gesetzliche Regelungen: Energieeinsparverordnung) verringern tendenziell die Wärmedichte und damit die wirtschaftlichen Nutzungsmöglichkeiten von Fernwärmesystemen. Aufgrund der größeren Flexibilität (Auslegungsmöglichkeiten über einen weiten Leistungsbereich) trifft dies auf Nahwärme- und Einzelobjektversorgungssysteme nur bedingt zu. Nachteilig wirkt sich in diesem Zusammenhang die unzureichende Einbeziehung der KWK als Entscheidungs-/Auswahloption (im Sinne der Gesamtökobilanz ggf. statt eines verbesserten Wärmeschutzes) in die geplante Energieeinsparverordnung aus.

- Falsche Angaben über die benötigte Wärmeleistung. Nach Analysen, die im Auftrag des Umweltbundesamtes durchgeführt wurden[6], versäumen es viele Nutzer, die Fernwärmeanschlussleistung an den tatsächlichen Bedarf anzupassen. Hierdurch wird nicht selten (so das Ergebnis der durchgeführten Stichprobenkontrollen) ein zu hoher Leistungspreis in Rechnung gestellt, was insgesamt zu einer deutlichen Erhöhung der spezifischen Fernwärmepreise und damit einer Überbewertung der Fernwärmekosten insgesamt führt.

5.5 Trendentwicklung der KWK

Die zu erwartende Entwicklung der KWK unter Trendbedingungen wird maßgeblich bestimmt durch die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für den Einsatz von KWK-Anlagen (typische Beispiele heutiger Anlagen sind in Kapitel 2 aufgeführt). Daneben wirken aber im Rahmen einer Business-as-Usual-Entwicklung, d. h. einer Zukunftsbetrachtung, in der nur von den heute bereits beschlossenen bzw. absehbaren Maßnahmen ausgegangen wird, darüber hinaus aber keine Fördermaßnahmen für die KWK einbezogen werden, auch die vielfältigen weiteren Hemmnisse, die im vorhergehenden Kapitel angerissen wurden, einschränkend auf den trendgemäßen Ausbau der KWK.

Insgesamt steht die KWK im Zuge der Veränderung des EnWG und der Einführung der Ökologischen Steuerreform im Spannungsfeld unterschiedlicher Einflußfaktoren. Im Folgenden soll skizzenhaft diskutiert werden, in welcher Form sich diese auf die trendgemäße Entwicklung der KWK auswirken könnten. Aufgrund der unterschiedlichen Ausgangsvoraussetzungen und Rahmenbedingungen erfolgt ausgehend von einer Betrachtung allgemeiner Gesichtspunkte, eine nach Anwendungsbereichen getrennte Diskussion. Für die gesamte KWK ist von Bedeutung,

---

6 vgl. Pressemitteilung UBA Nr. 47/99

- dass die derzeitige Niedrigpreisphase im Verbund mit einem offensiven Verdrängungswettbewerb noch mindestens drei bis fünf Jahre (vielleicht sogar bis zu 10 Jahre) andauern wird. Erst nach diesem Zeitpunkt besteht wieder verstärkt Reinvestitionsbedarf, wodurch dann bei der Preisbildung wieder eine stärkere Orientierung an den langfristigen Grenzkosten zu erwarten ist.

- dass diese Phase niedriger Strompreise wahrscheinlich verbunden sein wird mit ebenfalls tendenziell in der Zukunft eher sinkenden Gaspreisen (als Folge der Liberalisierung der Gasmärkte). Auch wenn die Preisrückgänge bei weitem nicht so hoch ausfallen werden wie im Strombereich, ist doch für industrielle Großkunden von Preisnachlässen in der Größenordnung von 10 bis 20 % auszugehen. Für gasgefeuerte KWK-Anlagen sinkt damit der Brennstoffpreis. Gleichzeitig gilt dies aber auch für die Konkurrenzoptionen Gasbrennwertkessel und Gas-Heizwerk, insbesondere dann, wenn die derzeit für den Wärmemarkt wirksame Anbindung des Gaspreises an den Ölpreis sukzessive auslaufen wird[7].

- dass nach dieser Übergangsphase eine hohe Wahrscheinlichkeit dafür besteht, dass sich die KWK als energieeffiziente Technologie im Wettbewerb mit Kondensationskraftwerken wieder verstärkt behaupten kann.

- dass insbesondere in den ersten Jahren dieses Jahrzehntes der größte (Wettbewerbs-)Druck auf den bestehenden KWK-Anlagen liegt.

- dass unter Trendbedingungen nicht von einer Begrenzung durch Klimaschutzrestriktionen (auch die Erreichung des Kyoto-Ziels wird im Sinne von Business-as-Usual hier explizit nicht als Trendentwicklung definiert) ausgegangen werden kann.

- dass die spezifische Nachfrage nach Prozess- und Raumwärme auch trendgemäß eher rückläufig sein wird und

- dass aufgrund der begrenzten Verfügbarkeit öffentlicher Mittel keine weitreichenden staatlichen Förder-/Zuschussprogramme für die KWK zu erwarten sind.

Darüber hinausgehend ergeben sich je nach Anwendungsbereich unterschiedliche Zusatzaspekte:

<u>Kommunale (Öffentliche) KWK:</u>

Der durch die Liberalisierung der Strommärkte ausgelöste Preisdruck stellt viele bestehende KWK-Anlagen heute vor existentielle Probleme. Zudem wird durch die Öffnung der Märkte gerade den kleineren kommunalen Energieversorgungsunternehmen eine sichere Kalkulationsgrundlage für den zukünftig zu erwartenden Gesamtstromabsatz und damit auch letztlich für die Auslastung eigener Kraftwerke entzogen. Dies trifft insbesondere den mittleren Leistungsbereich (1 - 100 MW). An verschiedener Stelle sind

[7] Unter den Bedingungen liberalisierter Märkte wird sich von allein ein Marktpreis herausbilden. Dessen Fehlen war ursprünglich die Grundlage für die Einführung der Ölpreisbindung.

heute schon laufende KWK-Anlagen von Alternativangeboten verdrängt worden[8], einige Anlagen von Stadtwerken zugunsten eines Strombezugs stillgelegt bzw. ihre Stillegung angekündigt worden (z. B. Stadtwerke Bremen, München), Kraftwerke zurückgefahren worden (z. B. Stadtwerke Duisburg) oder ursprüngliche Ausbau- bzw. Ersatzplanungen nicht vollständig realisiert worden (z. B. Stadtwerke Düsseldorf)[9]. Zudem sind in der Zwischenzeit Planungen von Stadtwerken, umweltpolitisch sinnvolle Modernisierungen oder Brennstoffumstellungen bei existierenden KWK-Anlagen durchzuführen, zeitlich verschoben worden.

Kurz- bis mittelfristig besteht hierdurch die Gefahr, dass eine Vielzahl sog. "stranded investments", d. h. noch nicht refinanzierter Projekte entstehen. Der VKU geht dabei davon aus, dass de facto bereits 10 bis 15 % aller kommunalen KWK-Anlagen geschlossen worden sind[10]. Nur ein Teil der Schließungen ist dabei auf ohnehin anstehende Außerbetriebnahmen zurückzuführen, der größte Anteil kann als echte frühzeitige Stillegung betrachtet werden. Die Fernwärmeversorgung wird in diesen vielen Fällen von ökologisch deutlich schlechteren bestehenden oder kurzfristig neu errichteten Heizwerken (-kessel) übernommen.

Für die Sicherung der bisher getätigten und in den zurückliegenden Jahren z. T. mit öffentlichen Mitteln geförderten und häufig auch kommunalpolitisch intendierten Investitionen reicht der im Energiewirtschaftsgesetz formulierte Bestandsschutz (insbesondere auch aufgrund seiner Unkonkretheit) angesichts der z. T. gewährten Strompreisnachlässe ebensowenig aus, wie die bisher umgesetzten Verbesserungen für diese Anlagen im Rahmen der ökologischen Steuerreform. Diese Einschätzung wird wie die Auflistung der Hemmnisse im vorangehenden Kapitel gezeigt hat, durch erste Erfahrungen gestützt.

Vor diesem Hintergrund ist es sehr wahrscheinlich (entsprechend dem Beispiel der Niederlande), dass sich die KWK zukünftig im stärkeren Umfang zu Nahwärmekonzepten und Einzelobjektversorgungen (im industriellen und öffentlichen Bereich) verlagern wird. Für den Fernwärmebereich verbleiben im wesentlichen Verdichtungs- und Ersatzmaßnahmen. Bei letzteren ist allerdings zu erwarten, dass dann zwar auf der einen Seite Anlagen mit deutlich höherer Stromkennzahl errichtet werden (diese liegt im Mittel derzeit bei etwa 0,4), auf der anderen Seite aber die Anlagen mit der Zielsetzung einer höheren Auslastung auf eine geringere Wärmeleistung ausgelegt werden. Prognos/EWI gehen in ihrer Trendprognose diesbezüglich von Abstrichen von bis zu 40 % aus.

---

8 So wurde z. B. eine fertig geplante KWK-Anlage in den neuen Bundesländern durch Absenken des bisherigen Strombezugspreises von 14,6 Pf/kWh auf 8,6 Pf/kWh unterboten; eine andere bereits laufende hochwertige GUD-Anlage wurde in Süddeutschland durch das Absenken des Bezugspreises auf 5 Pf/kWh vorzeitig abgeschaltet.

9 Erfassung des Verbandes Kommunaler Unternehmen (VKU), März 1999.

10 Zum 01.10.99 hat beispielsweise die Stromversorgungs GmbH Greifswald die Stromerzeugung in der dortigen Erdgas-KWK-Anlage, die bisher 70 % der Stromnachfrage abdeckte, zugunsten eines billigeren Braunkohlenstrombezugs stillgelegt.

Dezentrale KWK:

Für Kleinanlagen, z. B. BHKW, mit einer elektrischen Leistung von weniger als 2 MW führt die ökologische Steuerreform zu der größten in Pf/kWh messbaren Lenkungswirkung, wenn diese als Eigenerzeugungsanlagen eingesetzt werden (vgl. Tabelle 5-1). Dem steuerlichen Vorteil stehen auf der anderen Seite aber vergleichsweise hohe spezifische Investitionskosten gegenüber. Dennoch kann mit einem nennenswerten Lenkungseffekt gerechnet werden. Dies gilt aufgrund der Gleichstellung von Contracting und Eigenerzeugung auch für gemeinschaftliche Lösungen. Nach der Erhöhung der bisher nicht unter energiewirtschaftlichen Gesichtspunkten festgelegten Bagatellgrenze, wirkt sich die Leistungsbegrenzung der Strombefreiung der Eigenstromerzeugung nicht mehr besonders problematisch aus. Im Gegensatz zur ursprünglichen Festlegung der Bagatellgrenze auf 0,7 MW profitieren auch viele KWK-Anlagen, die nur als größere Gemeinschaftslösungen (als Betreibermodelle oder im Rahmen von Contractingmodellen) wirtschaftlich interessant sind, von der Steuerbefreiung.

Für die kommunalen Versorgungsunternehmen führt die Ökologische Steuerreform in bezug auf die Errichtung dezentraler Anlagen nicht direkt zu zusätzlichen Anreizen, da diese von der Strombefreiung wie alle Energieversorgungsunternehmen ausgenommen sind. Indirekt können sie aber durch die Gründung von Contracting-Tochterunternehmen von den Sonderbedingungen profitieren.

Beobachtet man die Entwicklung des dezentralen KWK-Marktes (BHKW und Gasturbinen) im letzten Jahr, sind bereits die Folgen der Änderung des EnWG und des hiermit ausgelösten Preisdrucks feststellbar. Der Zubau an elektrischer Leistung lag 1998 nach Angaben der FGBHKW mit 356 MW bei einer insgesamt ansteigenden Zahl zugebauter Anlagen bereits deutlich unterhalb der Vorjahreswerte (478 MW in 1997 und 1.225 MW in 1996). Konzentriert man sich nur auf die Motor-BHKW ist auch hier festzustellen, dass sich der jährliche Zuwachs im Zeitverlauf deutlich verringert hat. Sowohl für Gasturbinen als auch für BHKW ist ferner zu erkennen, dass die durchschnittliche Leistung der Neuanlagen im Zeitverlauf gesunken ist.

Maßgeblich hierfür sind der Wegfall der Genehmigungspflicht für mehrheitlich zur Eigenerzeugung genutzte Anlagen (§ 3 EnWG) und die Erleichterung der ”Ensemble-Versorgung” von Contractingunternehmen oder Wohnungsunternehmen durch den Wegfall des ausschließlichen Wegerechtes, die insgesamt zu einer Erhöhung der Attraktivität kleinerer Anlagen führte. Auf der anderen Seite sind deutlich weniger große BHKW-Anlagen installiert worden, da deren Hauptträger, die kommunalen Energieversorgungsunternehmen, im neuen Wettbewerbsmarkt eher zurückhaltend reagieren[11]. Bisher konnten auch die zunehmenden Bestellungen von größeren industriellen Anlagen ($> 1\ MW_{el}$) diesen Trend nicht brechen.

11 Nennenswerte Zubauten bzw. Zubauplanungen kommunaler EVU sind derzeit nur von wenigen Stadtwerken bekannt (z. B. Schwäbisch Hall, Erkrath).

Die Novellierung des EnWG und die Einführung der Ökologischen Steuerreform bietet vor allem auch für die Wohnungswirtschaft die Chance, die bestehenden Geschäftsfelder um Energieerzeugung und -handel zu erweitern. Einzelne positive Beispiele sind auch vor Inkrafttreten der Ökologischen Steuerreform schon umgesetzt worden (z. B. Hannover Langenhagen, Hannover-Misburg). Allerdings bleibt abzuwarten, inwieweit hierdurch der eher gegenläufige Trend der Auslagerung nicht originärer Aufgaben auf externe Dienstleister in der Wohnungswirtschaft umgekehrt werden kann (Die Wohnungswirtschaft 1999). Für die KWK-Anlage selber ist es allerdings letztlich unerheblich ob diese durch ein Wohnungsunternehmen oder aber von einem Dienstleister erschlossen wird (Palic 1998).

Trotz der z. T. positiven Impulse für die KWK ist aufgrund des ambivalenten Marktverhaltens nicht zu erwarten, dass sich die derzeitigen Zubauraten an BHKW mittel- bis langfristig aufrechterhalten lassen. Im Trend wird bei anhaltendem Wettbewerbsdruck insbesondere von einer weiteren Fortsetzung der Verdrängungsprozesse auszugehen sein, die nun auch den Bereich der dezentralen KWK - und dabei sowohl den Bestand als aber auch inbesondere den Neubau - erfasst haben. Nicht von ungefähr hat die Zeitschrift Energie & Management in der Dezember-Ausgabe des Jahres 1999 das verhinderte BHKW als das ”BHKW des Jahres” ausgezeichnet.

Bis zum Jahr 2005 werden daher im Rahmen der Trendentwicklung im Mittel verglichen mit Vergleich zum heutigen Niveau nur noch halb so hohe Zubauraten (in elektrischer Leistung gemessen; bei zugleich sinkender durchschnittlicher Größe der einzelnen Anlagen) erwartet und unterstellt, dass sich diese langfristig noch einmal mehr als halbieren werden. Für die BHKW-Hersteller bedeutet dies, dass sich der Markt in Zukunft in Richtung Ertüchtigung und Erneuerung bestehender Anlagen orientieren muss, wenn die heute erreichten Umsätze in etwa erhalten bleiben sollen. Trotzdem erhöht sich insgesamt der Beitrag der BHKW an der KWK-Stromerzeugung im Zeitverlauf deutlich.

Industrielle KWK:

Für das produzierende Gewerbe sind mit der ersten Stufe der Ökologischen Steuerreform reduzierte Steuersätze (für den Steueraufschlag) beschlossen worden (0,064 Pf/kWh$_{Ho}$), wodurch sich wärmeseitig gegenüber den bisher geltenden Steuersätzen für Mineralöl kaum zusätzliche Anreize für den Neubau von KWK-Anlagen ergeben. Für bestehende KWK-Anlagen entfällt bei Einhaltung des Nutzungsgradkriteriums aber auch die bisherige Mineralölsteuer (0,36 Pf/kWh$_{Ho}$), wodurch gegenüber dem bisherigen Zustand nennenswerte monetäre Entlastungen entstehen. Hiermit kann ein Teil der in der jüngeren Zeit in der Industrie zu verzeichnenden Strompreisnachlässe kompensiert werden und eine Hilfestellung für den Weiterbetrieb der Anlagen im verschärften Wettbewerb geleistet werden. Die ökologische Steuerreform erhöht damit insbesondere auch den Anreiz, die bestehenden Anlagen verstärkt auszulasten. Zusätzliche Anreize zur Wärmeauskopplung bestehen auch durch die nun wirtschaftlich lukrativere Möglichkeit der Wärmelieferung an steuerverpflichtete Kunden außerhalb des eigentlichen Betriebsgeländes (sog. kooperative KWK; public private partnership). In welchem Maße die hierfür notwendigen investiven Maßnahmen (z. B. für Wärmetransport und -verteilung) durch den Steuervorteil gegenüber

der dezentralen Wärmebereitstellung gedeckt werden können (z. B. bei Erdgas 0,75 Pf/kWh) ist allerdings fraglich.

Für Neuanlagen ist aufgrund der je nach Größe stark unterschiedlichen Rahmenbedingungen keine eindeutige Aussage möglich. Die größten Hemmnisse bei der Potentialumsetzung (z. B. Wirtschaftlichkeit) liegen derzeit nicht bei den Großanlagen, die heute bereits konkurrenzfähig betrieben werden können (dementsprechend sind in den letzten Jahren einige Anlagen realisiert worden[12]; zusätzliche Anlagen befinden sich in der Planung: beispielsweise plant die RWE Energie AG bis Anfang des nächsten Jahrzehnts die Inbetriebnahme von mehreren Großkraftwerken im Bereich industrieller KWK mit einer Leistung von insgesamt mehr als 2.000 MW_{el}). Vielmehr liegen sie bei mittelgroßen und kleineren Anlagen (< 100 MW) vor, die heute gegen abgeschriebene Kraftwerke (Niedrigpreisangebote auf der Basis bestehender Überkapazitäten) und neue große Kondensationskraftwerke konkurrieren müssen.

Nach Verbandsangaben (VIK) sind zur Zeit wegen der bereits deutlich gesunkenen und tendenziell noch weiter abnehmenden Strompreise im industriellen Bereich gerade in dieser Leistungsklasse vielfach nur noch reine Heiz- oder Dampfwerke in Bau, werden bestehende KWK-Anlagen z. T. durch solche ersetzt (allein in den Monaten August und September 1999 wurden jeweils 150 bis 200 MW_{el} an Kraftwerkskapazität stillgelegt[13]) und Bauvorhaben für GUD-KWK-Anlagen zeitlich verschoben. Vor diesem Hintergrund ist davon auszugehen, dass sich der für den Trend ursprünglich erwartbare und wirtschaftlich realisierbare Anstieg der industriellen KWK zeitlich (auf einen Zeitraum nach dem Jahr 2005/2010) verschieben wird. Neubauvorhaben werden erst dann im größeren Umfang wieder realisiert werden, wenn eine größere Klarheit über die Entwicklung der Strompreise insgesamt vorliegt und im gesamten Kraftwerkspark Neubauerfordernisse möglicherweise zu einer Konsolidierung der Strompreise bzw. sogar einem Wiederanstieg führen werden.

In dieser Übergangszeit wird es nicht nur zu einer Verschiebung/Aufgabe von Neubauvorhaben an zusätzlichen Standorten kommen, sondern insbesondere auch zu einer fünf- bis zehnjährigen Verschiebung von Ersatzinvestitionen. In der Zwischenzeit kann eine nennenswerte Stilllegung heute in Betrieb befindlicher Anlagen erwartet werden, die wärmeseitig - mit geringem Investitionsaufwand und dementsprechend geringem Investitionsrisiko - durch Heiz- und Dampfwerke substituiert werden.

Eine aktuelle Umfrage des VIK hat diese Tendenzen Ende 1999 noch einmal bestätigt. Danach teilten 60 % der auf den Fragebogen der VIK antwortenden Unternehmen mit, dass sie in bezug auf die KWK in der einen oder anderen Weise negativ von der derzeitigen Marktphase betroffen sind. 13 % der Unternehmen haben ihre Anlagen bereits

---

12 Vgl. auch Kapitel 2: z. B. BASF in Ludwigshafen (396 MW), Opel in Rüsselsheim (100 MW), FEW Freiburg, Badenwerk AG und Rhone-Poulenc in Freiburg (60 MW).

13 Selbst vergleichsweise neue Anlagen, wie das Gemeinschaftskraftwerk der Stadtwerke Freiburg mit dem Chemieunternehmen Rhodia Acetow, kann heute nur noch mit Mühe wirtschaftlich betrieben werden. Nach Angaben des Betreibers macht diese Anlage derzeit einen Verlust von jährlich 20 Mio. DM.

ganz oder teilweise stillgelegt, weitere 18 % tragen sich mit diesem Gedanken und zusätzlich 29 % haben Probleme mit der Wirtschaftlichkeit. Nur knapp ein Fünftel der rückläufigen Fragebögen kam zu dem Ergebnis, dass keine Probleme mit der Wirtschaftlichkeit vorliegen.

Resultierende Einschätzung für die Trendentwicklung

Zuvor wurde dargestellt, dass hinsichtlich der Entwicklung der KWK von gegenläufigen Trends auszugehen ist. Nachfolgende Tabelle stellt vor diesem Hintergrund den Versuch dar, eine mögliche Trendentwicklung abzuschätzen.

Tabelle 5-11: Trendeinschätzung der Stromerzeugung in KWK-Anlagen in GWh_{el} (eigene Abschätzungen)

	1997	2005	2010	2020	2030
öffentliche KWK	32.365	34.431	35.160	38.094	39.369
davon in BHKW (Motoren)[1]	8.973	14.923	16.623	18.748	20.023
Anteil am Gesamtpotential	10,4 %	11,1 %	11,3 %	12,3 %	12,7 %
industrielle KWK[3]	42.200	48.250	51.675	57.050	62.275
davon in BHKW (Motoren)[1]	1.545	2.595	2.895	3.270	3.495
Anteil am Gesamtpotential	14,8 %	16,9 %	18,1%	20,0 %	21,9 %
Summe	74.565	82.681	86.835	95.144	101.644
davon in BHKW (Motoren)	10.518	17.518	19.518	22.018	23.518
Anteil am Gesamtpotential (BHKW)	29,2 %	48,7 %	54,2 %	61,2 %	65,3 %

Potentialannahmen (maximale Größenordnung; nicht kumulierbar):
öffentliche KWK: 310.000 GWh; industrielle KWK: 285.000 GWh; BHKW: 36.000 GWh
[1] für den Ausbau der BHKW (Motoren) wird davon ausgegangen, dass sich dieser zu rund 15 % auf industrielle Anlagen und zu rund 85 % auf öffentliche Anlagen aufteilt (inklusive kooperative KWK); [2] eigene Abschätzungen; [3] inklusive Bergbau

Bei der Abschätzung der in Tabelle 5-11 genannten Größenordnungen wurde zugrundegelegt, dass

- der Zubau neuer Anlagen im Bereich der industriellen KWK gemäß den bereits in Realisierung befindlichen Planungen einiger Versorgungsunternehmen durchgeführt wird, es aber darüber hinausgehend erst mittelfristig in diesem Bereich zu weiteren Wachstumsimpulsen kommen wird. Ausgehend von den heute in der Diskussion befindlichen hohen kurzfristigen Zubauzahlen (vgl. RWE-Planungen) wird mittel- bis langfristig von einem durchschnittlichen Erhöhung der KWK-Leistung von im Mittel 200 MW/a ausgegangen;

- der genannte mittel- bis langfristig zu erwartende Zubau industrieller KWK-Anlagen zu großen Teilen auf dem Ersatz bestehender Anlagen beruht und in bezug auf den Ausbau der KWK-Leistung hier ausschließlich die Erhöhung der Stromkennziffer ausschlaggebend ist;

- der Preisdruck auf die kommunale KWK anhält und dieser kurz- bis mittelfristig zu einem Rückgang der bestehenden Leistung von rund 20 % führen wird;
- sich dieses Defizit durch eine weitere Verdichtung der bestehenden Fernwärmegebiete und eine Erhöhung der Stromkennzahl bestehender Anlagen durch Ersatzbau (mit dann in vielen Fällen aber voraussichtlich geringerer installierter Wärmeleistung) nur zu weniger als der Hälfte kompensieren läßt;
- die absoluten Zuwächse bei der dezentralen KWK (Motor-BHKW) mittelfristig zwar gegenüber den Vergangenheitsraten deutlich rückläufig sind (die unterstellten Zuwächse liegen beispielsweise bei im Mittel 175 MW/a zwischen 1997 und 2005, bei 80 MW zwischen 2005 und 2010 und bei 50 MW zwischen 2010 und 2020[14]), dennoch die dezentrale Stromerzeugung stark an Bedeutung gewinnen wird. Dies betrifft insbesondere eine massive Verlagerung der Aktivitäten im Bereich der öffentlichen Versorgung weg von den größeren kommunalen Kraftwerkseinheiten und hin zu kleineren verbrauchernäheren Einheiten, denen hier z. B. auch der Einsatz von BHKW bei KMU und Wohnungswirtschaft zugeordnet wurde.

Unter diesen Voraussetzungen erhöht sich die Stromerzeugung in KWK-Anlagen von heute insgesamt 74,6 TWh über 86,8 TWh in 2010 auf 101,6 TWh in 2030, d. h. um kurzfristig insgesamt 16,5 % bzw. längerfristig zu 36,3 %. Zusätzlich kommt es zu einer Verschiebung der relativen Anteile an der gesamten KWK-Stromerzeugung zugunsten der industriellen KWK und der dezentralen Anlagen. Letztere werden ihren Beitrag bis zum Jahr 2010 etwa verdoppeln können. Der Anteil der industriellen KWK erhöht sich leicht von heute rund 56,5 % auf 61,3 % im Jahr 2030, während sich der BHKW-Anteil von heute 14,1 % auf 23,1 % im Jahr 2030 sehr deutlich vergrößert.

Prognos/EWI gingen bereits in ihrer Trendskizze davon aus, dass sich die Stromerzeugung in KWK-Anlagen zukünftig deutlich erhöhen und vor allem in einem steigenden Beitrag des Erdgases an der Deckung der Stromerzeugung ausdrücken wird (Prognos/EWI 1998). Der Anstieg der Erdgasstromerzeugung von 41,1 TWh in 1995 auf 95,6 TWh in 2010 wird nach Abschätzung der beiden Institute vor allem durch den Ausbau der industriellen KWK und den Ersatz kohlegefeuerter Heizkraftwerke im öffentlichen Bereich durch Erdgasanlagen mit höherer Stromkennzahl verursacht. In der zwischenzeitlich vorliegenden Endfassung der längerfristigen Analyse der Energiemärkte von Prognos/EWI wird dieser Trend bestätigt und unterstelltt, dass etwa 70 % der Gaskapazität im Jahr 2020 auch für Wärmelieferungen herangezogen wird (Prognos/EWI 1999).

Prognos/EWI erwarten danach eine Ausweitung der Stromerzeugung in KWK-Anlagen bis auf rund 105 TWh im Jahr 2010. Dies entspricht einer Erhöhung der KWK-Stromerzeugung bis zum Jahr 2010 um rund 40 % gegenüber dem Ausgangsniveau des Jahres 1997. Mittel- bis längerfristig gehen Prognos/EWI für den Trend von einem

14 Auf längere Sicht ist dabei berücksichtigt worden, dass im Zuge der ersten Ersatzwelle der BHKW, deren Laufzeit auf 12 bis 15 Jahre begrenzt ist, ggf. eine Reduzierung der Wärmeleistung (als Reaktion auf zwischenzeitlich eingetretene Veränderungen des Wärmebedarfs) zu erwarten ist.

weiteren, jedoch dann deutlich langsameren Wachstum der KWK aus. Der Schwerpunkt wird dann eher im Bereich der Nah- und Fernwärmeversorgung gesehen. Insgesamt beträgt die KWK-Stromerzeugung dann rund 115 TWh, was gegenüber dem Niveau des Jahres 1997 einer Erhöhung um 54,1 % entspricht.

Tabelle 5-12: Trendeinschätzung der Stromerzeugung in KWK-Anlagen in GWh_{el} (Prognos/EWI 1999)

	1998	**2005**	**2010**	**2020**
Fernwärme	37,2	40,5	43,0	50,2
Klein-BHKW-Versorgung	1,2	2,4	3,9	6,0
industrielle KWK (nur verarb. Gewerbe)	39,5	51,1	58,3	64,6
Summe	78,0	94,0	105,2	120,8

Im Vergleich zu den eigenen Abschätzungen in Tabelle 5-11 sind Prognos/EWI (vgl. Tabelle 5-12) für die Trendentwicklung damit deutlich optimistischer. Die hier durchgeführte Untersuchung spiegelt dabei insbesondere die Skepsis wieder, dass es nach Ende der zur Zeit zu beobachtenden Verdrängungspraxisauf dem KWK-Markt nicht autonom (d. h. ohne zusätzliche Maßnahmen) im großen Umfang zur Reerschließung der KWK-Standorte kommen wird (d. h. dann. zwischenzeitlich für die Wärmeversorgung errichtete Heizwerke wieder direkt durch Heizkraftwerke ersetzt werden).

6 Welcher Zielkorridor ist für die KWK notwendig und wie ist er technisch zu erreichen

Die in Kapitel 4.2 genannten Eckpunkte für eine zukünftig klimaverträgliche Entwicklung können als energiepolitische Orientierungsmarken verstanden werden. Sie sind damit zwar nicht als verbindliche Planvorgaben zu verstehen, dennoch zeigen sie den erforderlichen Handlungsbedarf. In diesem Zusammenhang stellt sich für die KWK die Anforderung nach einer Verdopplung ihres derzeitigen Beitrags zur Stromerzeugung, um im adäquaten Umfang zur Erreichung der definierten Klimaschutzziele beitragen zu können. Darüber hinaus ist eine derartige Ausweitung der Koppelstromerzeugung und ein damit verbundener Erhalt der Kraftwerksstandorte notwendig, um die Grundlage für einen späteren verstärkten Einsatz von Brennstoffzellen und biogenen Energieträgern im stationären Kraftwerksmarkt zu schaffen.

Vor diesem Hintergrund wird nachfolgend zunächst aus technischer Sicht ein Entwicklungspfad skizziert, mit dem innerhalb der nächsten 10 Jahre eine Verdopplung des Anteils der KWK an der Stromerzeugung erreicht werden kann (Ausbauszenario Verdopplung). In den Folgekapiteln wird dann diskutiert, wie dieser deutlich vom Trend (vgl. Kapitel 5) abweichende Pfad umgesetzt werden und welchen Beitrag hierzu die Energiepolitik leisten kann.

Unter Berücksichtigung des zuvor abgeleiteten Nutzungstandes der KWK, der darüber hinaus verfügbaren Potentiale sowie der unter Trendbedingungen diesbezüglich zu erwartenden Ausschöpfungsraten geben.

Tabelle 6-1 und Abbildung 6-1 geben einen Überblick über die Entwicklung der Stromerzeugung in KWK-Anlagen bis zum Jahr 2010 im Verdopplungsszenario dar. Gleichzeitig zeigt Tabelle 6-1 eine mögliche über 2010 hinausgehende Ausweitungsstrategie der KWK, auf die im weiteren Verlauf noch detaillierter eingegangen wird.

Sie stellt hinsichtlich der Zubau-Anteile von industrieller und öffentlicher KWK eine Grenzbetrachtung dar, da unterstellt wird, daß die im industriellen und dezentralen Bereich umsetzbaren Potentiale des Kraftwerksersatzes bereits bis zum Jahr 2010 erschlossen werden, während bei der öffentlichen KWK nach 2010 noch bedeutende Zuwächse erreicht werden können. In der Realität können sich ggf. ganz andere Relationen einstellen. Zudem ist gerade in der Industrie auch nicht auszuschließen, daß es bei entsprechender Anreizgestaltung auch zu einer Neuerschließung von Standorten für die KWK kommt (z. B. Standorte, wo bisher ausschließlich größere Heizwerke im Einsatz waren).

Tabelle 6-1: Charakteristische Kenndaten der KWK-Stromerzeugung in GWh im Verdopplungsszenario

	1997	2005	2010	2020
öffentliche KWK	32.365	46.180	70.676	116.016
- davon BHKW	8.973	18.960	25.336	25.336
industrielle KWK[1]	42.200	56.962	81.337	>81.337
- davon BHKW	1.545	3.307	4.432	4.432
Summe	**75.565**	**103.142**	**152.013**	**>197.353**
öffentliche KWK (ohne BHKW)	23.392	27.220	45.340	90.680
industrielle KWk (ohne BHKW)	40.655	53.655	76.905	>76.905
BHKW	10.518	22.267	29.768	29.768

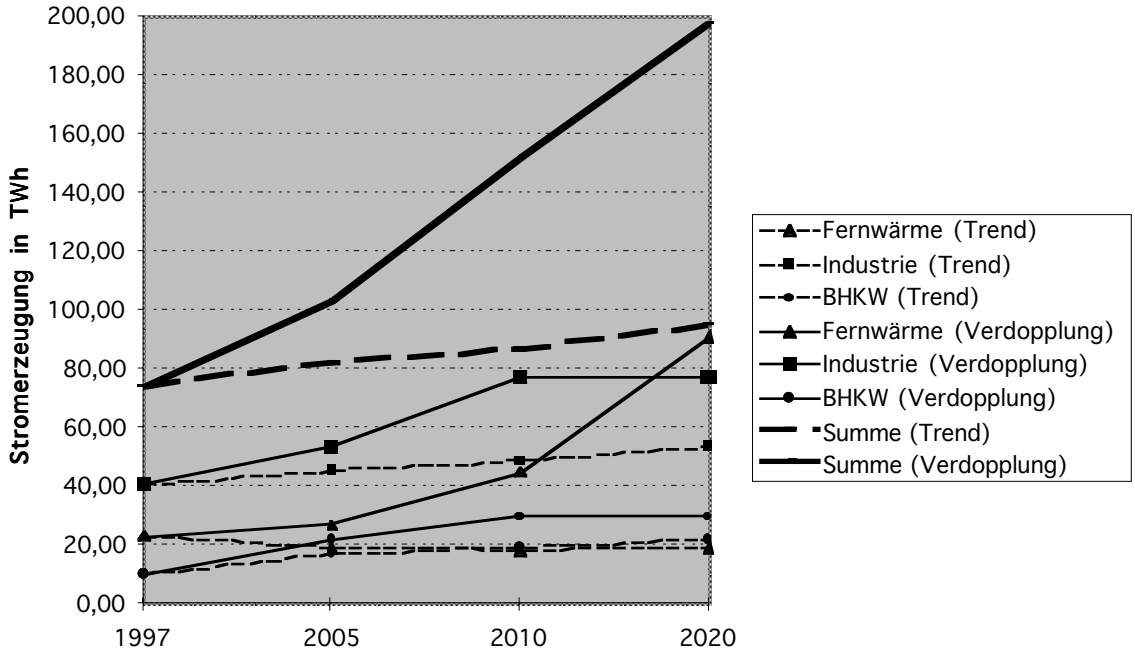


Abbildung 6-1: Entwicklung der KWK-Stromerzeugung in TWh im Verdopplungsszenario

Die in Tabelle 6-1 und Abbildung 6-1 ausgewiesenen Zuwächse sind im Verhältnis zur Trendentwicklung zu sehen. Während es im Trendszenario (vgl. Kapitel 5) bis zum Jahr 2010 im Vergleich zum Niveau des Jahres 1997 im Bereich der öffentlichen Versorgung nur zu einer geringfügigen Erhöhung der KWK-Stromerzeugung kommt (bezogen auf die zentrale Fernwärmeversorgung ist unter Trendbedingungen sogar von einem Rückgang auszugehen), wird bei der industriellen KWK bereits von einem Zuwachs von mehr als 22% ausgegangen. Insgesamt erhöht sich der Stromerzeugungsbeitrag der KWK bis zum Jahr 2010 im Trend gegenüber dem Ausgangsniveau um rund 15 %.

1 Für die industrielle KWK wurde ab dem Jahr 2010 keine detaillierte Abschätzung des möglichen Ausbaus durchgeführt. Es kann aber davon ausgegangen werden, dass gegenüber dem Ausbauzustand des Jahres 2010 ein weiterer Zubau möglich und wahrscheinlich ist.

Im Verdopplungsszenario ist daher von einem hohen - für die Zielerreichung notwendigen - energiepolitischen Engagement auszugehen, um zusätzliche Anreize für eine weitere Ausweitung der KWK-Stromerzeugung um 65,2 TWh zu schaffen. Auch im Vergleich zum neuen Energiereport von Prognos/EWI, der in bezug auf die KWK unter Trendbedingungen von einer Ausweitung auf 105 TWh im Jahr 2010 und damit von einer optimistischeren Entwicklung ausgeht, verbleibt eine Differenz von 47 TWh, für die höhere Anreize geschaffen werden müssen.

Der gegenüber dem Trendszenario zusätzliche Ausbau der KWK wird im Verdopplungsfall von öffentlicher und industrieller KWK gleichzeitig getragen werden müssen. Dabei sind folgende Aspekte von maßgeblicher Bedeutung:

- Der Rückgang der Wärmenachfrage durch verbesserte Produktionsverfahren und zunehmenden Wärmeschutz bei Gebäuden (auch bedingt durch gesetzliche Regelungen: z. B. Energieeinsparverordnung) verringert tendenziell die Wärmedichte und damit die wirtschaftlichen Nutzungsmöglichkeiten von Fernwärmesystemen. Im Bereich der Fernwärmeversorgung sind zudem die Verdichtungs- und Ausweitungsmöglichkeiten beschränkt. Sie tragen damit primär zunächst zur (Teil-)Kompensation der rückläufigen Wärmenachfrage im Bestand bei.

- Zuwächse bei der zentralen Fernwärmeversorgung werden daher vor allem durch den (z. T. auch vorzeitigen, d. h. vor Ablauf der technischen Lebensdauer) Ersatz bestehender Heizkraftwerke (durch modernere Anlagen mit höherer Stromkennzahl) erreicht werden müssen. Eine bezogen auf den Standort im Ersatzfall ggf. geringere Wärmeleistung (zum Ausgleich des Nachfragerückgangs und zur Erhöhung der Auslastung) ist dabei zu berücksichtigen.

- Aufgrund der größeren Flexibilität (Auslegungsmöglichkeiten über einen weiten Leistungsbereich) kann mit neuen Nahwärme- und Einzelobjektversorgungssystemen sehr vielschichtig und sehr schnell auf die sich ändernden Rahmenbedingungen reagiert werden. Zusätzlich zum Trend, in dem die BHKW ihren Stromerzeugungsbeitrag bis zum Jahr 2010 schon fast verdoppeln, kommt es demnach im Verdopplungsszenario fast zu einer Verdreifachung des absoluten BHKW-Beitrags.

- Neben den bereits in Bau befindlichen Anlagen war für die Trendentwicklung davon ausgegangen worden, dass es aufgrund der derzeitigen Markt- und Konkurrenzsituation erst mittelfristig wieder zu deutlicheren Wachstumsimpulsen kommen wird. Für die Erfüllung des Verdopplungsziels ist diese Zurückhaltung aufzuheben und ein maßgeblicher Zuwachs der industriellen KWK durch den - auch durch energiepolitische Maßnahmen motivierten - Ersatz bestehender Anlagen mit einem vergleichsweise geringen Strom- zu Wärmeverhältnis durch solche mit deutlich höherer Stromkennzahl zu realisieren.

- Während der Ausbau der öffentlichen KWK zu großen Anteilen insbesondere auch auf einer verstärkten Nutzung von BHKW beruht (inkl. Einsatz im Bereich KMU), basiert der Zuwachs der industriellen KWK vornehmlich auf der Errichtung von Gasturbinen-

und GUD-Heizkraftwerken. Dabei gewinnen auch Kooperationsprojekte zwischen Energiewirtschaft und Industrie zunehmend an Bedeutung.

- Für die Erreichung des Verdopplungsziels bis zum Jahr 2010 ist der forcierte Kraftwerksersatz von ganz entscheidender Bedeutung. Die durch den Ersatz bestehender KWK-Anlagen durch Neuanlagen mit höherer Stromkennzahl (nur Dampf- und Gasturbinenanlagen) insgesamt zusätzlich realisierbare KWK-Stromerzeugung kann auf knapp 78 TWh abgeschätzt werden (vgl. Abbildung 6-1). Nachfolgender Exkurs gibt einen detaillierteren Überblick über die Möglichkeiten.

- Bis zum Jahr 2010 ist von diesem Ersatzpotential aufgrund vielfältiger Hemmnisse (vgl. Kapitel 5.4) aber realistischerweise nur ein Teil ausschöpfbar. Dabei wird im Rahmen des skizzierten Verdopplungspfads zunächst davon ausgegangen, daß in den nächsten zehn Jahren bei entsprechender Anreizgestaltung aus betriebswirtschaftlichen Gründen vor allem im Bereich der industriellen KWK Ersatzmaßnahmen umgesetzt werden können. Wie eine vergleichende Analyse mit den grundsätzlichen Potentialen des Ersatzes der KWK-Leistung (bezogen auf den derzeitigen Nutzungsstand) zeigt, orientiert sich der frühzeitige Ersatz der Anlagen im Bereich der öfentlichen KWK an etwa 35 Betriebsjahren, während im industriellen Bereich davon ausgegangen wird, dass die bestehenden Anlagen nach etwa spätestens 25 Betriebsjahren vollständig ersetzt werden. Längerfristig setzt sich dann der Ersatzbau auch im Bereich der öffentlichen KWK vermehrt durch, während die industriellen Ersatz-Potentiale weitgehend ausgeschöpft sind.

- Während unter Trendbedingungen davon auszugehen ist, daß viele in der Zwischenzeit nicht ersetzte Anlagen (z. T dann auch vor dem Ende der durchschnittlichen Betriebszeit von 35 bis 40 Jahren) stillgelegt werden, muss dies in Erwartung höherer Ausbauraten nach 2010 im Verdopplungsszenario in jedem Fall weitgehend vermieden werden. Sowohl für den Bereich der öffentlichen als auch für den Bereich der industriellen KWK wird daher im Rahmen des Verdopplungsszenarios unterstellt, daß rund 15 % der heute installierten, unter Trendbedingungen voraussichtlich aber stillgelegten Turbinenleistung mit der Zielrichtung langfristiger Standortsicherung mindestens bis zum Jahr 2010 weiter betrieben werden

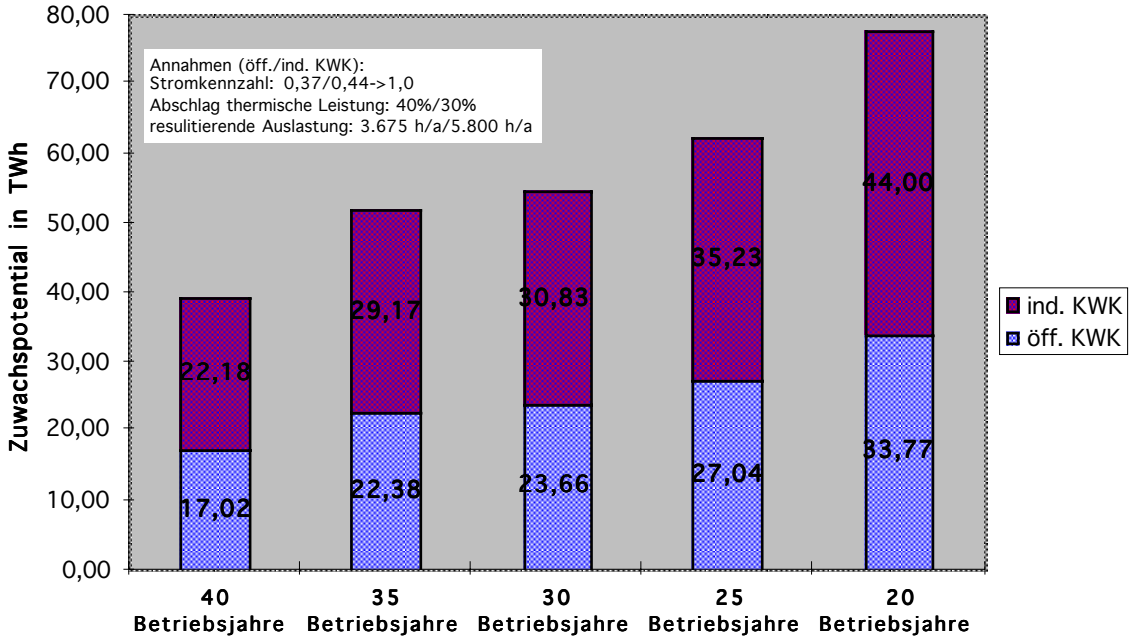


Abbildung 6-1: Zusätzliche KWK-Stromerzeugung bis zum Jahr 2010 durch den Ersatzes der bestehenden Anlagen in Abhängigkeit der Betriebsjahre der laufenden Kraftwerke

Tabelle 6-2 stellt für das Verdopplungsszenario die wesentlichen Kenngrößen des Zubaus dar. So wird beispielsweise bei den BHKW davon ausgegangen, dass basierend auf den bestehenden Potentialen zunächst die größeren Anlagen, jedoch zunehmend auch mittelgroße und kleinere Anlagen zum Einsatz kommen müssen. Ebenso potentialbedingt konzentriert sich der Ersatz-KWK-Anlagenbau in der öffentlichen Versorgung und im Bereich der industriellen KWK auf den mittleren Leistungsbereich zwischen 20 und 100 MW_{el}.

Unter Zugrundelegung dieser Annahmen tragen von den einzelnen Technologien BHKW damit zu knapp 15 % zur gegenüber Trendbedingungen zusätzlichen Stromerzeugung in KWK-Anlagen bei. Der übrige Anteil basiert zu rund 17 % auf GuD-Anlagen im unteren Leistungsbereich, zu etwa 47 % auf Anlagen im mittleren und zu rund 6 % auf größeren Anlagen. Zusätzlich trägt der Weiterbetrieb unter Trendbedingungen tendenziell stillgelegter Anlagen zu 15 % zur zusätzlichen KWK-Stromerzeugung bei.

Darüber hinaus wird unterstellt, dass BHKW und industrielle KWK-Anlagen so bedarfsorientiert ausgelegt werden, dass sie weitestgehend zur Eigenstromerzeugung beitragen und nur geringe Anteile der Stromerzeugung in das Netz eingespeist werden müssen. Aus wirtschaftlichen Gründen ist dies die effektivste Form der Auslegung, da die Stromgestehungskosten der Anlagen dann mit den Bezugspreisen (vor Ort) zu vergleichen sind (inkl. Netzgebühren, Stromsteuer, Konzessionsabgaben, Margen der beteiligten Unternehmen) und nicht mit dem in aller Regel deutlich geringeren Marktpreis für Strom (ab Großkraftwerk).

Exkurs: Abschätzung des KWK-Potentials durch den Ersatz von bestehenden Anlagen

Die maximal realisierbare Zusatz-Stromerzugung durch den (vorzeitigen) Ersatz bestehender KWK-Anlagen beträgt rund 78 TWh. Insgesamt würde sich der Beitrag der KWK allein im Rahmen dieser Ersatzstrategie bereits auf 142 TWh erhöhen lassen. Zur Erreichung dieses Maximalwertes müssen bis zum Jahr 2010 alle KWK-Anlagen, die dann älter als 20 Jahre sind, ersetzt und gegenüber den heutigen Anlagen - allerdings bei verminderter Wärmeleistung - besser ausgelastet werden. Bei dieser Rechnung wurde zugrundegelegt, daß die Stromkennzahl der Anlagen, die im Jahr 2010 älter als 20 Jahre sind, von im Mittel heute 0,4[2] auf etwa 1,0 erhöht wird, zeitgleich aber die installierte Wärmeleistung aufgrund erreichbarer Energieeinsparung und mit der Zielrichtung Erhöhung der Auslastung verringert wird (bei der öffentlichen Versorgung um rund 40 %, industrielle Versorgung 30 %), sowie hierdurch bei gleicher Wärmeauskopplung gemäß der Jahresdauerlinie der Wärmenachfrage im Jahresverlauf eine Erhöhung der Auslastung resultiert (öffentliche Versorgung 3.675 h/a, industrielle Versorgung 5.800 h/a)[3]. Die nicht ersetzen Anlagen bleiben dagegen mit ihrer heutigen Einsatzcharakteristik weiterhin in Betrieb. Erhöht man die Betriebszeit auf 30 Jahre (40 Jahre) reduziert sich der Stromerzeugungsbeitrag des KWK-Kraftwerksmixes auf knapp 119 TWh (104 TWh).

Letzlich ist in Tabelle 6-2 vorgegeben worden, welche Anteile der resultierenden Stromerzeugung jeweils zur Versorgung des produzierenden und des nicht produzierenden Gewerbes eingesetzt werden. Eine diesbezügliche Unterscheidung ist für die Abschätzung der Wirkung der Mineralölsteuerbefreiung notwendig, da die Steuersätze für die alternativen Heizungssysteme für produzierendes und nicht produzierendes Gewerbe unterschiedlich sind.

2 Für die Berechnungen wurde von mittleren Stromkennzahlen von 0,37 bei der öffentlichen und 0,44 bei den industriellen KWK-Anlagen ausgegangen. Neuere Zusammenstellungen des VIK haben noch einmal die hier getroffene Annahme für die auf die resultierende Arbeitsmenge bezogene Stromkennzahl der industriellen Kraftwerke bestätigt. Die entsprechenden auf die installierte Leistung bezogene Kenngröße lautet 0,34. Die Unterschiede sind auf die Fahrweise der in ihrem Strom- zu Wärmeverhältnis variablen Entnahme-Kondensationskraftwerke zurückzuführen. Andere Quellen nennen z. T. deutlich geringere Stromkennzahlen für die Industrie. Für die hier durchgeführten Berechnungen der zusätzlichen Stromerzeugung durch Ersatzbauten bedeutet dies, daß sich die ausgewiesenen Zahlen auf der sicheren Seite befinden, d. h. daß unter Zugrundelegung geringerer Stromkennzahlen für den Bestand sogar höhere Zubaupotentiale resultieren würden.

3 Die durchschnittliche Auslastung der heutigen Anlagen liegt lediglich bei 2.205 h/a im Bereich der öffentlichen und 4.055 h/a im Bereich der industriellen KWK.

Tabelle 6-2: Technologiespezifische Differenzierung der zusätzlichen Stromerzeugung gegenüber Trend im Verdopplungsszenario

	Aufteilung nach KWK-Klassen Anteile in den Klassen (-)			resultierende Stromerzeugung in GWh		Anteil Eigenstromerz./ Contracting	Anteil prod. Gewerbe
		2005	2010	2005	2010		
BHKW	BHKW (< 50 kW)	0,2	0,2	949,8	2050	0,8	0,15
	BHKW (< 700 kW)	0,6	0,6	2849,4	6150	0,8	0,15
	BHKW (< 5 MW)	0,2	0,2	949,8	2050	0,8	0,15
öffentliche	GUD (< 20 MW)	0,2	0,2	1542,4	5360,6	0	0,19
Versorgung	GUD (< 100 MW)	0,6	0,6	4627,2	16081,8	0	0,19
	GUD (> 100 MW)	0,05	0,05	385,6	1340,15	0	0,19
	Weiterbetrieb best. Anlage	0,15	0,15	1156,8	4020,45	0	0,19
Industrie	GUD (< 20 MW)	0,2	0,2	1600	5625	0,9	1
	GUD (< 100 MW)	0,5	0,5	4000	14062,5	0,9	1
	GUD (> 100 MW)	0,1	0,1	800	2812,5	0,9	1
	Weiterbetrieb best. Anlage	0,2	0,2	1600	5625	0,9	1

Auch nach dem Jahr 2010 ist eine Ausweitung der Stromerzeugung in KWK-Anlagen darstellbar. Der gegenüber dem Trendszenario zusätzliche Ausbau der KWK wird dann im viel stärkeren Maße von der öffentlichen KWK getragen werden müssen. Tabelle 6-3 und 6-4 stellen die wesentlichen arbeits- und leistungsbezogenen Kenndaten bezüglich des Ausbaus im Verdopplungsszenario gegenüber der Trendentwicklung zusammen.

Im Vergleich zum Trend verdoppelt sich der Beitrag der öffentlichen KWK im hier zugrundegelegten Szenario bis zum Jahr 2010 und erhöht sich gegenüber Trendbedingungen bis zum Jahr 2020 sogar um rund den Faktor 3. Die industrielle KWK weist gegenüber Trend Zuwächse von 57,3 % im Jahr 2010 bzw. - mit den genannten Einschränkungen einer nicht weiter differenzierten Ausbaurechnung - 42,4 % im Jahr 2020 auf. Eine weitere Ausweitung des KWK-Anteils nach dem Jahr 2010 wird demnach gegenüber dem zu erwartenden Trendzuwachs maßgeblich durch die öffentliche KWK bestimmt.

Die Erreichung des Verdopplungsziels wird maßgeblich durch den Ausbau der dezentralen und industriellen KWK geprägt. Spätestens im zweiten Jahrzent des neuen Jahrhunderts muss dann aber auch die Zurückhaltung beim Ersatz der bestehenden Anlagen im Bereich der kommunalen KWK im Vergleich zur industriellen KWK aufgegeben wird. In Tabelle 6-1 ist dabei angenommen worden, dass die bis zum Jahr 2020 abgängige Leistung im Heizkraftwerksbereich, d. h. der öffentlichen Versorgung außerhalb von BHKW, nahezu vollständig ersetzt wird. Darüber hinausgehende Zuwächse bei der zentralen Fernwärmeversorgung sind in diesem Zeitraum dann zu erwarten, wenn durch moderne und kostengünstige Verlegeverfahren die Transport- und Verteilungskosten gesenkt werden können. Verringerungen in der Stromauskopplung der Anlagen, die aufgrund rückläufiger spezifischer Wärmenachfrage zu erwarten wären, können beim (z. T. auch vorzeitigen, d. h. vor Ablauf der technischen Lebensdauer) Ersatz der bestehenden Heizkraftwerke durch modernere Anlagen mit höherer Stromkennzahl vermutlich mehr als kompensiert werden. Zu berücksichtigen ist dabei aber, dass am Standort im Ersatzfall ggf. eine geringere Wärmeleistung realisiert wird. Zielsetzung ist dabei aus Kostengründen eine höhere Auslastung der Anlage zu erreichen. Aufgrund dieses gegenläufigen Effektes wird sich die resultierende Wärmeauskopplung am Standort trotz verringerter thermischer Ausgangsleistung, nicht wesentlich verändern.

Während die öffentliche KWK gerade nach dem Jahr 2010 im nennenswerten Umfang weiter ausgebaut wird, erfolgt ein maßgeblicher Zubau im Bereich der industriellen und dezentralen KWK aufgrund der hier realisierbaren schnelleren Entscheidungsprozesse im wesentlichen bereits bis zu diesem Zeitpunkt. Aufgrund der heterogenen Akteursstruktur, vor allem aber auch wegen der unsicheren Zukunft der Anlagen des Bergbaus und der zunehmenden Konzentration auf das Kerngeschäft, wird es dabei vermutlich nicht zu einem vollständigen Ersatz der Altanlagen kommen. Allerdings ist zu erwarten, dass der Ersatz bestehender Heizkraftwerke in der Praxis überlagert werden kann durch die Neuerschließung von Standorten, an denen bisher ausschließlich größere Heizwerke im Einsatz waren. Bei entsprechender Anreizgestaltung läßt sich die industrielle KWK dann über das hier aufgezeigte in Tabelle 6-1 allerdings nicht spezifizierte Maß hinaus ausbauen.

Für die hier anstehenden Betrachtungen sind die sektoralen Relationen aber ohnehin nicht von entscheidender Bedeutung, da Kostenaussagen ohnehin nur auf die nächsten zehn Jahre begrenzt getroffen werden.

Tabelle 6-3: Zusätzliche Strom- und Wärmeerzeugung im Verdopplungsszenario gegenüber der Trendentwicklung in GWh (eigene Abschätzungen)

A) Strombereitstellung

	2005	2010	2020
öffentliche KWK (ohne BHKW)			
- Ersatzkraftwerke	6.555	22.783	71.280
- Weiterbetrieb gg. Trend	1.157	4.020	
industrielle KWK (ohne BHKW)			
- Ersatzkraftwerke	6.400	22.500	23.005
- Weiterbetrieb gg. Trend	1.600	5.625	
BHKW			
- öffentlich und KMU	4.037	8.713	6.636
- Industrie	712	1.536	1.232
Summe	**20.461**	**65.178**	**102.153**

B) Wärmebereitstellung

	2005	2010	2020
öffentliche KWK (ohne BHKW)			
- Ersatzkraftwerke	0	0	12.196
- Weiterbetrieb gg. Trend	2.026	7.041	
industrielle KWK (ohne BHKW)			
- Ersatzkraftwerke	0	0	0
- Weiterbetrieb gg. Trend	2.802	9.851	
BHKW			
- öffentlich und KMU	6.343	13.692	10.428
- Industrie	1.119	2.415	1.937
Summe	**12.290**	**32.998**	**24.561**

Tabelle 6-4: Leistungsveränderungen durch Kraftwerkssersatz und -erhalt im Verdopplungsszenario gegenüber der Trendentwicklung in MW_{el} (eigene Abschätzungen)

	1997 bis 2005	2005 bis 2010	2010 bis 2020	1997 bis 2020
öffentliche KWK (ohne BHKW)				
- Leistung Ersatzkraftwerke[4]	2.810	6.955	11.800	21.565
- abgängige Leistung	- 1.710	- 4.233	- 4.553	-10.496
- resultierender Leistungszuwachs	= 1.100	= 2.722	= 7.247	=11.069
- Weiterbetrieb gg. Trend	525	1.823		
industrielle KWK (ohne BHKW)				
- Leistung Ersatzkraftwerke	1.930	4.856	1.387	8.173
- abgängige Leistung	- 1.179	- 2.967	- 1.387	- 5.533
- resultierender Leistungszuwachs	= 751	= 1.889	= 0	= 2.640
- Weiterbetrieb gg. Trend	394	1.387		
BHKW				
- öffentlich und KMU	807	936	-	1.743
- Industrie	142	165	-	307
Summe	**3.719**	**8.922**	**7.247**	**15.759**

Bis zum Jahr 2020 ist die abgängige Heizkraftwerksleistung nach den getroffenen Annahmen nahezu vollständig zu ersetzten. Ein derartiger Umsetzungsanteil erscheint aufgrund der weiteren Nutzbarkeit der bereits bestehenden Netze und einer entsprechenden Anreizgestaltung durchaus realisitisch. Mittelfristig (d. h. bis zum Jahr 2010) ist hiermit bei etwa gleicher Wärmeauskopplung[5] aber höherer Stromkennzahl eine deutliche Erhöhung der Stromerzeugung in KWK verbunden. Für die nach dem Jahr 2010 in Betrieb gehenden Anlagen wird dabei von einer weiteren Erhöhung der Auslastung (bis auf 5.00 h/a) ausgegangen. Bei einer um 40 % gegenüber den Altanlagen reduzierten thermischen Leistung und einer nochmals erhöhten Stromkennzahl (auf dann 1,5[6]) führt dies zu einer Ausweitung der Fernwärme-auskopplung aus den Heizkraftwerken gegenüber dem heutigen Niveau um knapp 20 %[7]. Dies erscheint - trotz weiterer Verbesserungen der Wärmestandards - zu diesem Zeitraum aufgrund sich dann ergebender weiterer Verdichtungs- und Ausweitungspotentiale bei fortgeschrittener Verlegetechnik wieder möglich. Ggf. können hierbei auch zunehmend Kälteanwendungen für die KWK erschlossen werden.

Bei dem hier dargestellten Verdopplungsszenario handelt es sich um die Skizzierung eines von verschiedenen möglichen Zukunftspfaden für den Ausbau der KWK. Hinsichtlich der

---

4 Zur Erläuterung: Der bis zum Jahr 2005 ausgewiesene Leistungszuwachs von 1.100 MW_{el} resultiert aus dem Ersatz bestehender Kraftwerkskapazität von 1.710 MW_{el} durch Anlagen mit höherer Stromkennzahl und einer Leistung von 2.810 MW_{el}. Wärmeseitig kommt es gegenüber den Ausgangsanlagen zu einer Verringerung der thermischen Leistung von 40 % bei den Anlagen der öffentlichen KWK und 30 % bei den industriellen Anlagen. Hierdurch erhöht sich - bei gleicher Fernwärmeerzeugung - die Auslastung der Anlagen auf 3.675 h/a (statt bisher 2.205 h/a) in der öffentlichen und 5.800 h/a (statt bisher 4.055 h/a) in der industriellen KWK.

5 Die bereits angesprochene Reduzierung der thermischen Leistung der Ersatzanlagen gegenüber dem Kraftwerksbestand wird durch eine höhere Auslastung (gemäß der Dauerlinie der Wärmenachfrage können die Anlagen entsprechend länger mit Vollast betrieben werden) kompensiert.

6 Bis zum Jahr 2010 weisen die neugebauten Anlagen im Mittel eine Stromkennzahl von 1,013 auf.

7 Bei einer Stromkennzahl von 1,0 würde sich der zusätzliche Fernwärmebeitrag auf rund 36 % erhöhen.

tatsächlichen zukünftigen Entwicklung bestehen noch vielfältige Freiheitsgrade. Dies betrifft nicht nur die Relationen zwischen der öffentlichen und industriellen KWK, sondern auch die Verfügbarkeit von zusätzlichen Möglichkeiten für den Ausbau der KWK, die bis 2020 keineswegs vollständig ausgeschöpft sind. Bei einer gleichen Zielgröße für die KWK-Stromerzeugung betreffen die Wahlmöglichkeiten - statt der weitestgehenden Ausnutzung des Ersatzpotentials im Bereich der öffentlichen KWK vor allem die bisher noch nicht berücksichtigten bei einer entsprechenden Anreizgestaltung aber möglicherweise sehr attraktiven Optionen der zusätzlichen Erschließung von industriellen Standorten für jene KWK, die bisher nur mit Heizwerken versorgt wurden.

Das hier ausgewiesene Szenario stellt vor diesem Hintergrund also nur eine Strategie von vielen möglichen in bezug auf die verstärkte Stromerzeugung in KWK-Anlagen dar. Die zentrale Botschaft der Szenarioüberlegungen lautet aber: *"Eine Verdopplung des KWK-Anteils an der Stromerzeugung ist bis zum Jahr 2010 auf der Basis einer verstärkten Nutzung dezentraler KWK-Anlagen (BHKW) und des sukzessiven Ersatzes bestehender Heizkraftwerke (mit einer Erhöhung der Stromkennzahl) möglich"*. Für die Erreichung eines über die Verdopplung hinausgehenden Anteils der KWK ist es zudem entscheidend, dass für Kraftwerksstandorte, an denen es bis zum Jahr 2010 zu keinem Ersatz der bestehenden Kapazitäten kommt, der zwischenzeitliche Trend zu Stilllegungen gestoppt werden kann. Eine derartige Standortsicherung ist insbesondere für den kommunalen Bereich erforderlich, da hier im Rahmen einer Ausweitung der Verdopplungsstrategie vermehrt auch nach 2010 noch Ersatzmaßnahmen durchgeführt werden können.

Zur Vorbereitung der Diskussion der mit der Ausweitung der KWK verbundenen Kosten, die sich schwerpunktmäßig auf den Zeitraum bis zum Jahr 2010 beschränken soll, sind nachfolgend die charakteristischen Rahmenannahmen für das Marktumfeld der KWK dargestellt (vgl. Tabelle 6-5). Dies betrifft zunächst die Annahmen für den zu erwartenden Marktpreis und dessen Entwicklung in der betrachteten Zeitspanne sowie die jeweils gültigen Steuersätze für Strom und Mineralöl[8]. Aufgrund der Ungewissheit bei der zukünftigen Marktpreisgestaltung wird daher von drei Varianten ausgegangen. In allen Varianten wird zunächst unterstellt, dass es aufgrund der derzeitigen Übergangsphase des Wettbewerbs und im Zuge des auch für die Folgejahre noch zu erwartenden Verdrängungswettbewerbs bis zum Jahr 2005 nicht zu einer Erhöhung des durchschnittlichen Marktpreises kommen wird, danach aber - infolge der dann zunehmend erforderlichen Ersatzmaßnahmen im Kraftwerkspark - eine sukzessive Preiserhöhung zu erwarten sein wird. Variante I unterstellt abweichend davon, dass die Niedrigpreisphase bis zum Ende des Betrachtungszeitraums, d. h. bis zum Jahr 2010 anhalten wird.

8 Während KWK-Anlagen mit einem Jahres-/Monatsnutzungsgrad von mindestens 70 % von der Mineralölsteuer befreit sind, ist diese für verdrängte dezentrale Heizungssysteme zu berücksichtigen. Zur Vereinfachung wird hier nur von Erdgasheizungen ausgegangen.

Tabelle 6-5: Charakteristische Rahmendaten für das Marktfeld der KWK

Allgemeine Vorgaben			
	2000	2005	2010
Marktpreis (Pf/kWh)			
Variante I	3,5	3,5	3,5
Variante II	3,5	3,5	4,25
Variante III	3,5	3,5	4,75
Stromsteuersatz (Pf/kWh)	2	4	4
Mineralölsteuervorteil gg. getrennte Erzeugung (Pf/kWh,Ho)			
Kleine KWK-Anlagen	2000	2005	2010
prod. Gewerbe	0,424	0,424	0,424
nicht prod. Gewerbe	0,68	0,68	0,68

Die in Tabelle 6-5 aufgeführten Marktpreisentwicklungen sind dabei als sehr vorsichtige Abschätzungen einzustufen. Basierend auf dem aktuellen Energiereport von Prognos/EWi können deutlich höhere Marktpreise abgeleitet werden. Die durchschnittlich vermiedenen Kosten im Stromverbundsystem (ohne explizite Einbeziehung von realisierbaren Netzkosteneinsparungen) durch einen verstärkten Ausbau der KWK werden für das Jahr 2010 sogar mit bis zu 5,6 Pf/kWh abgeschätzt (EWI 2000).

Die aus heutiger Sicht resultierenden Stromgestehungskosten für die unterschiedlichen KWK-Anlagen (inkl. Wärmegutschrift; betriebswirtschaftliche Sichtweise: vgl. Kapitel 2)[9] sind in Tabelle 6-6 angegeben. Dargestellt sind auch die Kosten für den Weiterbetrieb bestehender Anlagen. Dabei wurde davon ausgegangen, dass im Vergleich zum Trend vor allem solche Anlagen bis zum Ende der Betrachtungszeit in Betrieb bleiben, die heute bereits eine Betriebszeit von 10 bis 20 Jahren erreicht haben. Für diese Anlagen kann unterstellt werden, dass hier maximal eine noch verbleibende Amortisation von 25 % bei der Bestimmung der Stromgestehungskosten zugrundegelegt werden muss. Für alle Anlagen wurde zunächst von einer Wärmegutschrift von 32,2 DM/MWh ausgegangen (Spalte: ohne Gutschrift Steuer), die sich unter Einbeziehung der Mineralölsteuerbefreiung für KWK-Anlagen auf 40 DM/MWh erhöht. Unter Berücksichtigung der jeweiligen Stromkennzahl der Anlagen ergeben sich dann die nebenstehenden (Spalte: mit Gutschrift) Implikationen für die Stromgestehungskosten.

Darüber hinaus sind in Tabelle 6-6 die für die Bestimmung der gegenüber Trendbedingungen zu erwartenden Zusatzkosten erforderlichen Annahmen aufgeführt. Dies betrifft zum einen die jeweiligen in den Leistungsbereichen anzusetzenden äquivalenten Strombezugskosten (als Vergleichsbasis für die Eigenstromerzeugung) und

9 Dabei wurde davon ausgegangen, dass für die Eigenerzeugung gegenüber den normalen Strombezugskonditionen keine Sonderkosten für die Reservevorhaltung anfallen (aufgrund der geringen Benutzungsdauer könnten hierfür prinzipiell hohe Durchleitungsgebühren anfallen), sondern diesbezüglich eine Gleichbehandlung von BHKW-Betreibern und sonstigen Stromkunden erfolgt. Derartige Bedingungen sind z. B. erfüllt, wenn der bestehende Rechtsanspruch für BHKW-Betreiber auf die Versorgung zu allgemeinen Bedingungen und Tarifen nach § 10 Abs. 2 Satz 3 i.V.m. Abs. 1 EnWG über die bisher gültige Grenze von 30 KW hinaus angehoben wird (nach dieser Gesetzesregelung dürfen Klein-BHKW-Betreiber beim Zusatz- und Reservestrombezug vom Stromversorgungsunternehmen nicht schlechter gestellt werden als ein Vollstrombezieher mit gleichem Jahresbezug) oder günstige Bezugsbedingungen von Reservestrom im Rahmen einer funktionsfähigen Spotmarktbörse zur Verfügung stehen.

die alternativ für die dezentrale Einspeisung von Strom anzurechnende und additiv zum Marktpreis zu betrachtende Netzgutschrift maßgeblich. Letztere Angaben sind dabei in Anlehnung an die in der Umsetzung befindliche modifizierte Verbändevereinbarung zum Netzzugang und Netzbenutzung ermittelt worden.

Tabelle 6-6: Stromgestehungskosten und äquivalente Strombezugskosten typischer KWK-Anlagen

		Stromgestehungskosten ohne Gutschrift Steuer	mit Gutschrift	**äquivalente Strombezugskosten**	**Netzkosten-gutschrift**
	in Pf/kWh				
BHKW:	BHKW (< 50 kW)	20,8	19,3	15,00	2,5
	BHKW (< 700 kW)	15,5	14,3	11,50	1,8
	BHKW (< 5 MW)	11,7	10,8	7,50	1,3
öff. Versorgung:	GUD (< 20 MW)	9,6	8,8	6,00	1,3
	GUD (< 100 MW)	8,2	7,5	4,80	0,6
	GUD (> 100 MW)	7,0	6,3	4,30	0
	Weiterbetrieb best. Anlage	9,8	8,5	4,80	0,6
Industrie:	GUD (< 20 MW)	7,0	6,5	6,00	1,3
	GUD (< 100 MW)	6,2	5,7	4,80	0,6
	GUD (> 100 MW)	5,4	5,0	4,30	0
	Weiterbetrieb best. Anlage	9,8	8,9	4,80	0,6

jeweils Mittelwerte in den Kraftwerksklassen; Auslastung: öff. Versorgung: 3675 h/a; ind. KWK 5.800 h/a

Ausgehend von den in Tabelle 6-6 dargestellten Annahmen ermitteln sich für die zusätzliche KWK-Stromerzeugung im Verdopplungsszenario im Vergleich zum Trend durchschnittliche Stromgestehungskosten (inkl. Wärmegutschrift; ohne Netzkostengutschrift) von rund 8,9 Pf/kWh in 2005 und 8,3 Pf/kWh in 2010. Die Verringerung der spezifischen Stromgestehungskosten ist dabei darauf zurückzuführen, dass der KWK-Zubau gegenüber Trendbedingungen bis 2005 zunächst überproportional durch BHKW realisiert wird, zwischen 2005 und 2010 dann insbesondere auch größere GuD-Anlagen im öffentlichen und industriellen Bereich errichtet werden (vgl. Tabelle 6-2). Maßgeblich sind hierfür vor allem die für größere Anlagen benötigten Bauzeiten.

Unter Zugrundelegung der getroffenen Annahmen sowie der jeweilig zu berücksichtigenden Konkurrenzsituation, d. h. dass die resultierenden Stromgestehungskosten der KWK-Anlagen (inkl. anteiliger, betreiberabhängiger Gutschrift für die Mineralölsteuerersparnis[10] sowie ggf. Stromsteuerersparnis im Rahmen der Ökologischen Steuerreform) in bezug

- auf die Eigenstromerzeugung in Konkurrenz zu sehen sind mit einem anlegbaren Strompreis und in bezug
- auf die Stromeinspeisung in Konkurrenz zu sehen sind mit einem durchschnittlichen Marktpreis (ab Kraftwerksgrenze) sowie einer in Abhängigkeit der Einspeisestelle (Spannungsniveau) zu bemessenden Netzkosteneinsparung,

ergeben sich jeweils spezifische, im Zeitverlauf sich in Abhängigkeit der Marktpreisentwicklung verändernde Zusatzkosten der gegenüber Trendbedingungen im Verdopplungsszenario auszuschöpfenden zusätzlichen KWK-Stromerzeugung. In

10 Maßbeglich für deren Höhe ist u. a. der in Tabelle 6- ausgewiesene Anteil des produzierenden Gewerbes in der Abnehmerstruktur.

Abbildung 6-3 sind diese beispielhaft für die Variante III (Erhöhung des Marktpreises um 1,25 Pf/kWh bis zum Jahr 2010) abgebildet.

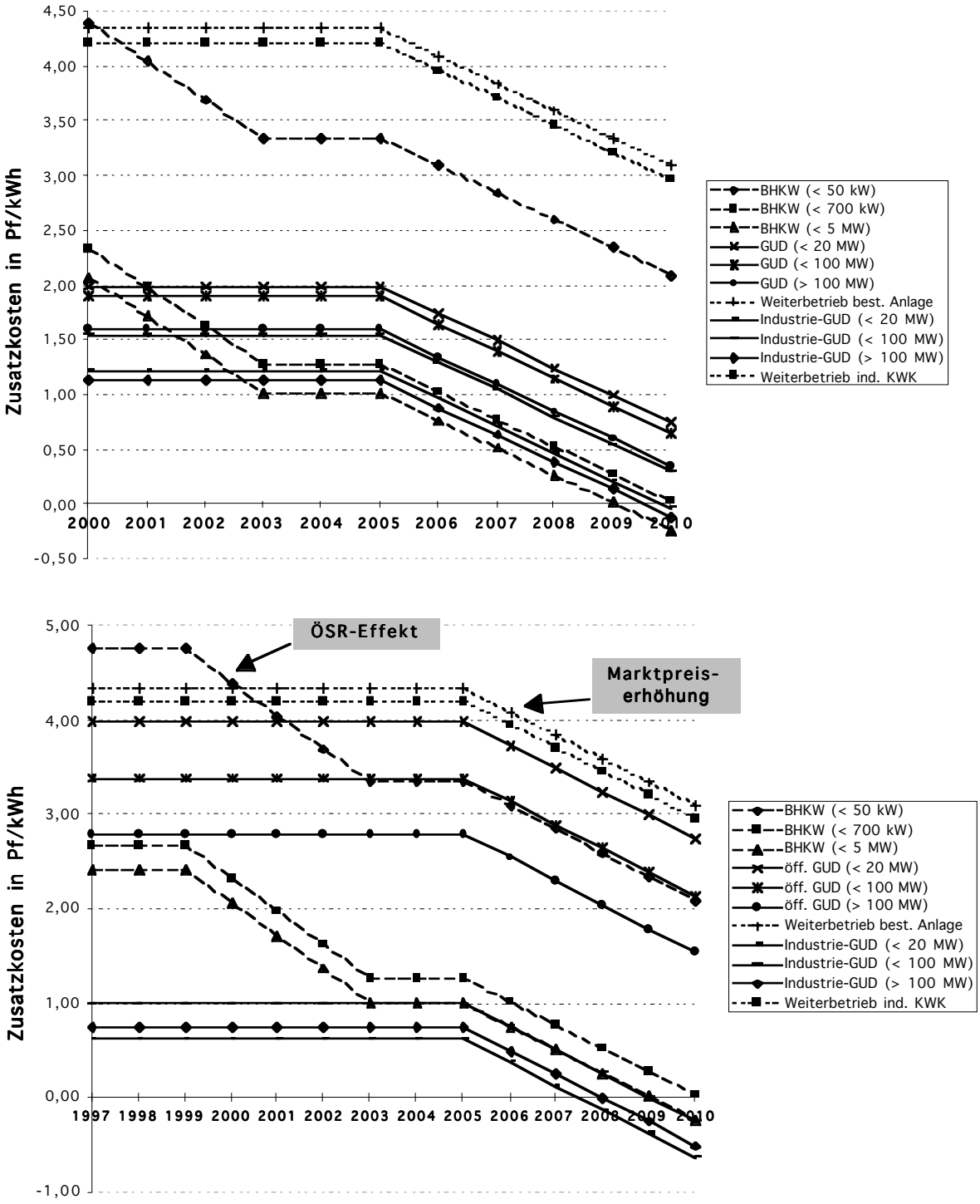


Abbildung 6-3: Resultierende spezifische Zusatzkosten der KWK-Stromerzeugung in Pf/kWh im Verdopplungsszenario (Marktpreis-Variante III)

Nach Abbildung 6-3 wird deutlich, dass die resultierenden Zusatzkosten für alle Kraftwerksklassen im Zeitverlauf rückläufig sind. Ursächlich hierfür sind die nach 2005 sukzessive ansteigenden Marktpreise sowie die Umsetzung der bis 2003 vereinbarten weiteren Erhöhungen der Stromsteuer, die sich für Anlagen unterhalb 2 MW Nennleistung deutlich bemerkbar machen. Für fünf Kraftwerksklassen wird im Jahr 2010 in der Variante III eine Situation erreicht, in der diese Anlagen konkurrenzfähig zum Einsatz kommen können. Dies gilt insbesondere für große und mittelgroße BHKW sowie für den Einsatz von GUD-Anlagen im industriellen Bereich. Für die Neuerrichtung bzw. den Ersatz von KWK-Anlagen in der öffentlichen Versorgung resultieren aufgrund der hier unterstellten geringeren Auslastung dieser Heizkraftwerke jedoch auch im Jahr 2010 noch nennenswerte Mehrkosten zwischen 1,55 Pf/kWh für große Anlagen und bis zu 2,75 Pf/kWh für kleinere Anlagen.. Auch für den unterstellten Weiterbetrieb heute bestehender Anlagen[11] sowie den Betrieb sehr kleiner BHKW sind im Jahr 2010 unter diesen Bedingungen noch nennenswerte monetäre Anreize erforderlich. Geht man jedoch davon aus, dass die im Gegensatz zum Trend im Verdopplungsszenario weiterbetriebenen Anlagen zum Ende des Jahrzehnts vollständig abgeschrieben sind, eine Abdeckung von Kapitalkosten demnach nicht mehr weiter notwendig ist, sind auch diese Kraftwerke ohne zusätzliche Förderung konkurrenzfähig einsetzbar.

Für die **Variante III**, d. h. bei einer unterstellten Erhöhung der Strompreise um 1,25 Pf/kWh zwischen 2005 und 2010, führt dies zu der **Quintessenz**, dass **der Ausbau der KWK in einer Übergangsphase von rund 10 Jahren unterstützt werden muss**, sich danach aber die KWK bereits in Teilbereichen als wirtschaftliche Option im Wettbewerb behaupten kann. Voraussetzung hierfür ist allerdings, dass die nächsten Stufen der Ökologischen Steuerreform, die bereits einen wichtigen Beitrag zur Erhöhung der Konkurrenzfähigkeit der KWK leistet, auch wie geplant umgesetzt werden.

Zu ähnlichen Ergebnissen kommen im übrigen auch DIW und Öko-Institut in einer für das BMWi verfassten Kurzexpertise (Ziesing, Matthes 2000). Danach kann im Vergleich zu Neuanlagen der ungekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung für alle KWK-Anlagen (> 300 kW) von wirtschaftlichen Betriebsmöglichkeiten ausgegangen werden. Für einen Übergangszeitraum, in denen KWK-Anlagen mit abgeschriebenen Kraftwerken konkurrieren müssen, ist jedoch eine Wettbewerbsfähigkeit dieser Anlagen nicht zu realisieren.

Schon unter Bezugnahme auf Variante II (Erhöhung der Strompreise um 0,75 Pf/kWh zwischen 2005 und 2010) stellt sich ein verändertes Bild dar. Erhöht sich der Strompreis im betrachteten Zeitverlauf nur im geringeren Umfang, erreicht nur noch ein kleiner Teil

---

11 Für diese Anlagen wurde von einer Vollkostentilgung unter Zugrundelegung eines noch bestehenden 25 % Rest-Amortisationsbedarfs ausgegangen. In der Praxis besteht aber auch schon bei einer vollständigen Abdeckung der variablen Kosten ein hinreichender Anreiz zum Weiterbetrieb. Das Ergebnis wären jedoch nicht gedeckte Kapitalkosten (stranded investments). Für die hier betrachteten typischen bestehenden Heizkraftwerke liegen die Kapitalkosten (bei betriebswirtschaftlicher Sichtweise) zwischen 1,8 und 3,9 Pf/kWh (vgl. Kapitel 2), was einem Mittelwert von 2,75 Pf/kWh entspricht. Unter Vernachlässigung dieser Aufwendungen würde der Weiterbetrieb bestehender Anlagen damit bezüglich der Zusatzkosten in einen Bereich gelangen, der mit den anderen berachteten KWK-Anlagen vergleichbar ist.

der hier ausgewählten Anlageklassen (d. h. kleine und sehr große Industrieanlagen) im Jahr 2010 den Status der Wettbewerbsfähigkeit (vgl. Abbildung 6-4). Entsprechendes gilt erst recht, wenn von keiner Steigerung des Strompreises in der betrachteten Zeitspanne ausgegangen wird (Variante I).

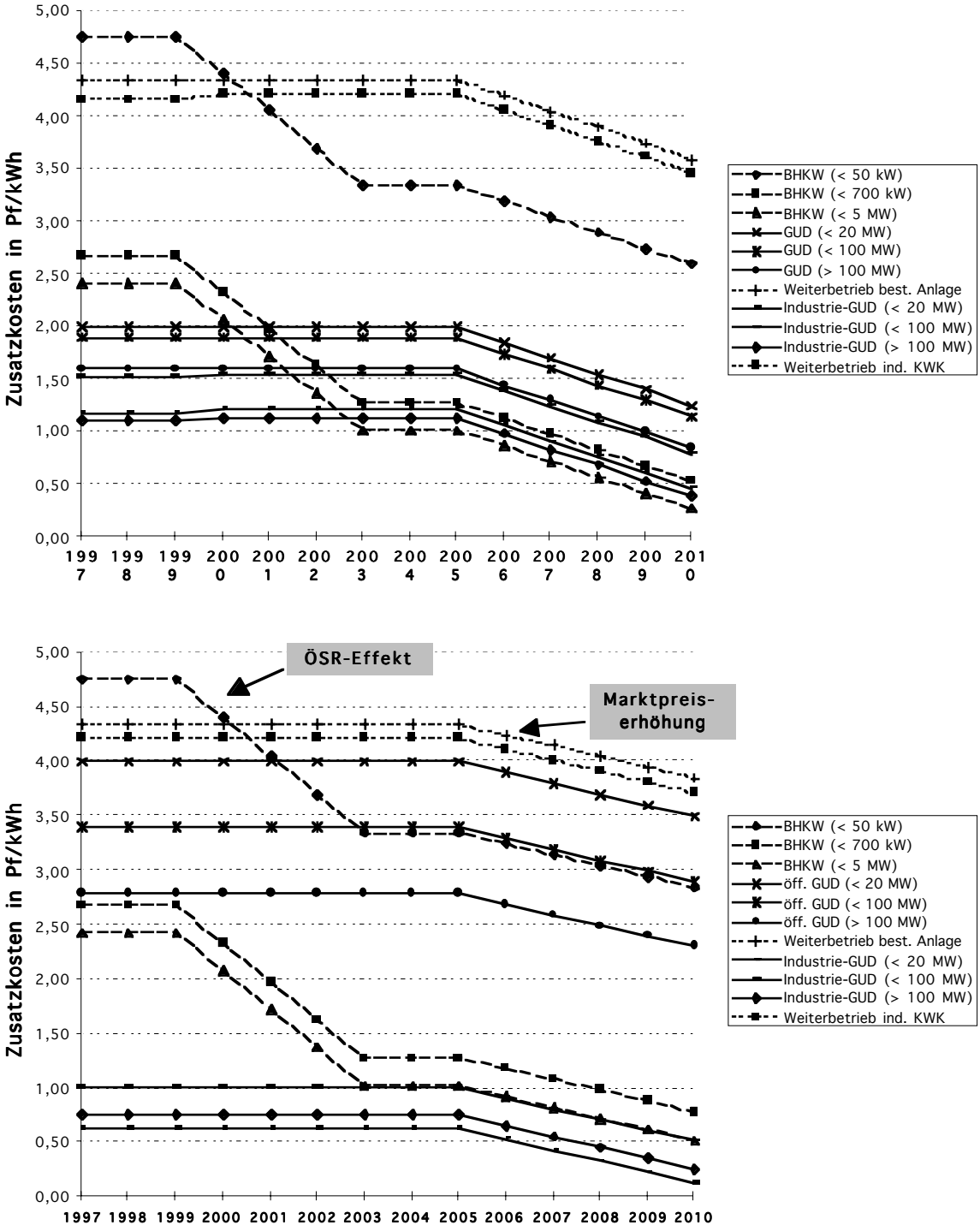


Abbildung 6-4: Resultierende spezifische Zusatzkosten der KWK-Stromerzeugung in Pf/kWh im Verdopplungsszenario (Marktpreis-Variante II)

Unter diesen Voraussetzungen lassen sich die gesamten aufzuwendenden Mittel für die im Verdopplungsszenario zusätzlich gegenüber Trend zu realisierende KWK-Stromerzeugung bestimmen. Tabelle 6-7 weist dementsprechend zum einen die resultierenden kumulierten Gesamtkosten (gegenüber Bezug- bzw. Marktpreis) als Nettowert sowie zum anderen als Bruttowert aus. Letzterer summiert ausschließlich die notwendigen positiven Aufwendungen, zeitweilige Gewinne durch den KWK-Einsatz - etwa gegen Ende des Betrachtungszeitraums - werden hier nicht gegengerechnet. Darüber hinaus werden jeweils auch die spezifischen auf die zusätzliche Kilowattstunde KWK-Stromerzeugung bezogenen Aufwendungen aufgeführt. Zudem wird ausgewiesen, welche zusätzlichen monetären Anreize bereits durch die Ökologische Steuerreform und die hier implementierten Steuervorteile für die KWK hervorgerufen werden.

Berücksichtigt wird dabei jeweils nur die gegenüber der Trendentwicklung zusätzliche kWh Stromerzeugung aus KWK, d. h. bei Neuanlagen, die bestehende Heizkraftwerke substituieren, wird vereinfachend davon ausgegangen, daß nur der entsprechend über die Stromerzeugung der Altanlage hinausgehende Stromerzeugungsbeitrag in Konkurrenz steht zu einer Kondensationsstromerzeugung im Trend und damit in die Kostenbilanz aufzunehmen ist.

Tabelle 6-7: Erforderliche Aufwendungen für das Verdopplungsszenario

	Variante I	Variante II	Variante III
bereits bestehende Förderung durch jetzige ÖSR-Ausnahmen für die KWK in Mio. DM	2.328	2.328	2.328
Zusätzliche erforderliche Aufwendungen zur Abdeckung der Mehrkosten			
kumulierte Aufwendungen (netto) in Mio. DM	7.412	6.213	5.415
- davon für stranded investments	1.210	1.210	1.210
spez. Kosten (netto) für zus. KWK-Stromerzeugung in Pf/kWhel	2,40	2,02	1,76
kumulierte Aufwendungen (brutto) in Mio. DM	7.412	6.220	5.530
- davon für stranded investments	1.210	1.210	1.210
spez. Kosten (brutto) für zus. KWK-Stromerzeugung in Pf/kWhel	2,40	2.02	1,80
Variante: Zusätzlich ausschöpfbarer Anreiz durch höhere Ökosteuer nach Prognos/EWI in Mio. DM	1.326	1.326	1.326

Je nach Randbedingungen liegt der erforderliche Gesamtkostenaufwand (kumuliert bis zum Jahr 2010) demnach zwischen 5,4 und 7,4 Mrd. DM, d. h. bei jährlichen Aufwendungen von 500 bis 675 Mio. DM. Darüber hinaus sind heute bereits Anreize durch die Steuervorteile im Rahmen der Ökologischen Steuerreform von rund 2,3 Mrd. DM bzw. im Mittel 210 Mio. DM/a wirksam. Im Vergleich zu den bei einer nennenswerten Strompreiserhöhung (Variante III) notwendigen monetären Anreize entspricht dies einem zusätzlichen Anteil von knapp 48 %. Die spezifischen Aufwendungen je zusätzlicher Kilowattstunde Stromerzeugung in KWK-Anlagen liegen für die betrachteten Varianten in einem Bereich von 1,76 bis zu rund 2,4 Pf/kWh. Bezogen auf die gesamte Stromerzeugung in Deutschland reduziert sich dieser Wert auf 0,095 bis 0,13 Pf/kWh.

Die verbleibenden Zusatzkosten werden dabei wesentlich durch den unterstellten (teueren) Weiterbetrieb bestehender Anlagen bestimmt. In Variante III führt er im Zeitverlauf (bei einer Gesamtstromerzeugung von knapp 41 TWh zwischen 2000 und 2010) allein zu kumulierten Mehrkosten von 1,59 Mrd. DM. Gelingt es also, trotz bestehender Hemmnisse, möglichst viele Anlagen frühzeitig zu ersetzen, können die Zusatzkosten noch einmal deutlich verringert werden. Die entsprechenden Mehrkosten des gleichen, aber in GUD-Anlagen bereitgestellten KWK-Stromerzeugungsbeitrags, belaufen sich nur auf etwa ein Drittel, nämlich kumuliert 454 Mio. DM. Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass hinsichtlich des Weiterbetriebs der bestehenden Anlagen von einer Vollkostendeckung ausgegangen wurde. Unterstellt man nur eine Absicherung der variablen Betriebskosten würde daraus eine um rund 1,21 Mrd. DM geringere Belastung resultieren. Gleichbedeutend hiermit wäre allerdings das Aufkommen von stranded investments in eben dieser Höhe.

Diese Vergleichszahlen machen zweierlei deutlich:

- Kostenbestimmend für den Weiterbetrieb bestehender Anlagen ist die Abdeckung von stranded investments. Diese auf die Ursprungsinvestitionen zurückzuführenden Kosten fallen aber ohnehin an, d. h. auch im Trend und damit völlig unabhängig von Betrieb oder Nichtbetrieb der Anlagen. Sie können im eigentlichen Sinne nicht einem, wie auch immer ausgerichteten, KWK-Förderinstrument zugeordnet werden.

- Selbst die variablen Kosten der bestehenden Anlagen liegen - bei allerdings aufgrund der niedrigeren Stromkennzahl deutlich geringeren Stromerzeugung - im Mittel nur geringfügig unterhalb, im Einzelfall sogar oberhalb der Vollkosten von Neuanlagen. Bei entsprechender Anreizgestaltung besteht ein hoher ökonomischer Anreiz, die bestehenden Anlagen vorzeitig zu ersetzen.

Hinsichtlich der durchgeführten Kostenanalysen soll letztlich noch auf die für diese wichtigsten Unsicherheitsbereiche hingewiesen werden. Entscheidenden Einfluß auf die aufgezeigten Werte kann einerseits den Annahmen für die Kraftwerkspreise und den Anlageninvestitionskosten beigemessen werden. Von weit größerer Bedeutung sind aber augenscheinlich die für die Berechnungen unterstellten Wärmeerlöse. Diesbezüglich spielen vor allem der Erdgaspreis für den Wärmemarkt aber wie dargestellt auch die zugrundeliegenden Mineralölsteuervorteile der KWK (im Rahmen der Ökologischen Steuerreform) eine maßgebliche Rolle. Während für erstere, aufgrund der für dieses Marktsegment - im Gegensatz zum Kraftwerksbereich voraussichtlich auch mittelfristig noch gültigen Ölpreisbindungen - , von hohen Unsicherheiten ausgegangen werden kann, ist letztere Kenngröße politisch beeinflussbar.

Vor diesem Hintergrund ist auf der Basis der vorliegenden Untersuchungen eine weitere Variantenrechnung durchgeführt worden, in der unterstellt wird, dass es in Anlehnung an die Vorgaben des aktuellen Energiereports von Prognos/EWI nach dem Jahr 2005 zu einer weiteren Erhöhung der Mineralölsteuer (im Rahmen der Ökologischen Steuerreform) kommen wird. Danach wird davon ausgegangen, dass die Zusatzsteuer auf Erdgas von derzeit 0,32 Pf/kWh$_{Ho}$ ab dem Jahr 2005 auf 0,6 Pf/kWh$_{Ho}$ angehoben wird und dann sukzessive auf 0,9 Pf/kWh$_{Ho}$ bis zum Jahr 2010 ansteigt. Die Stromsteuer erhöht sich zwischen 2005 und 2010 ebenfalls, und zwar um 1 Pf/kWh. Die Sonderregelungen für die KWK, d. h. die unter bestimmten Anforderungen gewährte Steuerbefreiung, bleibt ebenso erhalten wie die geringeren Steuersätze von 20 % für das produzierende Gewerbe.

Je nach Variante kann dieser zusätzliche Steueraufschlag einen deutlichen Beitrag zur Abdeckung der Zusatzkosten von bis zu einem Viertel leisten (vgl. Tabelle 6-7). Dieser Anteil würde sich noch erhöhen, wenn die Sonderregelungen für das produzierende Gewerbe und damit auch die industrielle KWK im Zeitverlauf außer Kraft gesetzt würden. Letztlich resultiert hieraus eine Entwicklung des spezifischen Zuschussbedarfs der einzelnen KWK-Technologien, wie er in Abbildung 6-5 dargestellt ist. Zusätzlich geht Abbildung 6-5 davon aus, daß nach dem Jahr 2005 keine Beiträge mehr zur Abdeckung von stranded investments notwendig sind.

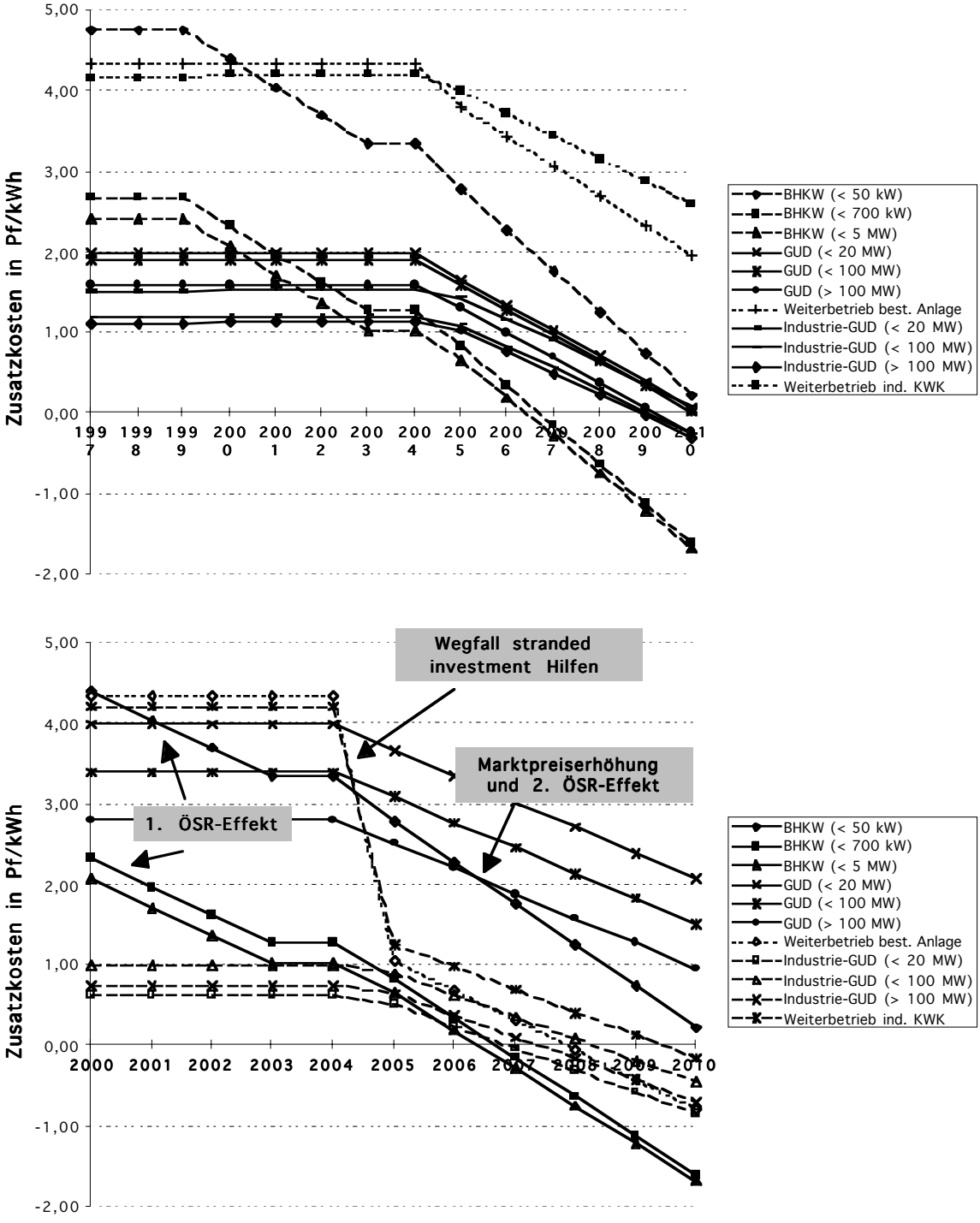


Abbildung 6-5: Resultierende spezifische Zusatzkosten der KWK-Stromerzeugung in Pf/kWh im Verdopplungsszenario (Marktpreis-Variante III bei zusätzlicher Erhöhung der Ökosteuer)

Danach zeigt sich deutlich, dass bei einer weiteren Erhöhung der Ökosteuer unter Beibehaltung der Ausnahmeregelungen für die KWK und einem zeitgleichen Anstieg der Marktpreise (Varinate III) bis zum Ende dieses Jahrzehnts viele der betrachteten KWK-Technologien wettbewerbsfähig werden bzw. in die Nähe der Konkurrenzfähigkeit gelangen. Dies gilt explizit nicht für Anlagen, für die gegenüber dem Trendszenario ein

Weiterbetrieb unterstellt worden ist. Diese Anlagen erreichen aber spätestens im Jahr 2010 eine Betriebszeit, die ohnehin einen Austausch erforderlich macht.

Gelingt es - trotz vorliegender Hemmnisse - von vornherein auf den Weiterbetrieb dieser Kraftwerke zu verzichten, und stattdessen moderne GuD-Anlagen einzusetzen, reduzieren sich die Mehraufwendungen der KWK-Zusatzstromerzeugung noch einmal deutlich In jedem Fall ist zu berücksichtigen, dass von diesen Aufwendungen rund 1,2 Mrd. DM auf noch nicht abgedeckte Kapitalkosten für bereits bestehende, im Verdopplungsszenario weiterbetriebene Heizkraftwerke entfallen. Diese Kosten sind demnach - unabhängig von der Entscheidung über Weiterbetrieb oder Stilllegung - in jedem Fall abzudecken bzw. als stranded investments zu verbuchen. Eine Verringerung der erforderlichen Zusatzaufwendungen ist auch möglich, wenn die neu errichteten Kraftwerke der öffentlichen Versorgung mit einer höheren Auslastung (ggf. auch im teilweisen Kondensationsbetrieb) eingesetzt werden können.

Ausgehend von den dargelegten Kostenbetrachtungen lassen sich folgende Erkenntnisse zusammenfassen:

- eine Verdopplung des Anteils der KWK an der Stromerzeugung ist bis zum Jahr 2010 möglich und kann maßgeblich auf einer Ausweitung der dezentralen Strom- und Wärmebereitstellung sowie einem (vorzeitigen) Teil-Ersatz der bestehenden industriellen und öffentlichen Heizkraftwerke aufgebaut werden;

- die spezifischen Mehrkosten je Kilowattstunde Stromerzeugung (gegenüber einem alternativen Strombezug bei der Eigenerzeugung oder dem Marktpreis zzgl. Netzkostenbonus bei der Einspeisung) weichen zwischen den betrachteten typischen KWK-Technologien deutlich voneinander ab;

- besonders hohe zusätzliche Aufwendungen fallen unter den hier zugrundegelegten Marktbedingungen für den Einsatz von Kleinst-BHKW und den Weiterbetrieb von bestehenden, älteren Heizkraftwerken an, wenn man für diese auch eine Abdeckung der Kapitalkosten unterstellt;

- aufgrund der hier unterstellten geringeren Auslastung - trotz bereits einbezogener geringerer thermischer Auslegung im Ersatzfall - weisen KWK-Anlagen der öffentlichen Versorgung strukturelle Nachteile gegenüber industriellen Anlagen auf;

- die Mehrkosten für die gegenüber Trendbedingungen im Verdopplungsszenario zusätzliche Stromerzeugung sind vergleichsweise gering; sie variieren (kumulierte Betrachtung für den Zeitraum von 2000 bis 2010) zwischen 5,4 Mrd. DM unter günstigsten und 7,4 Mrd. DM unter ungünstigen Bedingungen;

- die möglicherweise auch im Trend anfallenden Mehrkosten des fortgesetzten Betriebs bestehender KWK-Anlagen von mindestens 1,2 Mrd. DM (Abdeckung stranded investments), für den auch trendgemäß erfolgenden moderaten Ausbau der KWK sowie

für die darüber hinaus auch im Trendfall gegenüber alternativen Optionen für den Weiterbetrieb von Anlagen anfallenden Differenzkosten[12] sind hier nicht enthalten;

- die resultierenden Mehrkosten im Verdopplungsszenario zeigen sich dabei vor allem sensitiv hinsichtlich

  - der Strompreisentwicklung am Markt,
  - der Weiterentwicklung der Ökologischen Steuerreform und dem
  - Anteil der bestehenden KWK-Anlagen (die trotz fehlender Wirtschaftlichkeit zur Erreichung des Verdopplungsziels - im Gegensatz zum Trend - weiter in Betrieb gehalten werden müssen),
  - der Gaspreisentwicklung auf dem Wärmemarkt als maßgeblicher bestimmender Faktor für die zu erzielende Wärmegutschrift[13];

- geht man von einer weiteren Erhöhung der Mineralöl- und Stromsteuer im Zeitverlauf aus (insbesondere zwischen 2005 und 2010), z. B. in der Höhe wie von Prognos/EWI im aktuellen Energiereport veranschlagt, wird die Phase fehlender Wirtschaftlichkeit für zahlreiche KWK-Optionen voraussichtlich - d. h. bei ansonsten auch leicht ansteigenden Marktpreisen - mit dem Jahr 2010 beendet werden können;

- die Ökosteuer stellt damit eine zentrale Möglichkeit dar, mittel- bis längerfristig einen Beitrag dazu zu leisten, der KWK über die Wirtschaftlichkeitsschwelle zu helfen und für diese verläßliche Rahmenbedingungen zu schaffen;

- unabhängig von der weiteren Ausgestaltung der Ökosteuer ergibt sich inbesondere bis zum Jahr 2010 ein zusätzlicher Handlungsbedarf für die Stärkung der KWK, um diese flankierend durch die Übergangszeit zum Wettbewerbsmarkt zu geleiten.

---

12 Insbesondere größere Unternehmen werden auch unter Trendbedingungen voraussichtlich versuchen, die KWK-Anlagen über die Marktübergangsphase hinaus zu betreiben. Das in diesen Unternehmen häufig verfügbare umfangreiche Kraftwerks-Portfolio dürfte es ermöglichen, die Zusatzkosten einzelner Kraftwerke im Gesamtkraftwerkspark zumindest für eine begrenzte Übergangszeit auszugleichen. Im Unterschied zu etlichen Unternehmen aus der öffentlichen Versorgung können derartige Möglichkeiten durch Eigenerzeugungsbetriebe (z. B. industrielle KWK-Betreiber) nicht in Anspruch genommen werden.

13 Diesbezügliche Variationen sind hier nicht durchgeführt worden; relative Preisänderungen im Zuge der Liberalisierung der Gasmärkte sowie eines zunehmenden Drucks von Flüssiggas (LNG) aus bisher nicht nach Deutschland exportierenden Ländern sind aber keineswegs ausgeschlossen.

7 Stand und Perspektiven der KWK in anderen Ländern

Aufbauend auf einer kurzen Einordnung des derzeitigen Nutzungsstandes der KWK in Europa wird am Beispiel ausgewählter Länder ihre bisherige Förderpolitik. Diese Analyse dient der Diskussion über die mögliche Übertragung effizienter Förderstrategien der Nachbarstaaten auf die deutschen Gegebenheiten.

7.1 Stand der Nutzung der KWK in Europa

Der Nutzungsstand der KWK in Europa zeigt kein einheitliches Bild. Vielmehr ist der KWK-Markt durch z. T. sehr deutliche länderspezifische Unterschiede gekennzeichnet. Tabelle 7.1 fasst den Nutzungsstand der KWK auf der Basis verfügbarer Statistiken der EUROSTAT in der EU15 zusammen. Die dargestellten Zahlen verstehen sich inklusive der Anlagen der industriellen KWK. Danach liegt der Anteil der KWK an der gesamten Stromerzeugung in den Niederlanden mit 40 % EU-weit am höchsten. Ähnlich hohe Anteile weisen nur noch Finnland und Dänemark auf. Für das Jahr 1996 ergibt sich anderen Angaben zufolge für Dänemark mit rund 50 % der größte KWK-Anteil. Der Vergleich der statistischen Angaben für 1995 und 1996 macht bereits die Schwierigkeiten mit der Datenfassung auf europäischer Ebene klar. So ist z. B. nicht sicher, in welchem Maße die Angaben der statistischen Erhebungen auf vergleichbaren Standards basieren. In fast allen EU-Staaten mangelt es an Statistiken, die den KWK-Stromanteil (befreit vom Kondensationsstromanteil aus Entnahme-Kondensations-Anlagen) z.B. analog der Betrachtungsweise der AGFW sauber abgrenzen.

Unter Berücksichtigung dieser Datenschwierigkeiten bleibt festzustellen, dass der Stromerzeugungsanteil von KWK-Anlagen Mitte der neunziger Jahre im EU-Mittel bei rund 9% lag und damit etwa auf dem gleichen Niveau wie in Deutschland. Die gesamte in KWK bereitgestellte elektrische Energie betrug in der EU15 1994 etwa 204 TWh_{el}. Den absolut größten Anteil realisierte davon Deutschland mit (in dieser Statistik ausgewiesenen) ca. 47,8 TWh_{el}.

Tabelle 7-1: Bruttoengpassleistung und Bruttostromerzeugung in der EU15 in KWK-Anlagen (Stand 1994)

	Gesamt-leistung (MW_{brutto})	Bruttostromerz. (TWh)	KWK-Anteil Stromerz. (%) in 1995	KWK-Anteil Stromerz. (%) in 1996
Österreich	3.247	11,72	21	29
Belgien	1.805	7,65	11	5
Dänemark	7.496	15,72	39	50
Deutschland	26.184	47,75	9	12
Finnland	4.085	20,3	31	34
Frankreich	3.222	9,49	2	1
Griechenland	182	0,85	2	3
Spanien	1.533	8,53	5	7
Irland	58	0,19	1	3
Italien	6.328	26,47	11	13
Niederlande	6.148	31,54	40	35
Portugal	892	3,11	10	13
Schweden	2.808	9,25	6	8
Großbritannien	3.042	12,0	4	6
EU 15	67.030	204,6	9	k. A.

Quelle: (EUROSTAT 1997 für 1995; Euroheat & Power 1998 für 1996

In verschiedenen Ländern hat sich der KWK-Anteil seit der Erfassung der in Tabelle 7.1 aufgeführten Daten weiter erhöht. Dies gilt insbesondere für die ohnehin schon durch sehr hohe Anteile gekennzeichneten Länder Niederlande, Dänemark und Finnland aber auch für verschiedene südeuropäische Länder (z. B. Portugal). Aufgrund der auch in anderen Ländern der EU voranschreitenden Liberalisierung der Strommärkte, ist der KWK-Ausbau nun aber auch hier vielerorts ins Stocken geraten. Auch viele bestehende Anlagen stehen seitdem unter einem hohen, ihren Weiterbetrieb gefährdenden Wettbewerbsdruck.

Diese Tendenz steht damit auch europaweit - spiegelbildlich zu den bereits dargestellten Effekten in Deutschland - im Gegensatz zu der bereits im Gemeinschaftspapier der EU-Kommission zur KWK vorgebenen Zielsetzung der Verdopplung des Anteils an der Stromerzeugung bis zum Jahr 2010, die vom EU-Ministerrat im November 1999 noch einmal bestätigt worden ist[1]. Auch in anderen Staaten der EU15 steht die Energiepolitik damit vor der entscheidenden Herausforderung, die Rahmenbedingungen für die KWK unter Berücksichtigung der liberalisierten Marktbedingungen zu verbessern und Beiträge zur

[1] Auch die USA haben sich mittlerweile zum Ziel gesetzt, den Anteil der KWK-Stromerzeugung bis zum Jahr 2010 zu verdoppeln (ICA 2000).

Zielerreichung zu leisten. Welche Maßnahmen diesbezüglich in den verschiedenen Ländern bisher ergriffen worden sind, wird nachfolgend dargestellt.

7.2 KWK-Politik in den Nachbarländern

Die EU-Stromrichtlinie als Ausgangspunkt neuer Voraussetzungen der KWK

Mit der im Dezember 1996 verabschiedeten Richtlinie der Europäischen Union 96/92/EG betreffend gemeinsamer Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt (im weiteren Stromrichtlinie genannt) sind die Ziele verknüpft,

- den Elektrizitätsbinnenmarkt zu fördern und
- die Wettbewerbsfähigkeit und die Versorgungssicherheit der europäischen Wirtschaft zu stärken sowie unter Wahrung des Umweltschutzes die Effizienz bei der Stromerzeugung, -übertragung und –verteilung zu steigern.

Für den in fast allen EU-Staaten bislang durch staatlich kontrollierte Monopolunternehmen gekennzeichneten Elektrizitätssektor wiegt darin die Anforderung, binnen gesetzter Fristen einen wettbewerbsorientierten Elektrizitätsmarkt zu realisieren, besonders schwer. Als Grundlage dieser Beschlüsse dienten positive Erfahrungen aus bereits deregulierten (liberalisierten), d.h. dem freien Wettbewerb zugeführten Strommärkten (England/Wales, Norwegen, Finnland etc.), eine erhebliche Mobilisierung technischer und wirtschaftlicher Effizienzpotentiale, ohne an Versorgungssicherheit einzubüßen, erkennen ließen, deren Ausnutzung unter den Bedingungen des staatlichen Schutzes, staatlicher Preisregelung oder gar auf der Basis von staatlichen Unternehmen in dieser Form nicht geschehen würde.

Die Richtlinie legt die Grundzüge der Reform fest und überläßt die Ausgestaltung der Details den Gesetzgebern der Mitgliedsstaaten. Es sind Vorgaben und Empfehlungen enthalten, die folgende Aspekte gewährleisten sollen

- sanfter Übergang zum Wettbewerb,
- Chancengleichheit,
- faire Bedingungen für den Wettbewerb und
- Belebung der Aktivitäten im Bereich regenerativer Energien und Kraft-Wärme-Kopplung.

Der letzte Punkt ist allerdings wenig konkret dargelegt. Eine klare Bevorteilung der regenerativen Energien und der KWK läßt sich allenfalls aus der Ausführung ablesen, dass Mitgliedsstaaten den Betreibern von Verteiler- und Übertragungsnetzen zur Auflage machen können, Strom aus diesen Anlagen bevorzugt einzusetzen (Artikel 8 (3) und 11 (3)). Ansonsten wird die Auflage von gemeinwirtschaftlichen Verpflichtungen, um u.a. Umweltschutz zu gewährleisten, die der freie Wettbewerb allein nicht garantiert, gemäß (Artikel 13) zugelassen. Die Einschränkung lautet, dass die Unternehmen ”unbeschadet der gemeinwirtschaftlichen Verpflichtungen im Hinblick auf die Verwirklichung eines wettbewerbsorientierten und wettbewerbsfähigen Marktes tätig sein können” (entsprechend Artikel (9)). Ein klares Bekenntnis der EU für einen Ausbau der KWK findet sich in dem sog.

Weißbuch zur Energiepolitik von 1995. In Anknüpfung daran ist 1997 von der EU-Kommission ein Vorschlag vorgelegt worden, der das Ziel verfolgt, die KWK-Erzeugung in der EU bis 2010 zu verdoppeln (Gemeinschaftsstrategie zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und zum Abbau von Hindernissen, die ihrer Entwicklung im Wege stehen, vom 15.10.97). In den Berichten der EU-Kommission, die den Fortschritt und den Harmonisierungsbedarf des Reformwerkes analysieren, gilt die Aufmerksamkeit mehr der Entwicklung und Förderung erneuerbarer Energien.

In jedem Fall ist das hiermit eingeleitete Reformwerk mit erheblichen Einschnitten verbunden, vor deren Hintergrund je nach nationaler Ausgestaltung erhebliche Vorteile oder gravierende Nachteile für die Kraft-Wärme-Kopplung erwachsen können. Die deutsche Version der Umsetzung der EU-Stromrichtlinie, das Energiewirtschaftsgesetz von 1998 (EnWG), hat sich für den KWK-Bereich lähmend ausgewirkt. Eine drohende Stillegungswelle wurde für den Bereich der öffentlichen Versorgung mit dem am 24. März 2000 verabschiedeten Gesetz zum Schutz der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK-Gesetz) zumindest für die nächsten vier Jahre abgewendet. Für den Fortbetrieb industrieller KWK-Anlagen bzw. für eine Errichtung neuer Anlagen fehlen dagegen hierzulande nach wie vor die geeigneten Impulse. Auf die Mechanismen, die zu dieser Schieflage beigetragen haben, ist bereits im Rahmen dieser Untersuchung ausführlich eingegangen worden.

Zu den wesentlichen Umständen gehört sicherlich, dass im Gegensatz zu allen anderen neu in die Liberalisierung einsteigenden EU-Staaten auf eine langsame Öffnung des Marktes (beginnend mit einer oberen Kategorie von Großverbrauchern), wie sie in der Richtlinie vorgeschlagen ist, verzichtet wurde. Auch für die in der Richtlinie geforderte Trennung der Stromübertragung und –verteilung von den übrigen Aktivitäten, die eine Transparenz und Nichtdiskriminierung gewährleisten soll, wird mit der im EnWG geforderten buchhalterischen Trennung gerade ein unteres Maß erfüllt. Die Festlegung auf einen auszuhandelnden Netzzugang schwächt tendenziell ebenfalls die Stellung der in fremde Netze einspeisenden KWK-Betreiber. Außer Deutschland und Griechenland haben sich alle EU-Staaten für einen staatlich geregelten Netzzugang entschieden. Hervorzuheben ist schließlich, dass die im EnWG verankerten Bestimmungen, die der KWK Auftrieb bzw. Schutz verleihen sollen (genehmigungsfreie Lieferung von KWK-Strom an Dritte, Ablehnbarkeit einer Durchleitung bei wirtschaftlicher Gefährdung existierender KWK-Anlagen, günstiger Reserve- und Zusatzstrombezug im Fall von Klein-BHKW bis zu 30 kW etc.), in keiner Weise angemessen den aufgekommenen Problemen des KWK-Sektors begegnen zu können.

Unter der Überschrift dieses Kapitels stellen sich damit die Fragen:

- Haben andere EU-Mitgliedsstaaten in Bezug auf die Bewahrung oder gar Stimulierung der KWK-Aktivitäten einen günstigeren Weg für die Umsetzung der Richtlinie gefunden?
- Ist es den Ländern, die bereits vor der Reform einen hohen KWK-Ausbaugrad aufwiesen, gelungen, die ursprüngliche Dynamik zu erhalten?
- Wie sehen die Erfolgsrezepte dieser Länder aus?
- Gibt es Staaten, in denen die Liberalisierung der Strommärkte die KWK eher beflügelt hat?

- Welche positiven Erfahrungen lassen sich auf die Bundesrepublik übertragen?

Zur Beantwortung dieser Fragen sind von März bis Juni 1999 Recherchen durchgeführt worden, wobei in erster Linie angestrebt wurde, mit Beteiligten der jeweiligen Länder in Kontakt zu kommen. Die Umfragen erwiesen sich als schwierig, zumal für die Neuordnung in etlichen Ländern nur Entwurfsfassungen vorlagen, die noch in der laufenden Diskussion Veränderungen unterworfen waren. Außerdem gab es Fälle, in denen versprochene Informationen ausblieben oder unvollständig waren. Dennoch ist davon auszugehen, dass über Mitgliedsstaaten, in denen der KWK eine besondere Rolle zugedacht ist, ausreichende Informationen vorliegen.

Länderüberblick

In der Einleitung des ”Zweiten Berichts der Kommission an den Rat und das Europäische Parlament über den Stand der Liberalisierung der Energiemärkte” von 1999 werden die Strompreisunterschiede hervorgehoben, die 1997 noch aufgrund der abgeschotteten nationalen Märkte existierten. Für einen vollständigen Vergleich müssten zwar zusätzlich weitere Belange, wie das Preisniveau der Wärmeversorgung, die steuerliche Belastung der Energieversorgung und der Emissionsstandard der Erzeugungsanlagen etc., in die Betrachtung einbezogen werden, jedoch ergibt sich ein interessantes Bild, wenn dieser Information, wie in der Tabelle 7-2 geschehen, Einschätzungen zum KWK-Anteil bei der Stromerzeugung hinzugeordnet werden.

Offenbar wird eine verstärkte Ausrichtung zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung keineswegs mit einem höheren Strompreisniveau erkauft. Die Strompreise von Dänemark und Finnland, die besonders hohe KWK-Anteile aufweisen, waren gemäß Angaben der EU-Kommission 1997 sogar nur halb so hoch wie in Deutschland. Dies legt die Vermutung nahe, dass die im Kontext der EU-Richtlinie den gemeinwirtschaftlichen Verpflichtungen zuzuordenende KWK zumindest langfristig für Verbraucher keine finanzielle Zusatzbelastung darstellt.

Die Gruppe der bis dahin im KWK-Bereich besonders aktiven Staaten, auf die in jedem Fall näher einzugehen ist, umfasst Dänemark, Niederlande und Finnland, gefolgt von Luxemburg und Österreich. In jüngerer Zeit haben sich die KWK-Aktivitäten in Frankreich, das bisher gemäß der Tabelle das Schlusslicht darstellte, und in Spanien intensiviert.

Tabelle 7-2: KWK-Anteile und Durchschnittsstrompreise im Vergleich (Preise inkl. Steuern)

	KWK-Anteil an der Stromerzeugung[1] 1996		Strompreishöhe (Euro/100 kWh) und -relationen zwischen den Staaten (1997)[2]	
		davon in der öffentlichen Versorgung	Haushalt (3300 kWh/a)	Industrie (50 GWh/a)
Belgien	5%	37%	11,9 / 97%	5,1 / 77%
Dänemark	**50%**	**95%**	**6,3 / 51%**	**4,1 / 62%**
Deutschland	12%	50%	12,3 / 100%	6,6 / 100%
Finnland	**34%**	**58%**	**7,2 / 59%**	**3,3 / 50%**
Frankreich	1%	33%	9,6 / 78%	4,7 / 71%
Griechenland	3%	13%	6,1 / 50%	4,5 / 68%
Großbritannien	6%	0%	9,9 / 80%	5,9 / 89%
Irland	3%	0%	8,5 / 69%	5,7 / 86%
Italien	13%	0%	16,5 / 134%	5,5 / 83%
Luxemburg	**31%**	**0%**	**10,5 / 85%**	**5,0 / 75%**
Niederlande	**35%**	**0%**	**9,1 / 74%**	**5,2 / 79%**
Österreich	**29%**	**70%**	**9,7 / 79%**	**6,4 / 97%**
Portugal	13%	0%	12,4 / 101%	5,4 / 83%
Schweden	8%	76%	6,7 / 54%	3,5 / 53%
Spanien	7%	0%	9,7 / 79%	6,4 / 97%

[1] gemäß (Euroheat & Power 1998); dabei ist unklar, in welchem Maße die Angaben auf statistischen Erhebungen vergleichbarer Standards basieren; es mangelt in fast allen EU-Staaten an Statistiken, die den KWK-Stromanteil (befreit vom Kond.-Stromanteil aus Kond.-Entnahme-Anlagen) z.B. analog der Betrachtungsweise der AGFW sauber abgrenzen

[2] gemäß zweiten Bericht der EU-Kommission an den Rat und das Europäische Parlament (EC 1999)

Die Liberalisierung der Strommärkte ist in unterschiedlichem Maße vollzogen. Die Vorreiter waren Schweden und Finnland, wo der freie Wettbewerb bereits 1996 bzw.1997 für alle Kundengruppen eingeführt war, und Großbritannien, wo allerdings erst 1999 die volle Öffnung des Marktes realisiert war. In Staaten, in denen die Stromversorgung ursprünglich auf staatlichen Unternehmen basierte, ist das Maß an Umstellungsschwierigkeiten höher als bei Systemen mit ursprünglich privatwirtschaftlich orientierter Energiewirtschaft. Aufgrund des erkennbaren Zusatzaufwandes wurde den Staaten Belgien, Griechenland, Irland, Luxemburg und Portugal von vornherein ein Aufschub von ein bis zwei Jahren für die Umsetzung der Richtlinie gewährt. Eine erste Stufe soll in allen Mitgliedsstaaten bis August 2000 umgesetzt sein. Tabelle 7-3 bietet einen Überblick über die Ausrichtung und Dynamik der Liberalisierung in den einzelnen Mitgliedsstaaten. Hieraus wird ersichtlich, dass Deutschland neben der sofortigen vollen Marktöffnung auch hinsichtlich des Netzzugangssystems (hier gemeinsam mit Griechenland) einen besonderen Weg beschreitet.

Die meisten Mitgliedstaaten haben sich zudem für die Vorgabe entschieden, dass Übertragungsnetze durch eigenständige Netzgesellschaften zu betreiben sind und haben somit den wirkungsvollsten Ansatz gewählt, um eine nichtdiskriminierende Praxis sicherzustellen. Diese Ausgestaltungen können sicherlich die Entwicklungsmöglichkeiten der KWK in einem gewissen Maße beeinflussen. Darüber hinaus im Rahmen der Umsetzung beschlossene Unterstützungen beziehen sich in erster Linie auf erneuerbare Energien. Der KWK werden, wenn überhaupt, meist nur vorrangige Absatzmöglichkeit (primary dispatch) eingeräumt. Weitergehende gesetzlich verankerte Förderungen sind nur für Dänemark und Spanien erkennbar. Die Erfolgssicherung bzw. neue Erfolge der KWK in einzelnen EU-Staaten basiert offenbar eher auf Maßnahmenbündeln als auf prägnanten Einzelinstrumenten. Hieraus ist der Schluß zu ziehen, dass es nicht sinnvoll ist, die Wirkung der praktizierten Eingriffe isoliert zu betrachten, sondern sich eher mit der Entwicklung und dem Umfeld der KWK der in dieser Hinsicht interessanten EU-Staaten auseinanderzusetzen. Entsprechend soll im folgenden auf die aktuellen Entwicklungen in Dänemark, Finnland, Niederlande, Österreich, Frankreich und Spanien eingegangen werden.

Tabelle 7-3 /a: Überblick über die grundsätzliche Ausrichtung und Dynamik der Liberalisierung der Strommärkte in den EU-Mitgliedsstaaten / Stand 10/1999

Mitgliedsstaat	**Belgien**	**Dänemark**	**Deutschland**	**Finnland**	**Frankreich**	**Griechenland**	**Großbritannien**
Gesetzgebung	3/99	12/97, Novelle von 6/99	4/98	1995	2/2000	Entwurf	Seit 1990
Netzzugangssystem	RegTPA, NegTPA bei Langfrist-verträgen für große Strommengen und Durchleitungen	Reg TPA	NegTPA	RegTPA	RegTPA	NegTPA	RegTPA (Poolsystem)
Zugelassene Kunden **(Stand 12/1999)** **aktuell:**	I 1999 100 GWh/a II ? alle Kunden: 2007 100% in 2010 35%	I 1/1998 100 Gwh/a II 1/1999 10 GWh/a III 1/2000 2 GWh/a alle Kunden: 1/2002 90%	alle Kunden: 4/1998 100%	alle Kunden: 1997 100%	analog EU-Richtlinie		Seit 1994 ab 100 kW in einem Abnahmepunkt alle Kunden: 2/1999 100%
Grundlage des Zubaus	Genehmigung, in Ausnahmen Ausschreibung auf der Basis staatl. Planung	Genehmigung	Genehmigung	Genehmigung	Ausschreibung auf der Basis staatlicher Planung	Ausschreibung	Genehmigung
Netztarif	Briefmarkentarif	Briefmarkentarif pro Spannungsebene	Briefmarkentarif	Briefmarkentarif	Briefmarkentarif	entfernungsabhängig	Briefmarkentarif
KWK-freundl. Regelungen		Einspeisevergütung, primary dispatch	primary dispatch		Gebot fairer Ver-träge für Netzeinspeisung	primary dispatch	

Tabelle 7-3 /b: Überblick über die grundsätzliche Ausrichtung und Dynamik der Liberalisierung der Strommärkte in den EU-Mitgliedsstaaten / Stand 10/1999

Mitgliedsstaat	**Irland**	**Italien**	**Luxemburg**	**Niederlande**	**Österreich**	**Portugal**	**Schweden**	**Spanien**
Gesetzgebung	7/1999	3/99	?	6/1998 2. Teil 1999	7/98	Entwurf	1996 Änderung 1/1999	11/1997
Netzzugangssystem	RegTPA	RegTPA, Single Buyer	RegTPA	RegTPA (Poolsystem)	RegTPA	RegTPA	RegTPA (Poolsystem)	RegTPA (Poolsystem)
Zugelassene Kunden **aktuell:**	I 2000 mindestens 4 GWh/a II ? alle Kunden: ?	I 4/1999 30 GWh/a, (auch gebünd. K.) II 2000 20 Gwh/a III 2002 9 GWh/a 30%	I 1999 100 Gwh/a II ? alle Kunden: ? 45%	I 1/1999 20 Gwh/a II 1/2002 55.000 gewerbl. Verbr. alle Kunden: 2004	analog EU-Richtlinie 27%	I 1998 30 Gwh/a II 2000 20 Gwh/a III 2001 9 Gwh/a alle Kunden: ?	alle Kunden: 1996 100%	I 1/1998 15 Gwh/a II 1999 5 Gwh/a III 1999 1 GWh/a auch Verkehrsbetr. alle Kunden: 2007 30%
Grundlage des Zubaus	Ausschreibung auf der Basis staatl. Planung	Genehmigung	Genehmigung	Keine energiespezifische Genehmigung		Ausschreibung, Genehmigung für das unabhängige System	Genehmigung	Genehmigung, Ausschreibung für Netze
Netztarif		Briefmarkentarif mit Entfern.-Komponente	Briefmarkentarif	Briefmarkentarif und Punkttarif	Briefmarkentarif	Briefmarkentarif	Briefmarkentarif	Briefmarkentarif
KWK-freundl. Regel.		primary dispatch			primary dispatch	primary dispatch		Bonus, primary disp.

RegTPA=regulierter Netzzugang, NegTPA=ausgehandelter Netzzugang, primary dispatch=vorrangige Aufnahme von KWK-Strom

Dänemark

Dänemark[2] hat mit einem planwirtschaftlich orientierten Ansatz bereits sehr hohe KWK-Anteile an der Stromerzeugung realisiert. Vier Energiepläne (1976, 1981, 1990 und 1996) sorgten für eine entsprechende Dynamik, so dass Dänemark inzwischen den höchsten Anteil an KWK-Erzeugung bei der Strom- und Wärmeerzeugung in Europa aufweist.

Ein im Jahre 1979 beschlossenes Wärmeversorgungsgesetz stellte die Basis für eine flächendeckende Wärmeplanung analog der Bauleitplanung fest. Als Mitte der 80er Jahre die Ölpreise sanken, wurde der Preisverfall durch eine allgemeine Energiesteuer für private Haushalte aufgefangen. Dadurch konnte die Rentabilität großer Fernwärmeprojekte abgesichert werden. Der 1990 eingeführte Plan "Energi 2000" erhielt durch das im Juni 1990 novellierte Wärmeversorgungsgesetz Unterstützung und mündete vor allem in eine Strategie, möglichst viele der existierenden Siedlungs-KWK-Anlagen auf Erdgas umzustellen und eine Umrüstung von Heizwerken auf KWK vorzunehmen. Letzteres war als Umrüstungsgebot definiert, das eine stufenweise Umrüstung für sämtliche zentralen Wärmeversorgungssysteme festlegte (Umrüstungsfrist für die kleinen Anlagen, auch für alle Heizwerke größer als 1 MW, als letzte Stufe bis 1998).

1992 kamen drei Gesetze hinzu, die speziell die Verminderung der CO_2-Emissionen unterstützen sollen und so auch fördernde Regelungen für die KWK enthalten:

- Gesetz zur staatlichen Investitionsförderung für dezentrale KWK und für die Nutzung von Biomasse
- Gesetz zur staatlichen (Betriebskosten-) Unterstützung für Stromerzeugung (aus Erdgas und Stroh bzw. Holzhackschnitzel, ab 1997 mit gewissen Einschränkungen)
- Gesetz zur staatlichen Investitionsförderung für Maßnahmen zur Vervollständigung von Fernwärmenetzen (galt bis 1997)

Ein Bestandteil des Reformwerkes war die Einführung einer CO_2-Komponente in die Energiesteuer. Aus dem zusätzlich abgeschöpften Volumen erhielten Betreiber von Heizkraftwerken einen Zuschuss für den erzeugten Strom von ursprünglich 2,5 Pf/kWh (0,10 DKK/kWh) und aktuell 1,8 Pf/kWh (0,07 DKK/kWh). Durch eine 1993 erfolgte Ausdehnung der CO_2-Steuerpflichtigkeit auf Industrie und Gewerbe erhöht sich auch dort der Anreiz zur Erschließung des KWK-Potentials. Die CO_2-Steuer betrug ursprünglich 50 DKK/t CO_2 (13 DM/t CO_2) und wurde 1996 auf 100 DKK/t CO_2 (26 DM/t CO_2) angehoben. Allerdings sind Regelungen vorhanden, die Ausnahmen/ Abminderungen für Prozessenergie vorsehen.

Von 1992 bis 1997 wurden parallel dazu Umstellungen von Elektroheizungen auf Fernwärme aus einer Netzumlage bezuschusst (1,1 Mrd. DM in 6 Jahren führten bei 120.000 Verbrauchern zu

---

[2] Die Informationen zu Dänemark basieren zu einem großen Teil auf eine umfassendes in Englisch geschriebenes Internet-Archiv der Dänischen Energieagentur (energistyrelsen; http://www.ens.dk). Ergänzende Fragen sind insbesondere von Anders H. Kristensen, Dänische Energieagentur, und von Lars Bodilsen, Danish Board of District Heating, beantwortet worden.

Umstellungen, wobei etwa ein Drittel als Zuschuss für den Fernwärmeausbau verwendet wurde). Der sog. Netztopf war Teil der o.g. CO_2-Einspargesetze. Die Strategie lebt seit 1998 auf der Basis eines Stromsparfonds fort, der durch eine neue Stromabgabe (0,15 Pf/kWh) gespeist wird (Mez 2000).

Seit Februar 1994 ist den Energieversorgungsunternehmen im Rahmen ihrer Ausbauplanung eine integrierte Ressourcenplanung (IRP) zwingend vorgeschrieben, die Maßnahmen zur rationellen Energienutzung gegenüber Kapazitätsausweitungen ein stärkeres Gewicht verleiht (Basis: Ergänzung zum Elektrizitätsversorgungsgesetz). D.h. Verbund- und Regionalunternehmen müssen in Abständen von zwei Jahren dem Ministerium für Umwelt und Energie Pläne zur zukünftigen Strombedarfsdeckung vorlegen, in denen wirtschaftlich realisierbare Einsparmöglichkeiten und so auch KWK-Potentiale darzulegen sind. Die eigentliche Überwachung wird von der Dänischen Energieagentur wahrgenommen. In Zukunft wird der Schwerpunkt der IRP-Aktivitäten auf Demand Side Management (DMS) gelegt werden, wobei die für den Betrieb des Übertragungsnetzes verantwortlichen Unternehmen (Transmission System Operators, TSO) für allgemeine Planungen zuständig sind und die Verteilungsunternehmen für die konkreten DMS-Maßnahmen.

Das Stromversorgungsgesetz von 1996 in Verbindung mit einer Änderung, die im Januar 1998 in Kraft getreten ist, hat ein gewisses Maß an Wettbewerb im Stromsektor ausgelöst und damit einen Teil der Vorgaben der EU-Stromrichtlinie erfüllt. In der ersten Stufe sind Kunden mit einem Strombedarf von mindestens 100 GWh/a für den Wettbewerb zugelassen. Die vollständige Erfüllung der Richtlinie ist mit dem am 2. Juni 1999 verabschiedeten Stromversorgungsgesetz (act no. 375) gewährleistet, das auf eine Vereinbarung zur Elektrizitätsreform zwischen der Regierung und den wichtigsten Parlamentsparteien vom 3. März 1999 basiert. Eigentlich handelt es sich um ein nach verschiedenen Aspekten untergliedertes Gesetzespaket (no. 375 bis 379). Es ist deutlich zu erkennen, dass viel daran gesetzt wird, den ökologischen Akzent der dänischen Energieversorgung nicht im Rahmen der Umsetzung der EU-Richtlinie zu gefährden.

Um die Voraussetzung für Wettbewerb zu schaffen, werden die ursprünglich unter starker Öffentlichkeitskontrolle stehenden Non profit-Verteilungs- und –Erzeugungs-unternehmen zu gewinnorientierten Unternehmen umgewandelt, an denen sich auch die Privatwirtschaft beteiligen kann. Als öffentliche Aufgaben ohne Gewinninteressen werden der Netzbetrieb (Investitionen, Unterhaltung) und die für die Steuerung des Gesamtsystems (system responsibility) ausgegliedert. Für Verteilungsunternehmen wird es weiterhin ein hohes Mitspracherecht der Verbraucher geben und entsprechend werden sie der Pflicht unterliegen, hohe Beiträge zur rationellen Energienutzung zu leisten. Die vollständige Marktöffnung bis zum Haushaltskunden soll bereits im Jahre 2002 realisiert sein.

Die KWK-fördernden Inhalte des neuen Gesetzeswerkes sind im einzelnen:

- Stromerzeuger und Händler werden zwar als unabhängige Wirtschaftsunternehmen agieren. Die KWK-Erzeugung wird jedoch genauso wie die Versorgung der Kunden, die nicht an dem Wettbewerb teilnehmen und für die Verteilungsunternehmen eine Versorgungspflicht übernehmen, der Energiepreisregulierung unterstellt, so dass es für diesen Bereich zu

kostengerechten Tarifen kommt. Dabei hat die Energiepreisregulierung auch für eine sachgerechte Festlegung der Wärmeversorgungspreise zu sorgen.

- Am einschneidendsten wird sich für die Erzeugungsunternehmen ein neues Quotensystem für CO_2-Emissionsrechte (gemäß Gesetz Nr. 376) im Rahmen der Stromerzeugung auswirken. Ausgehend von einem 1990 existierenden Niveau von 27,3 Mio. t CO_2/a werden einzelne Schritte definiert, die bis 2003 zu einem Niveau von 20 Mio. t CO_2/a führen sollen. Unternehmen, die das Quotenziel nicht erreichen, haben eine Abgabe von 40 DKK/t CO_2 (entsprechend ca. 10 DM/t CO_2) zu leisten. Diese Abgaben werden in einen Fonds eingezahlt, der wiederum zur Finanzierung von Energieeinsparmaßnahmen herangezogen werden kann. Bei Übererfüllung der Quote dürfen die jeweiligen Unternehmen Entlastungen auf die Folgejahre anrechnen. Dieses CO_2-Quotensystem wird voraussichtlich auch die KWK erheblich unterstützen, weil sie eine der kostengünstigsten Möglichkeiten zur CO_2-Minderung darstellt.

- Die Non profit-Unternehmen, die die Verantwortung für das gesamte System tragen (System-responsible companies), sollen sich neben den typischen Aufgaben der Versorgungssicherheit, Koordination von Betrieb und Investitionen im Rahmen des Gesamtsystems auch um Demonstrationsprogramme zur umweltverträglichen Stromerzeugung kümmern. Auch diese Obligation kann sich positiv auf die KWK auswirken.

- Ebenso soll die Energiepreisaufsicht verstärkt Energieeffizienzgesichtspunkte in ihre Entscheidungen einfließen lassen und müßte entsprechend jede KWK-Aktivität unterstützen.

- Private und industrielle BHKW-Anlagen sollen bis auf weiteres zu als günstig erachteten Bedingungen in das Netz einspeisen können. Aus deutscher Sicht stellen die Einspeisevergütungen, die aktuell auf Seeland 310 DKK/MWh (8,1 Pf/kWh) und für Jütland/Fünen 280 DKK/MWh (7,3 Pf/kWh) betragen, allerdings keinen besonderen Anreiz dar. Sie liegen sogar noch unter denen, die sich gemäß der vielfach kritisierten, seit einigen Jahren existierenden deutschen Verbändevereinbarung ergeben. Die Akzeptanz der aus deutscher Sicht niedrigen Einspeisevergütung erklärt sich daraus, dass das Strompreisniveau in Dänemark gegenüber Deutschland deutlich herabgesetzt ist und zu den niedrigsten innerhalb der EU zählt. Der private dänische Durchschnittshaushalt hat für die kWh aktuell mit gut 12 Pf/kWh nur halb soviel zu zahlen wie ein deutscher Haushalt. Die dänische Einspeisevergütung orientiert sich an langfristig vermiedenen Grenzkosten einer alternativen Kondensationsstromerzeugung (unter Berücksichtigung jährlicher Kapitalkosten, Betriebs- und Instandhaltungskosten und Brennstoffkosten eines neuen Kraftwerkes).

- Eine ursprünglich existierende Garantie für große HKW, die es erleichtern soll, KWK prioritär zu betreiben, auch wenn dies unter finanziellen Abwägungen problematisch ist, soll bis 2006 erhalten bleiben. Im Endeffekt ergibt dies einen Vorrang sämtlicher KWK-Anlagen bei der Laststeuerung (primary dispatch), auch von denen, die keine staatliche Unterstützung erhalten haben (Zuschüsse haben in erster Linie nur Erdgas-, Müll- und Biomasse-HKW erhalten).

Die beiden TSO Eltra und Elkraft haben ein allgemeingültiges Tarifsystem für Durchleitungen durch das Übertragungs- und Verteilungsnetz entwickelt, bei dem sowohl Einspeiser als auch belieferte Verbraucher eine Netzgebühr zu zahlen haben. Die Gebühren orientieren sich an den benutzten Spannungsstufen und den erforderlichen Umspannungen.

Resümee

Aus der raschen Abfolge KWK-freundlicher Gesetze wird in beeindruckender Weise deutlich, dass sich der Ausbau der KWK in Dänemark bereits seit langem zum gesellschaftlichen Konsens gehört. Offensichtlich wird die Energieversorgung von den Dänen ohne Einschränkung als eine Aufgabe der Daseinsvorsorge gesehen, bei der die Ressourcenschonung, die Umweltverträglichkeit und ein niedriges Preisniveau im Vordergrund zu stehen haben. Die Energieversorgung als lukratives Geschäftsfeld zu betrachten, wird offenbar auch nach der Marktöffnung ein eher untergeordneter Aspekt bleiben. Außerdem werden die ursprünglich auf ganzer Breite als Non-Profit-Unternehmen agierenden Versorger weiterhin in hohem Maße gemeinwirtschaftlichen Verpflichtungen und staatlicher bzw. verbraucherorientierter Kontrollen unterworfen sein. Dieses hohe Maß an Einmischung durch den Gesetzgeber, das fast mit den Aktivitäten eines Aufsichtsrates einer Aktiengesellschaft vergleichbar ist, wird genau so wenig auf Deutschland übertragbar sein wie die Entschlossenheit mit der ökologisch orientierte Grundzüge der Energiepolitik verfolgt werden. Im Fall von Dänemark wird besonders deutlich, in welchem Maße die besonderen Akzente der Energiepolitik von einer sich langfristig gebildeten Kultur (im Gegensatz von technisch und juristisch anspruchsvoll ausformulierten Kompromissvorschlägen) beeinflusst werden. Unter diesen Voraussetzungen fällt es leicht, sich über groß angelegte Experimente fortzuentwickeln (Prinzip ”learning by doing”).

Finnland

In Finnland[3] wurde der Elektrizitätssektor bereits 1995 mit Inkrafttreten eines Strommarktgesetzes für Großverbraucher liberalisiert. Seit 1997 können alle Verbraucher ihren Stromversorger frei wählen. Seit 1998 werden zum Wechseln des Stromanbieters keine teuren Spezial-Stromzähler mehr benötigt, indem von standardisierten Lastprofilen ausgegangen wird. Die EU-Strom-Richtlinie ist damit für Finnland ohne Konsequenzen, weil ihre Anforderungen bereits vorher erfüllt waren. Durch Einführung von entfernungsunabhängigen "Briefmarken"-Tarifen für den Netzzugang und bereits seit 1996 sich entwickelnden Aktivitäten einer Strombörse (zunächst Finnish El-Ex Electricity Exchange, später zusätzlich Norwegian/Swedish NordPool) hat sich offenbar eine für alle Seiten günstige Wettbewerbssituation herausgebildet. Die Mittelspannungsebene und Verteilung wird durch lokal lizensierte Unternehmen betrieben. Der Netzoperator der Spannungsstufen 110 bis 400 kV, Fingrid, ist für kurzzeitigen Bedarfsausgleich zuständig (Menges 1998).

3 Die in schriftlicher Form vorliegende Informationsbasis ist insbesondere im Dialog mit Markus Hassinen, Fortum, erweitert worden.

In Finnland kommt 18 % (1997) der Stromversorgung aus HKW, die der Fernwärmeerzeugung dienen. Aktuell sollen nach Angaben der Finnish District Heating Association bereits 49% (1998) der Heizenergiebedarfsdeckung mit Hilfe von Fernwärme geschehen. 78 % (1998) der Fernwärme wird mit KWK-Anlagen erzeugt. 16 % (1997) der Stromerzeugung stammen aus industriellen KWK-Anlagen. Finnland hat eine energieintensive Industriestruktur, was zu einem deutlich höheren Pro-Kopf-Verbrauch als in Deutschland führt. In den 90er Jahren wurde neue Kraftwerkskapazität zu etwa 2/3 als KWK-Anlagen errichtet. Ca. 70% des finnischen Wärmemarktes werden aus KWK-Anlagen abgedeckt.

Wie aus Tabelle 7-4 ersichtlich ist, ist die KWK-Erzeugung in bemerkenswerter Weise auf Biomasse und dem heimischen Energieträger Torf ausgerichtet. Der hohe Biomasse-Anteil basiert vor allem auf Abfällen der bedeutenden holz- und zellstoffverarbeitenden Industrie (Schwarzlauge, Holz, Sägemehl, Rinde), die diese KWK-Anlagen zur Eigenversorgung betreibt.

Tabelle 7-4: Brennstoffbasis der KWK-Anlagen in Finnland (1998) (Talsi 1998)

Brennstoff	Mix der KWK-Fernwärmeerzeugung	Mix der gesamten KWK-Erzeugung
Kohle :	30 %	15%
Erdgas :	34 %	23%
Torf :	20 %	12%
Öl :	8 %	7%
Biomasse:		43%
andere:	8 %	
	100%	100%

Allein der Brennstoffbedarf der holzverarbeitenden Industrie nimmt mit 5,4 Mtoe etwa einen Anteil von 70 % des industriellen Sektors (1996: 7,8 Mtoe) ein. Die Kraftwerke dieser Branche werden zu fast 70 % mit Holzresten und anderen Rückständen der Holzverarbeitung befeuert. Der Strombedarf der holzverarbeitenden Industrie beträgt etwa 25 TWh/a, wovon 1997 11 TWh/a aus eigener Elektrizitätserzeugung stammen und der Wärmebedarf in Höhe von 173 PJ/a wird fast vollständig mit Hilfe von intern anfallenden Reststoffen überwiegend mit Hilfe von KWK-Anlagen abgedeckt.

Die Stromerzeugung im Rahmen von Fernwärmesystemen nahm von 1983 bis 1996 um den Faktor 3 zu. Im gleichen Zeitraum stieg die industrielle auf KWK basierende Erzeugung um den Faktor 2.(Traube 1999) Die in dieser Phase entstandene vorrangige Rolle der KWK wird

deutlich, wenn berücksichtigt wird, dass die gesamte Stromerzeugung in diesem Zeitraum um den Faktor 1,6 anstieg.

Die fast stetige **Aufwärtsentwicklung der KWK** sowohl in Verbindung mit Fernwärmesystemen als auch in der Industrie ist nicht (wie z.B. in Dänemark) unmittelbar auf staatliche Förderungen zurückzuführen. In jüngerer Zeit übte allenfalls die 1990 eingeführte Energie/CO_2-Steuer eine gewisse stimulierende Wirkung aus. Zum Teil nahm auch die staatliche Energieaufsicht Einfluss zugunsten des KWK-Ausbaus. Weitere Vorteile für die Wirtschaftlichkeit der KWK konnte durch Vereinbarungen zur Vorhaltung von Reservestrom erzielt werden, die eine Benachteiligung der Kleinerzeuger ausschließen. Ebenso wirkte sich die Erdgaspolitik positiv auf deren Entwicklung aus. Erdgas wird zum überwiegenden Teil ausschließlich an KWK-Anlagen und Heizwerke der Fernwärmewirtschaft und der Industrie geliefert. Die Fernwärme ist damit nicht, wie in Deutschland, einer Konkurrenzsituation zur dezentralen Erdgasversorgung ausgesetzt und hat trotz der gegenüber Deutschland ungünstigeren Siedlungsstruktur einen Anteil am Raumwärmemarkt von etwa 50% erreicht[4]. Zwar wird die Fernwärme durch die langen und kalten Winter begünstigt, jedoch wird dieser Effekt gegenüber deutschen Bedingungen durch höhere Wärmeschutzstandards gedämpft (durchschnittlicher Heizbedarf 150 kWh/(m^2*a)), so dass der Vorteil nur in der hohen Ausnutzungsdauer der Heizanlagen liegt.

Die Hauptursache der positiven KWK-Entwicklung lag aber in dem Umstand, dass das bedeutende finnische Verbundunternehmen IVO seit den 80er Jahren damit begann, den Zubaubedarf mit Hilfe von KWK-Anlagen abzudecken (Traube 1999). Da das Unternehmen über keinen eigenen Wärmeabsatz verfügte, ging es dabei in zunehmendem Umfang örtliche Kooperationen mit der Fernwärmewirtschaft und der Industrie ein. Diese Entwicklung vollzog sich fast ohne äußeren Druck z.B. seitens der Regierung. Im Nachhinein wird konstatiert, dass das Unternehmen diesen Weg einschlug, weil es die wirtschaftlichen Vorteile der KWK erkannte. Außerdem ist gerade in Finnland intensiv daran gearbeitet worden, kostengünstige Anlagen zu bauen (was sich sowohl auf die Erzeugungstechnik als auch auf die Fernwärmeverteilung bezieht). Nicht zuletzt hat dieses Bewußtsein dazu beigetragen, dass finnische Energieversorgungsunternehmen bereits sehr früh damit begannen, sich als Contractoren auf dem gesamten europäischen Markt zu betätigen. Es wird bei Fortum (ehem. IVO) davon ausgegangen, dass der finnische Bestand an KWK-Anlagen auch nicht durch einen verschärften Wettbewerb im EU-Rahmen gefährdet werden könnte, weil er eine sehr wirtschaftliche Produktionsweise bietet. Aktuell erhalten kleine HKW, in denen Torf und Biomasse als Brennstoffe eingesetzt werden, eine Förderung, die neben steuerlichen Vorteilen u.U. auch Anspruch auf Investitionszuschüsse vorsieht. Hierbei handelt es sich in erster Linie um eine Maßnahme, die zur weiteren Verminderung der Energie-Importabhängigkeit beitragen soll.

Resümee

4 gemäß K. Traube sind in Finnland in höherem Maße dünnbesiedelte Ortschaften mit Fernwärme versorgt, für die es in Deutschland noch vor einigen Jahren oder selbst derzeit keine Gasversorgung gab.

Der Auftrieb der KWK in Finnland hängt also vor allem damit zusammen, dass viele der klassischen Behinderungen der KWK in Deutschland von vornherein ausgeschlossen sind. Die KWK genießt ebenso wie in Dänemark eine breite Akzeptanz, in diesem Fall aber ohne dass eine laufende staatliche Intervention oder staatliche Fördermittel im Spiel sind.

Das hochgradig liberalisierte System funktioniert offenbar reibungslos, weil die Zielvorstellungen der beteiligten Akteure kongruent sind. Die im Vergleich zur Einwohnerzahl große Fläche des Landes sowie die relative Randlage tragen sicherlich dazu bei, dass dezentrale Erzeugungsanlagen von vornherein wirtschaftlicher sind. Ebenso wirkte sich der Strombedarfszuwachs der bedeutenden holzverarbeitenden Industrie sowie der existierende Zubaubedarf förderlich aus. Aufgrund dieser gravierenden Unterschiede und des fehlenden Konsenses hinsichtlich der KWK-Orientierung der Energieversorgung in Deutschland ist eine Übertragbarkeit dieses Modells auf die Bundesrepublik auf längere Sicht in Frage gestellt. Nur ein Aspekt verdient eine besondere Aufmerksamkeit: Es scheint enorm wichtig zu sein, dass die für die Bundesrepublik für das Gedeihen der KWK zu entwickelnden Instrumente/Rahmenbedingungen Komponenten enthalten, die den maßgeblichen Akteuren der deutschen Stromerzeugung, den Verbundunternehmen eine Zuwendung zu dieser Erzeugungsart schmackhaft machen.

Niederlande

In den Niederlanden[5] hat sich der Aufschwung der KWK innerhalb eines sehr kurzen Zeitraumes vollzogen. Während die in KWK-Anlagen installierte Leistung 1987 noch 2,7 GW_e betrug sind inzwischen bereits etwa 9 GW_e vor dem Hintergrund einer Gesamtkapazität von 22 GW_e realisiert. Die vorliegenden Daten zum KWK-Anteil der Stromerzeugung weisen eine große Bandbreite auf, er dürfte aber auch bei strengen Kriterien im Bereich von 30% liegen. Anders als in Dänemark und Finnland handelt es sich in den Niederlanden fast ausschließlich um KWK-Anlagen, die der Versorgung einzelner Industrie-, Gewerbebetriebe und sonstiger Einrichtungen dienen. Für 1997 wird ein Industrie-KWK-Anteil an der gesamten Stromerzeugungskapazität von 19 % genannt. Dahinter verbergen sich vor allem Gasturbinen- und GuD-Anlagen. Der komplementäre Anteil an Motor-BHKW-Kapazität betrug 8% (gegenüber ca. 2% in der Bundesrepublik!) (Traube 1999).

Die Weichenstellung für den intensiven KWK-Ausbau geht auf die Jahre 1987 bis 1989 zurück. Davor war die Situation in mancher Hinsicht ähnlich wie in der Bundesrepublik. So bemühten sich bis dahin die vier Verbundunternehmen, die auch Betreiber der zentralen Stromerzeugung waren, konkurrierende Eigenerzeugung durch eine entsprechende Preispolitik (z.B. Zahlung einer niedrigen Einspeisevergütung, Preisnachlass bei erkennbaren Eigenerzeugungstendenzen etc.) zu vermeiden. Das **Elektrizitätsgesetz von 1989**, das eine umfassende Reorganisation der nahezu vollständig im öffentlichem Besitz befindlichen Elektrizitätswirtschaft einleitete, führte Erleichterungen und Anreize dafür ein, dass sich die regionalen und städtischen

5 Das Internet-Archiv des für die Energieversorgung zuständigen Ministeriums enthält ein umfassendes Angebot an in Englisch geschriebenen Texten/Informationen (http://www.info.minez.nl). Ergänzende Informationen hat vor allem ein Dialog mit Annick Buise-Jansen, Ministerie van Economische Zaken, und Herres van Veen, COGEN, eingebracht.

Verteilungsunternehmen sowie Endverbraucher im KWK-Bereich engagieren. Damit wurden bereits damals wettbewerbliche Elemente in den Erzeugermarkt eingebracht. Regionalverteiler begannen daraufhin, in großem Stil KWK-Anlagen (Gasmotoren, Gasturbinen, auch einige GuD-HKW) zu errichten, wobei sie häufig Kooperationen mit Industrie- und Gewerbebetrieben eingingen. Im Gegensatz zu Industriebetrieben unterlagen die Anlagen der Verteilungsunternehmen einer Größenbeschränkung von 25 MW_e. Das Elektrizitätsgesetz von 1989 verbietet den Verbundunternehmen (vier Erzeugungsgesellschaften, die unter einer gemeinsamen Dachgesellschaft (SEP) das Verbundnetz betreiben und die Erzeugung koordinieren) ausdrücklich Maßnahmen zur Verhinderung der dezentralen Erzeugung.

Die mit dem Gesetz entstandenen Vorgaben wurden durch ein finanzielles Förderprogramm (17,5% Investitionszulage), der Vereinbarung niedriger Gaspreise für KWK-Anlagen und der Einrichtung einer Agentur, die sich um eine Verbesserung des strukturellen Umfeldes der KWK-Ansatzpunkte bemüht, unterstützt und es wurden akzeptable Einspeisevergütungen sichergestellt. Die Entwicklung übertraf die ursprünglich daran geknüpften Erwartungen, so dass die Investitionszulagen ab 1994 eingestellt wurden, weil sich bereits Überkapazitäten abzeichneten. Jedoch setzte sich der KWK-Ausbau ungebremst fort, was ein Indiz dafür darstellt, dass mit zunehmenden Erfahrungen mindestens den Investitionszulagen gleichwertige Kostensenkungspotentiale mobilisiert werden konnten. In entsprechendem Maße wurde daraufhin die zentrale Erzeugung zurückgefahren bzw. deren Kapazität vermindert.

Die **Umsetzung der EU-Richtlinie** erfolgt mit dem Elektrizitätsgesetz von 1998, das am 1.7.1999 in Kraft getreten ist und allmählich das Elektrizitätsgesetz von 1989 ersetzen wird. Das neue Gesetz sieht vor, dass die Versorgungsunternehmen befristete Lizenzen für jeweilige Gebiete erwerben, in denen sie geschützte Kunden unter Auflage verschiedener Verpflichtungen versorgen. Die Marktöffnung soll in 3 Stufen analog der Vorgabe der europäischen Stromrichtlinie erfolgen.

Klauseln, die voraussichtlich den Schutz der KWK sicherstellen, sind:

- Die Lizenznehmer sind dazu angehalten, dem Wirtschaftsministerium im Zuge von Tarifgenehmigungen darzustellen, in welcher Weise sie sich um eine möglichst umweltverträgliche Stromversorgung (z.B. mit hohen Anteilen an KWK) bemühen (Artikel 40).

- In Artikel 43 ist festgelegt, dass Lizenznehmer eine von geschützten Kunden betriebene Eigenerzeugung nicht durch ungünstige Vertragsgestaltung behindern dürfen.

- Versorger mit mindestens 10 GWh/a Absatzvolumen sind verpflichtet, im Abstand von zwei Jahren dem Wirtschaftsministerium zu berichten, was sie in Hinblick auf eine günstige Stromversorgungssituation (u.a. mit hohen Anteilen an KWK) in den zurückliegenden zwei Jahren unternommen haben (Artikel 50).

- Es besteht eine Aufnahmepflicht durch den jeweiligen für das Gebiet zuständigen Lizenznehmer von Strom aus KWK-Anlagen bei Anlagen bis zu 2 MW. Das Ministerium hat

die zu zahlende Einspeisevergütung nach Vorlage eines entsprechenden Vorschlages des Lizenznehmers festzulegen (Artikel 52). Die Einspeisevergütung kann also zwischen verschiedenen Lizenznehmern unterschiedlich ausfallen.

Schließlich erfahren KWK-Projekte aktuell noch eine Unterstützung, indem ihnen eine steuerliche Entlastung, die effektiv auf eine Investitionszulage von 15% hinausläuft, eingeräumt wird.

Die EU-Reform hat in der holländischen Elektrizitätswirtschaft Konzentrationsprozesse ausgelöst, die sich offenbar bislang nicht auf den KWK-Bereich negativ ausgewirkt haben. Es entsteht sogar der Eindruck, dass eine größere Finanzkraft, die aus Zusammenschlüssen hervorgeht, für große KWK-Projekte förderlich ist. Als Beispiel ist zu nennen, dass die aus einem Zusammenschluß von 4 Regionalversorgern hervorgegangene NUON ENW für Rotterdam gemeinsam mit Shell ein 800 MW_e-HKW plant. Dies ist vor dem Hintergrund zu sehen, dass die bislang größte KWK-Anlage der NUON ENW eine Kapazität von nur 80 MW_e hat und der derzeitige Bestand sich aus vielen kleinen Anlagen zusammensetzt. Die Privatisierung, die gemäß Gesetz mit einer Veräußerung von 33% verbunden sein darf, ab 2002 sogar von 49%, wird aber auch dazu führen, dass ausländische Unternehmen ein zunehmendes Gewicht erhalten. Als weitere Entwicklung zeichnet sich ab, dass sich der ohnehin bereits hohe Anteil an Stromimporten von 17% weiter erhöhen wird und dass im Rahmen des Großkraftwerkbestandes Stranded Costs auftreten werden.

Resümee

Die Grundzüge des für den Richtungswechsel entscheidenden Energiegesetzes von 1989 sind offenbar nach der Anpassung an die EU-Richtlinie erhalten geblieben. Zwar fehlen in dem neuen Gesetz Festlegungen, die der KWK automatisch die Rolle einer gemeinwirtschaftlichen Verpflichtung zubilligen. Jedoch enthält es Vorgaben, die der staatlichen Aufsicht im Zuge ihrer Lizenzvergabe Spielräume einräumt, die geeignet sind, der KWK Garantien zu verleihen, wobei aber entscheidend ist, in welchem Maße die Administration an dem eingeschlagenen Weg festhält. Eine Übertragbarkeit der holländischen KWK-Strategie auf die Bundesrepublik ist sehr unwahrscheinlich. Die Schwächung der Ebene der Großkraftwerksbetreiber und Privilegierung der Regionalversorger, wie sie faktisch auf der Basis des Energiegesetzes von 1989 zustandegekommen ist, wäre in Deutschland nicht durchsetzbar. Die damals in Holland unter dem Dach von SEP zusammengeschlossenen staatlichen Unternehmen der Verbundebene waren für deutsche Verhältnisse klein. Das wird noch deutlicher, wenn berücksichtigt wird, dass das holländische Stromerzeugungsvolumen nur 15% des der Bundesrepublik beträgt. Die Frage wäre auch, ob die KWK-Orientierung in den Niederlanden unter den aktuellen Prämissen des Strommarktes zustandegekommen wäre. Zumindest hätte es ähnlicher spezifischer Instrumente bedurft, wie sie hierzulande für den KWK-Bereich bzw. in vielen Staaten bezogen auf regenerative Energien diskutiert werden.

Den Holländern bietet sich auch in anderer Hinsicht eine günstigere Ausgangsbasis für die KWK-Strategie als den Deutschen: Die Energieversorgung ist hochgradig auf eigene

Gasvorkommen abgestellt, so dass die in der Bundesrepublik vieldiskutierten Brennstoffpreisrisiken von vornherein von untergeordneter Bedeutung sind. Ebenso wirkt sich das Fehlen von Atomkraftwerken im holländischen Bestand eher förderlich auf die energiepolitische Beweglichkeit aus.

Österreich

Die Stromversorgung Österreichs[6] basiert zu zwei Dritteln auf Wasserkraft. So bleibt nur ein geringer Anteil, der mit Hilfe von Wärmekraftwerken und Stromimporten abgedeckt wird. Es wird angegeben, dass drei Viertel der Wärmekraftwerke eine gekoppelte Wärmeerzeugung beinhalten und dass der Stromanteil aus KWK-Anlagen im Bereich von 26% (Piening 1999) bis 29%[7] liegen soll. Die KWK soll zum überwiegenden Teil im Rahmen der Fernwärmeversorgung realisiert sein. Gemäß Starik, W. "Aktuelle Situation der Fernwärmeversorgung in Österreich" wird der Anteil fernwärmebeheizter Wohnungen für 1997 mit 12,4% (höchster Anteil: Wien mit 20%; was vor dem Hintergrund, dass eine beachtliche Anzahl deutscher Städte Anteile von über 30% aufweisen, nicht besonders beeindruckend ist!) angegeben. Dies entspricht ziemlich genau den deutschen Verhältnissen. Für Deutschland ergibt sich aber in Verbindung mit der Industrie-KWK (die gemäß VIK-Angaben sogar einen höheren KWK-Anteil als die öffentliche Versorgung aufweisen soll) nur ein KWK-Anteil an der Stromerzeugung von etwa 12%, was weniger als die Hälfte der o. g. Angaben für Österreich ist. Da die Stromerzeugung pro Einwohner zwischen Deutschland und Österreich annähernd identisch ist, kann hier nur der Schluss gezogen werden, dass die 26% oder gar 29% KWK-Anteil als **Strom aus** KWK-Anlagen, inklusive Anteilen von Kond.-Entnahme- und Kond.-Stromerzeugung, zu verstehen sind und dass **Österreich nicht in dem Maße als Vorbild geeignet** ist.

Es ist auch nicht zu erkennen, dass der österreichische Weg der Umsetzung der EU-Richtlinie der KWK besondere Impulse verleihen wird. Die Passagen des im August 1998 verabschiedeten Elektrizitätswirtschafts- und organisationsgesetzes (EIWOG), aus denen sich ein gewisses Maß an Unterstützung für die KWK herauslesen lässt, ähneln stark der deutschen Version:

- Verweigerung des Netzzugangs bei wirtschaftlicher Gefährdung existierender KWK-Anlagen
- primary dispatch
- Anlagen bis 2 MW_e bedürfen keiner Errichtungs- und Betriebsbewilligung

Ein gewisser Spielraum ergibt sich vielleicht noch bei der Definition der gemeinwirtschaftlichen Verpflichtung, deren Festlegung in der Hand der neun Bundesländer liegt. Aber auch hier existieren zwei Lager: Bundesländer, die ihren Wasserkraft-Strom-absatz nicht durch

---

6 Das Internetarchiv des Wirtschaftsministeriums enthält den Gesetzestext des zur Umsetzung der EU-Richtlinie verabschiedeten EIWOG und einige der im Vorfeld und im Zuge der Umsetzung stattgefundenen parlamentarischen Diskussionen. Ergänzende Informationen sind von Karl Kellner, Wirtschaftsministerium, hinzugekommen.

7 siehe Tabelle 7-2

konkurrierende KWK-Erzeugung gefährdet sehen wollen und Länder, die sich aktiv für einen KWK-Ausbau einsetzen.

In diesem Fall ist das *Resümee* damit bereits im Rahmen der Datenanalyse vorweggenommen.

Frankreich

In Frankreich[8], das gemäß Tabelle 7-3 das Schlußlicht der 15 EU-Staaten hinsichtlich des KWK-Anteiles darstellt, ist es in jüngerer Zeit zu einer erstaunlichen Belebung der KWK-Aktivitäten gekommen. Es ist von einem Kapazitätszuwachs in KWK-Anlagen von 1,6 GW_e innerhalb eines Jahres die Rede[9]. Laut Energie Plus, Ausgabe 237 (15-12-99) sind in Frankreich

- zwischen 1997 und Ende 1999 ca. 3000 MW_e,
- zwischen 1991 und 1997: 600 MW_e installiert worden.

Im Detail waren es 1998 der gleichen Quelle zufolge 834 MW_e in der Größenklasse über 12 MW_e und 436 MW_e in der Klasse unter 12 MW_e. Für das erste Halbjahr 1999 lauten die entsprechenden Zahlen 410 MW_e bzw. 210 MW_e.

Frankreich weist gegenüber den oben näher beschriebenen Staaten den Unterschied auf, dass die Strom- und Erdgasversorgung zum Ausgangspunkt der Liberalisierung jeweils in der Hand eines staatlichen Unternehmens liegt. Die Stromerzeugung und –verteilung wird von Electricité de France (EDF) wahrgenommen[10], deren Erzeugung zu fast 80% auf Kernenergie basiert während die Gasversorgung in der Hand der Gaz de France (GDF) liegt. Die Kapazität des französischen Kernkraftwerkparks rangiert hinter den USA an zweiter Stelle, und zugleich weist Frankreich unter den EU-Staaten das höchste Stromexportvolumen auf (wobei die Gesamterzeugung etwas geringer ist als die der Bundesrepublik Deutschland). Der durch niedrige variable Kosten geprägte Kernenergiestrom, der sehr niedrige kurzfristige Grenzkosten ermöglicht, bietet konkurrierenden Erzeugern von vornherein ungünstige Wettbewerbsbedingungen. Vor diesem Hintergrund blieb zumindest bis 1997 wenig Raum für die KWK.

Wie im Länderüberblick)vgl. Kapitel 7.1) genannt, stellt die durch ein staatliches Monopolunternehmen geprägte Ausgangsposition von vornherein eine große Schwierigkeit dar, die Vorgaben der EU-Richtlinie zu erfüllen. Entsprechend hat Frankreich eine längere Vorbereitungszeit (als in dem vorgegeben Fahrplan der EU vorgesehen ist) in Anspruch genommen, so dass ein neues Elektrizitätsversorgungsgesetz[11] erst im Februar 2000 in Kraft getreten ist. Die weitere Marktöffnung soll aber entsprechend der EU-Vorgabe erfolgen. Obwohl der Übertragungsnetzbetrieb unternehmerisch von den übrigen Bereichen getrennt werden muss und die öffentliche Versorgung der nicht an dem Wettbewerb teilnehmenden Verbraucher mit gesonderter Buchhaltung zu erfolgen hat, wird die Dominanz der EDF wohl nicht so leicht zu brechen sein. Der Kraftwerksbau für die öffentliche Versorgung soll im Regelfall auf der Basis

---

8 Bei der Informationsbeschaffung zu Frankreich ist vor allem Martin Cahn, Energie Cités, behilflich gewesen.

9 Vortrag von P. Radgen, ISI, im Rahmen der Forschungsbeiratsitzung der AGFW am 27.4.2000. Entsprechende Angaben sind selbstverständlich mit Vorsicht zu genießen. I.d.R. handelt es sich bei auf jüngere Zeiträume bezogene Angaben um vage Schätzungen.

10 Bei genauer Betrachtung ist festzustellen, dass die Stromverteilung zum Teil (mit einem Marktanteil von 4,5%) von nichtstaatlichen Unternehmen wahrgenommen wird und dass auch die Erzeugung, insbesondere die Wasserkrafterzeugung, zu einem sehr geringen Teil in der Hand von nichtstaatlichen Unternehmen liegt.

11 Der Text des neuen Elektrizitätsversorgungsgesetzes ist im Internet unter http://www.industrie.gouv.fr einsehbar

von staatlicher Genehmigung erfolgen. Es existiert jedoch eine Klausel, die in Ausnahmefällen, d.h. abweichenden Vorstellungen zwischen Ausbauplänen der Regierung und der Unternehmen, ein Ausschreibungsverfahren zuläßt.

Es läßt sich nicht genau rekonstruieren, welche Gründe ab 1997 einen gewissen Richtungswechsel zugunsten der KWK ermöglichen. Im Vordergrund stand sicherlich, dass die nach langer Zeit in die Regierung gekommenen Sozialisten Zeichen für eine veränderte Energiepolitik setzen wollten. Eventuell wurde erkannt, dass dezentrale, im Winterhalbjahr erfolgte Netzeinspeisungen vor dem Hintergrund der immer kostengünstigeren KWK-Technik wirtschaftlich nicht sehr von Nachteil sind. Vielleicht spielen auch Imageprobleme der EDF eine Rolle, die sich unter den Bedingungen des europäischen Binnenmarktes schädlich auswirken könnten. Denkbar ist auch, dass mit einer Stimulation der KWK-Aktivitäten echte Wettbewerbselemente im Erzeugungsbereich geschaffen werden sollten, um hiermit den Vorgaben der EU zu entsprechen. Auch die Lobbyarbeit von KWK-Interessengruppen kann zu dem Richtungswechsel beigetragen haben. Jedenfalls kam es im Frühjahr 1997 zu einer (von der staatlichen DIGEC formulierten) Vereinbarung zwischen KWK-Erzeugern, EDF und GDF (Contrat pour l'achat par EDF d'énergie électrique produite par une installation de cogénération), die zu einer angemessenen Vergütung der Stromeinspeisung aus KWK-Anlagen führen und sie zugleich zu einem niedrigeren Erdgaskostenniveau verhelfen sollte.

Als Maßstab für die Stromeinspeisevergütung sind darin die Erzeugungskosten eines 650 MW GuD-Kond.-Kraftwerkes (Jahresnutzungsgrad 52,5%, Verfügbarkeit 95%) in Verbindung mit den jeweiligen Netzentlastungen dezentraler Netzeinspeisung (abhängig von der Einspeisungsebene) verankert worden. Die Vereinbarung enthält Formeln, mit deren Hilfe sich die erhältlichen Leistungs- und Arbeitsvergütungen errechnen lassen. Welche Einspeisevergütung im Durchschnittsfall zustande kommt, läßt sich aus den Angaben nicht ohne weiteres herleiten, weil z. B. auch die Zuverlässigkeit der Einspeisung in die Betrachtung eingeht.[12] Es werden offenbar in den individuellen Einzelverträgen Einspeisungsfahrpläne festgelegt, die dazu führen, dass sich eine Netzeinspeisung nur im Winterhalbjahr (von Oktober bis März einschließlich) lohnt. Die vertraglich abgesicherten Garantien gelten je Anlage für mindestens 12 Jahre. Die einbezogenen KWK-Anlagen sind zu zertifizieren. Der Abschluss eines Einspeisevertrages kann nur abgelehnt werden, falls die Neuanlage eine Netzverstärkung erforderlich machen würde. Für die Kosten des Anschlusses an das Netz hat der Erzeuger aufzukommen. Gemäß Auskunft von Xavier Lombard, EDF, bezog sich die bevorzugte Behandlung zunächst auf Anlagen von 215 kW_e bis zu 100 MW_e. Nach einer Novellierung des Vertrages vom Januar 1999 ist inzwischen die Obergrenze auf 12 MW_e herabgesetzt worden. Die letztgenannte Grenze ist auch in Artikel 10 des neuen Elektrizitätsversorgungsgesetzes festgelegt, wobei in Absatz 2 sinngemäß dargestellt ist, dass für KWK-Anlagen bis 12 MW_e Einspeisungsverträge entsprechend den Vorgaben einer Vereinbarung abzuschließen sind. Dem für die Energiewirtschaft zuständigem Industrieministerium wird die Option eingeräumt, die in der Vereinbarung definierte

[12] Laut Xavier Lombard, EDF; liegt die Spannbreite der effektiven Einspeisevergütung zwischen 3,6 und 7,6 Pf/kWh, wobei die Untergrenze wohl kaum noch einen Anreiz darstellen könnte.

Begünstigung um bis zu 10 Jahren auszusetzen. Abgesehen von dieser Rückzugsklausel weist die rechtliche Konstruktion dieser Regelung damit eine Ähnlichkeit mit der Netzzugangsregelung in dem deutschen Energiewirtschaftsgesetz auf. Das Gesetz fordert lediglich faire Bedingungen, überläßt jedoch die Umsetzung privatwirtschaftlichen Vereinbarungen bzw. Verträgen. Die Mehrkosten der Einspeisung sollen über eine allgemeine Stromabgabe abgedeckt werden.

Die Gaspreisnachlässe, die sich auf der Basis des in der Vereinbarung verankerten Plafonds ergeben, werden gemäß Energie Plus, Ausgabe 223 (1-4-99), mit 0,09 Pf/kWh bezogen auf einen Gasbedarf von 20 GWh/a und 0,58 Pf/kWh bezogen auf einen Gasbedarf von 3 GWh/a gekennzeichnet.

Ohne auf die enthaltenen Feinheiten einzugehen, ist damit festzustellen, dass vor dem Hintergrund der Vereinbarung die Investitionsentscheidung für eine KWK-Anlage auf der Basis eines Vollkostenvergleichs zwischen gekoppelter und getrennter Erzeugung erfolgt. Vollkostenvergleiche stellen im allgemeinen sicher, dass sich das System langfristig zum wirtschaftlichen Optimum hin entwickeln würde. Gegenüber den in Deutschland seit geraumer Zeit auftretenden Bedingungen stellt dies einen erheblichen Fortschritt dar, denn hierzulande müssen neue KWK-Anlagen bei einer Netzeinspeisung stromseitig regelmäßig mit einem weitgehend abgeschriebenen Kraftwerkspark konkurrieren[13].

Bislang ist die französische KWK-Kapazität in der Leistungsklasse über 12 MW_e, die inzwischen aus dem Schutz einer Vereinbarung ausgeklammert ist, doppelt so schnell wie in der unteren Klasse gewachsen. Es ist wohl davon auszugehen, dass sich die Zuwachsgeschwindigkeit aufgrund der Absenkung der Obergrenze vermindern wird.

Resümee

Die gesetzliche Regelung in Bezug auf eine Besserstellung der KWK ist so unverbindlich, dass es ganz besonders auf die jeweilige Verbändevereinbarung ankommen wird. Diese hatte bislang mit bis zu zwei Jahren kurze Laufzeiten (nicht zu verwechseln mit den zwölfjährigen Garantien für eine Anlage), und es ist zu bedenken, dass sie hinsichtlich der Machtverhältnisse zwischen sehr ungleichgewichtigen Partnern abgeschlossen ist. So ist bislang unklar, wie lange die aktuellen Impulse für die Klasse unter 12 MW_e erhalten bleiben werden. Eine Übertragung auf Deutschland wäre aufgrund des unverbindlichen Charakters nicht erstrebenswert.

Spanien

In Spanien[14] waren noch zu Beginn der 90er Jahre sehr geringe KWK-Aktivitäten zu verzeichnen. Gemäß J. L. García Angulo, IDAE[15], betrug die installierte Kapazität 1990 nur ca.

---

13 was unter den aktuellen Marktbedingungen eine Konfrontation mit sehr niedrigen (auf kurzfristige Grenzkosten abgestellte) Strombezugspreisen beinhaltet

14 Im Internet-Archiv der CNSE befindet sich umfassendes Informationsmaterial, wobei allerdings nur ein sehr geringer Teil in Englisch abgefasst ist. Ergänzende Informationen sind vor allem von Jose Luis García Angelo, IDAE, und Mitarbeitern der CNSE, Maria Jose Samaniego Guerra und Dolores Casals Marull, hinzugekommen.

300 MW_e und nahm von da an in immer größer werdenden Schritten (Zuwächse in den letzten Jahren etwa 700 MW_e) bis 1998 auf 3.900 MW_e (626 Anlagen) zu. Der gleichen Quelle zufolge teilte sich die Gesamtkapazität 1998 zu 49% auf Gasturbinen, zu 44% auf Motor-BHKW-Konzepte und zu 7% auf Dampfturbinen-HKW auf. 96% der installierten Leistung soll sich in der Industrie und der Rest im Dienstleistungssektor befinden.

Möglicherweise hat sich die Wachstumsgeschwindigkeit inzwischen sogar gesteigert (Radgen 2000). In Anbetracht dessen, dass die spanische Stromerzeugung nur etwa ein Drittel der französischen bzw. deutschen Stromerzeugung ausmacht, stellt dies eine beachtliche Entwicklung dar.

Die Stromversorgung Spaniens teilt sich folgendermaßen auf: Etwa ein Drittel der inländischen Erzeugung basiert auf Kernenergie, 15% auf Wasserkraftnutzung und der Rest auf Wärmekraftwerke. Die Erzeugung und Verteilung ist von vornherein privatwirtschaftlich organisiert. Neben den beiden großen Unternehmen ENDESA (inklusive mehrerer Tochterunternehmen) und Iberdrola S.A., die 75% der inländischen Erzeugung abdecken, gibt es 9 weitere unabhängige Erzeuger und etwa 120 Verteiler. Die Eingangsvoraussetzungen für einen Eintritt in den Wettbewerb sind in Spanien damit wesentlich günstiger als in Frankreich. Die Vorgaben der EU-Richtlinie sind bereits mit einem im November 1997 verabschiedeten Elektrizitätsgesetz erfüllt worden, das zum 1.1.1998 in Kraft getreten ist.

Die Merkmale der Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes in Spanien sind:

- die Aufgabenbereiche Systemmanagement, Übertragung und Verteilung sind in rechtlich eigenständige Einheiten zu zerlegen,
- Handel und Erzeugung sind in Form von eigenständigen Unternehmen auszugliedern (wobei für beide Vorgaben eine Übergangsfrist bis Ende 2000 eingeräumt ist),
- für das Netz gelten staatlich festgelegte Tarife (Briefmarkentarife),
- der Systemoperator (Red Eléctrica de España, REE) ist zugleich für das Management der Übertragungsnetze zuständig,
- aufsichtsführende, im Bedarfsfall mit weitgehenden Vollmachten ausgestattete Marktaufsicht ist CNSE (Comisión Nacional del Sistema Eléctrico),
- Kraftwerksplanungen sind die CNSE anzuzeigen und Kraftwerksneubauten vom Ministerium für Industrie und Energie zu genehmigen,
- die Marktöffnung soll in mehreren Schritten etwa analog des Vorschlages der EU-Richtlinie erfolgen (siehe Tabelle 7-3).

---

15 Titel "Evolución de la Cogeneración en España 1998", IDAE = Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (Institut zur Energiediversifikation und –einsparung)

Eine Besonderheit des spanischen Systems, das bereits vor der Liberalisierung eingeführt wurde, stellt die Untergliederung der Erzeugung in ein ”régimen ordinario” (gewöhnliche Erzeugung) und ein ”régimen especial” (besondere Erzeugung oder Spezialsystem) dar. Für die Vermarktung der gewöhnlichen Erzeugung existiert ein Poolsystem, an das die Erzeuger ihre Verkaufsangebote und Kunden (die für den freien Markt zugelassen sind), Verteilunternehmen und sonstigen Versorger ihre Kaufgebote richten. Darüber hinaus besteht für diese Gruppe die Möglichkeit, bilaterale Verträge mit einzelnen Kunden oder Versorgern einzugehen. Das Spezialsystem das für Erzeugungsanlagen vorgesehen ist, deren Leistung 50 MW_e nicht übersteigt, bietet die Vorteile:

- eine Ankaufverpflichtung für Überschußstrom zu akzeptablen Vergütungsbedingungen (Basis: Preisnotierungen des Pools),
- Abdeckung des Zusatzstrombedarfs der Eigenerzeuger[16] zu staatlich festgelegten Bedingungen,
- die Erlaubnis, parallel zu vorhandenen Leitungen des örtlichen Verteilungsunternehmens eigene Stromleitungen verlegen zu dürfen.

Für KWK-Anlagen von Eigenerzeugern mit unter 25 MW_e und mindestens 30% Eigennutzung, Biomasse-KWK-Anlagen und Verstromung von nicht recyclierbarem Abfall wird außerdem ein **Bonus** in Abhängigkeit von der Anlagenleistung gezahlt. Der Preisaufschlag, der auf die Netzpreise umgelegt wird, ist in der Verordnung 2818/1998 festgelegt. Für Anlagen unter 10 MW_e beläuft er sich auf 3,8 Pf/kWh, und für Anlagen zwischen 10 und 25 MW_e variiert er zwischen 3,8 und 1,9 Pf/kWh. Der variable Sockelbetrag, der sich aus periodenbezogenen Poolpreisen herleitet, betrug 1998 durchschnittlich 6,5 Pf/kWh, so dass in dem Jahr durchschnittliche Einspeisevergütungen zwischen 8,4 Pf/kWh (für 25 MW_e) und 10,3 Pf/kWh (für 10 MW_e und darunter) zustande gekommen sind. Zum Vergleich sei genannt, dass Haushaltskunden 1998 durchschnittlich 14,6 Pf/kWh zu zahlen hatten.

Neben der im Ordnungsrahmen verankerten Einspeisevergütung erfuhr bisher die KWK Unterstützung durch die autonomen Provinzen. Dabei ist unklar, ob eine ungleichmäßige Kapazitätsverteilung auf 17 Provinzen (Cataluña wies 1998 eine höhere installierte Kapazität als die 10 KWK-schwächsten Provinzen – inkl. Madrid - zusammen auf) auf unterschiedliches Engagement der Länderregierungen oder auf unterschiedliche Industrialisierungsgrade zurückzuführen ist.

Ein weiterer Beitrag zur positiven Entwicklung der KWK liegt in dem Engagement des staatlichen IDAE, das 1987 damit begann, die KWK mit Hilfe von Seminaren, Konferenzen, Fachbeiträgen, Vermittlung von Fremdbeteiligungen etc. zu unterstützen.

Auch in Spanien kann ein gewisser Teil der Erzeugungsanlagen nicht mit dem seit der Einführung des Wettbewerbs im Strommarkt sich bildenden Preisniveau Schritt halten. Anders

16 Mindestmaß der Stromeigennutzung 30%

als in Deutschland wurden hierfür bereits von Anfang an Stranded Cost-Regelungen eingeführt. Die hierdurch zustande kommende nationale Umlage belief sich 1998 immerhin auf 1,7 Pf/kWh. Vor dem Hintergrund dieses allgemeinen Preisaufschlages fällt die für die Förderung der KWK notwendige Umlage gering aus.

Resümee

In Spanien hat das Interesse für die KWK erst spät eingesetzt. Dafür wird ihre Unterstützung um so entschlossener betrieben. Mit der staatlichen Festlegung einer Bonuszahlung für KWK-Anlagen bis zu 25 MW_e und der Abnahmegarantie auch für Eigenerzeugungsanlagen bis zu 50 MW_e handelt es sich unter den hervorgehobenen Beispielen der EU um ein besonders klar festgelegtes und für Nutznießer zuverlässiges Instrument, wie wir es sonst nur von dem deutschen Stromeinspeisegesetz (bzw. beim kürzlich verabschiedeten Erneuerbare Energien-Gesetz (EEG)) im Zusammenhang mit erneuerbaren Energien kennen.[17] Bei den KWK-unterstützenden Instrumenten anderer EU-Mitglieder überläßt der Staat die Ausgestaltung der Förderung i.A. den davon berührten Akteuren und behält sich Eingriffe vor, falls eine Diskriminierung der KWK erkennbar ist.

Der späte Einstieg Spaniens in die KWK bringt den Vorteil mit sich, dass kaum mindereffiziente Anlagen mit ungünstiger Brennstoffbasis existieren. Das sind günstige Voraussetzungen, um weitere potentielle Betreiber für eine KWK-Anlage zu gewinnen. In Deutschland trägt der hohe Bestand an Kohle-HKW, die auf eine Betriebszeit von bis zu 35 Jahren zurückblicken und in den meisten Fällen zu klein geraten sind, eher zu einem negativen Image der KWK bei. Andererseits engt sich in Spanien das insgesamt zur Verfügung stehende Ausbaupotential dadurch ein, dass es zumindest in den dicht besiedelten Gebieten kaum Heizenergiebedarf gibt und ein Wärmeabsatz in Form von Fernwärme von vornherein ausgeschlossen ist. Entsprechend berücksichtigt das spanische Förderinstrument in besonderer Weise die Voraussetzungen kleiner bis mittelgroßer Industriebetriebe. Das Poolsystem bietet sehr gute Voraussetzungen, die Einspeisevergütung mit einer Marktpreiskomponente zu versehen, deren Größe stets transparent und nachvollziehbar ist. Eine derartige Transparenz ist für den deutschen Strommarkt erst gegeben, wenn der wesentliche Teil der Stromerzeugung an einer Börse gehandelt wird.

Ansonsten weist das in Spanien praktizierte Prämiensystem eine gewisse Ähnlichkeit mit dem vom Wuppertal-Institut ausgearbeiteten Bonussystem auf. Der Unterschied besteht darin, dass das vom Wuppertal-Institut zur Minimierung von Mitnahmeeffekten eine Bonusdifferenzierung nach Anlagengröße, Anwendungsbereich und Brennstoffbasis vorschlägt (die jeder effizienten KWK-Anlage gerade den benötigten Zuschuss zubilligt) und das spanische Modell auf jegliche Differenzierung unterhalb von 10 MW verzichtet und erst von 10 auf 25 MW einen zurückgehenden Bonus enthält.

---

17 Das kurz vor dem Inkrafttreten stehende KWK-Gesetz eignet sich nicht in dem Maße für einen Vergleich, weil es sich lediglich auf vor 2000 bestehende Anlagen bezieht und eher eine Stranded Cost-Regelung darstellt.

Andere Staaten

Für **Belgien** liefen die vor einem Jahr an das zuständige Ministerium gerichteten Fragen trotz wiederholter Erinnerung ins Leere, vermutlich, weil zu dem Zeitpunkt noch keine Klarheit bestand. Angeblich gibt es inzwischen eine Regelung, die KWK-Anlagen eine durchschnittliche Prämie von 2,4 Pf/kWh bietet(Radgen2000).

Griechenland hat einen zweijährigen Aufschub für die Umsetzung der EU-Richtlinie eingeräumt bekommen, so dass die für die KWK geltenden Details noch unbekannt sind. Zumindest hat es dort in jüngerer Vergangenheit Investitionszuschüsse für KWK-Anlagen gegeben.

In **Großbritannien**[18] ist die in KWK-Anlagen installierte Kapazität von 1993 auf 1996 von 2,9 GW_e auf 3,6 GW_e angewachsen (. Die bereits 1990 eingeleitete Liberalisierung hat der KWK weder geschadet noch besonderen Auftrieb verliehen. Ein gewisser Fördereffekt bestand ursprünglich darin, dass der überwiegende Teil der KWK-Anlagen von der Abgabe für fossile Brennstoffe (fossil fuel levy, FFL) befreit ist. Inzwischen ist diese Abgabe jedoch von 11% auf 0,7% gefallen[19], so dass diese Entlastung bedeutungslos geworden ist. Eine neue Fördermöglichkeit hat sich lediglich für die KWK auf der Basis von Müllverbrennung ergeben, die neuerdings mit in die Ausschreibungen für FFL-geförderte Anlagen zur Nutzung regenerativer Energien (non fossil fuel obligation, NFFO) aufgenommen werden. Geringe Vorteile, die allerdings nicht das Format haben, die KWK-Entwicklung wesentlich voranzubringen, sind:

- für KWK-Anlagen bis zu 50 MW_e entfällt die Genehmigungspflicht zur direkten Versorgung von (nicht an dem Wettbewerb teilnehmenden) Endverbrauchern, was gegenüber einem Verkauf an den Strom-Pool zu einer Erhöhung der Stromerlöse führen kann,
- der Zusatz- und Reservestrombedarf läßt sich zu akzeptablen Kostenbedingungen abdecken,
- der rege Stromhandel sorgt für einen Ausgleich von Risiken; der KWK-Betreiber muß die (Preis-)Risiken nicht allein tragen,
- mit der 1998 eingeführten Private Finance Initiative (PFI) erleichtert sich der Kapitalzugang der Kommunen zur Finanzierung von KWK-Projekten, indem Kooperationen mit privaten Gesellschaften zugelassen werden,
- auf der Basis der Public Electricity Suppliers‘ Obligation kann der Ersatz von elektrischer Direktheizung durch Fernwärme auf der Basis von Umlagen unterstützt werden (Programmüberwachung durch den Energy Saving Trust und der CHP Agency)

---

18 Die Bedingungen sind vor allem durch den Dialog mit Syed Ahmed, CHP Agency, erfaßt worden und wurde durch Informationen aus einigen Broschüren/Zeitschriftenartikel ergänzt. Weiterhin sind aus den Internet-Archiven des zuständigen Ministeriums und angeschlossener Einrichtungen Informationen eingeflossen (http://www.open.gov.uk/offer, offer = Office of Electricity Regulation, http://www.dti.gov.uk, http://www.detr.gov.uk)

19 Ursprünglich wurden mit Hilfe dieser Abgabe hauptsächlich finanzielle Defizite der britischen Nuklearanlagen ausgeglichen

Für **Irland**[20], das die Umsetzung der EU-Richtlinie ebenfalls mit Verspätung einleitete und bislang nur schwache KWK-Aktivitäten aufwies, ist es noch zu früh, Schlüsse aus den KWK-freundlichen Passagen des neuen Stromregulierungsgesetzes zu ziehen. In Artikel 28 heißt es, dass der Minister des Departments of Public Enterprise den Umfang des KWK-Stroms im Rahmen der allgemeinen Versorgung (Versorgung der nicht an dem Wettbewerb teilnehmenden Verbraucher) von Zeit zu Zeit vorschreiben kann. Die Wirksamkeit dieser Gesetzespassage hängt also vollends von den Zielvorstellungen dieses Ministeriums ab.

Italien[21] beabsichtigte ursprünglich die KWK mit in eine für regenerative Energien ab 2002 vorgesehene Quotenregelung aufzunehmen. Übriggeblieben ist lediglich, dass der KWK-Strom nicht mit der Quotenpflicht für regenerative Energien belastet wird, wobei sich die Quotenpflicht ohnehin nur auf jährliche (Handels-)Volumina von über 100 GWh/a bezieht. Außerdem enthält das im März 1999 verabschiedete Elektrizitätshandelsgesetz Vorrangregelungen im Rahmen der Laststeuerung (primary dispatch).

In dem Kleinstaat **Luxemburg**[22] ist das hohe Maß an KWK-Erzeugung vor allem in der dominanten Schwerindustrie realisiert. Aber auch im BHKW-Sektor hat es rege Aktivitäten gegeben. Seit 1994 existiert ein Stromeinspeisegesetz, das akzeptable Vergütungen für Modulgrößen bis zu 1,5 MW_e vorsieht. Die Zusatzausgaben werden über einen Ausgleichsfond an alle EVU verteilt. Luxemburg hat für die Umsetzung der EU-Richtlinie einen Aufschub eingeräumt bekommen. Es wird erwartet, dass die Einspeiseregelung für BHKW in die Umsetzung der EU-Richtlinie verankert werden kann. Trotz der in Bezug auf KWK vorbildlichen Rolle ist das Beispiel Luxemburg nicht so ausführlich behandelt worden, weil die Voraussetzungen stark von denen anderer Staaten abweichen.

Auch für **Portugal**[23], das hinsichtlich der Umsetzung der EU-Richtlinie ebenfalls ein Nachzügler darstellt, liegen wenig Detailinformationen vor. Laut E. Lopes, Energieabteilung des zuständigen Ministeriums, soll es eine festgelegte Einspeisevergütung für KWK-Anlagen in Abhängigkeit von der Anlageneffizienz und der Wärmenutzung geben. Ergänzend besteht bereits unter bestimmten Voraussetzungen Zugang zu finanziellen Zuschüssen der KWK-Anlagen. Das Maß der Förderung konnte aber bislang nicht in Erfahrung gebracht werden.

In **Schweden**[24] werden laut Angabe des schwedischen Fernwärmeverbandes etwa 40% der Häuser mit Fernwärme versorgt. Dennoch ist die KWK in Schweden nicht in dem Maße

---

20 Der Informationsfluss aus dem zuständigen Ministerium des Department of Public Enterprise ist recht spärlich gewesen. Die Erkenntnisse basieren hauptsächlich auf Darstellungen des Internet-Archives der Regierung

21 Die Erkenntnisse basieren vor allem aus Informationen, die im Rahmen eines Dialoges mit Emilio Minghetti, Ministero dell'Industria del Commercio e dell'Artrigianato, gewonnen wurden.

22 Informationsbasis: Schriftwechsel mit Carlo Bartocci, Ministere de l'Energie

23 Informationsbasis: Schriftwechsel mit Eduardo Lopes, Ministério da Economia, Direccao-Geral da Energia, Internet-Infos von Entidade Reguladora do Sector Eléctrico (ERSE, http://www.erse.pt)

24 Informationsbasis: Schriftwechsel mit Bengt Bengtsson, Schwedischer Fernwärmeverband (Fjärrvärme Föreningen)

fortgeschritten, wie aus dieser Angabe zu vermuten wäre. Die Stromversorgung basiert überwiegend auf Wasserkraftnutzung und Atomkraft. Nur etwa 5% wird mit Hilfe von Fossilenergie oder Biomasse erzeugt. Vor diesem Hintergrund ist es nicht verwunderlich, wenn z.B. große Fernwärmenetze, wie in Stockholm, mit einer elektrischen Großwärmepumpe betrieben werden. Nach der Liberalisierung, die bereits 1996 abgeschlossen und 1999 noch geringfügig an Vorgaben der EU-Richtlinie angepasst wurde, ist lediglich für KWK auf der Basis von Biomasse ein gewisser Schutz vorgesehen, indem diese Anlagen (ebenso wie kleine Wasserkraft- und Windkraftanlagen) einen gesetzlichen Anspruch auf eine gerechte Einspeisevergütung haben und reduzierte Netztarife zu zahlen haben.

Zusammenfassung, Fazit

Die Umsetzung der *Richtlinie der Europäischen Union 96/92/EG betreffend gemeinsamer Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt* ist in den meisten der 15 EU-Mitgliedstaaten mit einer einschneidenden Änderung der elektrizitätswirtschaftlichen Rahmenbedingungen verbunden. Der in Deutschland gewählte Weg hat die Voraussetzungen der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) grundlegend verschlechtert. Es stellt sich die Frage, wie die Umsetzung der Richtlinie in den anderen Staaten vollzogen wird und welche Auswirkungen sich auf die dortige KWK-Nutzung ergeben. Dabei ist es besonders interessant, inwiefern die durch die Reform eröffneten Möglichkeiten positiv für die KWK genutzt bzw. wie vorhandene Aufwärtstrends der KWK gesichert werden und ob Deutschland von diesen Vorgehensweisen lernen könnte.

Um die interessanten Länder zu identifizieren, sind zunächst einschlägige KWK-Statistiken betrachtet worden. Dabei hat sich herausgestellt, dass die Standards und die zugrundeliegenden Abgrenzungskriterien der veröffentlichten Statistiken so unterschiedlich sind, dass es leicht zu Fehlinterpretationen kommen kann. So zählt z.B. Österreich gemäß einer *Euroheat and Power*-Darstellung in der EU-Rangfolge des KWK-Stromanteiles zu den Vorreitern, obwohl sich bei näherer Betrachtung zeigt, dass die Aktivitäten noch unterhalb des deutschen Niveaus liegen und dass sämtliche Stromerzeugung aus Anlagen, die evtl. auch nur wenig Wärme auskoppeln, mitgezählt wurde. Vor diesem Hintergrund ist es nicht verwunderlich, dass veröffentlichte Daten erhebliche Diskrepanzen aufweisen.

Dennoch bereitet es keine Schwierigkeiten, Dänemark, Finnland und Holland als die Staaten zu identifizieren, in denen im Hinblick auf KWK bereits viel erreicht ist und in denen sich die Aufwärtsentwicklung offenbar auch nach den durchgeführten Reformen ungebremst fortsetzt. Die Staaten, für die ein neu einsetzender KWK-Boom zu verzeichnen ist, sind Frankreich und Spanien. Während diese fünf Staaten näher betrachtet worden sind, konnten die übrigen EU-Staaten nur relativ knapp abgehandelt werden. Die gesammelten Erkenntnisse basieren auf Schriftwechseln, telefonischen Interviews sowie Auswertungen der Fachliteratur und einiger Vertrags-, Verordnungs- oder Gesetzestexte.

Im Ergebnis hat sich gezeigt, dass in keinem der betrachteten Beispiele KWK-Förderinstrumente vorkommen, die für sich allein hinsichtlich der Verbindlichkeit, der Zielsicherheit und des Transaktionsaufwandes besonders für eine Übertragung auf Deutschland geeignet erscheinen. Es entsteht fast sogar der Eindruck, dass im Rahmen der in Deutschland geführten

Maßnahmendiskussion bereits wesentlich präziser angepasste Lösungen vorgestellt wurden. Am interessantesten ist vielleicht das spanische Bonussystem in Verbindung mit dem parallel geschaffenen Poolsystem, das eine hohe Ähnlichkeit mit dem vom Wuppertal-Institut ausgearbeiteten Bonussystem aufweist, aber im Gegensatz dazu auf eine hochgradige Differenzierung zur Begrenzung der Mitnahmeeffekte verzichtet.

In den drei Ländern der Spitzengruppe, Dänemark, Finnland und Niederlande, resultiert der Erfolg der KWK in erster Linie darauf, dass diese Grundausrichtung gesellschaftlich bzw. bei den maßgeblichen Akteuren akzeptiert ist. Nach den bisherigen Erkenntnissen stellte die Umsetzung der EU-Richtlinie in diesen Ländern weder eine Beeinträchtigung noch eine zusätzliche Unterstützung der KWK dar. Unter völlig unterschiedlichen Voraussetzungen konnte sich seit mindestens zehn Jahren eine ”Kultur” entwickeln, die nicht so leicht durch äußere Einflüsse aus dem Gleichgewicht zu bringen ist.

In Dänemark handelt es sich um einen planwirtschaftlichen Ansatz, der bereits seit Ende der 70er Jahre mit einer Serie von Gesetzen und eine Bereitstellung von Fördermitteln abgesichert wird und im großen und ganzen einer Aneinanderreihung von Aktivitätsschwerpunkten entspricht.

In Finnland sind es dagegen vor allem äußere Umstände (wachsender Strombedarf der Industrie, geringe Verbreitung der Erdgasversorgung, europäische Randlage, großes dünnbesiedeltes Land, lange Heizperioden) und das neu entdeckte Interesse eines der beiden großen finnischen Verbundunternehmen, die sowohl der industriellen als auch der öffentlichen KWK einen derartigen Auftrieb verliehen haben, dass sie sich im hochgradig liberalisierten Elektrizitätsmarkt annähernd ohne Fördermittel behaupten kann. An diesem Beispiel wird deutlich, welche Bedeutung einer Rahmensetzung zukommen würde, die im Gefolge das Interesse der Großerzeuger an der KWK steigern würde.

In den Niederlanden lag der Schlüssel für den Aufwärtstrend der KWK in einer gesetzlichen Privilegierung der regionalen Stromversorgungsunternehmen zu Lasten der Großkraftwerksbetreiber. Eine überwiegende Versorgung aus eigenen Erdgasvorkommen erleichtert es, die auf dezentrale Gasturbinen, GuD und BHKW im Rahmen von Industrie und Gewerbe ausgerichtete KWK-Strategie ohne Furcht vor steigenden Erdgaspreisen voranzutreiben.

In Frankreich ist es wohl vor allem auf Druck der Jospin-Regierung zu einer Vereinbarung zwischen der mächtigen EDF und KWK-Betreibern gekommen, der akzeptable Einspeisevergütungen für KWK-Anlagen festlegt. Relativ kurze Laufzeiten der Vereinbarung und eine schwache gesetzliche Absicherung lassen aber befürchten, dass die aufgekommenen KWK-Aktivitäten bald wieder abflachen werden.

Damit ist schließlich festzustellen, dass die Erfolgsrezepte eng an den Gegebenheiten der jeweiligen Staaten angepasst sind, z.T. auf komplexen Maßnahmenbündel basieren und eine Akzeptanz der wesentlichen Handlungsträger voraussetzen. Die Übertragbarkeit dieser Modelle auf Deutschland wird bereits an abweichenden Ausgangsbedingungen scheitern. Auch die

Unterschiedlichkeit der Maßnahmen erfolgreichen Länder untereinander zeigen, dass offenbar für jeden Staat eine eigene KWK-Strategie zu entwickeln ist. Es sind allenfalls kleine Details (wie z.B. die Erkenntnis, welche Bedeutung von einem Instrument ausgehen kann, das in der Lage ist, Großerzeuger für eine KWK-Strategie zu interessieren), die auf erfolgversprechende Akzente hinweisen. Indes ist die laufende Verfolgung der KWK-Entwicklungen in den anderen EU-Staaten wichtig, zumal eine Annäherung bzw. Harmonisierung der Systeme im Zuge des zunehmenden Binnenmarktes angestrebt wird.

8 Handlungsoptionen zur Stärkung der Rolle der KWK

Ausgehend von den zuvor in Kapitel 5 und 6 angestellten Überlegungen und basierend auf Erfahrungen anderer Länder (vgl. Kapitel 7) ist eine Verdopplung des Beitrags der KWK zur Stromerzeugung, wie er aus klimapolitischer Sicht eigentlich erforderlich wäre, zumindest bis zum Jahr 2010 nur dann zu erreichen, wenn zusätzliche Anreize für die KWK geschaffen werden. Aufgrund der sich bis zum Ende des Betrachtungszeitraums verändernden Randbedingungen (insbesondere Entwicklung der Strompreise) erhöhen sich längerfristig vermutlich die Chancen, dass sich die KWK dann auch autonom im Wettbewerb wird durchsetzen können.

Kapitel 8 stellt vor diesem Hintergrund zunächst die aus heutiger Sicht insgesamt verfügbaren Maßnahmen zur Förderung der KWK im liberalisierten Markt dar (vgl. Kapitel 8.1). Die Maßnahmendiskussion wird schließlich durch eine Betrachtung einer auf einem Kriterienraster basierenden vergleichenden Analyse der zur Zeit wichtigsten in der Diskussion befindlichen Vorschläge ergänzt (vgl. Kapitel 8.2) und mündet schließlich in der Ableitung energiepolitischer Handlungsempfehlungen für die Förderung der KWK.

8.1 Mögliche Instrumente und Maßnahmen zur Förderung der KWK in Deutschland

Der verstärkten Nutzung der KWK stehen heute eine Vielzahl von Hemmnissen gegenüber (Kapitel 5.4). Aufgrund der Unterschiedlichkeit und Komplexiät der zu überwindenden Barrieren ist zu erwarten, dass deren Überwindung nicht mit einem einzigen Instrument erreicht werden kann, sondern eine Vielzahl von Maßnahmen miteinander kombiniert werden müssen (policy mix). Im folgenden Kapitel wird, basierend auf einer kurzen Beschreibung der in der Vergangenheit umgesetzten Fördermaßnahmen für die KWK, daher zunächst einleitend ein Überblick über die heute in der Diskussion befindlichen Handlungsmöglichkeiten gegeben. Darauf aufbauend können dann die wichtigsten Maßnahmen und Instrumente detaillierter beschrieben und diskutiert werden.

8.1.1 Bisherige Maßnahmen und einführender Überblick

Seit Mitte der siebziger Jahre sind in den alten Bundesländern Förderprogramme für die KWK durchgeführt worden. Ziel dieser bis Ende der achtziger Jahre laufenden Programme war der Fernwärmeausbau und die Steigerung der in KWK-Anlagen installierten elektrischen Leistung. Im Einzelnen handelte es sich dabei um

- das Zukunftsinvestitionsprogramm (ZIP1) mit einer Laufzeit von 1997 bis 1981 und einem Fördervolumen von 730 Mio. DM, mit dem mehr als dreimal so hohe Investitionen in der Größenordnung von 2,6 Mrd. DM ausgelöst wurden,

- das Kohleheizkraftwerks- und Fernwärmeausbauprogramm (ZIP2), das mit einem Fördervolumen von 1,2 Mrd. DM Investitionen in Höhe von 5,7 Mrd. DM ausgelöst hat,

- eine indirekte Förderung durch das 3. Verstromungsgesetz, mit dem Kohlekraftwerke insgesamt und Kohleheizkraftwerke im besonderen durch Investitionszuschüsse in der Zeit von 1977 bis 1988 gefördert worden sind (Fördervolumen 1,9 Mrd. DM),

- spezifische Fördermaßnahmen (Investitionszuschüsse von 7,5 %), die für den Fernwärmeausbau im Rahmen des Investitionszulagengesetzes § 4a gewährt worden sind und

- Sonderabschreibungsmöglichkeiten von KWK-Anlagen in den neuen Bundesländern.

Darüber hinaus ist in den Jahren 1992 bis 1996 in den neuen Bundesländern das Förderprogramm zur Fernwärmesanierung durchgeführt worden. Mit einem Fördervolumen von 1,2 Mrd. DM sind dabei Investitionen in Höhe von etwa 6,8 Mrd. DM umgesetzt worden. Dagegen wurden für die alten Bundesländer in den neunziger Jahren keine bundesweiten Fördermittel im großen Umfang mehr zur Verfügung gestellt. Ausnahmen stellen hier lediglich einzelne Technologieförderprogramme dar (z. B. 10 Mio. DM schwerpunktmäßig für neuartige Wärmeverteilungssysteme) sowie im gewissen Umfang zinsverbilligte Darlehen und steuerliche Erleichterungen).

Ergänzt wurden diese Programme durch verschiedene Länderprogramme (z. B. Fernwärmeförderprogramm des Landes NRW, Investitionszuschüsse für Kleinst-BHKW des Landes Hessen). Trotz der für die einzelnen Programme aufgewendeten Mittel und der auch hierdurch realisierten Erfolge (z. B. Ausbau der industriellen KWK auf Erdgasbasis in den NBL) ist der ganz große Ausbauschub für die KWK bisher ausgeblieben. Maßgeblich sind hierfür die in Kapitel 5.4 beschriebenen Hemmnisse, die der KWK nicht nur in der Vergangenheit, sondern in z. T. sogar verstärkter Form auch heute noch entgegenstehen.

Basierend auf den bisher bereits durchgeführten Maßnahmen sind in der Zwischenzeit eine Vielzahl von Vorschlägen entwickelt worden, die hier zunächst spiegelstrichartig dargestellt werden. Die aufgeführten Handlungsmöglichkeiten werden dabei in verschiedene Kategorien eingeteilt und dabei nach dem Grad der mit ihnen verbundenen Umsetzungsintensität unterschieden. Mit dieser Kenngröße soll eine vereinfachte Einordnung nach der Eingriffstiefe bestimmter Maßnahmen und der mit ihrer Umsetzung möglicherweise verbundenen Hemmnisse erfolgen. Aufbauend auf dieser zunächst nur überblicksartigen Darstellung werden die wesentlichen Instrumente und Maßnahmen im Anschluss detaillierter beschrieben.

Maßnahmen mit vergleichsweise geringer Umsetzungstiefe sind danach:

- Modifizierung/Verbesserung der bestehenden Regelungen im Rahmen der Ökosteuergesetzgebung hinsichtlich der Vermeidung von Missbräuchen (Einführung verbesserter Qualitätskriterien, zweifelsfreie Definition der Systemgrenzen, Vereinfachung der (Teil-)Rückerstattung von Ökosteuerzahlungen);
- Prüfung von Sonderabschreibungsmöglichkeiten für effiziente KWK-Anlagen;
- Freistellung von Kapitalerträgen privater Anleger für Investitionen in KWK-Anlagen (im Rahmen von Beteiligungsgesellschaften)
- Besserstellung der KWK im Rahmen der Energieeinsparverordnung (Einbeziehung von Kompensationsregelungen für die Fern- bzw. Nahwärmenutzung) durch Einführung KWK-spezifischer (ggf. individueller) Primärenergiekennzahlen;
- Implementierung eines ausgeweiteten grünen Strommarktes (inkl. KWK, allen REG, GUD-Kondensationsanlagen) durch die Definition einer etablierten und allgemein anerkannten Charakterisierung (Label) grünen Stroms z. B. durch Festlegung eines max. spezifischen CO_2-Ausstosses von 0,35 kg/kWh);
- Informationskampagne und Bürgschaftsprogramme von Bund und/oder Ländern zur Absicherung des unternehmerischen Risikos bei der Realisierung von Contracting-Projekten (Pleiten der Kooperationspartner);
- Freiwillige Kooperationen zwischen Contractor und Energieversorgungsunternehmen (Strombeistellungen);
- Fortsetzung und Ausweitung bestehender (zinsverbilligter) Kreditprogramme (ERP, KfW) mit ggf. verbesserten Konditionen für Investitionen in neue Anlagen;
- Absicherung verläßlicher und fairer Rahmenbedingungen für den Zusatz- und Reservestrombezug durch eine Veröffentlichungspflicht der Angebote sowie ggf. eine Ausweitung des bestehenden Rechtsanspruches für BHKW-Betreiber auf die Versorgung zu allgemeinen Bedingungen und Tarifen;
- Verstärkung der Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen z. B. in Bezug auf die Weiterentwicklung von Brennstoffzellen-KWK-Systemen, die zunehmende Standardisierung von KWK-Aggregaten sowie die Ausschöpfung von Kostendegressionseffekten in der gesamten KWK-Prozesskette;
- Durchführung einer Image- und Öffentlichkeitskampagne für die KWK, die eine Grundlage dafür bilden könnte, dass neben Strom aus erneuerbaren Energien zukünftig vermehrt auch KWK-Strom auf dem ”grünen Strommarkt” vermarktet werden kann;

- Durchführung einer Aus- und Weiterbildungsinitiative im gewerblichen Bereich (Contractoren, potentielle Nutzer) z. B. nach dem Vorbild des REN-Impulsprogramms des Landes NRW inkl. der Einbindung zielgruppenspezifischer Programme (z. B. für die Wohnungsbaugesellschaften) sowie Intensivierung der Ausbildung an Hochschulen;
- Schaffung eines Forums, das zwischen potentiellen Interessenten (Contractoren, potentielle Nutzer) die Aufgabe der Kontaktvermittlung übernimmt;
- Implementierung eines nationalen Risikofonds zur Abdeckung von ”stranded investments”;
- Aufnahme von BHKW-Anlagen in den Maßnahmenkatalog zur Erlangung der Ökozulage im Rahmen des Eigenheimzulagengesetzes (vergleichbar der heutigen Regelungen für Solaranlagen oder Niedrigenergiehausstandards im Mehrfamilienhausbereich);
- Veränderung/Modifikation/Vereinfachung der gesetzlichen Auflagen für die Verlegung von Fern- und Nahwärmeleitungen;
- Technology Procurement (vor allem für kleine standardisierte KWK-Anlagen);
- Verstärkte Hilfestellung im Sinne von Exportförderung;
- Zertifizierung von KWK-Anlagen im Rahmen des Öko-Audits.

Maßnahmen mit mittlerer Umsetzungstiefe sind:

- Einführung von wettbewerbsneutralen Mengenvorgaben für die KWK (Quotenregelungen)
- Auflage eines umlagefinanzierten (Netzaufschlag mit nationalem Ausgleichsmechanismus[1]) Stromeinspeisevergütungs- oder Bonussystems für KWK-Anlagen;
- Einrichtung einer Gutschrift (Umweltbonus) für die umweltschonende Wärmeerzeugung;
- Stärkung der Selbstvermarktungsmöglichkeiten von ”grünem KWK-Strom” durch Verabschiedung einer Netzzugangsverordnung (oder einer äquivalenten Verbändevereinbarung) mit der Sicherstellung fairer und diskriminierungsfreier Netzdurchleitungsgebühren und Zusatz- und Reservestrombezugskonditionen bzw. Einführung geringerer Durchleitungssätze für ”grünen Strom”;
- Umgehung der Kommunalverfassung bei der Vermarktung von grünem Strom durch Kooperation mit privaten Power Händlern;

1 Denkbar ist aber auch die freiwilige Einzahlung von Energieversorgungsunternehmen in den Fonds.

- Schaffung einer funktionsfähigen Spotmarktbörse (inkl. eines wettbewerblichen Handels mit Zusatz- und Reservestrom für KWK-Betreiber);
- Verstärkte Umsetzung der Selbstverpflichtungsforderungen aus dem bestehenden Stromeinspeisungsgesetz durch die Energiewirtschaft;
- Gewährung staatlicher Investitionszuschüsse oder von zinsgünstigen Krediten[2];
- Verstärkte Umsetzung des Durchleitungsverweigerungsrechtes auf der Basis einer Präzisierung der KWK-Schutzklausel nach § 6 EnWG;
- Freiwillige Vereinbarungen zwischen Kommunen und Bauträgern oder zwanghafte Verpflichtungen zum Anschluss an Fern- bzw. Nahwärme (Anschluss- und Benutzungszwang);
- Erarbeitung eines umfangreichen und detaillierten Wärmekatasters:

Als Maßnahmen mit vergleichsweise hoher Umsetzungstiefe können ausgewiesen werden:

- Einführung einer KWK-orientierten Standortwahl bzw. -gestaltung (z. B. im Rahmen einer Wärmenutzungsverordnung oder einer EU-weiten Großanlagenfeuerungsverordnung);
- Durchsetzung eines Fern- bzw. Nahwärmeanschluss und -benutzungszwangs

8.1.2 Beschreibung wesentlicher Handlungsoptionen

Aufbauend auf der vorangehenden, zunächst nur überlicksartigen Darstellung werden im Folgenden die wesentlichen, heute in der Diskussion befindlichen Instrumente und Maßnahmen dargestellt.

Maßnahmen mit vergleichsweise geringer Umsetzungstiefe:

- **Modifizierung/Verbesserung der bestehenden Regelungen im Rahmen der Ökosteuergesetzgebung:** Diesbezüglich ist vor allem auf die Verbesserung der bisherigen Qualitätskriterien zu verweisen, die als Voraussetzung für die Mineralölsteuerbefreiung einzuhalten sind (Jahres-/Monatsnutzungsgrad von oberhalb 70 %). Entsprechende Vorschläge für weitergehende, modifizierte Kriterien mit geringeren Mißbrauchsmöglichkeiten und höherer Zielgenauigkeit sind in Kapitel 4 erarbeitet worden. Darüber hinaus sind folgende Änderungsmöglichkeiten zu erwägen:
- **Genaue Definition der Systemgrenze der KWK:** Neben der Festlegung ökologischer Mindeststandards kommt der Frage der im Rahmen eines Förderinstrumentes

[2] Dies erfolgt derzeit z. B. im Rahmen der Umweltprogramme von Landes- oder Bundesbanken (z. B. Deutsche Ausgleichsbank oder Kreditanstalt für Wiederaufbau)

anzurechnenden KWK-Strommenge eine hohe Bedeutung zu. Diesbezügliche Missbrauchsmöglichkeiten im Umgang mit den Rückerstattungsmöglichkeiten der Ökosteuer bestehen z. B. dadurch, dass bei flexibel einsetzbaren Kraftwerksanlagen eine zu frühe Bilanzgrenze für die KWK-Systemdefinition gewählt wird. Erfolgt dies z. B. an der Stelle der ersten Wärmeauskopplung im Prozess (z. B. hinter der HD/MD-Turbine), geht in die Bestimmung des Jahresnutzungsgrades auch eine Teildampfmenge ein, die später noch (d. h. in der ND-Turbine) zur Stromerzeugung genutzt werden kann. Aufgrund der Definition des Jahresnutzungsgrades würde dieser unter Einbeziehung des Gesamtkraftwerks als Systemgrenze das Mindestkriterium u. U. verfehlen. Aus diesem Grund wird eine eindeutige Festlegung der Systemgrenze auf die Kraftwerksgrenzen empfohlen. Für Sammelschienen-Kraftwerke kann dies bedeuten, dass ggf. mehrere Blöcke zu einem Gesamtkraftwerk zusammengefasst werden müssen.

Problematisch wirkt sich die Frage der Systemgrenzen und der Bestimmbarkeit des Jahresnuzungsgrades insbesondere dann aus, wenn im Gesamtkraftwerk neben den eigentlichen Dampferzeugern für die KWK-Anlage reine Heizkessel betrieben werden. Deren Beitrag muss bei der Bewertung außen vor bleiben. Darüber hinaus ergeben sich u. U. messtechnisch große Schwierigkeiten bei Kesseln, die mit mehreren Brennstoffen betrieben werden, da dann, neben der Erfassung des von der Steuer zu befreienden Erdgas-/Mineralölverbrauchs, auch z. B. der Kohle- und ggf. Biomassebrennstoffeinsatz für die Berechnung des Jahresnutzungsgrades erhoben werden müßte.

Von der AGFW sind mittlerweile Grundlagen der Zertifizierung für Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen entwickelt worden (AGFW 2000). Auf diese Berechnungsmethode ist bei der Diskussion der Qualitätskriterien in Kapitel 4 bereits hingewiesen worden. Sie stellt eine sinnvolle Abgrenzung der KWK-Stromerzeugung dar, die in die Gesetzes- oder zugehörige Durchführungsverordnung aufgenommen werden könnte.

- **Vereinfachung der Steuerrückerstattung:** Nach der derzeitigen Regelung ist zunächst der vollständige Mineralölsteuersteuersatz bei den Hauptzollämtern zu entrichten. Dieser kann dann - bei entsprechendem Nachweis - nachträglich zurückerstattet werden. Diese Vorgehensweise wird von vielen Betreibern (insbesondere auch von kommunalen Energieversorgungsunternehmen) als unnötig bürokratisch bezeichnet und ist gegebenenfalls zu vereinfachen (z. B. durch Verzicht auf die Vorauszahlung bei hinreichend klaren Randbedingungen, z. B. KWK-Anlagen ohne Freiheitsgrade).
- **Vereinbarung von Mindeststandards für die Eigenerzeugung:** Kleine KWK-Anlagen sind wie auch andere kleine Stromerzeugungseinrichtungen bis zu einer Leistung von 2 MW von der Stromsteuer befreit. Diese Befreiung gilt dabei unabhängig von ökologischen Kriterien. Sofern Handhabbarkeitsgründe nicht dagegen sprechen, sollten der Mineralölsteuerbefreiung entsprechende Kriterien zusätzlich eingeführt werden. Nur so können ungewollte Lenkungseffekte (z. B. Errichtung von BHKW mit Notkühlsystem und geringer Wärmenutzung) vermieden werden.
- **Deutliche Erhöhung der Ökosteuersätze:** Die mögliche Wirkung einer über das bisher geplante Maß hinausgehenden Anhebung der Ökosteuersätze ist bereits in

Kapitel 6 aufgezeigt worden. Unter Beibehaltung der bisherigen Ausnahmebedingungen würde dadurch insbesondere eine deutliche Stärkung der kleinen KWK-Anlagen erzielt werden können.

- **Erweiterung der Befreiung von KWK-Strom von der Stromsteuer:** Die Befreiung von KWK-Strom von der Stromsteuer ist derzeit auf die Eigenerzeugung (sowie auf definierte Gemeinschaftsanlagen) in Anlagen unterhalb von 2 MW begrenzt. Sie führt für diese Anlagen zu einem nennenswerten Lenkungseffekt (auch für den Neubau), während größere Anlagen von diesem Steuerungsinstrument bisher unberücksichtigt bleiben. Als Förderinstrument für die KWK kommt damit generell auch eine vollständige Steuerbefreiung aller KWK-Anlagen in Frage. Die Bundesregierung kommt in ihrer Begründung des Gesetzes zur Ökologischen Steuerreform zu der Erkenntnis, dass grundsätzlich eine Freistellung von umweltfreundlichem Strom (z. B. aus erneuerbaren Energien) von der Stromsteuer umweltpolitisch wünschenswert gewesen wäre, dem aber aus ihrer Sicht rechtliche Hindernisse im Wege stehen (vgl. Gesetzesentwurf zur ÖSR von 17.11.1998 und 24.02. 1999: Bundestagsdrucksache 14/40 bzw. 14/408). In verschiedenen Debatten und Anhörungen (z. B. im Zuge der Verabschiedung der 2. und 3. Stufe der Ökologischen Steuerreform) ist wiederholt die Steuerbefreiung der erneuerbaren Energien diskutiert worden, ohne dass hier wirklich messbare Fortschritte erzielt worden wären. Die Möglichkeit der allgemeinen Steuerbefreiung für die KWK soll aufgrund der Vergleichbarkeit der Fragestellung an dieser Stelle nicht weiter betrachtet werden, sondern auf die laufende Diskussion bezüglich der erneuerbaren Energien verwiesen werden.

  Als Alternative zur generellen Steuerbefreiung von grünem Strom wird von verschiedener Seite auch vorgeschlagen, gezielt eine leistungsunabhängige (vollständige oder 50%ige) Befreiung von KWK-Anlagen zur Eigenerzeugung durchzuführen. Diese Maßnahme würde vor allem die industrielle KWK fördern, während die Einspeisung von KWK-Strom in das Netz demgegenüber benachteiligt wäre. Gerade der industriellen KWK kommt aber in bezug auf die Erreichung der Klimaschutzziele eine besondere Bedeutung zu, so dass sich diese Bevorzugung rechtfertigen ließe. Die Befreiung von Strom aus industriellen KWK-Anlagen würde ferner dazu führen, dass das Steueraufkommen der Unternehmen nun häufiger unterhalb der im StromStG für das produzierende Gewerbe implementierten Nettolastenausgleichsgrenze sinken könnte (vgl. Kapitel 5.2), wodurch zusätzliche monetäre Anreize für die Durchführung von Einsparmaßnahmen entstehen. Denn nur unter der Voraussetzung, dass die Summe der gezahlten Steuern unterhalb der Entlastung der Arbeitgeberbeiträge liegen, wirken sich Stromeinsparaktivitäten direkt auf die Steuerhöhe aus. Andererseits bedarf es heute als Anreiz zur Installation kommunaler KWK-Anlagen und solchen im Bereich der kleinen und mittleren Unternehmen (KMU) nicht in erster Linie einer finanziellen Besserstellung, sondern einer Ausweitung der Informations- und Beratungsangebote zur Ausschöpfung der vielfach ökonomisch günstigen Möglichkeiten.

- **Überführung der Ökosteuer in eine CO_2-Emissionssteuer bzw. die Vergabe von CO_2-Zertifikaten:** Im Rahmen derart global steuernder Instrumente muss die KWK in

Konkurrenz treten zu anderen klimaverträglichen Technologien (z. B. Stromeinsparung, erneuerbare Energien). Die grundsätzlichen Vorzüge dieses wettbewerblichen Prinzips (Senkung der Kosten für die Erreichung eines gemeinsamen Ziels) sind insbesondere dann wirkungsvoll umsetzbar, wenn die handelnden Akteure hinreichend aufgeklärt und informiert sind und zudem vergleichsweise homogene Märkte vorliegen. Ansonsten besteht die Gefahr, dass nur eine sehr begrenzte Zahl von Technologieoptionen überhaupt zur Anwendung kommen, während andere heute weniger konkurrenzfähige Technologien nicht berücksichtigt werden. Diese Technologien, die mittelfristig deutlichere Beiträge leisten müssen, sind es aber unter Umständen deren Entwicklung damit behindert wird. Vor diesem Hintergrund erscheinen Steuer- oder Zertifikats-lösungen nicht als isolierte Steuerungs- und Anreizinstrumente, wohl aber als flankierende Elemente geeignet. Aus politisch praktischer Sicht ist, basierend auf den Erfahrungen der zurückliegenden 10 Jahre CO_2-Steuerdebatte, in der EU in absehbarer Zeit mit einer Implementierung einer EU-weiten Steuer ohnehin nicht zu rechnen. Demgegenüber ist zu erwarten, dass die Bedeutung von Zertifikaten im Zuge der fortschreitenden internationalen Diskussion über die Erreichung der Kyoto-Ziele sehr schnell zunehmen wird.

- **Sonderabschreibungsmöglichkeiten für effiziente KWK-Anlagen:** Gewährt man KWK-Anlagen eine schnellere Abschreibungsmöglichkeit führt dies erfahrungsgemäß zu einem verstärkten Ausbau (vgl. Sonder-AfA in den neuen Bundesländern). Für Motoren und Gasturbinenanlagen mit einer typischen Lebensdauer von rund 15 Jahren und einem bisherigen Abschreibungszeitraum von 15 Jahren würde dies im wesentlichen einer Gleichbehandlung mit Großkraftwerken gleichkommen (Abschreibungszeitraum 25 Jahre; technische Lebensdauer 35 bis 40 Jahre).

  Abschreibungen beeinflussen wegen ihren steuermindernden und ertragsrelevanten Wirkungen sowie wegen des möglichen Finanzierungseffektes die Rentabilität von Investitionen erheblich. Hinsichtlich der steuerlichen Wirkung gilt, je kürzer die Abschreibungszeit in Jahren ist, desto schneller kann der steuermindernde Effekt in der Bilanz erzielt werden (positiver Zinseffekt durch Steuerverschiebung). Der Steuergesetzgeber hat für die steuerliche Gewinnermittlung die betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer der verschiedenen Investitionsgüter in AfA-Tabellen normiert. Der Bundesminister der Finanzen veröffentlicht diese AfA-Tabellen für die verschiedenen Branchen. Für Unternehmen, die im Bereich der öffentlichen Versorgung tätig sind, wird die ”AfA-Tabelle Energie- und Wasserversorgung” zugrunde gelegt.

Abschreibungen auf Anlagen (in der Betriebswirtschaftslehre spricht man korrekterweise von ”Absetzung für Abnutzung” = AfA) erfüllen im betrieblichen Rechnungswesen mehrere Funktionen. In der Gewinn- und Verlustrechnung werden Abschreibungen als Aufwand berücksichtigt und beeinflussen den Periodenerfolg und damit die Höhe des zu versteuernden Einkommens bzw. Gewinns. Im Rahmen der Kostenrechnung können Abschreibungen beispielsweise als kalkulatorischer Bestandteil der Produktpreisbildung so bemessen werden, dass über den am Markt erzielten Umsatz eine Ersatzbeschaffung der verbrauchten Anlagen ermöglicht wird.

Neben dem Aufwands- und Kostenfaktor ist die Abschreibung als Ertragsfaktor im Rahmen der Innen- bzw. Selbstfinanzierung eines Betriebes bedeutsam. Denn die durch den Umsatz realisierten Abschreibungswerte stehen den Unternehmen bis zur späteren Ersatzbeschaffung der abgeschriebenen Betriebsmittel zur Innenfinanzierung zur Verfügung.[3] Der Kapitalfreisetzungseffekt bei einer bestimmten Anlage mit einer bestimmten tatsächlichen technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauer ist umso größer, je kürzer der (nach der Steuergesetzgebung festgelegte) Abschreibungszeitraum ist, vorausgesetzt, die Abschreibungsgegenwerte werden über den Umsatz "verdient".

Beim Vergleich der Komponenten für große Kraftwerksanlagen mit Anlagen zur dezentralen Stromerzeugung in KWK ergeben sich große Unterschiede hinsichtlich der Differenz zwischen Nutzungszeiten und Abschreibungszeiten. Bei zentralen Kraftwerken gelten für die meisten technischen Anlagenteile steuerrechtliche Abschreibungszeiten von 15 oder 20 Jahren, während die tatsächliche betriebsgewöhnliche Nutzungdauer für viele Anlagegüter 30 bis 40 Jahre beträgt. Bei dezentralen KWK-Anlagen sind die technisch-wirtschaftlichen Nutzungszeiten von 15 Jahren meistens deckungsgleich mit den steuerlichen Abschreibungszeiten. Aus diesem Grund werden große Kraftwerksanlagen gegenüber dezentralen KWK-Anlagen abschreibungstechnisch bevorteilt. Um diese buchhalterische Ungleichbehandlung zu beseitigen, wird vorgeschlagen, die Abschreibungszeiten für dezentrale KWK-Anlagen von 15 auf 8 Jahre zu verkürzen.

- **Freistellung von Kapitalerträgen privater Anleger für Investitionen in KWK-Anlagen (im Rahmen von Beteiligungsgesellschaften):** Entsprechend der bereits etablierten Beteiligung privaten Kapitals an der Finanzierung umweltschonender Erzeugungstechnologien im Bereich erneuerbare Energien (insbesondere trifft dies auf die Windenergie zu) könnte diese Finanzierungsform auch KWK für die Errichtung neuer Anlagen oder den Weiterverkauf bestehender Anlagen (z. B. von nicht mehr betriebenen kommunalen oder industriellen KWK-Anlagen) genutzt werden. Eine Möglichkeit diesbezüglich stärkere Anreize für Beteiligungsgesellschaften zu geben, bildet die Freistellung der Kapitalerträge für private Anlager aus KWK-Beteiligungsprojekten. Dieses Instrument ist auch in den Niederlanden erfolgreich eingesetzt worden. In Bezug auf die deutschen Rahmenbedingungen ist allerdings zu sagen, dass die politischen Aktivitäten heute eher gegensätzliche Tendenzen zeigen. Denn gerade mit der Änderung des Einkommensteuergesetzes Anfang 1999 ist der Versuch gemacht worden, bestehende Sonderregelungen einzuschränken bzw. aufzuheben.

- **Einbindung der KWK in die Regelungen der Energieeinsparverordnung:** Einbeziehung von Kompensationsregelungen für die Fern- bzw. Nahwärmenutzung im Rahmen der in Vorbereitung befindlichen Energieeinsparverordnung (stärkere Anlehung an Primärenergiekennzahlen): Für KWK-Projekte in Verbindung mit Nah-

[3] Die durch diesen Kapitalfreisetzungseffekt ermöglichte Ausweitung der Periodenkapazität bei sofortiger Re-Investition wird in der betriebswirtschaftlichen Literatur als "Lohmann/Ruchti-Effekt" bezeichnet.

und Fernwärmenetzen im kommunalen Bereich kann die geplante Energiesparverordnung (ESV) zu einer Verschlechterung der Rahmenbedingungen für den Einsatz von Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) führen. Dies gilt sowohl hinsichtlich einer Verdichtung bestehender Netze als auch den Neubau neuer Wärmenetze und ist u. a. auf den spezifisch höheren Aufwand für den Transport und die Verteilung zurückzuführen. Insbesondere würden aber die erschließbaren Potentiale für den Nahwärmeeinsatz von BHKW-Anlagen durch die verstärkten Anforderungen an die Wärmedämmung deutlich gemindert werden. Aus ökologischen Gründen ist es überlegenswert, ob die Tolerierung eines "schlechteren" Wärmedämmstandards bei gleichzeitig "effizienter" dezentraler Versorgung mittels Kraft-Wärme-Kopplung nicht sinnvoller wäre, als eine bessere Wärmedämmung und eine Bereitstellung des Strombedarfs in Kondensationskraftwerken mit geringen Wirkungsgraden. Hierzu könnte u. a. ein Primärenergiekennzahlverfahren geeignet sein, mit dem ein flexibler Wettbewerb unter den Optionen (KWK, Wärmedämmung, erneuerbare Energien) induziert werden könnte. In diesem Sinne sind auch Überlegungen, für die umweltschonende Wärmebereitstellung einen (Umwelt-)Bonus einzuführen (nähere Ausführungen folgen im weiteren Text unter der Beschreibung von Maßnahmen mit mittlerer Umsetzungstiefe), im Zusammenhang mit der Diskussion um die Energieeinsparverordnung zu betrachten.

- **Informationskampagne und Bürgschaften für Contracting:** Die Stromerzeugung ist nicht das Kerngeschäft der meisten Industrie- und Gewerbebetriebe. Für die Entwicklung innovativer, ganzheitlicher Energiekonzepte bietet sich daher die Inanspruchnahme unabhängiger, spezialisierter Beratungsunternehmen oder auf diesem Gebiet tätiger Contractingunternehmen an. Sie werden alle möglichen Partner und deren Nutzen frühzeitig ermitteln und

  – das Kraft-Wärme-Kälte-Potential unter Einbeziehung der Nachbarschaft (vorhandene Nah- und Fernwärmenetze) erfassen,

  – ein erstes, technisches Konzept erarbeiten,

  – eine Strombilanz aufstellen mit den Stromabnehmern im eigenen Unternehmen sowie in der Nachbarschaft (Weiterverteiler),

  – Betreiber- und Finanzierungsmodelle entwickeln und den ökonomischen und ökologischen Nutzen darstellen,

  – das technische Konzept optimieren und

  – das Projekt zum Vorteil aller Partner realisieren.

  Eine Lösung mit maximalem Gewinn läßt sich oft nur als Gemeinschaftslösung realisieren. Mehrere Partner haben naturgemäß oft unterschiedliche Primärinteressen.

Diese müssen sorgfältig abgewogen und transparent dargestellt werden. Traditionelle Preisfindungs-mechanismen müssen dabei oft durch kreative, der Situation angepasste Modelle ersetzt werden.

Die Entwicklung von KWK-Projekten kann damit sehr positiv durch Contracting-Maßnahmen gefördert und unterstützt werden. Das aktuelle Contracting im Geschäft mit Energieanlagen in Deutschland umfasst aber zur Zeit vielfach auch Projekte, die eine Übernahme vorhandener Energie-Anlagen durch einen Contractor beinhalten und in vielen Fällen zu einem Rückbau der vorhandenen Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen führen. Mitunter wird in der Öffentlichkeit auch im Rahmen von Contracting-Projekten der falsche Eindruck erweckt, dass Emissionsminderungen allein durch Contracting bewirkt werden. So wird das Contracting einer Wärmedienstleistung von 70 t/h Dampf an eine Papierfabrik öffentlichkeitswirksam als KWK-Contracting ausgelobt. Tatsächlich aber wurde eine in Kraft-Wärme-Kopplung betriebene Dampfturbinenanlage außer Betrieb genommen und stattdessen Sattdampfkessel für die Dampfversorgung installiert. Wäre der Sattdampf-Anlage eine auf Gas- und Dampfturbinen basierende Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage installiert worden, so hätte dies im aktuellen Kraftwerkspark zu CO_2-Minderungen von weit mehr als 200.000 t/a geführt.

Vor diesem Hintergrund ist es sinnvoll eine breite Informationskampagne für das Contracting zu starten und zugleich Bürgschaftsprogramme von Bund und/oder Ländern zur Absicherung des unternehmerischen Risikos bei der Realisierung von Contracting-Projekten (Pleiten der Kooperationspartner) aufzulegen.

Ein weiteres Problem im Umgang mit Contracting ist zumeist die Fülle an unterschiedlichen aber nicht miteinander vergleichbaren Contractingangeboten, die potentiellen (auch privaten) Kunden z. T. zeitgleich zugestellt werden. Aus diesem Grund ist im Auftrag des Berliner Senats der ”Berliner Energiedienstleistungsstandard (B.E.S.T.)” entwickelt worden. Er bietet u.a. eine Ausschreibungshilfe und stellt Musterverträge für das Contracting dar. Die B.E.S.T.-Kriterien sind zwar nicht spezifisch für die KWK entwickelt worden, weisen aber in der Präambel darauf hin, dass die Versorgung ”in Verbindung mit einer KWK-Anlage erfolgen soll. Bei der Förderung von Altbau-Sanierungen macht der Senat mittlerweile zudem die Einhaltung der B.E.S.T.-Kriterien zur Auflage (Siemer 2000).

- **Freiwillige Kooperationen zwischen Contractor und Energieversorgungsunternehmen (Strombeistellungen):** Eines der größten Probleme für Contractingunternehmen liegt heute in der Kalkulation der Absatzbasis. In Zeiten liberalisierter Energiemärkte kann jeder Contractingkunde (z. B. ein Mieter, der von einer Wohnungsbaugesellschaft versorgt wird) seinen Versorger wechseln. Langfristige Bezugsverträge werden zukünftig eher die Ausnahme sein. In diesen Fällen kann das Konzept der Strombeistellung greifen. Die Strombelieferung des gewechselten Kunden erfolgt weiterhin durch den KWK-Betreiber, obwohl der Kunde einen Vertrag mit

einem anderen Lieferanten geschlossen hat. Dieser (andere) Versorger vergütet im Rahmen des Beistellungskonzeptes freiwillig den KWK-Betreiber für die beigestellte Strommenge (Schneider 2000).

- **Fortsetzung und Ausweitung bestehender (zinsverbilligter) Kreditprogramme (ERP, KfW) mit ggf. verbesserten Konditionen für Investitionen in neue Anlagen:** Das entsprechende bewilligte Kreditvolumen ist bisher vergleichsweise gering und könnte insbesondere in bezug auf unabhängige Anbieter von grünem Strom aus KWK-Anlagen ggf. ausgweitet werden.

- **Absicherung verläßlicher und fairer Rahmenbedingungen für den Zusatz- und Reservestrombezug:** Verläßliche und faire Rahmenbedingungen für den Zusatz- und Reservestrombezug können durch eine Veröffentlichungspflicht der Angebote sowie ggf. eine Ausweitung des bestehenden Rechtsanspruches für BHKW-Betreiber auf die Versorgung zu allgemeinen Bedingungen und Tarifen nach § 10 Abs. 2 Satz 3 i.V.m. Abs. 1 EnWG über die bisher gültige Grenze von 30 KW hinaus abgesichert werden. Nach dieser Gesetzesregelung dürfen Klein-BHKW-Betreiber beim Zusatz- und Reservestrombezug vom Stromversorgungsunternehmen nicht schlechter gestellt werden als ein Vollstrombezieher mit gleichem Jahresbezug.

- **Verstärkung der Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen:** Schwerpunkte hierbei wären beispielsweise die Weiterentwicklung von Brennstoffzellen-KWK-Systemen, die zunehmende Standardisierung von KWK-Aggregaten sowie die Ausschöpfung von Kostendegressionseffekten in der gesamten KWK-Prozesskette.

- Durchführung einer **Image- und Öffentlichkeitskampagne** für die KWK: Ziel wäre eine Grundlage dafür zu bilden, dass neben Strom aus erneuerbaren Energien zukünftig vermehrt auch KWK-Strom auf dem ”grünen Strommarkt” vermarktet werden kann.

- Durchführung einer **Aus- und Weiterbildungsinitiative:** Diese sollte im gewerblichen Bereich (Contractoren, potentielle Nutzer) z. B. nach dem Vorbild des REN-Impulsprogramms des Landes NRW inkl. der Einbindung zielgruppenspezifischer Programme (z. B. für die Wohnungsbaugesellschaften) durchgeführt werden.

- **Intensivierung der Ausbildung an Hochschulen**.

- Schaffung eines akteursorientierten **Forums:** Dieses hätte die Aufgabe zwischen potentielle Interessenten (Contractoren, potentielle Nutzer) eine Kontaktvermittlung zu übernehmen.

- **Implementierung eines nationalen Risikofonds:** Die Implementierung eines nationalen Risikofonds zur Abdeckung von ”stranded investments” bzw. zum Rückkauf kleiner, nicht mehr wirtschaftlich für den Betreiber einzusetzenden Anlagen, sollte auf der Basis eines gesetzlich implementierten oder auf freiwilliger Basis (d. h. vor allem Einzahlungen kommunaler Energieversorgungsunternehmen) auf einem

Umlageverfahren beruhen. Eine vergleichbare Regelung für Windkraftwerke soll im Zuge der Reduzierung der Einspeisevergütung in Dänemark eingeführt werden.

- Aufnahme von BHKW-Anlagen in den Maßnahmenkatalog zur **Erlangung der Ökozulage** im Rahmen des **Eigenheimzulagengesetzes** (vergleichbar der heutigen regelungen für Solaranlagen oder Niedrigenergiehausstandards im Mehrfamilienhausbereich).

- Veränderung/Modifikation/**Vereinfachung der gesetzlichen Auflagen** für die **Verlegung von Fern- und Nahwärmeleitungen**: Diese ist zur Beschelunigung von Maßnahmen und für die Überwindung von Hemmnissen dringend erforderlich.

- **Durchführung von Technology Procurement:** Die kooperative Beschaffung von Komponenten oder Gesamtsystemen kann zu einer Kostensenkung beitragen. Interessante Möglichkeiten ergeben sich dabei vor allem für Brennstoffzellen und kleine standardisierte KWK-Anlagen aber auch für einzelne Komponenten von KWK-Anlagen und Fernwärmeverteilungs-/transportsystemen. Grundgedanke des Procurement ist zum einen durch vermehrte Standardisierung (gegenüber den in der Nah-/Fernwärmewirtschaft bisher vielfach vertretenen Einzellösungen) Kostensenkungspotentiale zu erschließen. Zum anderen sollen durch die frühzeitige Kooperation zwischen Nutzern (diese können die von ihnen geforderten Spezifikationen fest vorgeben) und Anlagenbau (diese müssen die Spezifikationen erfüllen, erhalten aber die Sicherheit eines festen Absatzvolumens) höhere Anreize für technische Entwicklungen (inkl. Standardisierungen) gegeben werden. Der Prozess des technology procurement könnte von Seiten des Bundes oder der Länder durch vorbereitende Studien/Analysen ebenso flankiert werden, wie durch eine aktive Rolle (im Verbund mit den betroffenen Verbänden) in bezug auf das Zusammenbinden von entsprechenden Akteursnetzwerken.

- **Gezieltes Ausschöpfung von Synergieeffekten:** Kostendegressionspotentiale können ggf. auch durch das Ausnutzen von Synergieeffekten in bezug auf den Einsatz von KWK-Technologien in anderen Bereichen realisiert werden. Dies betrifft aus heutiger Sicht insbesondere den Masseneinsatz von Brennstoffzellen im mobilen Bereich. Die Chancen, hier zu beiderseitig positiven Impulsen zu kommen, erhöhen sich in dem Maße, wie bereits sehr frühzeitig eine Abstimmung zwischen den jeweils unterschiedlichen Anforderungen im mobilen Einsatzbereich (kostengünstige Module) und bei den stationären Anwendungen (hohe Standzeiten, optimale Wirkungsgrade) erfolgt.

- Verstärkung der **Hilfestellung für Exportgeschäfte:** Diese kann z. B. durch Bürgschaften, Unternehmerreisen, Messebeteiligungen erfolgen.

- **Zertifizierung von KWK-Anlagen im Rahmen des Öko-Audits:** Bisher ist bei den Entscheidungsträgern in Wirtschaft und Politik wenig bekannt, dass auch die

Installation einer KWK-Anlage eine Möglichkeit darstellt die Umweltbilanz zu verbessern. Es ist daher sinnvoll KWK-Anlagen in die Zertifizierungs(ISO)-Normen für die Ökobilanzierung von Unternehmen mit aufzunehmen.

Maßnahmen mit mittlerer Umsetzungstiefe:

- **Einführung von wettbewerbsneutralen Mengenvorgaben für die KWK (Quotenregelungen):** In der letzten Zeit sind verschiedene Vorschläge für Mengenverpflichtungen entwickelt worden (z. B. Traube 1998, Apfelstedt 1999, Bundesrat 1999). Man unterscheidet dabei generell zwischen einer Ankaufpflicht, die auf der Ebene der Stromverbraucher ansetzt und einer solchen, die eine Verpflichtung der Unternehmen, die Strom an die Letztverbraucher abgeben, unterstellt. Die jeweils verpflichteten Akteure müssen nachweisen, dass sie im Jahresverlauf ihrer Anteilspflicht nachgekommen sind. Dies können sie durch den Betrieb eigener Anlagen tun oder entsprechend Zertifikate oder zertifikatsähnliche Bescheinungen von anderen erwerben. Hierzu müssen entweder durch eine vom Staat beauftragte Behörde oder im Rahmen eines selbstorganisierten Prozesses Zertifikate für die Stromerzeugung in KWK-Anlagen ausgestellt werden. Im Rahmen von Quotenregelungen kommt es daher zu einer Etablierung von zwei getrennten Märkten, dem physischen Strommarkt einerseits und dem Zertifikatsmarkt andererseits. Eine detailliertere Auseinandersetzung mit der Quotenregelung, für deren Umsetzung sich mittlerweile eine Vielzahl von Akteuren aussprechen (z. B. VKU, FGBHKW, B90/Die Grünen), erfolgt in Kapitel 8.2.

- **Einspeisevergütung für Strom aus KWK-Anlagen:** Damit wäre eine Mindestvergütung für Strom aus KWK-Anlagen (der in das Netz eingespeist wird) vergleichbar dem Erneuerbare Energien Gfesetz (EEG) durch eine mit allen wesentlichen Akteuren besetzte Regulierungskommission (Regierung, Verbände, Experten) verbunden. Während Investitionszuschüsse insbesondere auf das Hemmnis der mangelnden Kapitalverfügbarkeit abzielen, liegt bei Einspeisevergütungen der Anreiz vor allem auf dem effizienten Betrieb und einer hohen Auslastung. Voraussetzung hierfür ist eine verbindliche Vorrangregelung für KWK-Strom. Die Vergütungshöhe sollte nach bestimmten Qualitätskriterien festgelegt werden und sich an den langfristig vermiedenen Arbeits- und Leistungskosten orientieren.

  Im Rahmen derartiger Regelungen sollte vermieden werden, dass für heute bereits wirtschaftliche Großanlagen eine erhöhte Vergütungssumme gewährt wird. Ggf. könnte dies durch gestaffelte, sich an Leistungsklassen orientierende Mindestvergütungssätze erfolgen. Die festen Mindestvergütungssätze sollten zudem nur bis zu dem Zeitpunkt gewährt werden, an denen die Anlagen abgeschrieben sind. Im allgemeinen ist dies ein Zeitraum von 10 Jahren. Danach können sich diese Anlagen dann ohne Kapitaldienst auf der Basis ihrer variablen Kosten dem Wettbewerb stellen. Diese Vorgehensweise sichert den KWK-Betreibern zu, dass eine Refinanzierung der Anlagen möglich ist. Für Altanlagen, die heute besonders stark unter Wettbewerbsdruck geraten sind, könnten entsprechende Übergangsregelungen getroffen werden.

Die notwendigen Mittel (d. h. die Zusatzkosten gegenüber der herkömmlichen Art der Stromerzeugung) können entweder aus dem Steueraufkommen oder ggf. über einen Kostenaufschlag auf die Netzkosten bereitgestellt werden. Wenn zugleich ein nationales Ausgleichsverfahren implementiert wird, können so die notwendigen Mittel ohne örtlich unterschiedliche Belastungen durch die Netzbetreiber (und damit indirekt die Kunden) bereitgestellt werden. Prinzipiell denkbar ist zunächst aber auch die freiwillige Einzahlung der Energieversorgungsunternehmen in den Fonds.

Mittlerweile ist mit dem KWK-Vorschaltgesetz eine Vorstufe einer derartigen Einspeiseregelung umgesetzt worden (vgl. Kapitel 5.1). Sie ist allerdings nur auf bestehende Anlagen begrenzt. Zudem beschränkt sie sich im wesentlichen auf kommunale KWK-Anlagen. Aus Gründen der Gleichbehandlung sollten aber auch für private und industrielle Anlagen entsprechende Einspeisungsvergütungen gewährt werden. Zu diskutieren ist zudem, ob im Sinne der Zielvorstellung ”Verdopplung des Beitrags der KWK an der Stromerzeugung” die derzeit gültige Regelung modifiziert und insbesondere um den Neubau von Anlagen ergänzt werden kann oder ob bessere, alternative Modelle zur Verfügung stehen. In Kapitel 8.2 steht diese Fragestellung im Mittelpunkt.

Mit vergleichbarer Wirkung wie eine Einspeisevergütung kann auch eine Bonusregelung implementiert werden, die nachfolgend dargestellt wird.

- **Begrenzte Bonus-Zahlung für KWK-Anlagen:** Während bei der zuvor diskutierten Einspeisevergütungsregelung ein fester Vergütungssatz für die Stromerzeugung festgelegt wird, der Strom damit vergleichbar dem EEG an den Netzbetreiber physisch verkauft wird, kann die Förderung von KWK-Anlagen auch auf die Gewährung eines Bonus (in Pf/kWh$_{el}$) begrenzt werden. Der Bonus ergibt sich aus der Differenz zwischen einem als notwendig erachteten Erlös (vergleichbar mit der Einspeisevergütung) und dem durchschnittlichen Marktpreis. Wie bei Quotenregelungen wird dadurch der physische Strommarkt von der Förderung der KWK getrennt.. Die KWK-Stromerzeuger haben damit keine absolute Sicherheit, dass sie den Strom auch verkaufen können, sondern sind gefordert, Kostendegressionen soweit möglich umzusetzen.

  Mit Bonusregelungen könnte nicht nur die Netzeinspeisung, sondern im Gegensatz zu Einspeisevergütungsregelungen zugleich auch die Eigenstromerzeugung erfasst werden. Der Bonus ist von den Netzbetreibern zu zahlen (er wird zusätzlich zu den Vergütungssätzen für die dezentrale Einspeisung nach der mittlerweile Anfang des Jahres 2000 modifizierten Verbändevereinbarung gewährt), die ihrerseits ihre Aufwendungen aus einem bundesweiten Ausgleichsfonds (gespeist wird dieser durch einen allgemeinen Netzaufschlag oder freiwillige Einzahlung der Energieversorgungsunternehmen) zurückerhalten. Für Eigenerzeugungsanlagen kann die Vergütung (nach entsprechendem Nachweis) direkt aus dem Fonds erfolgen.

  Sowohl für die Bonusregelung als aber auch für die Zahlung fester Stromeinspeisevergütungssätze ist eine spezifische Strompreiserhöhung (indirekte über einen Netzaufschlag) notwendig. Es ist daher zu hinterfragen, inwieweit dieser -

zusätzlich zu der gerade erst beschlossenen Strompreiserhöhung im Rahmen der Ökologischen Steuerreform - akzeptanzfähig bzw. durchsetzbar ist. Dies gilt zwar auch für Mengenverpflichtungen, ist hier aber indirekter und weniger transparent. Dementsprechend gewinnen auch andere Fondslösungen an Interesse. Dies gilt z. B. für die Speisung des Fonds aus Ökosteuermitteln. Hierdurch würden allerdings die zur Senkung der Lohnnebenkosten verfügbaren und im Bundeshaushalt bereits verplanten Mittel gesenkt.

Bonusregelungen sollten - auch aus Gründen der Kompatibilität mit EU-Vorgaben - in jedem Fall zeitlich begrenzt eingeführt werden, d. h. spätestenes nach 3 bis 5 Jahren sollte überprüft werden, ob die anvisierten Effekte erreicht worden sind und die KWK-Anlagen einer weiteren Unterstützung bedürfen. Mit diesem Hilfsmittel könnte damit insbesondere sehr schnell (aber zeitlich begrenzt) ein Beitrag zur Bestandssicherung von KWK-Anlagen geleistet werden und möglicherweise die notwendigen Voraussetzungen für die Einführung effektiver anderer Instrumente bereitet werden. Vor diesem Hintergrund beschäftigt sich Kapitel 8.2 auch ausführlich mit der Frage der Umsetzungsmöglichkeiten von Bonussystemen[4].

- **Einrichtung einer Gutschrift (Umweltbonus) für die umweltschonende Wärmeerzeugung:** Entsprechend der Gewährung eines Bonus für die umweltgerechte Stromerzeugung in KWK-Anlagen kann auch für das Kuppelprodukt Wärme ein Bonussystem (z. B. CO_2-Gutschrift, allgemeiner Umweltbonus) eingerichtet werden. Entsprechende Vorschläge sind beispielsweise vom Verband für Wärmelieferung (VfW) gemacht worden (VfW 1999). Die notwendige Höhe eines solchen Bonus ergibt sich für die verschiedenen Technologieklassen, nach denen auch hier differenziert werden sollte, durch eine einfache Umrechnung der strombezogenen Größen mit der Stromkennziffer. In bezug auf eine derartige Lösung ist aus heutiger Sicht vor allem noch zu diskutieren,
  - wie der Fonds aus dem der Bonus gespeist werden kann (kann eine Abgabe auf die Wärmepreise über die Regelungen der Öko-Steuer hinaus erhoben werden und können die Verbraucher ohne zu hohe Aufwendungen erreicht werden) und
  - in welcher Form sich ein derartiger Bonus auch auf andere Arten der umweltschonenden Wärmebereitstellung beziehen muss (z. B. erneuerbare Energien, Wärmepumpen) und damit ggf. gleichgerichtet wirkt wie die in der Diskussion befindliche Energieeinsparverordnung und daher entsprechend in diesen Diskussionsprozess mit einbezogen werden sollte.
- **Stärkung der Selbstvermarktungsmöglichkeiten von "grünem KWK-Strom":** Diesbezüglich von Bedeutung sind die Verabschiedung einer Netzzugangsverordnung (oder einer äquivalenten Verbändevereinbarung) mit der Sicherstellung fairer und diskriminierungsfreier Netzdurchleitungsgebühren und Zusatz- und Reserve-

4 Vergleichbare Bonuslösungen sind mittlerweile auch (befristet bis zum Jahr 2005) für die Verstärkung der Marktposition für ostdeutschen Braunkohlestrom in die Diskussion gebracht worden. Die notwendigen Mittel werden dabei mit 800 Mio. DM/a angegeben, was zu einem Netzaufschlag von rund 0,2 Pf/kWh führen würde.

strombezugskonditionen bzw. die Einführung geringerer Durchleitungssätze für ”grünen Strom”:

Diskussionen über das marktsteuernde Element von Sonderbedingungen für grünen Strom haben generell gezeigt, dass dessen Potential kurzfristig eher begrenzt ist (vgl. Anhörung ”güner Strom” im Rahmen des parallel laufenden UBA-Forschungsvorhabens zum Klimaschutzbeitrag durch erneuerbare Energien), zumindest solange noch, auch unter Berücksichtigung gleicher Bedingungen deutlich höhere Preise für den Strom resultieren. Mittel- bis langfristig ist die diskriminierungsfreie Behandlung von ”grünem Strom” aber eine entscheidende Voraussetzung für einen funktionierenden ”Ökostrommarkt”.

Neben der Umsetzung einer Netzzugangsverordnung und entsprechender fairer Bedingungen für den Zusatz- und Reservestrombezug (s. hierzu ausführliche Bemerkungen im Anhang) könnten als weitere Option der Marktstärkung für grünen Strom gezielt Durchleitungsrabatte eingeführt werden. Diese ließen sich z. B. auf der Basis der in der EU-Stromrichtlinie vorgesehenen Vorrangmöglichkeit für KWK-Strom begründen oder könnten auch auf freiwilliger Basis mit den Netzbetreibern vereinbart werden. Zur Gleichbehandlung der Verbraucher muss aber auch bei dieser Option sichergestellt werden, dass die lokal unterschiedlichen Belastungen der Netzbetreiber bundesweit ausgeglichen werden. Gezielte Preisnachlässe für KWK-Strom könnten vor allem die Vermarktungschancen von Überschussstrom erhöhen (vgl. auch hierzu den Exkurs), während auf die Eigenstromerzeugung keine Auswirkungen bestehen. Für den Überschussstrom könnten derartige Rabatte dann vergleichbare Wirkungen haben wie die zuvor diskutierten Einspeisungs- oder Bonusregelungen, erfordern aber eine eigenständige Vermarktung des erzeugten Stroms.

Auch der Vorschlag von Bündnis90/Die Grünen den Wettbewerb für Tarifkunden in zwei Stufen (prioritär für Ökostrom) einzuführen zielt auf eine Stärkung der Vermarktungschancen von Ökostrom ab. Bisher ist allerdings noch nicht geprüft worden, ob ein derartiger Wettbewerbsvorsprung rechtlich haltbar ist.

- **Umgehung der Kommunalverfassung bei der Vermarktung von grünem Strom durch Kooperation mit privaten Power Händlern:** Sollten sich für grünen Öko-Strom (inkl. KWK-Anteil) faire Wettbewerbsbedingungen herauskristallisieren, bietet dies u. U. auch die Chance, dass neben der Neuerrichtung von KWK-Anlagen zur Bereitstellung des grünen Stroms auch von der Seite unabhängiger Betreiber oder Power-Händler von kommunaler Seite abgestoßene KWK-Anlagen aufgekauft bzw. in Lizenz weiterbetrieben werden. Gegenüber Stadtwerken haben diese den Vorteil, dass sie nicht gebunden sind an kommunalwirtschaftliche Auflagen (z. B. Betätigungsverbot außerhalb der Gemeindegrenzen) und bundesweit - gestützt durch moderne Vertriebswege (inkl. Call-Center) - Angebote für grünen Strom an private und gewerbliche Verbraucher machen können.

- **Implementierung einer physischen Strombörse:** Die Implementierung einer physischen Strombörse dient der Verbesserung der Zusatz- und Reservestrombeschaffung sowie der Absatzmöglichkeiten von Überschussstrom (vgl. auch hierzu den Exkurs).

- **Selbstverpflichtungserklärungen der Stromwirtschaft:** Bereits im StrEG (§ 4) ist festgehalten, dass die Bundesregierung auf die Energieversorgungsunternehmen in dieser Hinsicht einwirken soll. Als eine vergleichbare Maßnahme kann die Verbändeempfehlung von VDEW, VIK und VKU zur kooperativen KWK bezeichnet werden. Bisher ist diese aber ohne erkennbare Wirkung geblieben. Weitergehende freiwillige Maßnahmen sind derzeit nicht erkennbar.

- **Gewährung staatlicher Investitionszuschüsse oder von zinsgünstigen Krediten:** Vergleichbar dem dänischen Vorgehen könnte beispielsweise befristet ein Teil der (von der Industrie aufgebrachten) Steuermittel über ein Förderprogramm (für KWK und rationelle Energieanwendung) rückerstattet werden und somit direkt die Lenkungswirkung erhöht und technologiespezifisch die Weichen gestellt werden. In Dänemark wird dabei üblicherweise ein Zuschuss von 20 bis 30 % der Investitionssumme gewährt. Industrieprozesse sind von der Steuer nicht ausgenommen, werden aber spezifisch geringer belastet. Eine Steuersenkung wird für diejenigen Unternehmen gewährt, die sich verpflichten, die in einem Energieaudit als wirtschaftlich ermittelten Energiesparporjekte umzusetzen.

  Die Auflage eines derartigen Förderprogramms kann dazu beitragen - durch eine Stärkung der für die Umsetzung in aller Regel maßgeblichen kleinen und mittleren Betriebe - den Strukturwandel zu technologisch ausgereifteren und energieverbrauchsärmeren Produkten zu beschleunigen. Der Charme eines solchen Förderprogramms besteht zudem darin, dass hierdurch - im Gegensatz zu einer Steuerausnahmeregelung - alle Unternehmen Anreize erhalten, also auch diejenigen, die im geringeren Umfang steuerveranlagt sind. Im Bereich der KWK sind dies aber häufig die wichtigen Akteure.

  Mit Investitionszuschüssen besteht zudem auch die Möglichkeit der gezielten Zusatzförderung von Einzeltechnologien, die mit allgemeinen Regelungen nicht oder nur unzureichend erreicht werden können (z. B. Investitionszuschüsse für Kleinst-BHKW oder Brennstoffzellen-BHKW).

- Verstärkte **Umsetzung des Durchleitungsverweigerungsrechtes** auf der Basis einer Präzisierung der KWK-Schutzklausel nach § 6 EnWG: Nach § 6 EnWG kann die Durchleitung untersagt werden, wenn dadurch der wirtschaftliche Betrieb von KWK-Anlagen verhindert wird. Diese Möglichkeit erscheint aber nach ersten Erfahrungen wenig praktikabel (vgl. Kartellrechtsverfahren der BEWAG[5]). Prinzipiell bestehen

5 Die BEWAG hat ihre ursprüngliche Argumentation für die Durchleitungsverweigerung (KWK-Bestandschutz) inzwischen geändert und argumentiert jetzt auf der Basis unzureichender Netzkapazitäten.

zwar erhöhte Durchsetzungschancen, wenn auf die dem EnWG zugrundeliegende Ziel-Trias (preisgünstige, ökologische und sicherere Energieversorgung) bezug genommen wird und z. B. die Erreichbarkeit kommunaler Klimaschutzziele zusätzlich als Begründung für den Bestandsschutz aufgeführt werden. Dennoch erscheinen auch hier durch die Praktikabilität enge Erfolgsgrenzen gesetzt zu sein (wie, mit welchem Aufwand kann der Nachweis erbracht werden, dass die Klimaschutzziele ohne die KWK-Anlage nicht erreicht werden), so dass diese Möglichkeit als wenig aussichtsreich erscheint.

- **Erarbeitung eines umfangreichen und detaillierten Wärmekatasters:** In den Niederlanden erfolgte eine systematische Erfassung der industriellen Wärmesenken im Rahmen eines Wärmekatasters. Dieses stellte eine wichtige Voraussetzung für die dynamische Entwicklung gerade auch der industriellen KWK in den neunziger Jahren in den Niederlanden dar. In Deutschland liegen derartige Kataster bisher nur für einige wenige Städte vor.

Massnahmen mit hoher Umsetzungstiefe:

- **KWK-orientierte Standortverpflichtung:** Verpflichtung zu einer für die Wärmeauskopplung günstigen Standortwahl. Bei zukünftigen Kraftwerksprojekten wäre damit eine entsprechend den technisch/wirtschaftlichen Möglichkeiten realisierbare Wärmeauskopplung z. B. durch gesetzliche Regelungen zur Abwärmenutzung (z. B. Wärmenutzungsverordnung) verbunden: Verpflichtung zur Nutzung von Abwärme bei der Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern. Beachtenswert ist im Zusammenhang mit der KWK auch die derzeitige Diskussion zur Novellierung der EU-Grossanlagenfeuerungsverordnung, mit der sichergestellt werden soll, dass Neuanlagen (d. h. Kraftwerke) nach Möglichkeit nur noch an Standorten mit einem hinreichenden Wärmebedarf errichtet werden und jeweils die notwendigen Vorkehrungen zur Auskopplung von Wärme getroffen werden.

- **Freiwillige Vereinbarungen** zwischen Kommunen und Bauträgern oder **zwanghafte Verpflichtungen zum Anschluss** an Fern- bzw. Nahwärme (Anschluss- und Benutzungszwang): Die zwanghafte Verpflichtung zum Anschluss an das Fern- bzw. Nahwärmenetz ist vor allem aus Akzeptanzgründen bisher nur in wenigen Fällen aufgegriffen worden. Gegenüber diesem sehr starren Instrument sind freiwillige Vereinbarungen zwischen Bauträgern und Kommunen, bei der Errichtung eines Neubaugebietes ein Nahwärmenetz vorzusehen und zu betreiben, zum Ausbau der KWK besser geeignet. Derartige Angebote müßten dann als ein mitentscheidendes Kriterium für die Vergabezusage gemacht werden. Begünstigt werden können solche Regelungen durch verbindliche Vorgaben zur Aufstellung kommunaler Wärmeversorgungspläne. Die Gemeinden sollten in diesem Sinne von Seiten der Länder zur Prüfung der Erschließung von Neubaugebieten mit Nahwärmeversorgungssystemen angehalten werden.

8.2 Vergleichende Bewertung der Instrumente nach einem einheitlichen Kriterienraster

In Bezug auf die Stärkung der Wettbewerbsposition der KWK befinden sich heute vor allem

- Mengenverpflichtungen (Quotenregelung) und
- Bonus- bzw. Einspeisungsmodelle

im Mittelpunkt der energiepolitischen Diskussion. Dies heißt nicht, dass die in der Zusammenstellung in Kapitel 8.1 aufgeführte Vielzahl von anderen Optionen (z. B. CO_2-Gutschrift für die in KWK erzeugte Wärmemenge, Investitionszuschüsse, zinsgünstige Kredite keinen wesentlichen Beitrag zur Förderung der KWK leisten können. Wie sich in Kapitel 8.3 noch zeigen wird, kommt einigen von ihnen in jedem Fall als flankierende Instrumente eine hohe Bedeutung zu.

Aufgrund der besonderen Rolle von Mengenverpflichtungen und Bonus- bzw. Einspeisevergütungen als zentrale Elemente der zukünftigen KWK-Politik werden sie im Folgenden auf der Basis eines umfangreichen Kriterienrasters im Detail diskutiert. Sowohl für die Quotenregelung als auch für das Bonusmodell liegen weitgehend ausgearbeitete, z. T. aber sehr verschiedenartige Vorschläge vor. Vor diesem Hintergrund erfolgt zunächst eine präzisere Definition der der nachfolgenden Bewertung zugrundeliegenden Modellansätze.

Die hier durchgeführte Gegenüberstellung der Vor- und Nachteile der einzelnen Modelle hat eher allgemeinen Charakter. Sie ist zunächst unabhängig zu sehen von der zwischenzeitlich getroffenen Entscheidung, mit dem KWK-Vorschaltgesetz eine befristete Einspeiseregelung umzusetzen (vgl. Kapitel 5). Mit dieser Entscheidung kommt beispielsweise einem wesentlichen, im Folgenden ausgewiesenen Nachteil von Mengenverpflichtungen, nämlich die mit diesen nur begrenzt zur Verfügung stehenden Möglichkeiten stranded investments zu vermeiden bzw. zu verringern, nur noch eine deutlich geringere Bedeutung zu.

Ohnehin stellt sich auf der Basis der Umsetzung des KWK-Vorschaltgesetzes sowie der Ankündigung, zügig ein KWK-Ausbaugesetz zu verabschieden, nicht die Frage nach der Realisierung einer Bonus-/Einspeiseregelung oder einer Mengenverpflichtung, sondern eher die Frage, ob vorbereitend für die Umsetzung einer Quotenregelung, die im KWK-Vorschaltgesetz explizit als mögliche Ausgestaltungsform des KWK-Ausbaugesetzes benannt wird, andere Maßnahmen (z. B. befristeter Bonus auch für Neuanlagen[6]) ergriffen werden müssen (vgl. Kapitel 8.3). Es geht beim nachfolgenden Vergleich also weniger um ein starres Gegeneinander der beiden Instrumente, sondern eher um das Ausloten und Herausstellen ihrer jeweiligen Vor- und Nachteile.

---

6 Das KWK-Vorschaltgesetz beschränkt sich ausschließlich auf bestehende Anlagen.

8.2.1 Auswahl der Bewertungskriterien

Die energiepolitische Debatte in Bezug auf die Weiterentwicklung der KWK ist vielschichtig. Insofern greift eine Fokussierung der Bewertung von Förderoptionen auf ein Kriterium zu kurz. Nachfolgend sind die aus heutiger Sicht wesentlichen Kriterien zusammengefasst, die bei der anschließenden Bewertung von Fördermodellen berücksichtigt werden sollen.

Wettbewerbskonformität: Inwieweit garantieren die Modelle faire und gleiche Wettbewerbschancen für alle maßgeblichen Akteure? Können die ggf. entstehenden Mehrkosten bzw. sonstigen Lasten gerecht und wettbewerbsneutral umgelegt werden?

Kompatibilität mit deutschem und EU-Recht: Der Handlungsspielraum der Energiepolitik wird durch die bestehenden nationalen Gesetze und zunehmend durch die EU-Rechtssprechung sowie die Vorgaben der EU-Kommission eingegrenzt. Dies gilt insbesondere auch für die KWK. Neben den Vorgaben der EU-Richtlinie sind hier das Warenverkehrsrecht aber auch die Gemeinschaftsstrategie für KWK der EU-Kommission aus dem Jahr 1997 zu nennen. Trotz der Relevanz vor allem auch EU-rechtlicher Fragen bei der Umsetzung von Förderoptionen müssen diese hier unbehandelt bleiben. Es ist jedoch aufgrund bereits vorliegender juristischer Expertisen und sonstiger Analysen davon auszugehen, dass für beide in Kapitel 1 vorgestellten Modelle diesbezüglich noch Klärungsbedarf besteht. Dies betrifft z. B. die Frage der Verfassungskonformität der Bonusregelung (inwieweit sind Parallelen zum Kohlepfennig zulässig, der aus verfassungsrechtlichen Gründen entfallen musste oder können Parallelen zum - nach verschiedenen Einschätzungen deutscher Gerichte - verfassungskonformen Stomeinspeisungsgesetz für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gezogen werden).

Zielerreichungsgrad: Diskutiert wird hier, wie hoch die Wirksamkeit des jeweiligen Schlüsselinstrumentes (Quote oder Bonusregelung) auf die Zielerreichung ist oder ob zusätzlich flankierende und ggf. auch kostenträchtige Maßnahmen notwendig sind (Zielrichtung: CO_2-Minderung und Energieeinspareffekt). Analysiert wird zudem, in welcher Form die Förderoptionen auf die bestehenden Anlagen positiv wirken (Bestandsschutz), d. h. beispielsweise einen Beitrag dazu leisten können stranded investments zu verringern, und/oder Anreize für den Neubau von KWK-Anlagen schaffen.

Behandlung von Stromimporten: Inwieweit bleiben die vorgeschlagenen Maßnahmen auf die nationale Ebene begrenzt oder sind sie im europäischen Verbund zu sehen? Welcher Anteil der Zielerreichung (mit welcher Konsequenz) wird auf die europäische Ebene durch vermehrte Importe von Strom aus erneuerbaren Energien oder KWK verlagert?

Ökonomische Aspekte: Unterstellt man, dass die betrachteten Instrumenten/-bündel jeweils zur gleichen Zielerreichung führen, unterscheiden sich diese hinsichtlich der ökonomischen Effekte hauptsächlich in den Punkten volkswirtschaftliche Effizienz, Transaktionskosten und Verwaltungsaufwand, Mitnahmeeffekte sowie ggf. technologische

aber preisrelevante Besonderheiten (z. B. überproportionale Förderung sehr teurer oder sehr billiger Technologien). Unterschiede in den Modellen werden aufgezeigt und qualitativ bewertet. Eine quantitative Bewertung ist hier nur in Ansätzen möglich.

Technologie- und industriepolitische Impulse: Mit diesem Kriterium kann abgeschätzt werden, ob die Instrumente den technologiespezifischen Unterschieden im Bereich KWK gerecht werden und ggf. wünschenswerte Impulse für bestimmte Technologien im ausreichenden Umfang gesetzt werden können oder im Gegenteil, bestimmte technologische Entwicklungen behindert werden (Zielrichtung Kostendegression/Technologieentwicklung).

Akzeptanz und langfristige Kalkulierbarkeit: Im Mittelpunkt steht hier die Frage wie hoch die Akzeptanz für die Umsetzung des jeweiligen Instrumentes bei den betroffenen Akteuren (Energiewirtschaft, Industrie, privater Verbraucher) ist. Der Akzeptanzgrad wird dabei im entscheidenden Umfang von der Verteilung der entstehenden Kosten auf die verschiedenen Gruppen, die Transparenz und die langfristige Kalkulierbarkeit des Instrumentes abhängen. Letzteres ist als Maß für die Verläßlichkeit energiepolitischer Vorgaben sowie als Meßlatte für die Investitionssicherheit von entscheidender Bedeutung.

Kompatibilität mit anderen Feldern der Energiepolitik: Hier wird diskutiert, inwieweit die vorgeschlagenen Maßnahmen mit bestehenden oder in der Diskussion befindlichen energiepolitischen Instrumenten in anderen Bereichen der Energiepolitik kompatibel sind und ggf. Synergieeffekte ausgeschöpft werden können.

Zeithorizont der Umsetzbarkeit: Ausgehend von der derzeitigen Wettbewerbssituation der KWK ist schnelles energiepolitisches Handeln erforderlich. Vor diesem Hintergrund ist zu diskutieren, ob die vorgeschlagenen Regelungen bereits kurz-, mittel oder erst längerfristig umsetzbar sind.

8.2.2 Bewertung von Mengenverpflichtungen (Quotenregelungen)

8.2.2.1 Basisvorschlag Quotenregelung

Ein komplexes Konzept einer Quotenregelung (inkl. Gesetzesentwurf) ist von Prof. Klaus Traube im Auftrag verschiedener Bundesländer bereits 1998 vorgelegt und seither verfeinert worden (Traube 1998). In der hier anstehenden Bewertung wird ein abgeleitetes Modell zugrundegelegt, dass von den Bundesländern Schleswig-Holstein und Berlin in einem Bundesratsantrag von November 1999 formuliert worden ist (s. Anhang A3).

Diese Quotenregelung geht von einer Kaufpflicht von Strom aus KWK-Anlagen von denjenigen aus, die im Geltungsbereich des Gesetzes Elektrizität an Letztverbraucher liefern (Stromhändler) oder selbst erzeugte Elektrizität bzw. selbst eingeführte Elektrizität verbrauchen (Stromeigenerzeugung). Aufgrund der Kaufpflicht auf Lieferantenebene unterscheidet sich dieser Modellvorschlag damit von Quotenregelungen, die von einer Abnahmepflicht auf der Seite der Stromverbraucher ausgehen (vgl. z. B. Apfelstedt 1999).

Anerkannt im Rahmen der Quotenerfüllung werden zwei Arten der Stromerzeugung:

- diejenige aus KWK-Anlagen mit einem Jahresnutzungsgrad von mehr als 70 % (hier erfolgt eine Anlehnung an die Regelungen im Rahmen der Mineralölsteuerbefreiung von KWK-Anlagen innerhalb der Ökologischen Steuerreform; denkbar ist demnach eine Umstellung der Anforderung - wie zum 01.01.00 bei der Ökosteuer vorgesehen - auf Monats- statt Jahresnutzungsgrad). Diese Regelung bezieht sich maßgeblich auf sog. "KWK-Anlagen mit einem Freiheitsgrad" (z. B. Blockheizkraftwerke, Gegendruck-Heizkraftwerke),

- diejenige aus Anlagen mit geringerem Jahresnutzungsgrad, die dem Produkt aus ausgekoppelter Wärmemenge und einer typischen Stromkennzahl der Anlage entspricht. Diese Regelung bezieht sich damit im wesentlichen auf KWK-Anlagen mit "zwei Freiheitsgraden" (z. B. Entnahmekondensationskraftwerke).

Die vorgeschlagene Quotenregelung sieht zudem vor, dass durch Verordnung jeweils für zehn Jahre im Voraus festgelegt wird, dass der Pflichtkaufanteil der KWK in bestimmten Jahresschritten (mit Zielrichtung einer Verdopplung des Anteils der KWK-Stromerzeugung am bundesdeutschen Stromverbrauch) ansteigt.

Mit Hinweis auf die sog. Gleichwertigkeitslehre wird auch ein Erwerb von KWK-Strom aus dem Ausland (Europäische Union bzw. Europäischer Wirtschaftsraum) für den Pflichtankaufsanteil anerkannt, wenn in den jeweiligen Herkunftsländern vergleichbare Regelungen (d. h. gleichartige Ankaufspflicht) nach Maßgabe des zuständigen Bundesministeriums vorliegen. Die Quotenregelung insgesamt wird als Warenverkehrsauflage verstanden, mit der eine Entlastung der Umwelt beachtenspflichtig wird (Umweltauflage). Dies gilt auch für den grenzüberschreitenden Handel.

Im Gegensatz zu anderen Vorschlägen für die Ausgestaltung von Quotenregelungen (z. B. Traube 1998) basiert der Bundesratsantrag von Schleswig Holstein und Berlin nicht auf einem Zertifikatssystem, sondern geht von Bestätigungen aus, die die Lieferanten von KWK-Strom ausstellen (vgl. Abbildung 8-1). Die Ankaufverpflichteten müssen diese Bestätigungen gegenüber einer staatlichen Aufsicht nachweisen können. Mit diesem **"zertifikatgleichen Handelsprinzip"**[7] können zwei getrennte Märkte entstehen, zum einen der physische Strommarkt (d. h. die tatsächliche Lieferung von Strom) und zum anderen ein vom tatsächlichen Stromabsatz getrennter, nicht-physischer Handel mit den "zertifikatgleichen" Zusicherungen der Lieferanten, Strom in KWK-Anlagen zu erzeugen.

---

7 Prof. Klaus Traube geht in seinem Quotenmodell von einem tatsächlichen Zertifikatssystem aus. Danach übernimmt eine Bundesbehörde (z. B. das Bundesamt für Wirtschaft) die Aufgabe der Ausgabe der Zertifikate sowie der Überwachung der Einhaltung der Zertifikatsverpflichtungen. Darüber hinaus erfolgt von dieser Stelle - falls erforderlich - ein regulierender Eingriff in den Zertifikatshandel über die staatliche Sicherstellung unterer und oberer Grenzen für die Zertifikatspreise.

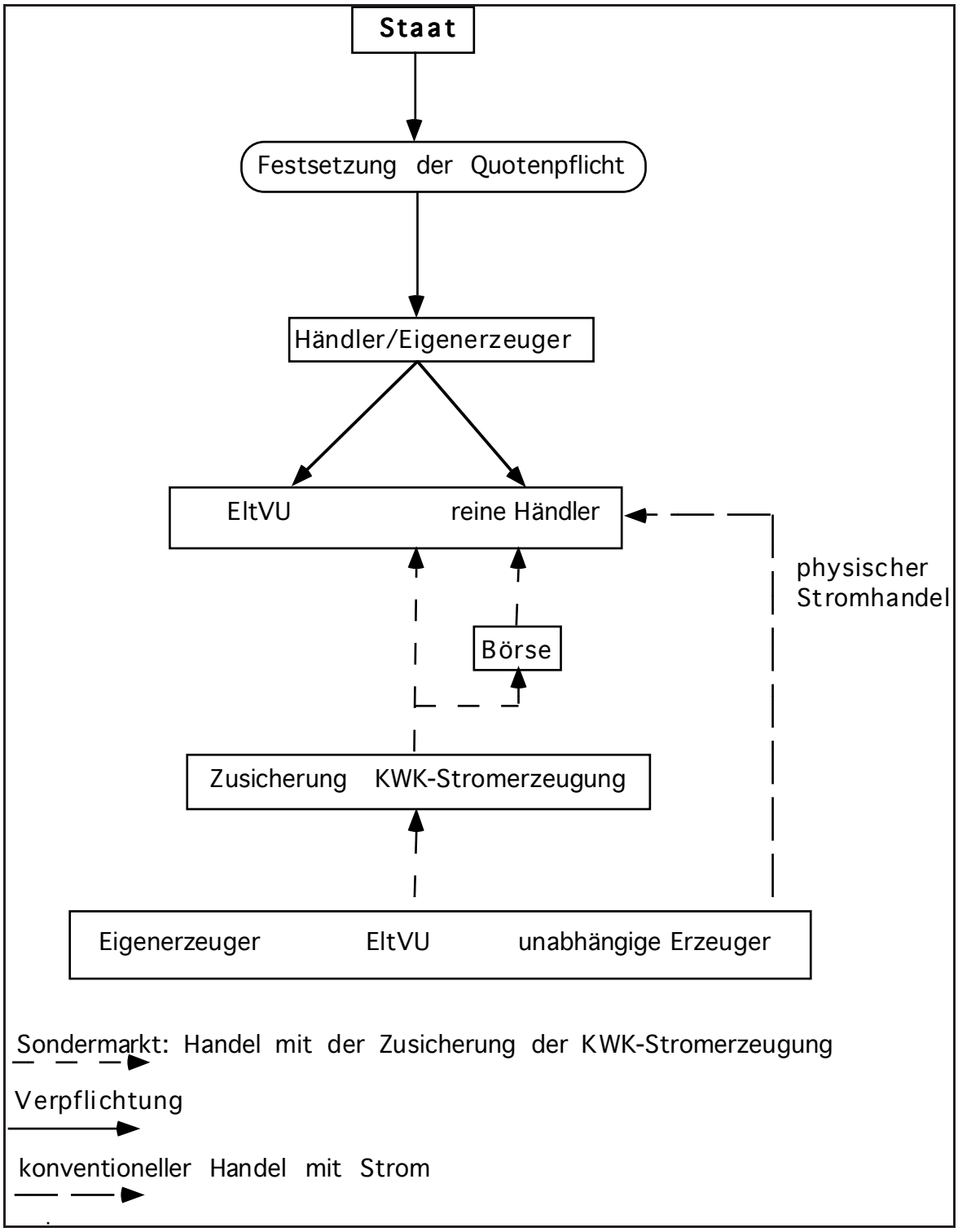


Abbildung 8-1: Prinzipschema eines Quotensystems mit händlerseitiger Ankaufspflicht

Besondere Einschränkungen des Marktes, wie sie in einigen Veröffentlichungen andiskutiert werden (z. B. Teilquoten) oder unterschiedliche Gewichtungen verschiedener KWK-Anlagen (z. B. Unterscheidung zwischen großen Heizkraftwerken und kleineren BHKW), sind im vorliegenden Bundesratsvorschlag nicht vorgesehen.

8.2.2.2 Diskussion der Kriterien für Quotenmodelle

Für die jeweils im Rahmen dieses Kapitels definierten Förderoptionen Bonusmodell und Quotenregelung soll im Folgenden eine deskriptive Einordnung anhand der abgeleiteten Kriterien erfolgen. Im Rahmen der hier durchgeführten Bewertung muss sich die Diskussion in der Regel auf qualitative Aspekte beschränken. In einzelnen Fällen sind für den Vergleich der Instrumente auch nur einfache +/- Wertungen möglich. Zusätzlich sei hervorgehoben, dass nicht alle Kriterien getrennt voneinander betrachtet werden können, sondern häufig Rückkopplungen zu beobachten sind.

Wettbewerbskonformität:

Betreiber von KWK-Anlagen stehen im direkten Wettbewerb mit anderen Anbietern von Strom, können aber zusätzlich - in einer Art zweiter Strommarkt - das Qualitätsmerkmal KWK-Strom (auch getrennt von der physischen Stromlieferung) vermarkten (zertifikatgleicher Handel mit Bestätigungen). Erfahrungen aus anderen Ländern zeigen, dass Quotenmodelle als Instrumente einer marktwirtschaftlichen wettbewerbskonformen Umweltpolitik angesehen werden können. Analogien können insbesondere zu dem in den USA eingeführten Handel mit Verschmutzungszertifikaten (bezogen auf klassische Schadstoffe wie z. B. Schwefeldioxid) gezogen werden.

Durch die im Rahmen des ”zertifikatsgleichen Handelsprinzips” erfolgende Beschränkung auf den monetären Handel mit dem Qualitätsmerkmal KWK-Strom und den Verzicht auf die physische Durchleitung von Strom wird allen Stromhändlern standortunabhängig ermöglicht, an diesem zweiten Strommarkt teilzunehmen. Damit liegen prinzipiell auch für diejenigen verpflichteten Unternehmen mit Eigenerzeugung aber schlechten Standortbedingungen (z. B. geringe Wärmedichte im Versorgungsgebiet) die notwendigen Zugangsvoraussetzungen für den Wettbewerbsmarkt um die Zusicherungen der KWK-Stromerzeugung vor. Dennoch bleibt ein - gewollter - Vermarktungsvorteil für diejenigen Unternehmen, die selber KWK-Anlagen betreiben. Inwiefern dieser vermeindliche Widerspruch zum Gleichheitsgrundsatz die Basis für Klagen darstellen könnte, bleibt zu prüfen.

Zielerreichungsgrad:

Mit der Einführung von Quoten können im Gegensatz zu Bonusregelungen bestimmte Marktanteile gezielt angesteuert werden, sofern eine permanente Quotenerhöhung umgesetzt wird. In aller Regel bestehen darüber hinausgehend aber keinerlei Anreize zur Stromerzeugung aus KWK-Anlagen, so dass eine Dynamisierung der Quotenregelung, d. h. eine zeitgerechte Anpassung der festgesetzten Quoten an das Marktgeschehen[8] und nationale Zielsetzungen (z. B. Klimaschutzziele) notwendig ist, um die angestrebten bzw. notwendigen Innovations- und Preissenkungspotentiale erreichen zu können. Angesichts

8 Erfahrungen aus anderen Bereichen der Energiewirtschaft (z. B. dynamische Entwicklung der Windenergie in den neunziger Jahren) zeigen, dass reale Entwicklungen auch unterschätzt werden können und festgelegte Quoten diesbezüglich ggf. markthemmend wirken können.

der Vorgaben in der Bundesratsvorlage zur Quotenregelung (Ausrichtung der Quote innerhalb eines Zehnjahreszeitraums an einer Verdopplung des Anteils) können in jedem Fall die Ansprüche an den Klimaschutz adäquat Berücksichtigung finden.

Je nach Ausgestaltung wirkt eine Quotenregelung auf drei verschiedenen Ebenen:

- Ausbau der heimischen Stromerzeugung in KWK-Anlagen
- (möglicherweise) Einfuhr von KWK-Strom aus dem Ausland
- Bestandsschutz bestehender KWK-Anlagen

Wie sich im weiteren zeigen wird, ist die Gefahr von massiven KWK-Stromimporten als eher begrenzt einzuschätzen, so dass sich im wesentlichen eine Konkurrenzsituation zwischen bestehenden Anlagen, ihrem (ggf. vorzeitigen) Ersatz und dem Neubau von KWK-Anlagen in Deutschland einstellen wird. Vor diesem Hintergrund ist die Wirkung einer Quotenregelung im entscheidenden Maße davon abhängig, welcher Preis sich für die Zusicherung der Stromerzeugung in KWK-Anlagen am Markt durchsetzen läßt. Dieser Preis bestimmt sich abhängig von der Quotenhöhe auf der Basis der notwendigen Anreize, die die einzelnen - nun aber in Konkurrenz zu einander stehenden - Anlagen für einen konkurrenzfähigen Weiterbetrieb oder den Neubau mindestens benötigen. Dies ist

- für den Weiterbetrieb bestehender Anlagen mindestens die Differenz zwischen den kurzfristigen Grenzkosten[9] und den Vergleichsmarktpreis (ggf. zuzüglich Netzkostengutschriften)
- für den Neubau von Anlagen ist demgegenüber notwendig eine Vollkostenabdeckung auf der Basis langfristiger Grenzkosten (d. h. inklusive der fixen Kosten für den Kapitaldienst).

Da letztere in aller Regel höher liegen dürften als die kurzfristigen Grenzkosten vieler bestehender Kraftwerke, werden bei vorgegebener Quotenhöhe und unter der Voraussetzung, dass sich ein einheitlicher Quotenpreis einstellt, der sich am Preis des Grenzanbieters orientiert, zunächst vor allem die bestehenden Anlagen weiter eingesetzt werden. Erst bei darüber hinausgehenden Mengenverpflichtungen werden dann im großen Umfang neue Anlagen errichtet werden (vgl. Abbildung 8-2). Dann besteht auch ein sehr hoher Anreiz für den vorzeitigen Ersatz bestehender Anlagen, da mit Neuanlagen bei weitreichender Nutzungsmöglichkeit der bestehenden Infrastruktur (insbesondere Wärmetransport- und verteilnetze) in der Regel eine höhere Stromkennzahl und damit eine höhere zertifizierbare KWK-Stromerzeugung realisiert werden kann.

---

9 d. h. der variablen Kosten für Brennstoff, Personal, Wartung und Versicherung etc.. Auch im Rahmen der kurzfristigen Grenzkosten lassen sich noch weitere Unterteilungen machen. Während z. B. Brennstoffkosten sofort nach Stilllegung entfallen, müssen bei Personalkosten ggf. Übergangszeiträume von einigen Jahren berücksichtigt werden. Bei den anfallenden Wartungs- und Instandhaltungskosten besteht häufig Spielraum, so dass bestimmte Vorhaben zeitlich verschoben werden können.

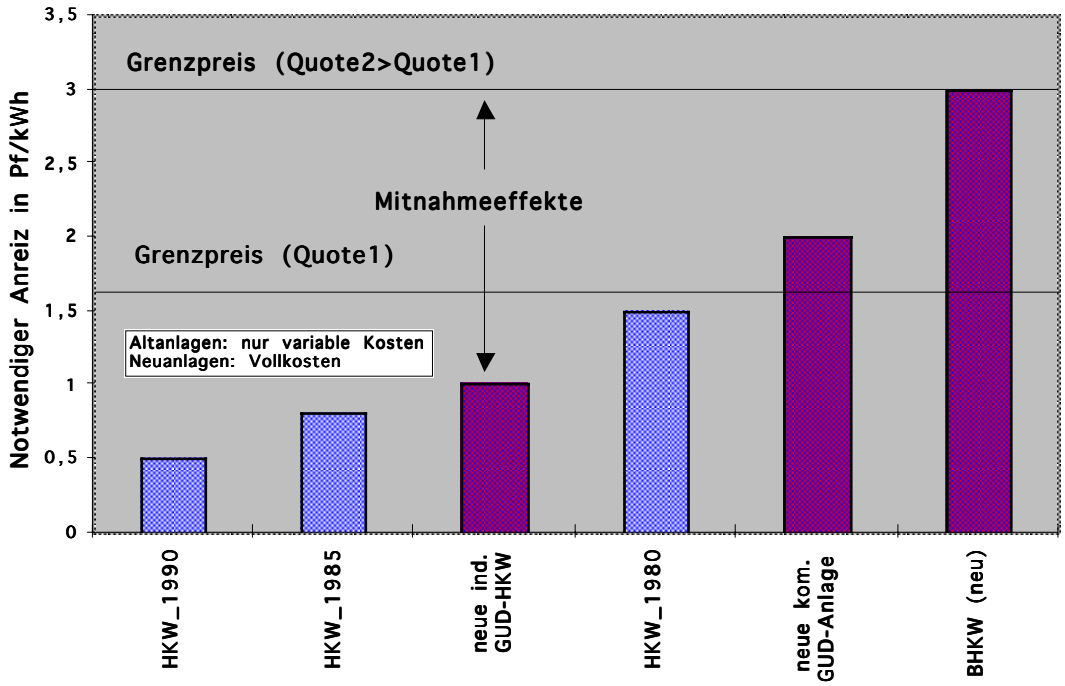


Abbildung 8-2: Mögliche Entwicklung des Quoten(Zertifikats-)preises und notwendiger Anreiz zum Betrieb bestehender oder neuer KWK-Anlagen

Unter Zugrundelegung des vom Grenzanbieter bestimmten, einheitlichen Quotenpreises kann die Differenz zwischen dem Quotenpreis und dem notwendigen Anreiz zur Abdeckung der kurzfristigen Grenzkosten für bestehende Anlagen zur (möglicherweise aber nur teilweisen) Abdeckung des Kapitaldienstes und damit zur Vermeidung/Verringerung von stranded investments genutzt werden. Dieser Wirkungsmechanismus von Mengenverpflichtungen kann damit die Zielsetzung des KWK-Vorschaltgesetzes (Standortsicherung, Abdeckung von stranded investments für bestehende Anlagen) ergänzen oder nach Auslaufen/Ablösung des Vorschaltgesetzes zumindest zum Teil kompensieren.

Der mit Quotenmodellen erreichbare Bestandsschutz sowie die möglichen Beiträge zur Verringerung von stranded investments hängen dementsprechend entscheidend von der Quotenhöhe einerseits und der auf der Basis der gegebenen Marktverhältnisse hieraus resultierenden Quotenpreise andererseits ab. Die resultierenden Beiträge für den Bestandschutz für bestehende KWK-Anlagen (d. h. Hilfestellung für den Weiterbetrieb) ist dabei im besonderen Maße abhängig von der festgesetzten Anfangsmengenverpflichtung und hierdurch steuerbar. Für die heute in Betrieb befindlichen Anlagen besteht bei ausreichend hohen Anfangsquoten in jedem Fall eine Schonfrist, die sich an der Bauzeit neuer KWK-Anlagen im industriellen Bereich orientiert und schätzungsweise ein bis drei Jahre beträgt. Aufgrund der Konkurrenzsituation zwischen neuen und bestehenden Anlagen in Bezug auf die Quotenerfüllung muss die Quote aber auch hoch genug sein, um hinreichende Anreize für den Neubau zu erzielen. Auf der anderen Seite besteht aber die Gefahr, mit zu anspruchsvoll definierten Quoten die realen Anpassungsmöglichkeiten des

Marktes zu überschätzen und negative Preiseffekte zu induzieren[10]. Aus Sicherheitsgründen müßte demnach - soweit möglich - immer eine Quotenhöhe festgelegt werden, die knapp unterhalb der Marktmöglichkeiten liegt. Die Definition und Festlegung dieser Marktmöglichkeiten ist jedoch immer mit hohen Unsicherheiten verbunden.

Unabhängig vom Fördermodell ist in jedem Fall zu diskutieren, ob und in welchem Maße ein Bestandsschutz politisch überhaupt gewollt ist. Aus ökologischen Gründen ist es ohne weitere Differenzierung der Qualität der KWK (z. B. spezifischer CO_2-Minderungsbeitrag) zunächst relativ unbedeutend, ob die Kilowattstunde KWK-Strom aus bestehenden oder neuen Anlagen stammt. Auf den ersten Blick erscheint es diesbezüglich sogar vorteilhafter z. B. bestehende kohlebefeuerte KWK-Anlagen mit vergleichsweise schlechtem Wirkungsgrad durch hocheffiziente moderne Erdgas-KWK-Anlagen zu ersetzen. Auf der anderen Seite spricht die drohende Gefahr des Auftretens massiver ”stranded investments” insbesondere im Bereich der kommunalen Energieversorgung ebenso für einen (teilweisen) Bestandsschutz wie arbeitsmarktpolitische Gesichtspunkte (Arbeitsplätze in der kommunalen Energiewirtschaft). Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass kommunale Unternehmen in der Vergangenheit basierend auf politischen Vorgaben häufig mit dem Bau ökologisch sinnvoller KWK-Anlagen in Vorleistung getreten sind und hierfür nicht im Nachhinein bestraft werden sollten.

Tritt die Mengenverpflichtung erst nach dem Auslaufen des KWK-Vorschaltgesetzes (31.12. 2004) in Kraft, wird hierdurch (zuumindest für kommunale KWK-Anlagen) bereits ein entscheidender Beitrag zum Bestandsschutz geleistet. Die Frage der modellendogenen Möglichkeiten zur Bestandssicherung beitragen zu können, spielt dementsprechend nur bei einer früheren Umsetzung von Quotenregelungen (als Ersatz des KWK-Vorschaltgesetzes) eine maßgebliche Rolle.

Ein derartiger modellendogener Beitrag zum Bestandsschutz und eine verbesserte Absicherung gegenüber stranded investments könnte im Rahmen von Quotenmodellen prinzipiell durch die Vorgabe von Teilquoten oder eines höheren Wichtungsfaktors erreichbar sein (z. B. für kohlebefeuerte Anlagen oder speziell für kommunale Anlagen, die vor dem Inkrafttreten der EnWG-Novelle am 28.04.98 errichtet worden sind)[11]. Aufgrund der Definition der Quotenregelung als umweltbezogene Warenverkehrsauflage dürfte dies aber schwer begründbar sein und damit einer rechtlichen Überprüfung nicht standhalten (kommunale KWK-Anlagen sind aufgrund ihrer Eigentumsform nicht per se besser als andere KWK-Anlagen). Eine andere Möglichkeit bestünde prinzipiell in der Definition von Mindestzertifikatspreisen (vgl. Variante), wie sie beispielsweise im Traube-Vorschlag angeregt werden. Ein Beitrag zum Bestandsschutz und eine Möglichkeit, diesen in den verschiedenen Bereichen der KWK sicherzustellen, könnte ggf. auch dadurch

---

10 Auf der anderen Seite kann natürlich auch eine Unterschätzung der Marktdynamik (so wurde z. B. auch die sehr dynamische Entwicklung der Windenergie im Zuge der Einführung des Stromeinspeisungsgesetzes unterschätzt) zu einem ungewollten Abbremsen eigentlich gewollter Entwicklungen führen.

11 Entsprechende Vorschläge sind u. a. auch in dem von Apfelstedt dargelegten Entwurf eines Gesetzes zur Einführung von Wettbewerb bei der verstärkten Nutzung von Energien aus rationeller Gewinnung und zur schrittweisen Integration erneuerbarer Energiequellen in die Energiemärkte enthalten (Apfelstedt 2000).

erreicht werden, dass Teilquoten für das nicht produzierende Gewerbe (mit einem Schwerpunkt eher im Bereich der kommunalen KWK) und das produzierende Gewerbe formuliert werden. Begründen ließe sich eine derartige Teilquotierung u. U. mit der Unterscheidung dieser beiden Gruppen bei der Besteuerung im Rahmen der Ökosteuer.

Behandlung von Stromimporten:

Eine der entscheidenden Fragestellungen in der energiepolitischen Debatte ist die Wirksamkeit der getroffenen Regelungen in Bezug auf die Ausweitung der heimischen Stromerzeugung in KWK-Anlagen. Ein häufiger Einwand betrifft die Gefahr, dass maßgebliche Anteile der erwünschten zusätzlichen KWK-Stromerzeugung aus dem Ausland bezogen und die positiven Auswirkungen auf den heimischen Markt deutlich begrenzen würden (selbst im Fall von vorgegebenen Quoten könnte es zu einem Rückbau der deutschen KWK zu Gunsten der KWK-Stromimporte kommen). Nennenswerte Importe werden dabei vor allem aus den Niederlanden erwartet, die heute bereits mehr als 40 % des dort nachgefragten Stroms über KWK-Anlagen bereitstellen.

In Bezug auf die Quotenregelung spitzt sich die Frage nach der Behandlung von Stromimporten im wesentlichen auf den rechtlichen Aspekt der Tragfähigkeit der sog. Gleichwertigkeitsregelung zu. Danach ist zwar eine diskriminierungsfreie Einbeziehung von KWK-Sromimporten zur Erfüllung der Quote vorgesehen, diese jedoch zugleich nach Maßgabe einer als Warenverkehrsauflage implementierten Umweltauflage auf Länder mit vergleichbaren Regelungen begrenzt. Derartige Anforderungen werden zur Zeit von keinem Land erfüllt. Dies gilt auch für die Niederlanden, für die eine Einführung einer Quote aufgrund des bereits erreichten hohen Ausbaustandes der KWK auch nicht zu erwarten ist.

Strittig ist jedoch inwieweit die Anwendung der Gleichwertigkeitsregel eine Implementation derartiger Gegenseitigkeits-Vorschriften (im bilateralen Verhältnis einzelner Mitgliedsländer untereinander) im Gemeinschaftsrecht ausdrücklich erfordert, wie dies beispielsweise in Bezug auf das Verweigerungsrecht der Durchleitung von Strom durch die Reziprozitätsklausel in der EU-Stromrichtlinie erfolgt ist (die Durchleitung von Strom kann aus EU-Staaten an inländische Verbraucher verweigert werden, wenn vergleichbare Kunden in dem liefernden Land nicht ebenfalls zum Wettbewerb zugelassen sind).

Sollten sich zukünftig auch andere Länder zur Einführung vergleichbarer Quotenregelungen mit dem zugehörigen zertifikatsgleichen Handel mit der erzeugerseitigen Zusicherung einer Stromerzeugung in KWK-Anlagen entschließen, steht einer Internationalisierung des Quotensystems allerdings prinzipiell nichts im Wege. Einen entsprechenden Vorschlag zur Ausgestaltung einer Binnenmarktklausel in einem KWK-Ausbaugesetz enthält der jüngste Gesetzesentwurf von Apfelstedt (Apfelstedt 2000).

Ökonomische Aspekte:

In der derzeitigen Umbruchphase konkurriert der Strom aus KWK-Anlagen vielfach mit Niedrigpreisangeboten aus abgeschriebenen (Groß-)Kraftwerken. Dies gilt trotz der Tatsache, dass die Vollkosten von Kondensationskraftwerken in der Regel über denjenigen von effizienten KWK-Anlagen liegen. In dieser Marktsituation führt ein erwünschter beschleunigter Ausbau der KWK zumindest kurz- bis mittelfristig (d. h. bis für Kondensationskraftwerke Ersatzbedarf besteht) für die Kunden aufgrund des sich heute nicht im ausreichenden Maße an den langfristigen Systemgrenzkosten orientierenden Marktpreises zu Mehrkosten. Diese fallen aber zunächst unabhängig von dem zur Anwendung kommenden KWK-Förderinstrumentarium an und werden indirekt (Quotenmodell) oder direkt (Bonusmodell mit Netzumlage) auf die Verbraucherpreise umgelegt. Modellseitig können sich dagegen maßgebliche Unterschiede bezüglich der ebenfalls zu berücksichtigenden Mitnahmeeffekte und Transaktionskosten ergeben, die nachfolgend im einzelnen diskutiert werden. Generell läßt sich die These aufstellen, dass eine Vermeidung von Mitnahmeeffekten nie vollständig und eine Verringerung nur um den Preis möglich ist, dass eine Differenzierung (z. B. Marktsegmentierung nach Effizienz- und/oder Größenklassen) und damit in aller Regel eine Verkomplizierung der Ausgangsmodelle erfolgt.

Bei entsprechender Anhebung der Quote wird es - induziert durch den aus dem zertifikatsgleichen Handel resultierenden Zusatzanreiz - zu einem verstärkten Ausbau der aus heutiger Sicht günstigsten Form der KWK kommen, d. h. im wesentlichen der industriellen KWK (hier können größere Kraftwerkseinheiten errichtet werden, die zudem kein umfangreiches Nah- oder Fernwärmenetz erfordern[12]). Zudem bestehen hier Möglichkeiten bisher zur reinen Wärmebereitstellung eingesetzte Heizwerke durch Heizkraftwerke zu ersetzen sowie darüber hinaus die günstigen Möglichkeiten des vorzeitigen Ersatzes bestehender Heizkraftwerke bei gleichzeitiger Erhöhung der Stromkennzahl auszuschöpfen. Aufgrund offener Fragen bezüglich des Handlings der Quote und der Investitionssicherheit ist dies in Bezug auf die ebenfalls in Teilbereichen vergleichsweise günstige dezentrale Stromerzeugung in BHKW bereits erheblich unsicherer. Zudem wird es - wie bereits dargestellt - bei einer unterstellten sukzessiven aber moderaten Zunahme der Quoten (ausgehend vom heute erreichten Niveau) zu einem Verdrängungswettbewerb zwischen neuen und alten KWK-Anlagen kommen, dem zahlreiche der heute bestehenden Anlagen nicht werden standhalten können. Während dies aus Effizienzgründen (beste Standortnutzung) auf der einen Seite wünschenswert ist, führt dies auf der anderen Seite zu ”stranded investments”.

Vor diesem Hintergrund ist zu erwarten, dass gesteuert durch das Wettbewerbsinstrument Quotenregelung, aus volkswirtschaftlicher Sicht eine besonders effiziente Form der Anreizgestaltung für den Ausbau der KWK gewährleistet ist (je niedriger der eigene Preis ist, desto höher ist die Wahrscheinlichkeit, dass der Grenzanbieterpreis unterschritten werden kann).

---

12 Inwieweit hierdurch das zentrale Hemmnis der deutlich höheren Amortisationserwartungen im industriellen Bereich (geringere Amortisationszeiten) überkompensiert werden kann, bleibt allerdings abzuwarten.

Im Rahmen der Quotenregelung wird ein Sondermarkt für KWK-Strom (bzw. für die Zusicherungen KWK-Strom zu erzeugen) geschaffen, in dem grundsätzlich alle KWK-Anlagen miteinander in Konkurrenz stehen. Prinzipiell sind die Vertragspartner (KWK-Stromerzeuger, Ankaufverpflichtete) in ihrer Vertragsausfüllung/-gestaltung frei. Aufgrund der mit der Liberalisierung der Energiemärkte einhergehenden Verringerung der Planungs- und Investitionssicherheit ist allerdings wenig wahrscheinlich, dass im größeren Umfang langfristige Verträge mit fester Preisbindung geschlossen werden. Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass sich voraussichtlich - vergleichbar einer Börse - einheitliche Preise für den Sondermarkt einstellen werden[13].

Wie hoch der Preis sein wird, ist heute noch offen. Er dürfte sich aber im Zuge des "zertifikatsgleichen Handelsprinzips" an dem jeweiligen Preis des Grenzanbieters orientieren. Hiermit könnten u. U. hohe Mitnahmeeffekte verbunden sein, d. h. Anlagen, die bereits bei einem zusätzlichen Anreiz von wenigen Zehntel-Pfennigen weiterbetrieben oder neu errichtet würden, erhalten einen ebenso hohen monetären Anreiz, wie die teuerste Anlage, die zur Erfüllung der Quote noch benötigt wird. Problematisch wirkt sich dabei aus, dass sich gerade die KWK im Unterschied zu anderen Bereichen, wo mengenbasierte Zertifikatssysteme bereits erfolgreich zum Einsatz kommen (z. B. im Rahmen der Reduzierung der klassischen Schadstoffemissionen in den USA[14]), durch ein hohes Maß an Inhomogenitäten auszeichnet (vgl. Kapitel 6).

Von entscheidender Bedeutung für die resultierenden Mitnahmeeffekte ist dabei die Orientierungsmarke für den Grenzanbieterpreis. Je höher dieser ist, desto eher besteht die Gefahr hohe Mitnahmeeffekte zu generieren. Sollte sich am Markt im Grenzfall eine Orientierung an den Vollkosten bestehender Kraftwerke durchsetzen lassen, die in vielen Fällen oberhalb der Vollkosten von Neuanlagen liegen (vgl. Abbildung 8-3), würden hierduch insbesondere für Neuanlagen und bereits abgeschriebene Altanlagen hohe Mitnahmeeffekte erzeugt. Ggf. würden aber auch - unter Inkaufnahme von Mitnahmeeffekten - wünschenswerte Anreize zum vorzeitigen Ersatz bestehender KWK-Anlagen entstehen können.

Eine Verstärkung dieses Effektes kann im Rahmen von Quotenregelungen vor allem dann erwartet werden, wenn die vorgegebenen Quoten zu anspruchsvoll sind, d. h. wenn die Anpassungsmöglichkeiten des Marktes überschätzt bzw. keine hinreichenden Flexibilitäten gewährt werden. In solchen Fällen können negative Preiswirkungen auftreten (z. B. durch eine notgedrungene Quotenerfüllung mittels spezifisch sehr teurer aber durch hohe Potentiale gekennzeichnete Technologien).

---

13 Damit ist aber keineswegs ausgeschlossen, dass im Einzelfall Sonderverträge zu spezifisch sehr günstigen Konditionen abgeschlossen werden (z. B. zwischen großen verpflichteten Stromhändlern und großen KWK-Stromerzeugern), die für die verbleibenden Akteure - bei gleichbleibenden Gesamtkosten - allerdings zu einer Erhöhung der spezifischen Belastung führen können.

14 Für die Entschwefelung stehen beispielsweise verschiedene Verfahren zur Verfügung, die zu vergleichbaren Kosten führen.

Von großer Bedeutung ist zudem die zeitliche Entwicklung des Grenzanbieterpreises. Aufgrund steigender Mengenverpflichtungen erhöht sich zum einen die Wahrscheinlichkeit, zunehmend auch teurere Technologien in die KWK-Stromerzeugung einbeziehen zu müssen (vgl. Abbildung 8-3), andererseits wirkt ein voraussichtlich ansteigender Marktpreis (für die konventionelle Stromerzeugung) im Zuge des Abbaus der bestehenden Überkapazitäten entspannend auf den resultierenden Grenzpreis für die Quotenerfüllung. Welcher Effekt sich zukünftig stärker durchsetzen wird, bleibt abzuwarten. Dies gilt ebenso für die daraus resultierenden Auswirkungen auf die Mitnahmeeffekte.

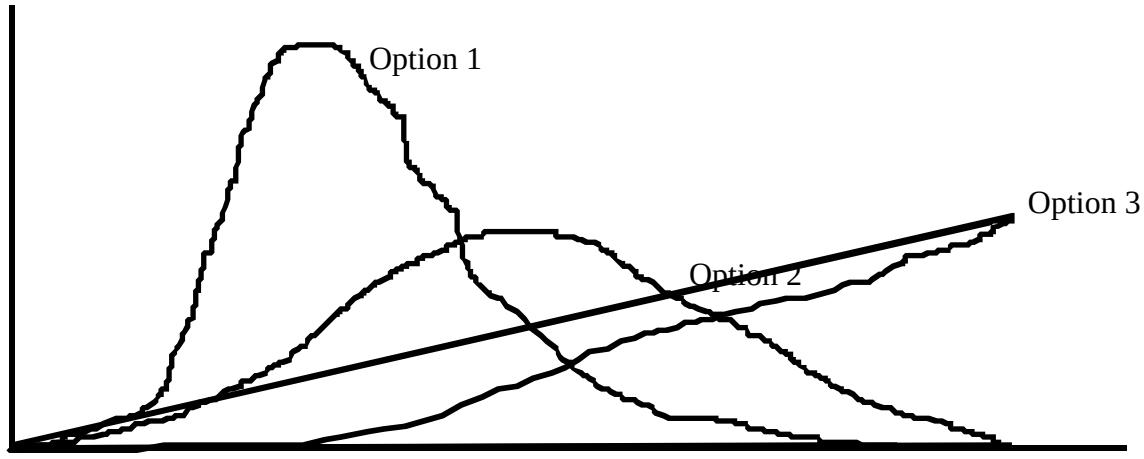


Abbildung 8-3: Schematische Darstellung der Bedeutung verschiedener Technologien für die Quotenerfüllung

Die Mitnahmeeffekte sind umso höher, je größer der Anteil ”billiger” KWK (z. B. größere neue GUD-KWK-Anlagen im industriellen Bereich sowie abgeschriebene bestehende KWK-Anlagen) ist, der zur Quotenerfüllung bei gleichzeitiger anderweitiger Abdeckung der Mengenpflicht durch deutlich teuerere KWK-Anlagen herangezogen wird. Damit führt der auf der einen Seite wünschenswerte ökonomische Effekt der Quotenregelung, möglichst immer die billigsten Optionen zur Erreichung eines vorgegebenen Mengenziels einzusetzen, möglicherweise auf der anderen Seite unter Berücksichtigung des heute inhomogenen KWK-Marktes zu dem Effekt stetig wachsender Mitnahmeeffekte[15]. Inwieweit sich beide Effekte ausgleichen, ist fraglich und bleibt weitergehenden Analysen vorbehalten.

Mitnahmeeffekte sind bei keiner Regelung zu vermeiden. Im gewissen Sinne spiegeln sie den normalen Marktprozess wieder. Daher muss die Frage gestellt werden, warum bessere Anlagen nicht auch mehr Gewinne erzielen sollten. Bei der Umsetzung von

15 Unterstellt man einen ansteigenden Quotenpreis, heißt dies, dass sich der aus der Regelung resultierende Bonus für bereits bestehende bzw. in der Zwischenzeit errichtete KWK-Anlagen im Zeitverlauf (ohne weitere hiermit verbundene positive Nebeneffekte) erhöht.

Mengenverpflichtungen handelt es sich allerdings um einen gezielten zusätzlichen Eingriff in den Markt, womit sich die Gefahr einstellt, über einen künstlichen zweiten Markt hohe Mitnahmeeffekte zu erzeugen.

Grundsätzlich besteht damit die Gefahr, dass eine derartige Quotenregelung im Gegensatz zur ökonomischen Theorie ohne flankierende Maßnahmen je nach Mechanismus der Quotenpreisbildung nicht zu besonders geringen, sondern im Gegenteil eher zu vergleichsweise hohen Mitnahmeeffekten führt. Mögliche Gegenmaßnahmen könnten darin bestehen, anlagentyp-, brennstoff, auslastungs- und leistungsklassenbezogen monetäre Obergrenzen für die abschöpfbaren Zusicherungen der Stromerzeugung aus KWK-Anlagen einzuführen. Dies könnte entweder direkt oder auch indirekt durch die Einführung von Wichtungsfaktoren (z. B. geringere Wertigkeit von billigerem Gas-GUD-KWK-Strom) erfolgen. Wie die Einführung von Teilquoten könnte sich dies jedoch aufgrund der fehlenden ökologischen Begründungsmöglichkeiten bei der vorgenommenen Definiton der Quote als umweltbezogene Warenverkehrsrechtsauflage als rechtlich problematisch erweisen. Abgesehen davon wären Ober-/Untergrenzen unter Bezugnahme auf das von Traube entwickelte ”echte” Zertifikatsmodell umsetzbar, allerdings mit den, mit diesem Modell insgesamt verbundenen, beihilferechtlichen Problemen auf EU-Ebene.

Durch eine Definition von Obergrenzen/Wichtungsfaktoren oder Teilquoten würde zudem generell der ursprüngliche Zweck des Quotenmodells, einen möglichst einfachen und diskriminierungsfreien Rahmen für Wettbewerb von konventionellen und KWK-Stromerzeugungstechnologien zu generieren, in Frage gestellt. Darüber hinaus ergäbe sich hierdurch zunehmend ein Übergang zu einem Bonusmodell.

Eine Verminderung von Mitnahmeeffekten kann auch durch die Begünstigung des Abschlusses längerfristiger bilateraler Verträge erreicht werden. Nachteilig wirken sich hier die gegenläufigen Trends im liberalisierten Energiemarkt (tendenziell eher sinkende Vertragslaufzeiten) als aber auch - gegenüber einem börsenähnlichen Handel - die höheren laufenden Transaktionskosten aus. Die Möglichkeiten des bilateralen Handels sind dabei bei einem selbstorganisierten zertifikatsgleichen Handelsmodell, wie es im Bundesratsvorschlag vorgesehen ist, größer. Insbesondere in der Anfangszeit dürfte sich unter diesen Bedingungen noch keine bundesweite Markttransparenz einstellen, sondern sich vermutlich zunächst mehrere regionale Teilmärkte bilden. In diesen Teilmärkten wird aber nicht nur die Möglichkeit bilateralen Handelns wahrscheinlich sein, sondern ohnehin im Vergleich zu einem bundesweiten Markt geringere Differenzen zwischen Höchst- und Niedrigstpreisen auftreten, wodurch direkt geringere Mitnahmeeffekte entstehen.

In Bezug auf die bis hierhin geführte **Diskussion über Mitnahmeeffekte** ist grundsätzlich **zu konstatieren, dass diese normale und auf den Märkten weit verbreitete Erscheinungen sind**. Insofern sollte bei der Ausgestaltung von Quotenregelungen auf Differenzierungen, die für die gleiche Umweltentlastung zu unterschiedlichen Vergütungen führen, allein aus Gründen der Modellphilosophie verzichtet werden. Eine Rechtfertigung für die Schlechterstellung einzelner Anlagen im Rahmen von Umweltauflagen ist ohnehin nicht erkennbar. Eine wirksame Eindämmung der

Problematik muss damit durch flankierende Elemente erfolgen. Mit diesen muss der Grenzanbieterpreis, der sich an den Differenzkosten der teuersten zur Abdeckung der Mengenverpflichtung erforderlichen Anlage orientiert, möglichst wirkungsvoll verringert werden. Gute Möglichkeiten hierzu bestehen durch zusätzliche Investitionszuschüsse des Bundes und/oder der Länder (z. B. für Klein-BHKW), die sich direkt mindernd auf die erforderlichen Zusatzanreize der geförderten Anlagen auswirken.

Hinsichtlich des zu berücksichtigenden Kontrollaufwandes sind bei Quotenmodellen zwei verschiedene Ebenen zu berücksichtigen. Dies ist zum einen die Kontrolle der ankaufverpflichteten Akteure, zum anderen die Überprüfung der Richtigkeit der Angaben der Erzeuger von KWK-Strom. Für beide Aspekte finden sich in dem im Anhang dokumentierten Gesetzesentwurf keine klaren Richtlinien. Bei der Vielzahl der Akteure (alle bisherigen zuzüglich der neuen Lieferanten von Strom an Letztverbraucher) ist eine Überprüfung der Verpflichtungen auf der Ebene der verpflichteten Stromhändler bereits relativ aufwendig. Diese müssen einer staatlichen Kontrollinstanz auf Anweisung die erworbenen Zusicherungen für die Stromerzeugung aus KWK-Anlagen (inkl. Eigenerzeugung) vorweisen. Zusätzlich ist die Überprüfung der Vielzahl ebenfalls einer Ankaufpflicht unterliegenden Eigenerzeuger recht aufwendig. Eine hinreichende Praktikabilität erscheint nur durch die Einführung einer Bagatellgrenze (verpflichtet werden z. B. nur diejenigen Eigenerzeuger, deren Stromeigenerzeugung eine vorgegebene Mindeststromenge überschreitet) erreichbar zu sein. Diese läßt sich dadurch rechtfertigen, dass gerade kleine Eigenerzeuger diese häufig auf der Basis von KWK-Anlagen realisieren.

Verzichtet man wie der vorliegende Bundesratsentwurf, auf einen staatlich kontrollierten Zertifikatshandel, gestaltet sich die Kontrolle der KWK-Erzeugerebene und der von ihnen weitergeleiteten Zusicherungen schwieriger. Dabei geht es zum einen um die Rechtmäßigkeit der Einstufung als KWK-Strom, die bei einer Orientierung an den Anforderungen für die Ökologische Steuerreform relativ einfach nachvollziehbar sind (entsprechende Nachweise sind den Finanzbehörden für die Rückerstattung der Mineralölsteuer ohnehin vorzulegen), sowie um die Vermeidung von Manipulationen durch die Doppelverwendung der monetär handelbaren Zusicherungen der KWK-Stromerzeugung. Der Staat ist dabei auf die Gesetzestreue der handelnden Akteure angewiesen. Inwieweit sich - vergleichbar von Einkommens- oder Kapital-steuererklärungen - Stichprobenkontrollen auf Erzeugerebene durchführen lassen wäre zu prüfen.

Der Kontrollaufwand bzw. die Schwierigkeiten der Überprüfung von Zusicherungen über die Stromerzeugung in KWK-Anlagen erhöhen sich noch, wenn perspektivisch eine Ausweitung des KWK-Handels auf die europaweite Ebene unterstellt wird. Dies gilt aber für beide Modelle, Quote und Bonus gleichermaßen.

Unklar erscheint jedoch für Quotenmodelle, in welcher Form die Erfüllung der Mengenverpflichtungen von ausländischen Stromhändlern, die in Deutschland Strom an

Letztverbraucher absetzen, kontrolliert werden können[16]. In jedem Fall besteht die Gefahr - dies gilt nicht für deutsche Unternehmen -, die Quotenpflicht über Ausgründungen zu Exportzwecken (KWK-Töchter ausländischer Unternehmen, die für diesen Teil, nicht aber insgesamt den Mengenverpflichtungen genügen) zu umgehen.

Die Umsetzung einer Quotenregelung wird aber gegenüber dem vorliegenden Bundesratsentwurf zusätzliche Regelungen erfordern. Dies betrifft z. B. eine Öffnungsklausel gegenüber den bisher als Jahresquoten festgelegten KWK-Strommengen. D. h. für Mehr- oder Mindererzeugungen von KWK-Strom, die aus Gründen der Abhängigkeit des Energieangebots von den meteorologischen Gegebenheiten (z. B. warme Winter) nicht zu vermeiden sind, muss die Möglichkeit eines Jahresübertrags eingeräumt werden. Zu diesem Zweck kann auf aggregierter Ebene (Stromhändler) abhängig von ihrem zu erwartenden Stromabsatz, zunächst eine Prognose für die KWK-Stromerzeugung angefertigt werden, nach der sich ihre Ankaufverpflichtung im Jahresverlauf orientiert. Differenzen zwischen realer Erzeugung/realem Ankauf und dann ggf. auch abweichend von der Prognose am Jahresende festliegender Ankaufpflicht können dann (z. B. mit einem Zuschlag von 5 %) in das nächste Jahr übertragen werden oder als Malus in monetärer Form an einen Fonds abgeführt werden[17].

Technologie- und industriepolitische Impulse:

Aufgrund des Preisdrucks und des scharfen Wettbewerbs im liberalisierten Energiemarkt ist zu erwarten, dass im Rahmen der Errichtung neuer Kraftwerke vor allem in der Anfangszeit[18] eine sehr starke technologische Fokussierung auf die ”billigsten” KWK-Einheiten erfolgt. Anreize zur Umsetzung technischer Innovationen sowie von Technologien mit gewissem Risikopotential (z. B. Brennstoffzellen-KWK, Klein- und Kleinst-BHKW, IGCC-Heizkraftwerke) entfallen, wenn keine kurzfristige Kostendeckung für diese erreicht werden kann. In Bezug auf kleine KWK-Anlagen, die häufig auch von privater Seite betrieben werden, wirkt sich zudem der schwierige Umgang mit dem Quotenmarkt (Abbhilfe könnte hier durch die Einrichtung einer Börse für diese Kleineinspeiser geschaffen werden, die aber voraussichtlich ein echtes Zertifikatsmodell erfordern dürfte) als hemmend aus. Derartige Kleinanlagen würden unter dieser Voraussetzung zunehmend von professionellen Anbietern (z. B. Energieagenturen, Contractingunternehmen) errichtet werden müssen. Diese gehen in der Regel aber von höheren Amortisationserwartungen aus, wodurch bestimmte Projekte von der Umsetzung ausscheiden könnten.

16 Bei Bonusmodellen partizipieren die ausländischen Anbieter direkt über die Netzumlage an den Kosten des gemeinschaftlichen Ausbaus der KWK.

17 Um die Verpflichtungsbestimmung so einfach wie möglich zu halten, ist ohnehin eine Mengenvorgabe notwendig, da eine prozentuale Vorgabe erst am Jahresende für den Verbraucher die notwendigen Informationen liefert. Diese Mengenvorgabe kann am Jahresanfang auf der Basis der Verbrauchswerte des Vorjahres festgelegt werden.

18 bis die begrenzten Potentiale in diesem Bereich ausgeschöpft sind

Hierdurch wäre ein Teilsegment des KWK-Marktes (und derhier tätigen Unternehmen), der in den letzten Jahren durch eine dynamische Entwicklung gekennzeichnet war, betroffen. Zudem handelt es sich bei den entsprechenden Technologien um solche, die zumindest mittelfristig ein nennenswertes Kostensenkungs- und Exportpotential erschließen könnten. Aus arbeitsmarkt- und technologiepolitischen Gründen erscheinen bei der Umsetzung von Quotenmodellen diesbezüglich flankierende Programme notwendig.

Möglichkeiten in Quotenmodellen einzelne technologiespezifische Impulse zu geben, ergeben sich entweder durch die Einführung von Teilquoten (expressis verbis oder indirekt über die unterschiedliche Wichtung von verschiedenen KWK-Anlagen[19]), abgestufte Unter- und Obergrenzen für die zertifikatsähnlichen Zusicherungen der KWK-Stromerzeugung sowie die flankierende Durchführung von Markteinführungsprogrammen (z. B. Investitionszuschüsse). Die Problematik mit erstgenannten Vorschlägen ist zuvor bereits aufgezeigt worden. Dies gilt ebenso für die hiermit verbundene sukzessive Annäherung der Quotenregelung an das Bonusmodell.

Akzeptanz und längerfristige Kalkulierbarkeit:

Energiewirtschaft und -politik:

Eine Quotenregelung trifft im Bereich der mit KWK-Anlagen befassten Akteure aus der Energiewirtschaft auf eine breite Akzeptanz. Neben einer Reihe von Energieagenturen (z. B. Hessen Energie GmbH, Niedersächsischse Energieagentur), dem Verband Kommunaler Unternehmen (VKU), der Fördergemeinschaft Blockheizkraftwerke sowie Teile des Verbandes des Deutschen Maschinen und Anlagenbaus (VDMA) haben sich auch Teile der Regierungsfraktionen (SPD und Bündnis90/Die Grünen) sowie der Gewerkschaften und einzelner Energieversorgungsunternehmen für eine Quotenregelung ausgesprochen. Die Bundesländer Schleswig Holstein und Berlin haben im November 1999 einen Antrag zur Einführung einer Quote (”Kaufpflicht von Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung”) in den Bundesrat eingebracht.

Mit Ausnahme einiger der angesprochenen Akteure bedeutet dies aber keine Ablehnung anderer Modelle zur Förderung der KWK (z. B. einem Bonusmodell), sondern dokumentiert den Sachverhalt, dass sich die genannten Akteure im Verlauf ihrer Diskussionen auf die Quotenregelung als favorisiertes Instrument geeinigt haben.

Private Anlagenbetreiber:

Im Rahmen von Quotenregelungen wird es in Folge des zunehmenden Wettbewerbsdrucks im liberalisierten Markt nur in Ausnahmefällen zu längerfristigen Verträgen zwischen

19 Traube schlägt in seinem Quotenmodell beispielsweise vor, den Zertifikatswert von kleineren KWK-Anlagen (< 1 MW) über Wichtungsfaktoren zu erhöhen, d. h. dass beispielsweise die kWh Stromerzeugung aus einem 100 kW-BHKW den 1,6 fachen Zertifikatswert aufweist wie die kWh KWK-Stromerzeugung in einer großen KWK-Anlage.

denjenigen, die Strom in KWK-Anlagen erzeugen, und den zum Ankauf von KWK-Strom verpflichteten Unternehmen kommen. Dieser Aspekt wirkt zusätzlich zu den allgemeinen Unsicherheiten über die zukünftige Entwicklung der Strompreise und verschlechtert insbesondere für den privaten Betreiber die langfristige Kalkulierbarkeit. Mit den zu erwartenden höheren monetären Vergütungen für seine Zusicherung der Stromerzeugung in KWK-Anlagen kommt es zwar insgesamt zu einer Verbesserung der Wettbewerbssituation und zu einer (Teil-)Kompensation der durch den Preisrückgang im Zuge der Liberalisierung ausgelösten Effekte, dennoch ist für den Betreiber hiermit in vielen Fällen eine hinreichende Investitionssicherheit (vor allem für Investitionen in neue Anlagen) nur bedingt gegeben. Dies ergibt sich insbesondere daraus, dass eine Quote zwar die Menge festsetzt, aber die Preise sich erst im nachhinein am Markt ergeben. Private Investoren dürften hierdurch z. T. ebenso abgeschreckt werden wie professionelle Contracting-Unternehmen. Dieser Effekt wird zudem durch den höheren Aufwand verstärkt, den viele private Betreiber, die die Energieerzeugung nicht als ihr Hauptgeschäft verstehen, mit der Umsetzung von Quotenregelungen zu tragen hätten.

Hierdurch könnten nicht nur ein nennenswerte Investitionen für den Ausbau der KWK unterbleiben, sondern u. U. auch wichtige autonome technologische Entwicklungen im Bereich kleiner, dezentraler Anlagen gehemmt werden. Die Umsetzung struktur- und klimapolitischer Zielsetzungen wären hierdurch u. U. gefährdet und ggf. sogar negative Arbeitsplatzeffekte die Folge.

Eine mögliche Absicherung privater Betreiber hat Traube in seinem zertifikatsbasierten Quotenmodell beschrieben, in dem er von einem staatlich garantierten Mindestzertifikatspreis für die Stromerzeugung in KWK-Anlagen ausgeht:

- Der Staat interveniert immer dann durch den Verkauf ”ungedeckter” Zertifikate, wenn der Zertifikatspreis auf dem Markt eine Obergrenze überschreitet.

- Andererseits kauft der Staat ”freie” Zertifikate auf, wenn der Zertifikatspreis unter eine Mindestgrenze absackt. Hierdurch besteht, je nach Marktsituation, jedoch die Gefahr, dass dem Staat eine, durch die Einführung einer Quotenregelung dokumentierte, ungewollte zentrale Rolle als Regulierungsorgan zufällt und u. U. auch erhebliche finanzielle Belastungen auf ihn zukommen. Andererseits garantiert nur dieses Verfahren den privaten Erzeugern einen Mindestumweltbonus durch den Zertifikatsverkauf.

Allerdings ist zu erwarten, dass sich dieser Nachteil im Zuge steigender Erfahrungen mit den Quotenmodellen und dem hiermit korrespondierenden, vermutlich wachsenden Vertrauen im Zeitverlauf verringern wird.

Stromverbraucher:

Für die Verbraucher bedeutet die Erhöhung des KWK-Anteils unter heutigen Marktbedingungen (Konkurrenz durch abgeschriebene Kondensationskraftwerke) zumindest kurz- bis mittelfristig höhere Strompreise. Längerfristig dürften sich die Mehrkosten im Zuge einer sukzessiven Marktbereinigung (Abbau der heute bestehenden Überkapazitäten) deutlich verringern. Insoweit der Ersatz teurerer Kondensationsstromerzeugung dadurch vermieden wird, werden die Zusatzkosten sinken. Kurz- bis mittelfristig ist vor diesem Hintergrund von einzelnen Verbrauchergruppen ggf. aber mit Widerständen zu rechnen. In welcher Form und von wem diese auftreten werden hängt im entscheidenden Maße von der Überwälzung der Kosten auf die Verbraucher ab.

Im Rahmen des Quotenmodells kommt es voraussichtlich zu indirekten Preiserhöhungen seitens der zur Erfüllung der Quoten verpflichteten Stromhändler. Diese werden die Zusatzkosten zum größten Teil auf die Strompreise überwälzen. Erfahrungen aus den letzten Jahren haben gezeigt, dass es bei Preisüberwälzungen häufig zu einer überproportionalen Belastung der Tarifkunden und entsprechend einer unterproportionalen Beanspruchung der industriellen Sondervertragskunden gekommen ist. Dieses dem Kostenverursacherprinzip entgegenstehende Verfahren - versteht man den Ausbau der KWK als gemeinschaftliche Aufgabe für den Klimaschutz - wird voraussichtlich zu geringeren Widerständen seitens der Industrie führen, als wenn im Bonusmodell die Mehrkosten durch einen einheitlichen Aufschlag an alle Kunden weitergegeben werden.

Dagegen dürfte die Akzeptanz der Mehrzahl der Tarifkunden aufgrund der zunächst ”gerechteren Kostenumwälzung” für das Bonusmodell deutlich höher sein. Hierfür spricht auch die mit dem Bonusmodell verbundene höhere Transparenz der Kostenumwälzung, die direkt und nachvollziehbar erfolgt (bei Bonusmodellen können die resultierenden Mehrkosten als über alle Netznutzer einheitlicher Sonderposten in der Kundenabrechnung aufgeführt werden), während mit Quotenmodellen indirekte Preiserhöhungen die Folge sind. Unter Zugrundelegung der heute noch nicht vollständig entflochtenen Märkte ist allerdings nicht auszuschließen, dass über eine indirekte Entlastung großer Verbraucher und stärkerer Belastung kleiner Verbraucher bei den Erzeugerpreisen eine verbraucherseitige Ungleichbelastung realisiert wird.

Kompatibilität mit anderen Feldern der Energiepolitik:

Grundsätzlich sind sowohl Quoten- als auch Bonusmodelle geeignete Instrumente im Rahmen einer umfassenden Energie- und Klimaschutzpolitik. Im Vergleich zum Bonusansatz, der sich weitgehend an den Vorstellungen zur Neugestaltung des Stromeinspeisungsgesetzes für erneuerbare Energien orientiert, gehört das Quotenmodell aber zu einer Instrumentenkategorie, die in Deutschland bisher noch nicht umgesetzt wurde. Auf der anderen Seite erscheint mittel- bis langfristig, d. h. nach Abschluss der Übergangsphase des heute noch rudimentären Wettbewerbs und nach der Etablierung fairer Marktbedingungen, ein zur Erreichung der Klima- und Umweltschutzziele notwendiger Übergang zu mengenorientierten Modellen ohnehin sinnvoll. Mittlerweile

werden auch für andere Bereiche der Energiewirtschaft Quotenlösungen diskutiert. Letzteres gilt neben der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auch für die Wärmebereitstellung auf der Basis erneuerbarer Energieträger (vgl. DLR, Wuppertal Institut 1999), wenn hier zunehmend größere Anlagen (z. B. solare Nahwärmebereitstellung) in die Versorgung einbezogen werden sollen. Darüber hinaus werden vergleichbare Ansätze jedoch auf der Ebene von CO_2-Kontigentierungen (Emissionshandel im Rahmen der Erfüllung der Kyoto-Verpflichtungen zur Minderung klimarelevanter Spurengase) auch international verfolgt.

Bei der Festlegung von Bonus und Quote sind aber in jedem Fall die Maßnahmen in den anderen, ebenso für den Klimaschutz wichtigen, Bereichen zu berücksichtigen. Dies gilt z. B. für den Fall, dass im Rahmen einer insgesamt klimaverträglicheren Energieversorgung im größeren Umfang (wünschenswerterweise) die aus heutiger Sicht verfügbaren Stromeinsparpotentiale massiv ausgeschöpft werden. Szenariorechnungen zeigen, dass der Nettostromverbrauch zur Erreichung engagierter Klimaschutzziele bis zum Jahr 2010 gegenüber dem heutigen Niveau zurückgehen muss. Je nach Randbedingungen (z. B. unterstellte Betriebsjahre der Kernkraftwerke) wird dabei von einer Reduzierung der Stromnachfrage gegenüber dem heutigen Niveau von ca. 3,5 bis 11 % auszugehen sein (Wuppertal Institut 1999). Eine auf die Stromerzeugung prozentual ausgerichtete Quote müßte diesen Umstand berücksichtigen. Auch bei Bonuslösungen können dann Anpassungen notwendig sein, wenn z. B. aufgrund abnehmender Nachfrage bei bleibenden Überkapazitäten der für die Bestimmung der Bonushöhe relevante Marktpreis weiter absinkt.

Zeithorizont der Umsetzbarkeit:

Die bereits mehr als zweijährige Diskussion um das Quotenmodell zeigt, dass trotz weitgehend ausgearbeiteter Konzeptvorschläge und vorliegender Gesetzesentwürfe sowie einer breiten Unterstützerfront eine Umsetzung auf größere politische Widerstände stößt. Unabhängig von dieser energiepolitischen Grundsatzdebatte hat die bisherige Kriteriendiskussion gezeigt, dass vor dem Hintergrund einer über die ”einfache” Erhöhung des KWK-Anteils hinausgehender Zielsetzung sowie zur Eingrenzung von Mitnahmeeffekten, ggf. zusätzliche Maßnahmen zu ergreifen sind (Beitrag zum Bestandsschutz, Absicherung bestimmter technologischer Entwicklungen), die bisher weder eindeutig identifiziert noch ausgiebig diskutiert worden sind. Gleiches gilt auch für wirksame Sanktionsmechanismen bei Unterschreiten der Quote[20].

Nachteilig auf die Umsetzbarkeit der Quote wirkt sich zudem der bisher nur rudimentäre Wettbewerb mit einer noch unvollständigen Trennung zwischen Erzeuger-, Händler- und Netzebene aus. Eine Intensivierung des Wettbewerbs ohne Interessenkollisionen zwischen den miteinander verbundenen Unternehmensteilen erscheint aber eine notwendige

[20] Traube schlägt in seinem Gesetzentwurf unter Berücksichtigung einer jeweiligen Verschiebung von 10 % der Ankaufverpflichtung in das Folgejahr angemessene Geldbussen vor (§3 (5)), wenn die Quote über drei Jahre hinweg nicht erfüllt wird.

Voraussetzung für das Funktionieren des Quoteninstrumentariums. Vergleichbares gilt im übrigen auch für die Bonuslösung mit dem implementierten netzbetreiberseitigen Umlageverfahren.

Quotenmodelle erfordern letztlich auch ein funktionsfähiges und etabliertes Börsensystem. Trotz der genannten Vorbehalte und der Neuartigkeit dieses Instrumentes im energiepolitischen Maßnahmenmix Deutschlands steht - abgesehen von der angesprochenen energiepolitischen Grundsatzdebatte - einer mittelfristigen Umsetzung einer Quotenlösung nichts im Wege. Beschleunigend auf die Einführung einer Quotenregelung in Deutschland könnte die Umsetzung vergleichbarer Regelungen in anderen Ländern (z. B. Dänemark, wo für den Bereich erneuerbarer Energien die Einführung einer Quotenlösung vorbereitet wird; allerdings wurde die Umsetzung aufgrund interner Diskussionen und noch ausstehender EU-seitiger Genehmigung gerade für zwei Jahre verschoben) wirken.

8.2.3 Bewertung von Vergütungsregelungen

8.2.3.1 Basisvorschlag Bonusmodell

Im Vergleich zu Quotenmodellen liegen für Bonusregelungen nur wenige ausgearbeitete Vorschläge vor. Eine relativ detaillierte Beschreibung eines möglichen Bonusansatzes findet sich im Anhang (Anhang A2). Dieses Konzept, das hier nur in aller Kürze wiedergegeben werden soll, ist unter der Maxime entwickelt worden, die wechselseitigen Blockaden bei der Diskussion um das Für und Wider von Quotenregelungen zu überwinden und den energiepolitischen Handlungsspielraum zu erweitern. Dabei wurde davon ausgegangen, dass sowohl mengen- als auch preisorientierte Regelungen sinnvolle und effiziente Instrumente zur Stärkung der Marktposition der KWK sein können, und damit sowohl Quoten als auch Bonusmodelle maßgeblich dazu beitragen können, die angestrebte erhebliche Ausweitung der KWK-Kapazitäten zu realisieren. Ziel war daher nicht, ein gegenüber dem Quotenmodell konkurrierendes Konzept zu entwickeln, sondern eine Alternative aufzuzeigen, die bei entsprechender politischer Akzeptanz möglicherweise schneller Aussicht auf Umsetzung hat bzw. sich möglicherweise als Übergangsinstrument eignen könnte.

Die Bonusregelung geht dabei von der Grundprämisse aus, dass sich die KWK als hocheffiziente Art der Stromerzeugung unter fairen Wettbewerbsbedingungen behaupten und durchsetzen kann. Diese fairen Marktchancen sind aber aufgrund ungleicher Ausgangs- und Startbedingungen insbesondere in der derzeitigen Umbruchphase nicht gegeben.

Das Grundprinzip der Bonusregelung läßt sich wie folgt darstellen: Der KWK-Betreiber verkauft im Rahmen des Bonusmodell seinen KWK-Strom auf dem freien Markt, erhält aber zusätzlich bei der Netzeinspeisung einen fixen Bonus vom Netzbetreiber. Zur Finanzierung dieses Bonus wird, vergleichbar der Stromsteuer beim Letztverbraucher proportional zur Stromabnahme aus dem Netz von den Netzbetreibern ein Netzaufschlag erhoben. Dieser Netzaufschlag wird zentral ermittelt und hieraus resultierende

unterschiedliche Belastungen der Netzbetreiber im Rahmen eines nationalen Ausgleichsverfahrens wettbewerbsneutral ausgeglichen.

Die erreichbare Gesamtvergütung ist im Gegensatz zum Stromeinspeisungsgesetz (StrEG) für erneuerbare Energien hierbei nicht fix vorgegeben. Zudem ist die Implementierung einer Abnahmepflicht nicht vorgesehen. Das Risiko, den Strom auch absetzen zu können, bleibt demnach beim Betreiber, kann aber über die Höhe des Bonus gesteuert werden.

Den Bonus erhalten nur solche KWK-Anlagen, die als ökologisches Mindestkriterium gegenüber einer alternativen getrennten Versorgung zu einer Minderung des Ausstoßes klimarelevanter Spurengase führen. Dieses Kriterium kann sich zunächst vereinfacht an den bestehenden Anforderungen der ökologischen Steuerreform orientieren. Einbezogen werden dann z. B. nur solche KWK-Anlagen, die mindestens die für die Erreichung der Mineralölsteuerbefreiung im Rahmen der Ökosteuerreform definierten Anforderungen (Monatsnutzungsgrad oberhalb von 70 %) erfüllen. Für Anlagen, die nur einen Teil der Stromerzeugung in KWK realisieren, wird nur dieser Teil als KWK-Strom anerkannt. Im Sinne einer Erhöhung der Zielgenauigkeit sind allerdings andere Kriterien zu bevorzugen, die einen stärkeren Bezug auf die tatsächlich erreichbare CO_2-Minderung legen (z. B. Mindest-Minderungsbeitrag gegenüber einem festgelegten Referenzszenario mit Unterscheidung zwischen bestehenden Anlagen und dem Neubau von Anlagen).

Der Bonus wird so ausgerichtet, dass für durchschnittlich (gute) KWK-Anlagen kostenorientierte Preise resultieren, für ineffiziente Anlagen aber keine Kostendeckung erreicht wird. Der Bonus bestimmt sich vor diesem Hintergrund aus der Differenz zwischen einem definierten kostenorientierten Vergütungssatz, der an den langfristigen Grenzsystemkosten der Stromerzeugung in KWK-Anlagen (inkl. Wärmegutschrift) ausgerichtet werden kann und an einem die realen Bedingungen repräsentierenden Referenz-Marktpreis (vgl. Abbildung 8-4). Beide Größen sollten unter Beteiligung der betroffenen Verbände im weitestmöglichen Konsens festgelegt werden.

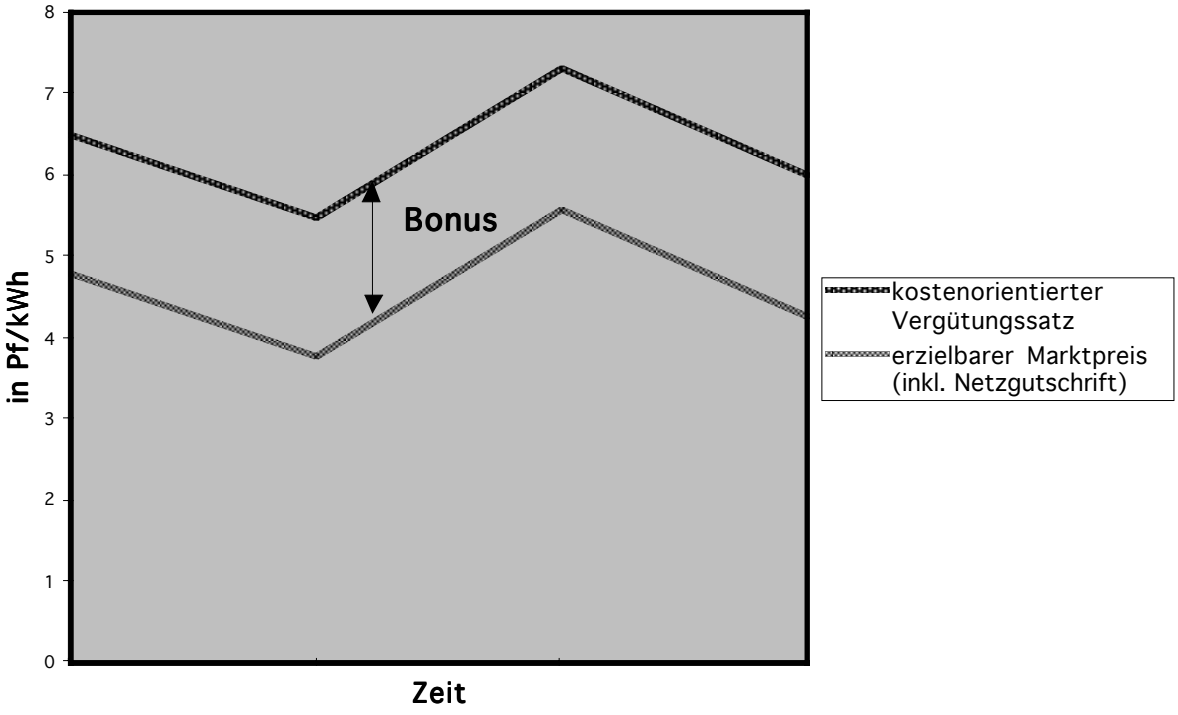


Abbildung 8-4: Bonusmodell mit nationalem Ausgleichsverfahren

Auf der Basis dieser Definition (Orientierung an den langfristigen Grenzkosten) ist der Bonus als Instrument zu verstehen, das

- sicherstellt, dass bestehende Kraftwerke in der Regel die kurzfristigen Grenzkosten (Brennstoffkosten, Personalkosten etc.) erwirtschaften können, somit für diese zunächst ein hinreichender Anreiz zum Weiterbetrieb besteht;

- darüber hinausgehend für diese (bestehenden Anlagen) einen Beitrag dazu leistet, den Kapitaldienst zu erbringen und damit stranded investments zu vermeiden bzw. zu verringern und

- für neue Anlagen konkurrenzfähige Wettbewerbsbedingungen auf Vollkostenbasis geschaffen werden.

Zur Berücksichtigung der unterschiedlichen Voraussetzungen kann der Bonus nach Leistungsgröße und ggf. Energieträger differenziert werden. Aus Gründen der Vereinfachung könnte eine detaillierte Unterscheidung zwischen bestehenden Anlagen und Neuanlagen ggf. entfallen. Aufgrund in aller Regel höherer variabler Kosten bedeutet dies allerdings, dass bestehende Anlagen - sofern sie noch nicht abgeschrieben sind - dann keine vollständige Abdeckung des Kapitaldienstes erhalten würden. Weitergehende Vereinfachungen werden im vorliegenden Bonuskonzept angedacht (z. B. energieträgereinheitlicher Bonus bei einer zusätzlichen Gewährung von Umrüstungshilfen,

chargenweise Gewährung des Bonus; alternative Regelungen für kleine KWK-Anlagen) aber nicht im einzelnen ausgeführt.

Bei antizipierten heutigen Marktpreisen für Strom frei Kraftwerksgrenze von 3,5 Pf/kWh und der Annahme, dass im Rahmen der Verbändevereinbarung zur Netzbenutzung Gutschriften für die dezentrale Stromeinspeisung auf der Basis real erreichter Netzkosteneinsparungen umgesetzt werden, resultieren für die Stromerzeugung in KWK-Anlagen nach o. g. Vorgaben Bonussätze, wie sie beispielsweise in Tabelle 8-1 dargestellt sind. Inwieweit eine derart differenzierte Betrachtung der Bonussätze tatsächlich realisierbar ist, muss im Folgenden diskutiert werden.

Tabelle 8-1:Vorschlag für Bonussätze für die Stromeigenerzeugung und -einspeisung durch KWK-Anlagen in Pf/kWh

BHKW	< 50 kW	< 700 kW	< 2 MW
Bonus (in 2000)	4,4	2,35	2,1
rückläufig bis 2003[1]	3,35	1,3	1,05
Öffentliche KWK	< 20 MW	< 100 MW	> 100 MW
Neuanlagen	4,0	3,4	2,8
industrielle KWK	< 20 MW	< 100 MW	> 100 MW
Neuanlagen			1,0
[1] wenn Stromsteuer wie geplant ansteigt			

Der resultierende - befristet zu entrichtende - Bonus für die verschiedenen KWK-Klassen liegt demnach zwischen 2,8 und 4 Pf/kWh für größere turbinenbasierte Neu-Anlagen und 2,1 bis 4,4 Pf/kWh für kleinere BHKW. Aufgrund der voneinander abweichenden strukturellen Voraussetzungen, die sich insbesondere in einer unterschiedlichen Auslastung wiederspiegeln ist zwischen industriellen und öffentlichen KWK-Anlagen zu unterscheiden. Für industrielle Anlagen mit einer im Vergleich zur öffentlichen KWK im allgemeinen höheren Auslastung dürften insgesamt geringere Bonussätze ausreichend sein. Aus Gründen der Gleichstellung und Vereinfachung ist in Tabelle 8-1 allerdings auf eine Unterscheidung innerhalb der industriellen Anlagen verzichtet worden. Aufgrund der im Zeitverlauf ansteigenden Stromsteuer können die Bonussätze für die steuerbefreiten Anlagen (< 2 MW) bis zum Jahr 2003 sukzessive um jährlich jeweils 0,35 Pf/kWh verringert werden. Der Bonus wird unter der Voraussetzung, dass entsprechende Qualitätskriterien eingehalten werden, auf die nachgewiesene Kilowattstunde Stromerzeugung erteilt, unabhängig davon, ob diese in das Netz eingespeist wird oder zur Eigenstromerzeugung dient.

Im Zuge erwartbarer Veränderungen der Marktverhältnisse wird vorgeschlagen, die Bonussätze entsprechend dynamisch anzupassen (in der Regel sollte für Neuanlagen einmal jährlich eine Neufestlegung erfolgen).

Aufgrund des vorgeschlagenen nationalen Umlageverfahrens auf die Netzkosten ist das Bonussystem wettbewerbsneutral. Überproportional belastete Netzbetreiber erhalten über einen Ausgleichsfonds einen Lastenausgleich. Grundsätzlich ist aber auch eine Finanzierung der zusätzlichen Aufwendungen aus dem Ökosteueraufkommen denkbar.

Das hier diskutierte Bonusmodell unterscheidet sich damit sowohl in der Zielsetzung (mindestens Verdopplung der KWK-Kapazität) als auch hinsichtlich des Geltungsbereichs und der differenzierten Ausgestaltung der Bonussätze von dem mittlerweile umgesetzten KWK-Vorschaltgesetz (vgl. Anhang A4 und Kapitel 5.1). Entgegen der ursprünglichen Planung ist mit diesem Gesetz, basierend auf rechtlichen Bedenken des Bundesjustizministeriums (BMJ) gegenüber der Umsetzung eines reinen Bonusmodells, eine Einspeisevergütungsregelung implementiert worden. Mit dieser ist nach Meinung des BMJ aufgrund des physischen Verkaufs des eingespeisten Stroms gesichert, dass keine unzulässige Subventionierung der KWK-Stromerzeugung durch die Netzbetreiber vorliegt. Für die nachfolgende Diskussion spielt dieser Aspekt nur eine Nebenrolle, da die hier vorgestellte Bonusregelung kurzfristig in eine Einspeisevergütung überführt werden kann, indem zum Bonus der durchschnittliche Marktpreis addiert wird (vgl. Zusatzvariante 2).

Zusatzvariante Bonusmodell 1:

Zwischenzeitlich ist nicht nur das KWK-Vorschaltgesetz beschlossen worden, sondern es kam ebenso zu Veränderungen in Bezug auf die KWK im Rahmen der 2. Stufe der Ökologischen Steuerreform (dies betrifft vor allem die Erhöhung der Bagatellgrenze auf 2 MW_{el}). Zudem wurden mittlerweile von verschiedenen Autoren Bedenken dahingehend geäußert, dass für kleinere Anlagen im Bonusansatz ein hoher Verwaltungsaufwand anfiele. Vor diesem Hintergrund wird abweichend von dem zuvor dargestellten Grundmodell eine Variante eingeführt.

Die Variante geht davon aus, dass kleine Anlagen zu großen Teilen im Rahmen der Eigenstromerzeugung eingesetzt werden. Insofern dürfte eine Festlegung von einheitlichen (statt differenzierten) Bonussätzen für die Einspeisung in das Netz (die ja ohnehin, d. h. unabhängig von der Bonusregelung, messtechnisch erfasst werden muss) von kleinen Anlagen (bis 5 MW) nur geringe Mitnahmeeffekte zur Folge haben. Darüber hinaus wird in der Variante auf eine Bonuszahlung für die Eigenerzeugung bis zu einer Leistung von 2 MW vollständig verzichtet. Dabei wird vereinfachend unterstellt, dass für Kunden aus dem Tarifkundenbereich bzw. Contractoren, die diese stellvertretend beliefern, ein solcher Bonus aufgrund des zugrundezulegenden Vergleichs(Markt-)preises nach den angesprochenen Änderungen im Rahmen der Steuerreform nicht mehr notwendig ist. Eine Ausnahme bilden hiervon Anlagen mit einer Leistung unterhalb von 50 kW, die stattdessen einen Investitionszuschuss von den Ländern oder dem Bund erhalten sollten. Für Sondervertragskunden sind andere Vergleichs(Markt-)preise anzulegen, so dass

Eigenerzeugungsanlagen hier nicht in jedem Fall kostendeckend arbeiten können. Den Betreibern steht aber frei, den gesamten Strom in das Netz einzuspeisen und damit von der dort geltenden Bonusregelung zu profitieren.

Zusatzvariante Bonusmodell 2:

Von Seiten des Bundesministerium für Finanzen (BMF) wird - wie bereits erwähnt wurde - darauf hingewiesen, dass der Einführung einer Bonuszahlung (vom Netzbetreiber an den Erzeuger von KWK-Strom) ggf. rechtliche Hindernisse entgegenstehen, da diese als direkte Subventionierung angesehen werden könnte. Sollte sich diese Rechtsauffassung durchsetzen, müßte das Bonusmodell grundsätzlich in ein Einspeisemodell umgestaltet werden. Die Einspeisevergütung würde sich dann technologiespezifisch aus der Summe von Bonus und durchschnittlichem Marktpreis (inkl. Netzkostengutschrift) zusammensetzen. Für dieses Konzept gelten die Subventionseinsprüche nicht, da es sich hierbei - vergleichbar dem Stromeinspeisungsgesetz - um eine Art ”Zwangskauf” handelt und die Verfügungsgewalt über den Strom an den Netzbetreiber übergeht. Die entsprechend als Äquivalenzwerte zu den zuvor aufgeführten Bonussätzen anzulegenden Einspeisevergütungen sind in Tabelle 8-2 aufgeführt.

Tabelle 8-2: Vorschlag für Bonussätzen äquivalente Einspeisevergütungen für die Stromeinspeisung durch KWK-Anlagen in Pf/kWh

BHKW	< 50 kW	< 700 kW	< 2 MW
Bonus (in 2000)	19,3	14,3	10,75
Öffentliche und industrielle KWK	< 20 MW	< 100 MW	> 100 MW
Bonus (in 2000)	9,1	7,8	6,6

Die dargestellten Einspeisevergütungssätze ergeben sich aus den Stromgestehungskosten der Anlagen abzüglich der realisierbaren Wärmegutschrift. Einbezogen wurden hierbei auch die im Rahmen der ökologischen Steuerreform zu berücksichtigenden Mineralölsteuereinsparungen. Für größere Kraftwerksanlagen wurden dabei generell, da hier zusätzlich unterstellt wird, dass aus Gleichheitsgründen auf eine Unterscheidung zwischen öffentlicher und industrieller Kraftwirtschaft verzichtet werden muss, die unteren Einsparsätze für das produzierende Gewerbe zugrundegelegt.

Eine derartige Einspeiseregelung führt für die betrachteten Technologieoptionen zu höheren, durch das Förderinstrument zu deckende, Zusatzkosten gegenüber den Zusatzaufwendungen bei reinen Bonuslösungen. Gegenüber der für die Bonusregelung maßgeblichen Mischpreiskalkulation (aus Eigenerzeugung und Einspeisung) führt die Einspeiseregelung für die bisher stark eigenerzeugungsbestimmten Kraftwerksklassen (BHKW und industrielle Anlagen) zu spezifisch höheren Fördersätzen. Um die Förderung zu erhalten, werden sich diese in der Regel vollständig auf eine reine Einspeisung des erzeugten Stroms umorientieren. Während der höhere Förderaufwand bei industriellen

Anlagen im Durchschnitt etwa einige Zehntel Pfennige/Pf/kWh beträgt, liegt dieser bei BHKW zwischen 3,85 und 8,9 Pf/kWh. Verantwortlich hierfür sind die anteiligen Kosten für die gegenüber der Eigenerzeugung anfallenden erhöhten Aufwendungen für Netzbenutzung, Händlermargen und Stromsteuer.

Insbesondere für kleine BHKW-Anlagen würde eine reine Einspeiseregelung demnach nur dann zu einem hinreichenden Anreiz führen, wenn sehr hohe Vergütungssätze gezahlt würden. Vor diesem Hintergrund ist alternativ - auch aufgrund der für die Eigenerzeugung nur geringen erforderlichen Anreize - für diese Stromerzeugungsform eine generelle die Gewährung von Investitionsanreizen denkbar. Nachteilig wirkt sich hierbei jedoch aus, dass bestehende Anlagen durch ein derartiges Instrument nicht erreicht werden können, demnach kein Beitrag zu ihrem Bestandsschutz geleistet werden kann.

8.2.3.2 Diskussion der Kriterien für Vergütungsmodelle

Wettbewerbskonformität:

Das hier zur Bewertung anstehende Bonusmodell ist ebenfalls als wettbewerbsneutral zu betrachten. Es greift indirekt in die Marktpreisgestaltung ein. Der Erzeuger von KWK-Strom ist weiterhin selbst dafür verantwortlich, den von ihm bereitgestellten Strom auf dem Wettbewerbsmarkt abzusetzen. Er erhält nur einen zeitlich befristeten fixen (auf die kWh-Stromerzeugung bezogenen) Bonus als Anpassung an die derzeitige Wettbewerbssituation. Insofern wirkt der Bonus vergleichbar einem sich im Rahmen von Quotenmodellen am Markt bildenden Preis für die Zusicherung der Stromerzeugung in KWK-Anlagen, ist aber hier von vornherein auf einen bestimmten Wert festgelegt. Für die Ebene der Stromhändler entstehen aus dem Bonusmodell keine neuartigen Anforderungen und damit auch keine Veränderungen der Wettbewerbssituation.

Ungleichbelastungen und sich hieraus ableitende rechtliche Fragen in Bezug auf das Bonusmodell bestehen

- hinsichtlich der Möglichkeit, dass sich Stromerzeuger und -verbraucher der Mitfinanzierung (Netzumlage) entziehen können, wenn sie eigene Leitungen bauen (paralleler Leitungsbau nach § 13 (1) EnWG) oder Strom für den Eigenverbrauch erzeugen

- hinsichtlich der Gefahr, dass der überwiegende Anteil der Zusatzaufwendungen ohne weitere Vorschriften für die Umlage der entstehenden Aufwendungen auf die kleinen Verbraucher überwälzt wird und

- in Bezug auf einen nennenswerten Abfluss der Mittel in das benachbarte Ausland (Import von KWK-Strom).

In den bisher noch unzureichend entflochtenen Strommärkten kann der Verweis auf eine bestehende Konkurrenz durch parallelen Leitungsbau von den EltVU u. U. dazu genutzt werden, Netzumlageverfahren zu behindern[21]. Eine ungleichmäßige Verteilung der Kosten auf die Verbrauchergruppen ist nach dem hier vorliegenden Vorschlag der Umlage der Aufwendungen - proportional zur abgenommenen Strommenge - im Rahmen eines Netzaufschlagverfahrens ausgeschlossen. Bei einer derartigen Verteilung der entstehenden Mehraufwendungen auf alle Stromkunden ergibt sich ein vergleichsweise geringer Netzaufschlag. Dieser dürfte in aller Regel keinen ausschlaggebenden Grund für einen parallelen Leitungsbau darstellen. Diese Gefahr parallelen Leitungsbaus bleibt zudem dann beschränkt, wenn in das Umlageverfahren alle Teilnetze, d. h. jegliche Stromversorgung außerhalb der Eigenversorgung (d. h. auch Stichleitungen aus dem Ausland), einbezogen werden. Paralleler Leitungsbau bleibt dann nur noch für die Eigenversorgung an verschiedenen Standorten interessant. Aber auch hier ist in der Praxis aufgrund des hohen Kapitalaufwandes zu erwarten, dass parallele Netzerrichtungen eher die Ausnahme bleiben.

Schließlich könnten sich industrielle und sonstige Eigenerzeuger den netzseitigen Aufschlägen entziehen. Diesbezüglich könnte verfassungsrechtliche Bedenken geäußert werden. Dagegen spricht, dass diese Vorgehensweise zu Teilen zumindest auch der gängigen Praxis bei der Ökosteuererhebung entspricht, die ebenfalls für die Eigenerzeugung (hier allerdings bis zu einer Bagatellgrenze von 0,7 MW) nicht erhoben wird. Zum anderen erfolgt die Eigenstromerzeugung häufig in KWK-Anlagen, also genau der Form der Stromerzeugung, die mit dem Bonusmodell gefördert werden soll. Letztlich besteht auch die Möglichkeit den resultierenden Netzaufschlag (in Form des Anlegens erhöhter Vergleichsbezugspreise) bei der Festsetzung des Bonus für die KWK-Stromeigenerzeugung zu berücksichtigen.

Zielerreichungsgrad:

Unter den in Kapitel 8.2.3.1 genannten Voraussetzungen führt das Bonussystem zu einer Verbesserung der Wettbewerbsposition bestehender effizienter KWK-Anlagen sowie aufgrund der verbesserten Planungs- und Investitionssicherheit zu Anreizen neue KWK-Anlagen zu errichten. Ein allgemeiner Bestandsschutz für alle KWK-Anlagen (z. B. auch diejenigen mit vergleichsweise schlechtem Wirkungsgrad und bereits hohem Alter) wird mit der vorgeschlagenen Regelung nicht implementiert. Das Bonussystem stützt vielmehr ausschließlich bestehende, hinreichend effiziente Anlagen in ihrem Weiterbetrieb. Eine vergleichsweise zielgenaue Steuerung der im Bestand erfassten Anlagentypen kann über die Vorgabe der Bonushöhe sowie die Definition der ökologischen Anforderungen (z. B. Mindest-CO_2-Minderung gegenüber einem Referenzpfad) erfolgen. Dabei ist die Wirkung in Bezug auf die Abdeckbarkeit von stranded investments bei einer prinzipiellen Gleichstellung von Alt- und Neuanlagen genauso hoch wie bei Quotenmodellen.

[21] Die Stadtwerke Landshut haben sich z. B. mit der Begründung, dass die Bayerischen Motorenwerke sofort eine Stichleitung bauen würden, gegen die vom Stadtrat beschlossene Einführung einer kostendeckenden Vergütung gewandt.

Vorteilhaft wirkt sich bei der Bonuslösung diesbezüglich allerdings die mögliche Klasseneinteilung (nach Leistungsgröße, Brennstoff und/oder Alter) aus, so dass über die gesamte Bandbreite der Anlagentypen spezielle Anreizmechanismen implementiert werden können. Hierbei können jeweils auch spezifische Beiträge zur Verringerung von stranded investments geleistet werden.

Im Sinne einer zielorientierten Steuerung ist es ggf. wünschenswert, dass ein Teil der bestehenden (ökologisch nicht vorteilhaften), u. U. auch noch nicht abgeschriebenen KWK-Anlagen aus dem Förderraster fällt und längerfristig keine zusätzliche Unterstützung bekommt. Diese Anlagen sollten zusätzliche Anreize für ihren vorzeitigen Ersatz (als moderne effizientere KWK-Anlagen) oder ein Repowering (Umrüstung auf GUD-Betrieb durch Vorschalten einer Gasturbine im Verbundbetrieb) erhalten. Dabei ist es im Sinne des Ausbaus der KWK unbedingt notwendig die bestehenden KWK-Standorte (aufgrund der guten Ausgangsvoraussetzungen durch die bereits existierenden Fern- bzw. Nahwärmenetze) bis zur Inbetriebnahme der Neuanlage für die KWK zu halten und einen zwischenzeitlichen alternativen Heizkesselbetrieb der Wärmenetze (bei Abschaltung der bestehenden KWK-Anlagen) zu vermeiden. Es bleibt abzuwarten, ob derartige Anreize in den vorliegenden Vorschlägen für ein Quoten- oder Bonusmodell im ausreichenden Umfang implementiert werden können oder zu diesem Zweck ggf. zusätzliche flankierende Maßnahmen zu ergreifen sind[22].

Durch das Bonusmodell kann nicht vollständig verhindert werden, dass das derzeitig in vielfältiger Weise zu beobachtende Unterbieten von bestehenden KWK-Anlagen (d. h. das Vorlegen von konkurrierenden Niedrig- oder Niedrigstangeboten auf der Basis kurzfristiger Grenzkosten) zumindest teilweise fortgesetzt wird. Durch die Verbesserung der Wettbewerbsgrundlage der existierenden Anlagen wird diese Vorgehensweise aber gegenüber der heutigen Situation deutlich erschwert[23]. Mit Bonusregelungen kann damit, im Unterschied zu Mengenverpflichtungen, keine zielgenaue Einsteuerung der KWK-Stromerzeugung im Jahresverlauf erfolgen, wohl aber eine hohe Richtungssicherheit gewährleistet werden. Die tatsächlich durch das Bonusmodell induzierte Stromerzeugung in KWK-Anlagen hängt entscheidend von der sonstigen Marktentwicklung ab und der Akzeptanz des Förderinstrumentes bei den handelnden Akteuren. In gewissen Grenzen ist aber durch eine dynamische Anpassung der Bonussätze im Zeitverlauf (als Reaktion auf das zwischenzeitliche Marktgeschehen) eine Justierbarkeit erreichbar.

Im Gegensatz dazu ist eine Fortsetzung der Unterbietungsstrategie im Rahmen eines Quotenmodells weniger wahrscheinlich, weil sich durch das Verdrängen eigentlich ökonomisch sinnvoll zu betreibender KWK-Anlagen der Preis für die Quotenerfüllung im Mittel erhöhen würde (im Rahmen der Quotenerfüllung konkurrieren bestehende KWK-

---

22 Dieses Beispiel zeigt die Begrenztheit einzelner Instrumente. Aufgrund der Komplexität des Problemfeldes ist ohnehin davon auszugehen, dass ein konsistentes Maßnahmenbündel notwendig sein wird, um die Ausbauziele zu erreichen.

23 Eine vollständige Sicherheit gegenüber strategischen Unterbietungsangeboten stellt die hier betrachtete Variante 2 des Bonusmodells dar, die von einer Ausgestaltung als Einspeiseregelung ausgeht.

Anlagen mit KWK-Neuanlagen und nicht mit abgeschriebenen Kondensationskraftwerken). Mit Ausnahme der Unternehmen, die selber über einen hohen Anteil KWK-Stromerzeugung verfügen, kann daran aber kein Marktteilnehmer Interesse haben.

Behandlung von Stromimporten:

Die Gleichwertigkeitsregel könnte entsprechend der Diskussion für Mengenverpflichtungen auch in Bezug auf die Bonusregelung greifen, wenngleich die Vorstellung schwerfällt, direkte Bonuszahlungen an Betreiber ausländischer KWK-Anlagen zu leisten. Versteht man die im Rahmen des Bonusmodells vorgesehene Finanzierung über einen Netzaufschlag als Abgabe, könnte sich möglicherweise ein Konflikt zwischen dem europäischen Warenverkehrsrecht (Gleichstellungsgrundsatz) und dem deutschen Finanzverfassungsgesetz (in Deutschland erhobene Abgaben dürfen nicht Anlagen im Ausland finanzieren) ergeben. Derartige abgabenrechtliche Probleme sind allerdings für den Fall ausgeschlossen, wenn bestehende Einspeiseregelungen wie das Stromeinspeisungsgesetz und damit vergleichbare Regelungen als Berufsausübungsregelungen eingestuft werden (vgl. Rechtsauffassung Prof. Koch 1998). Da die Gleichwertigkeitsregelung aber nur greift, wenn ähnliche Modelle auch in den Herkunftsländern vorliegen, besteht für die Betreiber in diesen Ländern aufgrund gleicher Möglichkeiten im eigenen Land ohnehin keine Notwendigkeit sich den Strom im Ausland (d. h. in Deutschland) vergüten zu lassen[24]. Aufgrund der vorgesehenen Umlagefinanzierung des Bonussystems herrschen für in- und ausländischen Strombezug generell ansonsten die gleichen Konditionen.

Unabhängig von der Gleichwertigkeitstheorie ist aber auch denkbar, dass eine befristet ausgeführte (ggf. degressiv gestaltete) Bonusregelung - vergleichbar den EU-Vorgaben für erneuerbare Energien sowie die bestehende niederländische Vergütungsregelung[25] - nach vorheriger Anmeldung von der EU-Kommission als nationale Maßnahme anerkannt wird. Ohnehin ist die Einstufung von Einspeiseregelungen als staatliche Beihilfe umstritten (vgl. DLR, Wuppertal Institut u. a. 1999). Zudem ist zu berücksichtigen, dass auch Quotenregelungen mit Zertifikatshandel als Beihilferegelungen bezeichnet werden können. Dies gilt insbesondere dann, wenn - vergleichbar einem Bonus - feste Zertifikatspreise vorgegeben werden oder Zertifikate insgesamt als nichtmonetäre Beihilfe (sog. unbezifferte nichtmonetäre Wertgutscheine) eingestuft werden. Das im Rahmen des Bundesratsantrags der beiden Länder Schleswig Holstein und Berlin vorgeschlagene Quotenmodell verzichtet u. a. aus diesem Grund bewusst auf einen behördlich organisierten Zertifikatshandel.

---

24 Vergleichbare Regelungen wie der hier zu diskutierende Bonusansatz liegen derzeit in Ansätzen - ohne bisherige Intervention der EU-Kommission - in den Niederlanden vor, wo eine Einspeisevergütung für die Stromeinspeisung aus dezentralen KWK-Anlagen gewährt wird.

25 Nach derzeitigem Kenntnisstand (Richtlinienentwurf zu Fragen des Wettbewerbs in Bezug auf erneuerbare Energien der EU-Kommission von Dezember 1999) hält die EU-Kommission Vergütungs-/Bonusregelungen nach Vorbild des deutschen Stromeinspeisungsgesetzes für eine Übergangszeit von bis zu 10 Jahren und ggf. bis zum Erreichen eines maximalen Anteils der geförderten Stromerzeugung an der Stromversorgung des Landes (für erneuerbare Energie sind hier ein Stromerzeugungsanteil von 5 % in der Diskussion) für genehmigungsfähig.

Die Gemeinschaftsstrategie für KWK der EU-Kommission aus dem Jahr 1997 (EU 1997) legt die Hauptverantwortung für den weiteren Ausbau der KWK bis zum angestrebten Verdopplungsziel für das Jahr 2010 - eingebettet in einen gemeinschaftlichen Strategierahmen - auf die einzelnen Mitgliedsländer und schließt dabei nationale Bonuszahlungen als eine Option nicht grundsätzlich aus. Unklar bleibt aber in dem Papier, ob nationale Lösungen auch im Alleingang - ohne gemeinschaftlichen Rahmen - umgesetzt werden können oder ob generell nur einheitliche Lösungen akzeptiert werden. Letztere Position dürfte allerdings nicht aufrechtzuerhalten sein, wenn die Nationalstaaten aufgefordert sind, ihre Minderungsverpflichtungen im Rahmen des Kyoto-Protokolls einzuhalten. Die KWK wird hierzu aufgrund der differierenden meteorologischen Gegebenheiten zwangsläufig eine unterschiedliche Rolle spielen. Vor diesem Hintergrund ergibt sich die Notwendigkeit, in weitergehenden Diskussionen über das Gemeinschaftspapier eine Öffnungsklausel für nationalstaatliche Maßnahmen zu implementieren. Die bereits deutlich weiter fortgeschrittene Diskussion über die Wettbewerbsrichtlinie im Bereich erneuerbare Energien hat gezeigt, dass derartige Verbesserungen im EU-Rahmen grundsätzlich möglich sind (EU 1999a bis c).

Abgesehen davon dürfte in jedem Fall die zeitliche Befristung und die Degressivität maßgeblich für die Anerkennung von Bonusregelungen von der EU-Kommission sein. Darüber hinaus muss zur Vermeidung von Wettbewerbsklagen seitens der Anlagenbetreiber sichergestellt sein, dass alle KWK-Anlagen diskriminierungsfrei einbezogen werden. Eine Beschränkung z. B. auf kohlebefeuerte Anlagen wird zwangsläufig zu Klagen seitens der Betreiber von Gas-KWK-Anlagen führen.

Letztlich ist sicherzustellen, dass die Netzumlage - wie mit dem Vorschlag vorgesehen - nicht zu ungleichmäßigen Belastungen der Netzbetreiber führt und diese - wie beim bisher gültigen Stromeinspeisungsgesetz für erneuerbare Energien - eine verfassungsrechtliche Überprüfung beantragen.

Ökonomische Aspekte:

Im Gegensatz zu Quotenmodellen, wo sich der zusätzliche Anreiz für die KWK-Stromerzeugung im Wettbewerbsmarkt bildet, liegt dieser bei der Bonusregelung fest. Mit hoher Wahrscheinlichkeit führt diese exogene Festlegung tendenziell - zunächst ohne die Berücksichtigung von Mitnahmeeffekten und Transaktionskosten - bei gleicher KWK-Stromerzeugung zu höheren volkswirtschaftlichen Aufwendungen. Aufgrund der Orientierung an kostenorientierten Vergütungssätzen werden sich im höheren Umfang auch spezifisch teurere KWK-Anlagen durchsetzen können. Eine Begrenzung erfolgt beim vorliegenden Vorschlag allerdings durch die Bestimmung des Bonus in Abhängigkeit der jeweils billigsten Anlagen in den ausgewählten Leistungsklassen. Aus betriebswirtschaftlicher Sicht kann sich die Differenz weiter verringern, da die im Sinne der Quotenregelung ggf. vermehrt zum Einsatz kommenden KWK-Typen (z. B. dezentrale Nahwärmesysteme) mit anderen Vergleichswerten zu behandeln sind (Bezugskosten inkl. Steuern und Konzessionsabgabe).

Wie bei der Quotenregelung ist auch bei dem dargestellten Bonusmodell von Mitnahmeeffekten auszugehen. Vorgeschlagen wurde im vorliegenden Grobkonzept deshalb eine Orientierung an den jeweils günstigsten Stromgestehungskosten innerhalb der Leistungsklassen, so dass unter Berücksichtigung des Größeneffektes (Anlagen höherer Leistung weisen in der Regel spezifisch geringere Investitionskosten auf) Mitnahmeeffekte hier deutlich reduziert werden können. Eine weitere Einschränkung der Mitnahmeffekte durch eine anlagenbezogene detaillierte Einzelbetrachtung scheidet aus Praktikabilitätsgründen (Transaktionskosten) aus. Dagegen ergibt sich eine Begrenzung der Mitnahmeeffekte auch dadurch, dass KWK-Anlagen jeweils für den gesamten Geltungszeitraum feste Bonussätze zugesagt werden, sich diese im Zeitverlauf jedoch nicht wie bei Quotenregelungen - ohne Zutun des Anlagenbetreibers - im Zuge der ggf. kostenintensiver werdenden Zielerfüllung sukzessive erhöhen.

Notwendig könnte allerdings eine Unterscheidung nach den im tatsächlichen Betrieb realisierten Volllaststunden sein, die entscheidend auf die erforderliche Bonushöhe einwirken. Nach den vorliegenden Vorschlägen ermittelt sich der Bonus für KWK-Anlagen mit einer durchschnittlichen Auslastung von 5.000 h/a. Für Anlagen der kommunalen Energieversorgung stellt dies eher eine obere Bandbreite dar, während Anlagen im industriellen Bereich z. T. deutlich höhere Auslastungen aufweisen. Unterstellt man beispielsweise eine höhere Auslastung von 7.000 h/a, resultieren hieraus geringere Stromgestehungskosten von z. B. 4,9 Pf/kWh (statt 6,5 Pf/kWh) für GUD-Anlagen mit einer Leistung von 20 MW und 4,5 Pf/kWh (statt 7,5 Pf/kWh) für größere kohlebefeuerte KWK-Anlagen. Hieraus ermitteln sich nennenswerte Mitnahmeeffekte von 1,6 Pf/kWh für die hier beispielhaft aufgeführte gasbefeuerte und sogar 3 Pf/kWh für die kohlebefeuerte KWK-Anlage. Während die hier genannte obere Grenze in der Realität nicht häufig erreicht werden dürfte (Kohle-KWK-Anlagen werden vor allem in der kommunalen Energieversorgung und dort mit in der Regel geringerer Auslastung eingesetzt), ist mit Mitnahmeeffekten im unteren Bereich häufiger zu rechnen. Soll keine zusätzliche Differenzierung nach Volllaststunden eingeführt werden (bei der Überprüfung der Art und Menge der KWK-Stromerzeugung wäre dies prinzipiell möglich), wären derartige Mitnahmeeffekte nicht vermeidbar. Zu gleichen Effekten kommt es auch bei Quotenmodellen. Allerdings bestünde bei konstantem Bonus - wie bei der Mengenfestsetzung auch - in jedem Fall auch ein ständiger Anreiz, die KWK-Anlagen verstärkt auszulasten.

Ebenso wie bei Quotenmodellen ist auch bei der Bonuslösung eine exakte Erfassung der Stromerzeugung in KWK-Anlagen (Eigenerzeugung und Netzeinspeisung) notwendig. Auch hierfür können als Anforderungen die gültigen Regelungen, die auch für die Mineralölsteuerbefreiung im Rahmen der Ökologischen Steuerreform zugrundegelegt werden. Insofern sind die erforderlichen Daten bekannt und verfügbar. Während sich für die Stromhändler keine wesentlichen Veränderungen im physischen Strommarkt einstellen, erhöht sich für die Netzbetreiber der Aufwand deutlich. Sie müssen die Anlagen in die jeweiligen Kategorien einordnen, den Bonus vorfinanzieren und untereinander einen Ausgleichsmechanismus umsetzen. Diese Aufgabe wird umso aufwendiger je mehr

Anlagen in die Regelung einbezogen werden und je mehr Klassifizierungen (z. B. auch Staffelung der Bonussätze in Abhängigkeit der Volllaststunden[26]) eingeführt werden.

Der erforderliche Aufwand in der Abwicklung der Bonusregelung ist - zumindest vom Verfahren her - vergleichbar mit den Erfordernissen in Zusammenhang mit der Abwicklung des Strom-einspeisungsgesetzes. Die im Bonusmodell unterschiedenen KWK-Klassen können dabei mit den unterschiedlichen Technikoptionen aus dem Bereich des StrEG gleichgesetzt werden. Im Vergleich zum StrEG dürften im Rahmen einer Bonusregelung jedoch insgesamt weniger Anlagen zu berücksichtigen sein. Dies gilt insbesondere auch dann, wenn zur Begrenzung der Transaktionskosten von einer Verringerung der Leistungsklassen sowie einem Verzicht der Bonuszahlung für die Eigenerzeugung von kleineren Anlagen < 2 MW ausgegangen würde.

Ein höherer Aufwand kommt darüber hinaus auf die staatlichen Stellen zu, die in Abstimmung mit den betroffenen Verbänden die jeweilige Bonushöhe festlegen müssen (und diese ggf. in bestimmten zeitlichen Abständen - zur Vermeidung von Mitnahmeeffekten - anpassen müssen). Erfahrungsgemäß führt dies zu einem diskussionsreichen Prozess (diesbezügliche Erfahrungen liegen beispielsweise für die Diskussion der Vergütungssätze im Rahmen des Stromeinspeisungsgesetzes vor).

Technologie- und industriepolitische Impulse:

Im Bonussystem sind gezielte Förderungen bestimmter Technologien durch die Einordnung in eigene Leistungs- und Anlagenklassen möglich, müssen aber gegenüber der EU-Kommission gut begründet werden.

Akzeptanz und längerfristige Kalkulierbarkeit:

Energiewirtschaft:

Wie bereits dargestellt wurde (vgl. Kapitel 8.2.2.2), werden von zahlreichen Akteuren heute Mengenverpflichtungen präferiert, ohne damit aber andere Modelle zur Förderung der KWK (z. B. einem Bonusmodell) grundsätzlich abzulehnen. Direkte Befürworter findet eine Bonusregelung bisher vor allen Dingen im Bundeswirtschaftsministerium, der Arbeitsgemeinschaft Fernwärme sowie beim Verband der Wärmelieferungen.

Private Anlagenbetreiber:

Im Gegensatz zu Quotenmodellen führt die Bonusregelung in der dargestellten Form für alle Bereiche der KWK zu einer Verbesserung der Wettbewerbsbedingungen und ermöglicht für die gesamte Breite der KWK-Anlagen einschließlich der von privaten Betreibern eingesetzten Anlagen einen kostenorientierten Betrieb.

---

26 Eine messtechnische Erfassung der Auslastung (als einfacher Quotient zwischen ohnehin erfasster Stromerzeugung und bekannter Anlagenlettsung) ist dagegen wenig aufwendig.

Stromverbraucher:

Auf die Beurteilung des Bonusmodells mit einer auf den Stromverbraucher übertragenden Mengenverpflichtung wurde bereits bei der Diskussion der Quotenregelung eingegangen. Die Akzeptanz dürfte bei den industriellen Verbrauchern aufgrund des stärkeren Maktprinzips eher bei einer Mengenverpflichtung höher sein, während Bonusansätze im Zuge der Orientierung am Verursacherprinzip im stärkeren Umfang bei den privaten Verbrauchern auf Akzeptanz stoßen dürften.

Kompatibilität mit anderen Feldern der Energiepolitik:

Grundsätzlich sind sowohl Quoten- als auch Bonusmodelle geeignete Instrumente im Rahmen einer umfassenden Energie- und Klimaschutzpolitik. Sie sind aber beide ggf. an sicher ändernde Rahmenbedingungen anzupassen (z. B. Veränderung der Steuersätze im Rahmen der ökologischen Steuerreform).

Zeithorizont der Umsetzbarkeit:

Von der Grundkonzeption ist das Bonusmodell als Übergangslösung gedacht, das in Zeiten erst rudimentären Wettbewerbs Erhalt und Ausbau der KWK sicherstellt. Im Gegensatz zu anderweitigen Vorschlägen zur Stärkung der KWK (z. B. Quotenregelungen, Neubauverbot von Kondensationskraftwerken) erscheint der Zeitbedarf für die Umsetzung einer Bonusregelung geringer. Maßgeblich für diese Einschätzung sind die Parallelen mit der gerade erfolgten Umsetzung des Erneuerbaren Energien Gesetz (EEG) sowie (zumindest vom Prinzip her) zum KWK-Vorschaltgesetz. Hierdurch besteht die Chance, zeitgleich oder im direkten Anschluss kompatible Regelungen für die KWK zu implementieren.

Trotzdem ist eine sofortige Umsetzung noch nicht möglich, da bisher lediglich ein Konzeptentwurf für eine die gesamte KWK umfassende Bonusregelung vorliegt. Aufbauend hierauf sind noch weitere Analysen notwendig. Dies betrifft Arbeiten,

- in denen die Kostenstrukturen der KWK (inkl. Netzzusammenhänge) noch einmal eingehend diskutiert werden,

- in denen die Wirkung auf die verschiedenen KWK-Anlagen an Hand von Praxisbeispielen im einzelnen bestimmt werden (inkl. Aufzeigen von Sonderfällen),

- in denen der Übergangszeitraum zu weitergehenden Modellen (z. B. friktionsfreier Übergang zu einem Quotenmodell) und damit die langfristige Orientierung ausgestaltet wird und

- in denen bisher nur angedachte Vereinfachungen (z. B. Beschränkung des Geltungsbereiches auf die Stromeinspeisung und die Eigenerzeugung oberhalb einer

bestimmten Leistungsgrenze, Flankierung durch Investitionszuschüsse) hinsichtlich der hiermit verbundenen Mitnahmeeffekte untersucht werden.

Bei einer grundsätzlichen Verständigung über das Instrumentarium könnten diese Untersuchungen innerhalb eines halben Jahres im Konsens mit den Beteiligten aber abgeschlossen werden.

8.2.4 Zusammenfassende Bewertung

Aufbauend auf der Kriteriendiskussion erfolgt nachfolgend eine zusammenfassende tabellarische Bewertung der beiden hier diskutierten Modellansätze. Neben der Darstellung der Basismodelle ist auch eine Bewertung ergänzender Instrumente, die in Varianten zusammengefasst sind, aufgeführt. Die Diskussion strategischer Ergänzungen ist damit keineswegs abgeschlossen. Der hier dargestellte Versuch kann dementsprechend nur als Anfang dieser Diskussion verstanden werden. Als Varianten werden dabei betrachtet:

Variante Quotenmodell: Einführung von Teilquoten bzw. Einführung von nach Leistungsklassen differenzierten Mindest- und Höchstgrenzen oder besser, gezielte Flankierung durch spezifische Investitionszuschüsse für bestimmte (teurere) KWK-Anlagen als zusätzlicher monetärer Anreiz und als Beitrag zur Homogenisierung des KWK-Marktes; Stärkung langfristiger Kontrakte zwischen Betreibern von KWK-Anlagen und Verpflichteten; Implementierung einer Bagatellgrenze bei der Ankaufpflicht für die Eigenerzeugung.

Variante Bonusmodell 1: Technologiespezifische Bonuszahlung für Netzeinspeisung (generell, jedoch gegenüber Grundmodell weniger Technologieklassen) sowie Eigenerzeugung (oberhalb einer Leistungsgrenze von 2 MW_{el}), zusätzliche Investitionshilfen für kleine KWK-Anlagen (< 50 kW)

Variante Bonusmodell 2: Gewährung einer garantierten Einspeisevergütung, die sich aus Bonuszahlung sowie durchschnittlichem Marktpreis zusammensetzt sowie spezifischer Investitionszuschüsse für die Eigenerzeugung. Im Vergleich zum Grundmodell weicht diese Variante bezüglich der betrachteten Kriterien nur in Hinblick auf die Wettbewerbskonformität ab, die aufgrund der Zusicherung eines gesicherten Absatzmarktes für KWK hier geringer einzuschätzen ist. Demgegenüber führt die hierdurch induzierte höhere Investitionssicherheit (Anlagen sind auch keinem Verdrängungswettbewerb mehr ausgesetzt) zu einer Verbesserung des Zielerreichungsgrades.

Darüber hinaus ist bei der Betrachtung der anschließenden Bewertung zu berücksichtigen, dass vor dem Hintergrund des komplexen Problemfeldes (Erhöhung des Beitrags der KWK zur Stromerzeugung) die Gesamtbeurteilung einzelner Instrumente immer zu kurz greifen muss, in der Regel also aufeinander abgestimmte Maßnahmenbündel miteinander verglichen werden müssen. Auch diesbezüglich sind weitere Untersuchungen und das Sammeln praktischer Erfahrungen notwendig. Zudem ist zu berücksichtigen, dass die

getroffenen Wertungen auf der Basis der durchgeführten Kriterienanalyse soweit wie möglich zwar auf objektiven, letztlich aufgrund der bestehenden Unsicherheiten (z. B. hinsichtlich der Marktvorausschauen) aber immer auch auf persönlichen Einschätzungen beruhen. Damit ist grundsätzlich nicht ausgeschlossen, dass auf der Basis des gleichen Kriterienkatalogs auch andere Einordnungen getroffen werden könnten.

Die durchgeführte Bewertung der beiden Förderoptionen läßt keine eindeutige Schlussfolgerung über die Eignung des einen oder anderen Instrumentes zu. Klar erscheint vielmehr, dass beide Modelle bezüglich der angestrebten Zielerreichung "Verdopplung des Beitrags der KWK" einen wesentlichen Beitrag leisten können, für diese aber allein nicht ausreichen, sondern durch zusätzliche Maßnahmen flankiert werden müssen. Zudem zeigt sich deutlich, dass beide betrachtete Ansätze spezifische Stärken und Schwächen aufweisen.

Die **Schwächen des Quotenmodells** liegen vor allem in den abhängig von den sich einstellenden Marktmechanismen gerade in der Anfangsphase u. U. (ohne flankierende Elemente) vergleichsweise hohen Mitnahmeeffekten aufgrund des inhomogenen KWK-Marktes, den ggf. eingeschränkten technologischen Impulsen, dem nicht unerheblichen Kontroll- und Transaktionskosten bei der Überprüfung der Ankaufverpflichtung (vor allem auch der Eigenerzeugung), dem Veränderungsgrad gegenüber bisherigen in der deutschen Energiepolitik etablierten Maßnahmen sowie noch nicht im Detail ausgearbeiteten Sanktionsmechanismen für das Nichterfüllen der Ankaufspflichten. Die große **Stärke von Mengenverpflichtungen** basiert auf dem hohen Maß an Wettbewerbskonformität, der hierdurch bedingten volkswirtschaftlichen Effizienz sowie dem bereits im Akteursfeld der Energiewirtschaft erreichten hohen Akzeptanzgrad. Partiell kann auch ein Beitrag zum Bestandsschutz und zur Verringerung von stranded investments geleistet werden. Quotenmodelle führen zudem dazu, dass die Anreize für Energieversorgungsunternehmen KWK-Anlagen im Rahmen eines Verdrängungswettbewerbs zu unterbieten schwinden. Letzlich sind Mengenverpflichtungen im hohen Maße kompatibel mit der im Rahmen der internationalen Erfüllung des Kyoto-Protokolls zukünftig zu erwartenden Einführung internationaler Zertifikatsmärkte.

Bei **Bonusmodellen wirkt sich nachteilig** vor allem die fehlende Mengengenauigkeit, die nicht vollständige Sicherheit gegenüber gezielten Niedrigstpreisangeboten, der ggf. jährliche Korrekturbedarf an den Bonussätzen und die Nichteinbeziehung der Eigenerzeugung in die Finanzierung der Mehraufwendungen aus. Darüber hinaus sind bei Bonusmodellen verfassungsrechtliche Bedenken (Parallelität zu Kohlepfennig oder StrEG) zu klären: Ggf. sind diese bei der EU-Kommission als Beihilfen anzumelden. Sie unterliegen diesbezüglich strengen Anforderungen hinsichtlich Befristung und Degressivität. Ffür Quotenmodelle gilt dies nicht, wenn auf einen echten Zertifikatshandel verzichtet wird[27].. **Stärken der Bonusregelung** sind vor allem die Vergleichbarkeit des

[27] Der Entwurf des "Gemeinschaftsrahmens für staatliche Umweltbeihilfen" sieht vor, dass Bonuszahlungen höchstens für die Dauer von fünf Jahren gewährt werden sollen.

Verfahrens mit der Förderung der erneuerbaren Energien nach dem im Gesetzgebungsverfahren befindlichen Erneuerbaren Energie Gesetz (EEG) - als Nachfolgegesetz des Stromeinspeisungsgesetzes - sowie die zielgenauere und anlagentypbezogene Hilfestellung gegenüber stranded investments, die Investitions- und Kalkulationssicherheit für Neuanlagen und die vergleichsweise geringen Transaktionskosten.

Tabelle 8-3: Zusammenfassende Bewertung der Vorschläge zum Quoten- und Bonusmodell

	Quotenmodell		Bonusmodell	
	Grundmodell	Variante	Grundmodell	Variante
Wettbewerbskonformität	2	2	1	1
Zielerreichungsgrad				
- Ausbau	2	2	1 - 2	1 - 2
- Bestandsschutz	0 - 1[1]	1	1 - 2	1 - 2
- Vermeidung stranded investments	1	1 - 2	2	2
Behandlung Stromimporte				
- Kompatibilität	ja[2]	ja[2]	ja[2]	ja[2]
- Anteil KWK-Import an Gesamt-KWK-Leistung	begrenzt	begrenzt	begrenzt	begrenzt
Ökonomische Aspekte				
- volkswirtschaftliche Effizienz	1 - 2	1	1	1
- Mitnahmeeffekte	-1[3]	-1 - 0	-1 - 0	-1- 0
- Transaktionskosten	-2/- 1[5]	-2	-1	- 1- 0
Technologieimpulse	-1 - 0	1	1	1
Akzeptanz				
- Energiewirtschaft	1 - 2	0 - 1	1	0 - 1
- Verbraucher (privat/Industrie)	-1/1	-1/-1 - 0	1/-1	1/-1
Kompatibilität mit anderen Politikfeldern	1	1	1	1
Umsetzungszeitraum - Konzeptstatus	ausgearbeitet (Gesetzes-entwurf)	Detail-fragen offen	Grobkonzept	Detail-fragen offen
Umsetzungszeitraum - Implementierung	mittelfristig[4]	mittel-fristig	kurzfristig	kurz-fristig

Anmerkungen: Die Einordnung der Kriterien erfolgt nach Zahlenwerten von -2 bis +2, die als positiver oder negativer Veränderungsgrad gegenüber der derzeitigen Situation verstanden werden können.; [1] insbesondere in der Übergangszeit bis ein Neubau (Planungs- und Bauzeit) einsetzen kann; [2] sofern Gleichwertigkeitsregel auf EU-Ebene durchgesetzt werden kann; [3] langfristig geringer, wenn ohnehin marktbedingt mehr KWK zum Zuge kommt; [4] in Abhängigkeit der Fortentwicklung des Wettbewerbsmarktes; [5] Werden keine Zertifikate ausgegeben, ist der Verwaltungsaufwand für den Staat geringer, auf der anderer Seite fällt dann ggf. ein höherer Aufwand an für die notwendig werden denKontrollmechanismen für den selbstorganisierten Handel.

Ein Teil der aufgeführten Nachteile kann bei beiden Modellansätzen durch Modifikationen der Grundmodelle aufgehoben werden. Die hieraus resultierenden Varianten (bei der

Quote insbesondere durch die Einführung flankierender Investitionszuschüsse für spezifisch teurere KWK-Anlagen) führen zu der Erkenntnis, dass es unter dieser Voraussetzung zu einer starken Annäherung zwischen dem Quotenmodell und dem Bonusansatz kommt. In jedem Fall erfordern beide Modelle die Einbettung in einen gesamten Maßnahmenmix, um insgesamt die angestrebten Ziele zu erreichen.

Die herausgestellten Nachteile der beiden hier betrachteten Optionen können aber z. T. auch durch die Kombination beider Ansätze aufgehoben werden. Zugleich können damit die Vorteile der jeweiligen Systeme miteinander verzahnt werden.

8.3 Definition eines Maßnahmenbündel für die Erreichung des Zielkorridors

Aufbauend auf den grundsätzlich ausschöpfbaren Möglichkeiten wird im folgenden versucht, einen konsistenten, auf das Verdopplungsziel ausgerichteten Maßnahmenmix zu konzipieren. Dabei geht es um ein Bündel von Optionen, das die bereits vorhandene Wirkung der Sonderregelungen für die KWK im Rahmen der schon beschlossenen Stufen der Ökologischen Steuerreform sowie das sich in der Umsetzung befindliche KWK-Vorschaltgesetz gezielt ergänzen kann.

Die in Kapitel 7 durchgeführte Diskussion der die KWK stärkenden Maßnahmen sowie die detaillierte Auflistung der Vor- und Nachteile der als maßgeblichste Instrumente für die Förderung der KWK identifizierten Bonus- und Quotenregelung ist vor dem Hintergrund der Ableitung energiepolitischer Handlungsempfehlungen allein nicht aussagekräftig. Notwendig ist darüber hinaus eine weitergehende Spiegelung an den Zielsetzungen (Beitrag zum Klimaschutz, Sicherung von Arbeitsplätzen in der heimischen Stromerzeugung, Technologieentwicklung, Impulse für den Exportmarkt) und den hierfür umzusetzenden technischen Maßnahmen. Im Einzelnen bedeutet dies zu analysieren, welche energiepolitischen Maßnahmen, in welchem Zeithorizont sinnvoll umsetzbar sind, um

- den wirtschaftlichen Weiter-Betrieb ökologisch und unter fairen Randbedingungen auch ökonomisch effizienter KWK-Anlagen sicherzustellen;
- bestehende KWK-Standorte zu erhalten (inkl. Begrenzung von stranded investments) und hinreichende Anreize zur Nachrüstung/zum (vorzeitigen) Ersatz älterer KWK-Anlagen durch hocheffiziente Neuanlagen zu geben und darüber hinausgehend[28];

[28] In der Prognose von Prognos/EWI über die Entwicklung der Energiemärkte wird davon ausgegangen, dass es autonom zu einem Ersatz der bestehenden KWK-Anlagen kommen wird, der bis zum Jahr 2025 etwa zu einer Verdopplung der KWK-Stromerzeugung führt. Detaillierte Informationen finden sich dazu in der für das BMWi Anfang 2000 erarbeiteten Kurzexpertise des EWI. Inwieweit diese Aussage angesichts der zunehmenden Stilllegungen aufrechterhalten werden kann ist jedoch umstritten. Im Gegensatz zu der Prognose von Prognos/EWI ist vielmehr davon auszugehen, dass der Wiederinbetriebnahme oder dem Ersatz einmal stillgelegter KWK-Anlagen trotz bestehender Wärmetransportnetze eine Vielzahl von Hemmnissen gegenüberstehen. Dies gilt vor allem für die

- nachhaltige Anreize zu geben, neue KWK-Anlagen in allen Leistungsbereichen zu errichten.

Vor diesem Hintergrund wird im Folgenden der energiepolitische Handlungsspielraum aufgezeigt und letztlich ein zielorientiertes Maßnahmenbündel (Hauptinstrument und flankierende Elemente) für die Förderung der KWK im Wettbewerbsmarkt abgeleitet.

8.3.1 Auswahl des Hauptinstrumentes im Kontext des energiepolitischen Handlungsspielraums

Während es für den KWK-Bestand darauf ankommt, sehr schnell zu umsetzungsfähigen Lösungen zu kommen (um die Rückbautrends zu stoppen[29]), steht für den KWK-Ersatz/Ausbau aufgrund der zu berücksichtigenden Planungs- und Bauzeiten noch eine Übergangsfrist zur Verfügung. Die notwendigen Investitionsentscheidungen müssen aber ebenso bereits heute getroffen werden. Von entscheidender Bedeutung ist daher, sehr schnell verläßliche und langfristig gültige Rahmenbedingungen für die KWK vorzugeben.

In der energiepolitischen Debatte über die zur Erreichung der Ausbauziele (Verdopplung) einsetzbaren Instrumente konzentriert sich die Diskussion heute im wesentlichen auf drei Maßnahmenbereiche

- die direkte Umsetzung einer Mengenverpflichtung (Quotenregelung)
- die (befristete) Stärkung der KWK durch eine Bonus/Einspeiseregelung und
- verstärkte Anreize für die KWK durch Energie-/CO_2-Steuern bzw. CO_2-Zertifikate.

Dies ist nicht gleichbedeutend damit, dass die in den vorhergehenden Kapiteln aufgeführten Maßnahmen und Instrumente keine wesentliche Rolle spielen können oder müssen. Wie sich noch zeigen wird kommt zumindest einem Teil von ihnen als flankierende Elemente in jedem Fall ein hoher Stellenwert zu. Abbildung 8-5 zeigt in diesem Zusammenhang an Hand eines Entscheidungs- und Verzweigungspfades den resultierenden Handlungsspielraum für die Energiepolitik.

öffentliche Versorgung, wenn dort die Fernwärmeverteilsysteme zwischenzeitlich durch dezentrale (Haus-)Heizungssysteme ersetzt werden.

29 In diesem Sinn ist auch die Verabschiedung des KWK-Vorschaltgesetzes zu sehen.

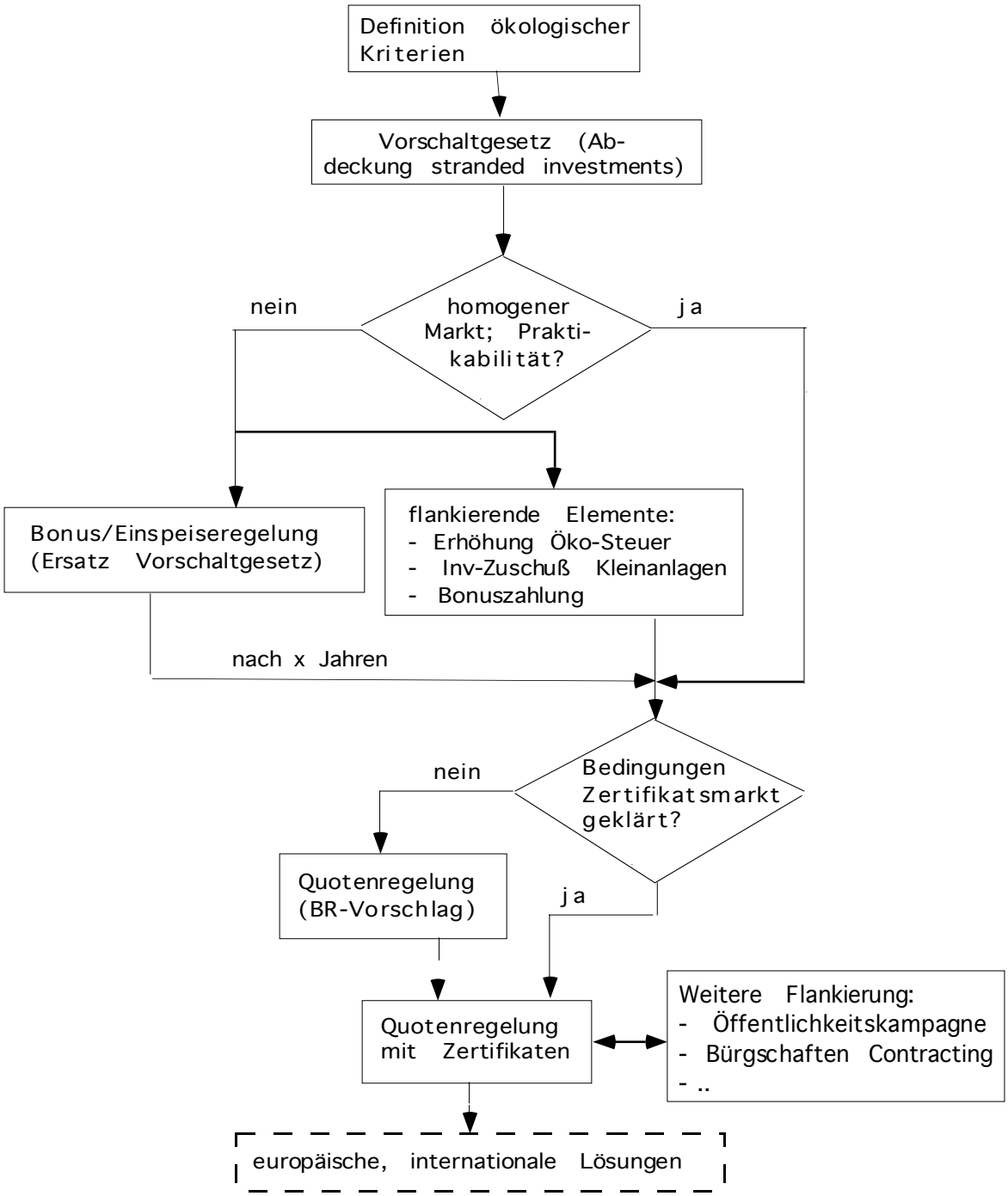


Abbildung 8-5: Entscheidungsbaum für die zukünftige Ausgestaltung der Förderung der KWK

Der Vorschlag der Anreizgestaltung über das Steuersystem basiert dabei stark auf dem wettbewerblichen Grundgedanken, dass sich nicht nur die KWK-Optionen untereinander dem Wettbewerb stellen sollten, sondern diese auch in Konkurrenz treten sollen mit anderen Optionen, die einen Beitrag zum Klimaschutz leisten können (z. B. Stromeinsparung, erneuerbare Energien). Zudem verfolgt er den Grundsatz, dass Einzelbereiche keinen gesonderten - den Wettbewerb verzerrenden - Bedingungen unterliegen sollten. Solange aber die Ausgangs(-markt)bedingungen für die für den

Klimaschutz relevanten Technologien so unterschiedlich sind, ideales Marktverhalten immer durch eine Vielzahl von Hemmnissen überlagert wird[30], erscheinen Steuerlösungen als isolierte Steuerungs- und Anreizinstrumente als wenig praxisnah, sondern nur als flankierende Elemente einsetzbar.

Zu einer vergleichbaren Einschätzung gelangt man auch in Bezug auf die Einordnung indirekt preissteuernd wirkender Instrumente, wie die Einführung von CO_2-Zertifikaten und eines entsprechenden Handelssystems. Der Zertifikatehandel hätte gegenüber der Steuerlösung allerdings den Vorteil, dass hierdurch eine exakte CO_2-Mengensteuerung möglich wäre. Zudem zeigt die auf europäischer Ebene seit mehr als 10 Jahren geführte Diskussion über die Einführung einer CO_2-Steuer mit welchen Widerständen in diesem Umfeld (z. B. seitens des Festbrennstoffhandels sowie einzelner Nationalstaaten und Bundesländer) zu rechnen ist.

Mittel- bis längerfristig ist in jedem Fall zu erwarten, dass derartige Zertifikate im Zuge der fortschreitenden internationalen Debatte über die Erreichung der Kyoto-Ziele, die sich mit der für das Jahr 2002/2003 zu erwartenden Ratifizierung des Kyoto-Protokolls beschleunigen wird, mit hoher Wahrscheinlichkeit stark an Bedeutung gewinnen werden. Die EU hat gerade ein entsprechendes, allerdings noch recht vage formuliertes Grünbuch herausgegeben. Zudem sind unternehmensinterne Versuche derzeit in vollem Gang (z. B. bei BP Amoco). Bis zur Einführung eines derartigen Handels muss die Zeit genutzt werden, die KWK ”fit” für den Wettbewerb mit anderen Klimaschutzoptionen zu machen und ihr damit faire Startbedingungen zu gewährleisten.

Das KWK-Vorschalt-Gesetz, das Ende März 2000 vom Bundestag verabschiedet worden ist, setzt hierfür den Ausgangsrahmen. Zum einen ist damit die prinzipielle politische Entscheidung getroffen worden, dass, in welcher Form (d. h. vor allem für wen) und bis zu welcher Höhe Maßnahmen zur Vermeidung/Verringerung von stranded investments ausgeglichen werden sollen. Zum anderen schreibt das Gesetz vor, dass durch ein KWK-Ausbau-Gesetz basierend auf einer progressiven markt- und EU-konformen Maßnahme eine langfristige Regelung für die Erreichung des KWK-Verdopplungsziels umgesetzt werden soll (vgl. §6 (3) KWK-Vorschalt-Gesetz). Das Gesetz drückt damit auch die positive Einschätzung der überwiegenden Mehrheit der relevanten Akteure der Energiewirtschaft über die generelle Eignung einer Quotenregelung aus. Die verbleibende energiepolitische Fragestellung konzentriert sich demnach darauf, ob direkt eine derartige Mengenverpflichtung eingeführt werden sollte oder aber vor deren Umsetzung vorbereitend bzw. zumindest begleitend noch andere Maßnahmen ergriffen werden sollten, um die erforderlichen Ausgangsbedingungen (hinreichend homogene Märkte) sicherstellen und Mitnahmeeffekte weitgehend vermeiden zu können (vgl. Entscheidungsbaum).

30 Dies gilt nicht nur für die privaten Verbraucher, von denen nicht das Verhalten eines homo oeconomicus erwartet werden kann, sondern auch für indutrielle und gewerbliche Verbraucher, die ebenfalls nur über unvollkommenes Wissen und häufig unzureichende Informationen verfügen.

Wie Abbildung 8-5 verdeutlicht besteht die Auswahl demnach zwischen der direkten Einführung einer Quotenregelung, der Implementierung einer direkten aber durch weitere Maßnahmen flankierten Mengenverpflichtung sowie der Vorschaltung einer befristeten, das KWK-Vorschalt-Gesetz um Anreize für den Neubau von KWK-Anlagen ergänzenden Bonus-/Einspeiseregelung. Für die Bewertung der zur Verfügung stehenden Optionen ist zu berücksichtigen, dass für die Erreichung des Verdopplungsziels verschiedene technologische Optionen aus dem Bereich der KWK einen Beitrag leisten müssen, Mitnahmeeffekte bei keiner Regelung vollständig vermieden werden können[31], Bonusmodellen aus europarechtlichen Gründen allenfalls Übergangscharakter zukommen kann und die heute verfügbaren KWK-Optionen unter verbesserten Rahmenbedingungen (d. h. steigende Marktpreise) mittel- bis längerfristig wieder verbesserte Wettbewerbschancen aufweisen werden.

Vor diesem Hintergrund stellen sich nun verschiedene Fragen. Die erste lautet: Wie groß ist der Zeitraum, in dem möglicherweise flankierend zu Quotenregelungen eingegriffen werden muss.

Abbildung 8-6 stellt für die Bandbreite der zur Erreichung des Verdopplungsziels notwendigen KWK-Technologien (in der Regel handelt es sich dabei um Ersatzinvestitionen an bestehenden Standorten; zudem wurde aber auch der Weiterbetrieb von KWK-Anlagen aufgeführt, die unter Trendbedingungen ggf. stillgelegt würden) den gegenüber den derzeitigen Marktbedingungen resultierenden Zuschussbedarf in Pf/kWh dar (vgl. Kapitel 6). Dabei sind für die einzelnen Kraftwerkstypen, für die in der Regel von deutlich voneinander abweichenden Einsatzbedingungen auszugehen ist, charakteristische Annahmen für Stromeinspeisung und Eigenerzeugung getroffen worden[32].

31 Mitnahmeeffekte lassen sich bei keiner Regelung verhindern, sie sollten angesichts der Zielsetzung eines verantwortungsvollen Umgangs mit den monetären Ressourcen aber soweit wie möglich begrenzt werden.

32 Je nach Anteil der Einspeisung und Eigenerzeugung ergeben sich unterschiedliche Zuschussbedarfe. Während die Einspeisung in Konkurrenz steht mit dem durchschnittlichen Marktpreis (zuzüglich einer ggf. zu gewährenden Netzkostengutschrift), befindet sich die Eigenerzeugung im Wettbewerb mit einem Strombezug (inkl. Steuern, Konzessionsabgabe). Für den in Abbildung 8-6 aufgeführten Weiterbetrieb bestehender Anlagen wurde die Abdeckung von stranded investments in den Zuschussbedarf mit eingerechnet.

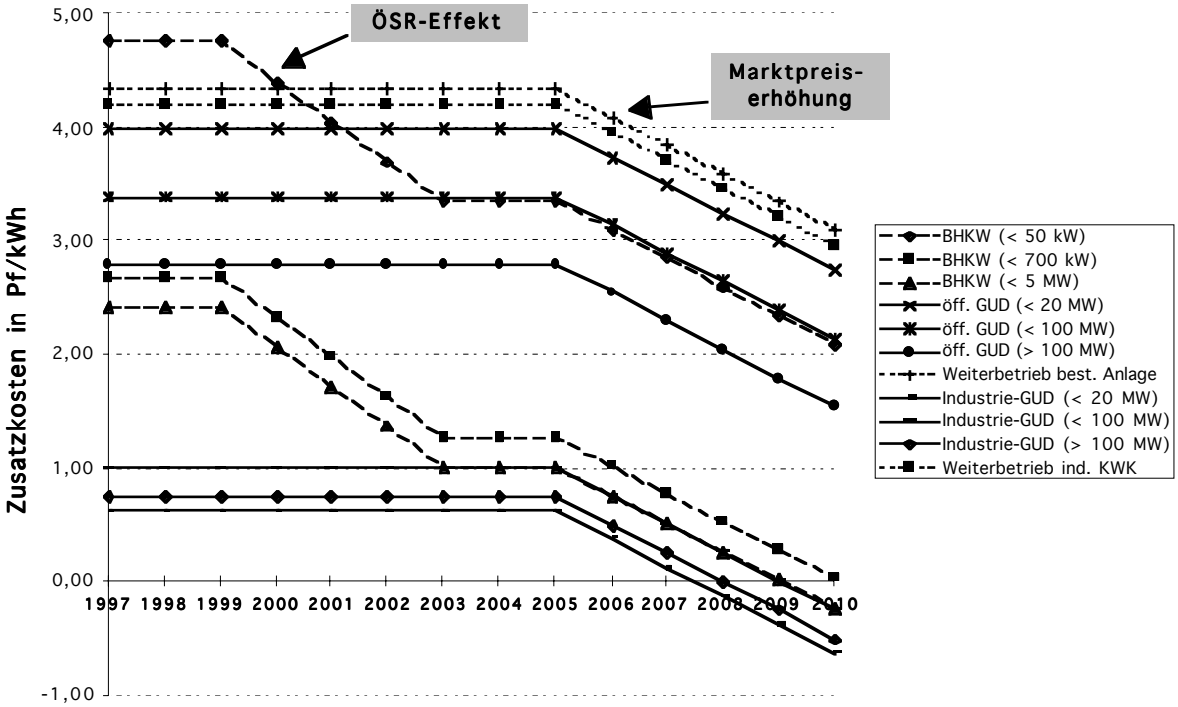


Abbildung 8-6: Zeitliche Entwicklung des Zuschussbedarfes für unterschiedliche KWK-Technologieoptionen

Nach Abbildung 8-6 stellen sich für die verschiedenen KWK-Technologien sehr unterschiedliche Ausgangsvoraussetzungen dar. Der Zuschussbedarf für die einzelnen Anlagentypen variiert zwischen knapp über 4 (Klein-BHKW und z. T. bestehende Heizkraftwerke inkl. Kapitaldienst) und knapp unter 1Pf/kWh (große industrielle GUD-Anlagen). Zwar kommt es im Zuge der Umsetzung der weiteren, heute schon beschlossenen Stufen der Ökologischen Steuerreform sowie der hier unterstellten Annahme nach dem Jahr 2005 wieder moderat ansteigender Marktpreise (für den Zeitraum 2005 bis 2010 wurde jeweils von einer Erhöhung des Marktpreises von 0,25 Pf/(kWh*a) ausgegangen) zu einer Angleichung der Wettbewerbsverhältnisse, dennoch verbleiben auch am Ende des Betrachtungszeitraums noch signifikante Unterschiede.

Vor diesem Hintergrund kann die Einführung einer nicht durch weitere Maßnahmen flankierten Mengenverpflichtung zu einer Marktkonzentration auf einige wenige Technologien (insbesondere im Bereich des (vorzeitigen) Ersatzes von KWK-Anlagen im industriellen Bereich) führen, eine Einschränkung, die im Sinne der langfristigen Zielsetzung (Verdopplung des KWK-Beitrags) sowie der Sicherung der Absatzchancen des Anlagenbaus (über weite technologische Bereiche hinweg[33]) als nicht optimal bezeichnet werden kann.

33 Es geht dabei nicht um die langfristige Förderung unwirtschaftlicher Systeme, sondern um die Unterstützung von KWK-Optionen mit Zukunftsperkspektiven bzw. strategischer Bedeutung (z. B. zur Vorbereitung hinreichend dezentraler Strukturen für den späteren Ausbau von Brennstoffzellensystemen).

Die in Abbildung 8-6 aufgezeigten technologiespezifischen Unterschiede können durch die Umsetzung flankierender Instrumente deutlich verringert werden. Abbildung 8-7 zeigt dies beispielhaft an der Wirkung einer weiteren Erhöhung der Strom- und Mineralölsteuer nach dem Jahr 2005.

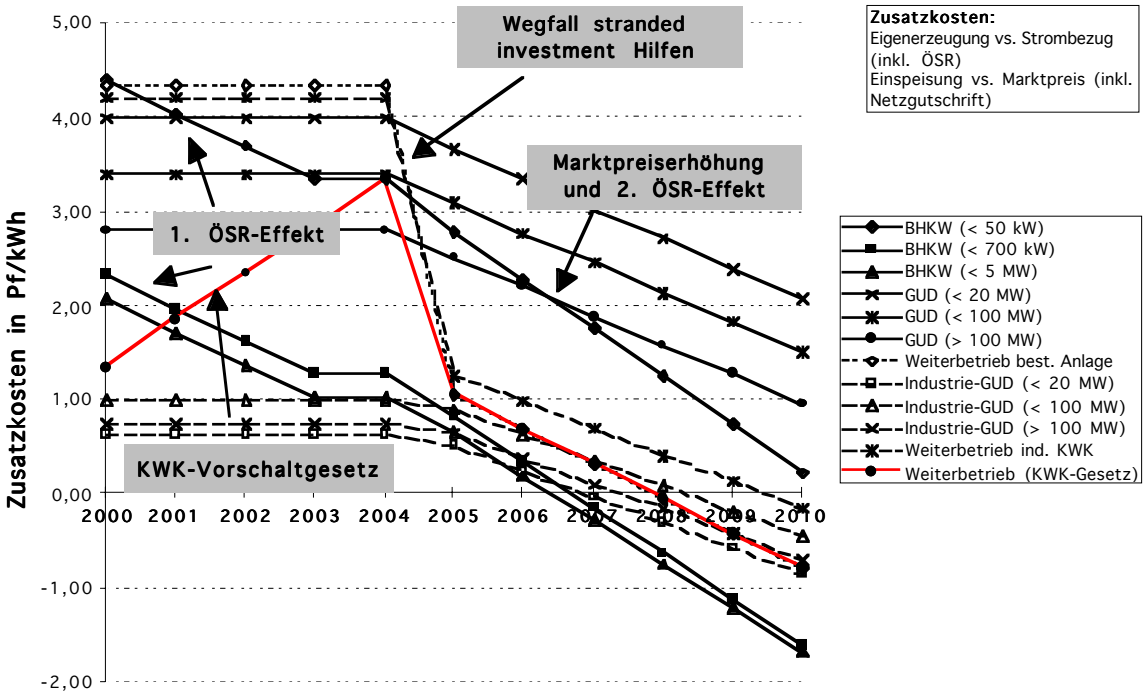


Abbildung 8-7: Zeitliche Entwicklung des Zuschussbedarfes für unterschiedliche KWK-Technologieoptionen bei einer zusätzlichen Erhöhung der Ökosteuer nach 2005

Für den für den Ausbau der KWK im Rahmen des Verdopplungsszenarios maßgeblichen Zeitraum von 2005 bis 2010 kann durch eine weitere Erhöhung der Mineralöl- und Stromsteuer (gegenüber den bis zum Jahr 2003 geplanten Sätzen hinaus) ein wesentlicher Schritt zur Schaffung weitgehend homogener Märkte getan werden. Abbildung 8-7 geht dabei bezüglich der weiteren Ausgestaltung der Ökosteuer von Annahmen des Energiereports III (Prognos/EWI 1999)[34] aus. In Abbildung 8-7 sind zudem für den Weiterbetrieb heute bereits bestehender Anlagen nach 2005 keine Kapitalkosten mehr einbezogen worden, da davon ausgegangen werden kann, dass bis zu diesem Zeitpunkt ein maßgeblicher Teil der noch anstehenden Kapitalverpflichtungen abgetragen werden können. Auch ist der kurzfristige Effekt des KWK-Vorschalt-Gesetzes mit einbezogen worden. Darüber hinaus ist wie bereits in Abbildung 8-7 von einem moderaten Anstieg der Marktpreise für Strom um rund 1,25 Pf/kWh zwischen 2005 und 2010 ausgegangen

34 Danach wird davon ausgegangen, dass die Zusatzsteuer auf Erdgas von derzeit 0,32 Pf/kWh$_{Ho}$ ab dem Jahr 2005 auf 0,6 Pf/kWh$_{Ho}$ angehoben wird und dann sukzessive auf 0,9 Pf/kWh$_{Ho}$ bis zum Jahr 2010 ansteigt. Die Stromsteuer erhöht sich zwischen 2005 und 2010 ebenfalls, und zwar um 1 Pf/kWh. Die Sonderregelungen für die KWK, d. h. die unter bestimmten Anforderungen gewährte Steuerbefreiung, bleibt ebenso erhalten wie die die geringeren Steuersätze von 20 % für das produzierende Gewerbe.

worden. Für den Weiterbetrieb bestehender Anlagen im kommunalen Bereich ist zudem die begrenzte Wirkung des KWK-Vorschalt-Gesetzes aufgeführt worden.

Danach ergibt sich bis zum Ende des Betrachtungszeitraums ein einheitlicheres Kostenbild. Mittel- bis langfristig können sich verschiedene KWK-Optionen, den zuvor durchgeführten Analysen zufolge, unter diesen Bedingungen im Wettbewerbsmarkt nicht nur halten, sondern ihre Marktstellung ggf. auch autonom ausbauen (insbesondere für BHKW liegen dann günstige Voraussetzungen vor). Zugleich heißt dies aber, dass der Zeitraum, in dem eine Förderung der KWK notwendig ist, mindestens etwa 10 Jahre beträgt. Gerade in der Anfangsphase wird es zudem erforderlich sein, flankierend zu einer Quotenregelung, die für alle Technologien zu einer spezifisch gleichen Förderung führt (z. B. resultierender Zertifikatspreis), flankierende Maßnahmen zu ergreifen.

Diese Flankierung erscheint zum Einen notwendig, um der Anforderung nach hinreichend homogenen und damit wettbewerbsfähigen Märkten zu genügen. Zum Anderen ist sie aber auch deswegen erforderlich, um speziell in der Anfangszeit eine hinreichende Investitionssicherheit gewährleisten zu können. Die Erfahrungen der letzten Jahre (z. B. im Vorfeld der Verabschiedung des Erneuerbaren Energien Gesetz) haben immer wieder bestätigt, dass nicht nur die zukünftigen Betreiber (z. B. EVU oder Independent Power Producer), sondern gerade auch die potentiellen Geldgeber (z. B. Banken) sehr reserviert auf sich verändernde und nicht mit hinreichender Sicherheit kalkulierbare Rahmenbedingungen[35] reagieren und entsprechende Mittel nicht bereitstellen.

Entscheidende Bedeutung für die Förderung der KWK kommt demnach dem Zeitraum bis zum Jahr 2005 zu. Geht man von einer sofortigen Umsetzung einer Quotenregelung und einem hieraus resultierenden einheitlichen Zertifikatspreis aus, könnten in diesem Zeitraum die in Abbildung 8-6 und 8-7 aufgeführten Differenzen in den Zuschussbedarfen in Ergänzung des KWK-Vorschalt-Gesetzes beispielsweise durch technologiespezifische Investitionszuschüsse oder Bonuszahlungen zumindest zum Teil abgedeckt werden und damit etwaige Mitnahmeeffekte bei der Umsetzung einer Quotenregelung damit deutlich verringert. Zusatzmaßnahmen erscheinen dabei insbesondere für kleine BHKW, die Absicherung des Weiterbetriebs industrieller KWK-Anlagen sowie für den Neu-/Ersatzbau von kommunalen Anlagen notwendig zu sein. Letzteres könnte beispielsweise durch Investitionshilfen für einen vorzeitigen Ersatzbau (Umrüstungshilfen), ersteres durch spezielle Bürgschaften, spezifische Investitionszuschüsse und/oder zinsgünstige Kredite realisiert werden.

Eine individuelle Verbesserung der technologiespezifischen Wettbewerbsbedingungen wäre prinzipiell auch durch die Einführung von Teilquoten erreichbar. Aufgrund der rechtlichen Einstufung der Mengenverpflichtung als Umweltauflage erscheint eine Differenzierung des ”gleichen Gutes (kWh Stromerzeugung in KWK-Anlagen)” jedoch nicht möglich. Während diese Option auszuscheiden scheint, ist jedoch alternativ zu den

35 Aufgrund der fehlenden Erfahrungen mit Mengenverpflichtungen und den sich hieraus tatsächlich ergebenen Zertifikatspreisen handelt es sich hier zwangsläufig um derartige Unsicherheiten.

bisher diskutierten flankierenden Elementen einer Quotenregelung auch die diese ergänzende Implementierung einer zielgerichteten, befristeten und umlagefinanzierten Bonus- oder Einspeiseregelung denkbar (vgl. Kapitel 8.2). Anders als in der bisherigen Betrachtung und in der öffentlichen Disklussion wird eine Bonusregelung damit nicht als konkurrierendes Element für eine Mengenverpflichtung betrachtet, sondern als gezielte Ergänzung in der Anfangszeit verstanden.

Eine derartige Bonusregelung könnte, ohne dass maßgebliche strukturelle Veränderungen notwendig sind, durch eine Modifikation des bestehenden KWK-Vorschaltgesetzes realisiert werden und dessen Nachteile (vgl. Kapitel 5.1) beheben. Dies betrifft insbesondere die Notwendigkeit, schnell und zusätzlich zur Abdeckung von stranded investments auch Anreize für den Neu-/Ersatzbau von KWK-Anlagen zu schaffen. Möglichst zeitgleich sollte zudem eine Quotenlösung als Hauptinstrument zur Förderung der KWK umgesetzt werden. Die Bonusregelung kann unter dieser Voraussetzung auf einen Zeitraum von etwa fünf Jahren[36] begrenzt werden[37].

Die Empfehlung nicht von einer zeitlichen Staffelung von Bonusregelung und Quote auszugehen, sondern diese für einen begrenzten Zeitpunkt nebeneinander laufen zu lassen ist dabei vor dem Hintergrund der Fragestellung zu sehen, wie kann zum einen von Anfang an eine ausreichende Investitionssicherheit gewährleistet werden, zum anderen aber auch die langfristigen Perspektiven schon klar genug dargelegt werden. Zudem geht sie von der Annahme aus, dass Quotenlösungen nach der Beendigung der Einführungs- und Umbruchphase des Wettbewerbsmarktes am besten in der Lage sind, die für den Neubau von KWK-Anlagen erforderliche langfristige Investitionssicherheit zu gewähren und damit möglicherweise deutlich stärkere Anreize für den Neubau zu schaffen als andere Förderoptionen. Von daher ist es sehr sinnvoll bereits sehr frühzeitig Erfahrungen im Umgang mit Mengenverpflichtungen zu sammeln. In der Anfangszeit dieser Koppelregelung entfaltet die Quotenregelung nur im geringen Umfang monetäre Wirkungen, die diesbezüglich stärkste Last liegt in diesen fünf Jahren auf der Bonusregelung. Sie stellt soweit möglich Chancengleichheit für die verschiedenen KWK-Anlagen her und reduziert den Abstand zu den derzeit niedrigen Marktpreisen.

8.3.2 Resultierende Empfehlung für die Ausgestaltung und Flankierung des Hauptinstrumentes

Basierend auf den im vorangegangenen Abschnitt dargestellten Überlegungen wird empfohlen, primär eine Quotenregelung (Mengenverpflichtung) einzuführen und diese befristet durch eine Bonusregelung zu flankieren. Zielsetzung ist hierbei auch in der Anfangsphase im ausreichenden Umfang Investitionssicherheit zu gewährleisten,

---

36 Eine zeitliche Befristung ergibt sich bereits aus den Erfahrungen hinsichtlich der Anforderungen der EU-Wettbewerbskommission für Vergütungsregelungen, die aus den Diskussionen aus dem Bereich erneuerbare Energien abgeleitet werden können.

37 Eine zumindest prinzipiell vergleichbare Kopplung unterschiedlicher Modelle besteht derzeit auch in Dänemark. Außer durch die mit dem Stromversorgungsgesetz 1999 eingeführten kostengerechten Einspeisetarifen für Strom aus KWK-Anlagen können diese indirekt auch über Beiträge profitieren, die sie zur Erfüllung der CO_2-Quoten leisten, (vgl. Kapitel 7).

gleichzeitig aber bereits Erfahrungen im Umgang mit dem letzendlichen Hauptinstrument Quotenlösung in der Praxis zu sammeln.

Auf Details bezüglich der Ausgestaltung der Quotenregelung wird hier nicht eingegangen, sondern auf laufende Untersuchungen verwiesen (z. B. im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitung des Energiedialogs 2000 sowie im Rahmen der inter- und intrafraktionellen Arbeit der Regierungsparteien). Dabei zeigt sich, dass bei der Einführung einer Mengenverpflichtung zwischen verschiedenen Mechanismen unterschieden werden kann. Wie in Abbildung 8-5 angedeutet ist, kann es zunächst sinnvoll sein eine Quotenregelung mit zertifikatsgleichem Handel (vgl. Bundesratsvorschlag der Bundesländer Schleswig-Holstein und Berlin) und erst im Anschluss einen börsenähnlich organisierten Zertifikatsmarkt zu implementieren. Erstere hätte u. U. den Vorteil, dass es zunächst zu keinem flächendeckenden Handel mit Nachweisen über die Erzeugung von KWK-Strom kommen würde, sondern sich u. U. kleinere Teilmärkte herausbilden würden. Hiermit dürften in der Übergangszeit trotz nicht vollständig homogener Märkte geringere Mitnahmeeffekte verbunden sein, da die Ausrichtung der Preise jeweils an den unter lokalen Bedingungen ungünstigsten KWK-Anlagen erfolgen würde, nicht aber an der insgesamt schlechtesten Anlage des gesamten Bundesgebiets.

In jedem Fall sind bestimmte Kriterien bei der Umsetzung von Mengenverpflichtungen zu erfüllen. Dies sind insbesondere

- eine transparente Ausgestaltung
- die Einbeziehung eines Handelsprinzips (z. B. durch die Ausstellung von Zertifikaten)
- eine börsenfähige Regelung (mit Zugang für Kleinanlagen)
- eine unbürokratische Abwicklung
- eine Minimierung des administrativen Aufwands (vor allem für kleine Anlagen[38])
- eine EU-konforme Ausgestaltung und
- die Implementierung von Anreizsystemen für Effizienzsteigerungen.

Letzteres kann unabhängig vom gewählten Förderinstrument mit der Einbeziehung eindeutiger Qualitätskriterien für die KWK gewährleistet werden. Eine Möglichkeit stellt der in Kapitel 4 abgeleitete Vorschlag dar, die Unterstützung der KWK von dem Erreichen einer Mindest-CO_2-Minderungsrate (gegenüber der derzeitigen getrennten Strom- und Wärmebereitstellung oder einem virtuellem, sich an den Trendbedingungen orientierenden Kraftwerks-Zubaumix) abhängig zu machen und die Förderhöhe (oder zertifizierte Strommenge) dann linear mit dem Überschreiten dieser Rate ansteigen zu lassen.

---

38 Probleme mit der Handhabbarkeit gesetzlicher Regelungen liegen heute z. B. bereits bezüglich der Mineralölsteuerrückerstattung im Rahmen der Ökologischen Steuerreform vor.

Vorgeschlagen wird dementsprechend die **Umsetzung einer CO_2-Quote** (zunächst begrenzt auch die KWK). Gerade in Hinblick auf die der KWK zugewiesenen Bedeutung für den Klimaschutz stellt dies eine zielgenaue Steuerungsmöglichkeit dar. In den vorliegenden wissenschaftlichen Studien zur Bewertung der KWK (vgl. verschiedene Arbeiten zum Energiedialog 2000) wird der durch den Ausbau der KWK ausschöpfbare CO_2-Minderungsbeitrag sehr unterschiedlich eingeschätzt. Umso sinnvoller erscheint es, die Unsicherheiten und Fragen dadurch auszuräumen, dass sich das Quotenmodell nicht auf eine Menge kWh-KWK-Strom fokussiert, sondern die Erreichung einer bestimmten CO_2-Einsparung direkt als Zielgröße adressiert wird. Insofern wird der Tatsache genüge getan, dass der Ausbau der KWK kein Selbstzweck an sich ist, sondern einen deutlichen Beitrag zum Klimaschutz leisten soll.

Alternativ zu der Implementierung einer **CO_2-Quote**, die in Abhängigkeit der gemachten Erfahrungen im späteren Zeitverlauf dann **auch auf andere Technologien ausgeweitet werden** kann (z. B. erneuerbare Energien, Gasentspannungsanlagen), könnte aber natürlich auch - jedoch dann unter Verlust der Zielgenauigkeit in Bezug auf den zu erreichenden Klimaschutzbeitrag - eine heute eher im Mittelpunkt der Diskussion stehende reine kWh-KWK-Strom bezogene Quotierung umgesetzt werden. Je nach gewähltem Verfahren stehen letztlich unterschiedliche Qualitätskriterien zur Verfügung, die sicherstellen können, dass in jedem Fall nur solche Anlagen eine Förderung erhalten, die insgesamt auch einen Klimaschutzvorteil erwarten lassen. Tabelle 8-4 gibt einen diesbezüglichen Überblick über die jeweilige modellbezogene Eignung der verschiedene Qualitätsmaßstäbe (vgl. auch Kapitel 4).

Tabelle 8-4: Eignung verschiedener Qualitätskriterien in Abhängigkeit der zur Anwendung kommenden Fördermodelle

	Ökologische Steuerreform	Bonusregelung	Quote Strommenge	CO_2-Quote
modellendogene Anreize	Grenzwert-erreichung	max. Strom-erzeugung	max. Strom-erzeugung	maximale Brennstoff-ausnutzung
Jahresnutzungsgrad (η_{Nutz})	0/-[1]	+/0	+/0	-
Jahresnutzungsgrad (η_{Nutz}) und Stromkennzahl[3]	+	+	+	-
KWK-Wirkungsgrad (η_{KWK})	+	+	+	-
ΔCO_2	+	+	+	+
Zero-Strom	-[2]	+	+	+

[1] Mißbrauchsmöglichkeiten:Gewinnmaximierung ergeben sich unabhängig von der erzeugten Strommenge, sofern der Grenzwert eingehalten wird; [2] erfordert Umrechung; [3] Anforderung einer Mindeststromkennzahl oder genaue Definition der Gegendruckscheibe (z. B. nach AGFW-Vorschlag)

Entscheidet man sich, wie hier vorgeschlagen wird, für die Umsetzung der CO_2-Quote liegt unter Bezugnahme auf die Eignungsprüfung in Tabelle 8-5 nahe, das ΔCO_2-Kriterium

aus Gründen der Vereinheitlichung auch als Maßstab für die Erfüllung der Anforderungen für die Mineralölsteuerbefreiung (nach ÖSR) einzusetzen.

Für die Einhaltung der zunächst nur auf die KWK begrenzten CO_2-Quote ist eine Ausweitung der KWK-Stromerzeugung notwendig. Jede kWh Stromerzeugung in KWK-Anlagen wird hierdurch aufgewertet und erhält in Abhängigkeit der mit der jeweiligen Anlage realisierbaren CO_2-Minderung (gegenüber einem definierten Referenzfall) einen zusätzlichen monetären Anreiz. In der Anfangszeit soll diese finanzielle Unterstützung der KWK durch die Gewährung eines Bonus (in Pf/kWh) zudem ergänzt werden[39]. Abbildung 8-8 stellt die sich hieraus ergebende Förderstruktur der KWK dar.

Die zur Mengenverpflichtung komplementäre Bonusregelung muss schnell umgesetzt werden können. Aus pragmatischen Erwägungen heraus ist dies am einfachsten möglich, dass das KWK-Vorschaltgesetz durch die zusätzliche Berücksichtigung von Neuanlagen ergänzt wird. In Abweichung zum KWK-Vorschaltgesetz sollen zudem nicht nur kommunale, sondern auch industrielle und private Anlagen eine Unterstützung erhalten. Aufgrund der zumeist höheren Auslastung letzterer Anlagen kann diese aber ggf. geringer ausfallen. Ausgehend vom KWK-Vorschaltgesetz wird die Bonusregelung aus juristischen Gründen als umlagefinanzierte Einspeiseregelung (mit nationalem Ausgleichsverfahren zwischen den Übertragungsnetzbetreibern) ausgeführt[40]. In Bezug auf die Implementierung der Bonuslösung sind selbstverständlich die vom Bundesjustizministerium vorgebrachten Bedenken gegenüber solchen Regelungen zu beachten. Danach stellt ein umlagefinanzierter Bonus eine unzulässige Subventionierung der KWK-Erzeuger durch den Netzbetreiber dar. Im KWK-Vorschaltgesetz ist dieser Aspekt durch die Umsetzung der KWK-Förderung als Einspeiseregelung gelöst worden.

Nach Ablauf von spätestens fünf Jahren stellt dann aber die CO_2-Quote das alleinige Förderinstrument für die KWK dar. Viele der bestehenden KWK-Anlagen sind dann ganz oder zu großen Teilen abgeschrieben und die Gefahr, im hohen Umfang stranded investments zu erzeugen, dementsprechend deutlich gesunken. Zugleich werden damit die Aufgaben des Staates, regulierend auf den KWK-Markt einzuwirken und der hiermit verbundene Verwaltungsauswand wieder deutlich eingeschränkt. Durch die Kopplung von Quote und Bonus wird zudem garantiert, dass auch in der Übergangsphase (d. h. z. B. während des Baus und der Planung von Ersatz-KWK-Anlagen) die bestehenden Kraftwerke nicht stillgelegt werden. Für die Fernwärme/Nahwärmeversorgung würde an diesen Standorten sonst - soweit verfügbar - bestehende Heizwerke eingesetzt, die unter

---

39 Die Bonuszahlung erfolgt bezogen auf die kWh Stromerzeugung. Aus Gründen der stärkeren Fokussierung der Bonusregelung auf das Hauptziel "Beitrag zum Klimaschutz" ist ggf. auch eine spezifische auf die erreichte CO_2-Minderung bezogene Anreizstruktur denkbar (die Bonuszahlung erfolgt dann in Pf/kg CO_2). Ob eine derartige Umgestaltung der Bonusregelung (ausgehend vom bestehenden Vorschaltgesetz) kurzfristig möglich ist, muss im einzelnen diskutiert werden. Angesichts der vorgeschlagenen Fokussierung der Quotenregelung auf ein CO_2-Ziel (CO_2-Quote für KWK) erscheint diese zusätzliche Ausrichtung auf CO_2 für den komplementären und ohnehin nur befristet wirkenden Bonus nicht notwendig.

40 Beim Vorschaltgesetz wird eine Einspeisevergütung für kommunale Anlagen von 9 Pf/kWh gewährt. Unter Zugrundelegung eines Marktpreises von 6 Pf/kWh resultiert hieraus ein Bonus von umgerechnet 3 Pf/kWh.

ökologischen Gesichtspunkten in den meisten Fällen deutlich schlechter zu beurteilen sind als der Weiterbetrieb der bestehenden KWK-Anlagen[41].

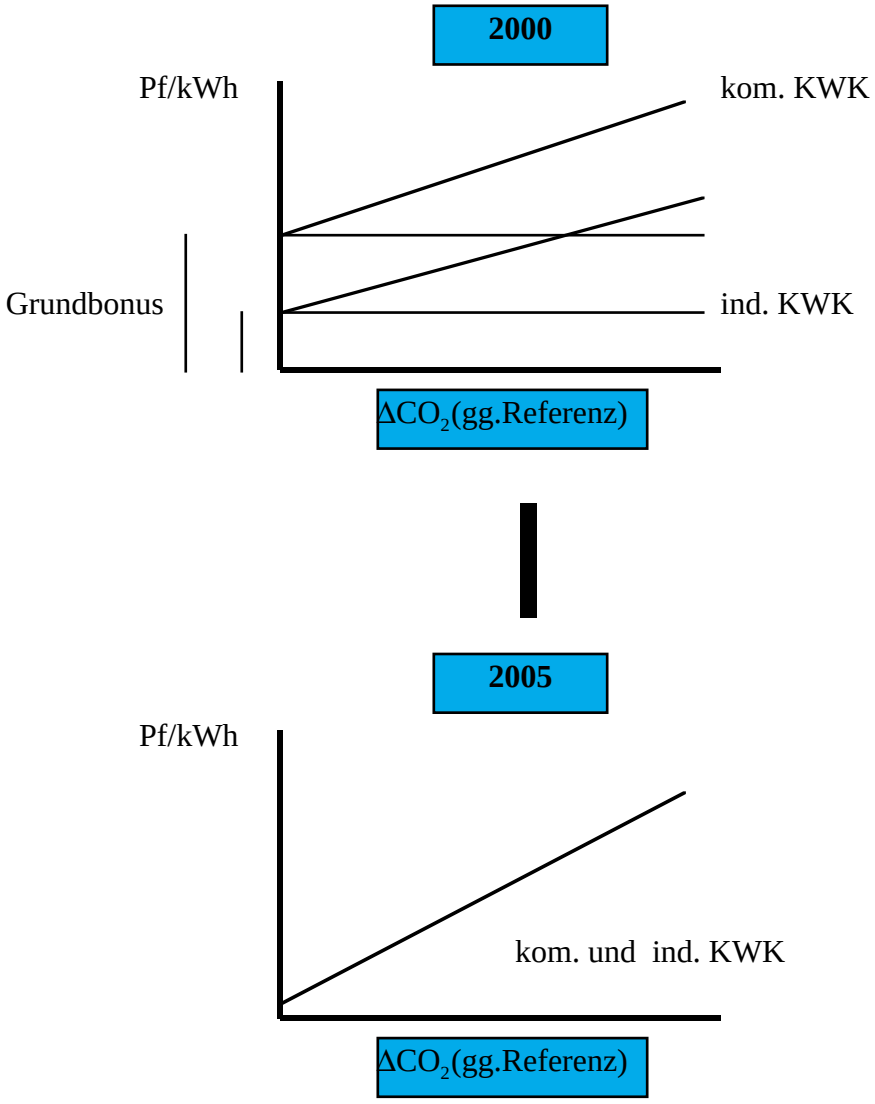


Abbildung 8-8: Resultierendes Vergütungsprinzip der Kombilösung Bonus und Quote

Die resultierende Vergütung im Rahmen der komplementären Einspeiseregelung und deren zeitliche Ausgestaltung ist in Tabelle 8-5 dargestellt.

41 Dies gilt z. T. selbst bei Kohle-Heizkraftwerken, für die der Übergang zu einem Heizwerk zu Teilen auch noch mit einem Brennstoffwechsel (zum kohlenstoffärmeren Erdgas oder Heizöl) verbunden ist, da der nicht mehr in der KWK-Anlage hergestellte Strom durch bisher nicht vollständig ausgelastete fossile Kraftwerke (mit hohem Kohleanteil) mit vergleichsweise geringem Wirkungsgrad bereitgestellt werden müßte.

Tabelle 8-5: Flankierende (komplementäre) Einspeisevergütung für die Stromerzeugung in KWK-Anlagen in Pf/kWh

	2000	2001	2002	2003	2004
Altanlagen:					
kommunale KWK	9	8,5	8,0	7,5	7,0
industrielle KWK	6,5	6,25	6,0	5,75	5,5
Neuanlagen:					
kommunale KWK	9	8,5	8,0	7,5	7,0
industrielle KWK	6,5	6,25	6,0	5,75	5,5
Anmerkung: Die Vergütungssätze verstehen sich jeweils zzgl. der nach Verbändevereinbarung II resultierenden Vergütungen für Netzkosteneinsparungen					

Den in Tabelle 8-5 dargestellten Vorschlägen liegen dabei eine Reihe von pragmatischen Entscheidungen zugrunde:

- es erfolgt eine völlige Gleichstellung zwischen Alt- und Neuanlagen. Während für Altanlagen hier die stranded investment Problematik handlungsleitend ist, besteht bei Neuanlagen die Anforderung die Vollkosten abzudecken. Mit Ausnahme von kleinen BHKW ermöglichen die gewählten Vergütungssätze den neu in Betrieb gehenden Anlagen einen kostendeckenden Betrieb, wenn zugleich die nach Verbändevereinbarung II zugesagten Vergütungen für die Netzkosteneinsparungen durch die dezentrale Einspeisung berücksichtigt werden[42].

- zusätzliche Anreize, vorzeitig Neuanlagen zu errichten, ergeben sich bei einer Gleichstellung von Neu- und Altanlagen in Bezug auf die Einspeisevergütung demnach vornehmlich aus der zeitgleichen additiven (monetären) Wirkung der CO_2-Quote. Dieser Effekt ist als hoch einzuschätzen, da Neuanlagen in aller Regel deutlich höhere CO_2-Minderungsraten (gegenüber dem Referenzsystem) realisieren können (höhere elektrische Wirkungsgrade, Brennstoffwechsel) als bestehende Kraftwerke.

- zwischen der Eigenerzeugung und der Netzeinspeisung kann im Rahmen von Einspeisevergütungsregelungen, deren Umsetzung aus juristischen Gründen notwendig erscheint (gleichermaßen gilt dies aufgrund der pragmatischen Orientierung an dem bestehenden Vorschaltgesetz), naturgemäß nicht differenziert werden. Unter Berücksichtigung der Tatsache, dass für die Eigenerzeugung sowohl im industriellen als aber auch im privaten Bereich - infolge der Konkurrenzsituation mit dem jeweiligen individuellen oberhalb des Marktpreises für die Einspeisung liegenden Bezugspreises - ohnehin bereits bessere Randbedingungen vorliegen als für die Netzeinspeisung erscheint dies auch nicht notwendig. Mit der Zielrichtung Ausbau der KWK müssen daher vor allem (in Form von verbesserten Einspeisekonditionen) verstärkte Anreize dafür gegeben werden, die Anlagen (im Fall des Neu- bzw. Ersatzbaus) mit einer

42 Diese liegen je nach Spannungsebene der Einspeisung zwischen 0 Pf/kWh (Großanlagen) und bis zu 6 Pf/kWh (Kleinstanlagen).

größeren Leistung auszulegen, als für die Abdeckung des Eigenbedarfs allein notwendig wäre.

- eine brennstoffspezifische Unterscheidung ist ebenso nicht vorgesehen. Aufgrund der gekoppelten Förderung durch CO_2-Quote und Bonus erhalten neue Kohle-Heizkraftwerke infolge ihrer geringeren CO_2-Minderungswirkung gegenüber dem Referenzfall deutlich geringere Zuwendungen (vgl. Abbildung 8-8). Dieser Aspekt erscheint insofern nicht sonderlich relevant, da in der Realität aus wirtschaftlichen Gründen vermutlich ohnehin der Neubau von Kohle-HKW nicht oder nur in wenigen Einzelfällen zu erwarten ist. Sollte sich dies widererwartend anders darstellen oder andere Gründe einen stärkeren Zubau von Kohle-HKW erfordern, kann diesem Umstand mit einer Differenzierung des Referenzfalls für die Bestimmung der resultierenden CO_2-Minderung begegnet werden (z. B. Orientierung an Kohle-Kondensationskraftwerken statt einem Zubau-Trend-Mix).

- in Tabelle 8-5 wird der Einfachheit halber von industrieller und kommunaler KWK gesprochen. Eine derartige betreiberseitige Unterscheidung ist aber nicht sinnvoll. Sie ist eingeführt worden, um berücksichtigen zu können, dass industrielle Anlagen in der Regel eine höhere Auslastung aufweisen und damit auch über günstigere Stromerzeugungskosten verfügen. Vor diesem Hintergrund ergeben sich zwei Alternativen:

  - eine Unterscheidung der zu gewährenden Einspeisevergütung in Abhängigkeit der realisierten Auslastung. Diese Differenzierung erscheint insofern wenig sinnvoll, als dass hierdurch die Anreize, die Anlagen möglichst intensiv auszulasten, u. U. deutlich verringert werden.

  - eine Unterscheidung nach der Art der ausgekoppelten Wärme, d. h. Niedertemperaturwärme (diese wird in der Regel für die Warmwasser- und Raumwärmebereitstellung mit entsprechend geringen Volllaststunden verwendet, was eine entsprechend höhere Vergütung erfordern würde) und Prozesswärme (diese wird nahezu ausschließlich mit hoher zeitlicher Gleichmäßigkeit nachgefragt). Für Anlagen, die beide Wärmearten bereitstellen (z. B. Anlagen im Bereich der kooperativen KWK) kann die resultierende Vergütung aus dem entsprechenden Mischungsverhältnis berechnet werden.

Gegebenenfalls sind über die vorgeschlagene Einspeisevergütung hinaus für bestimmte technologiebereich weitere flankierende Elemente (zur Schaffung einheitlicher Wettbewerbsbedingungen) notwendig. Hierfür stehen spezifische Investitionszuschüsse und/oder zinsgünstige Kredite, die vor allem für Klein-BHKW von Bedeutung sein könnten, und einmalige Umrüstungs-/Ersatzbauhilfen für kommunale Anlagen zur Verfügung[43]. Derartige Umrüstungshilfen haben u. a. auch in Dänemark (Basis: Wärmeversorgungsgesetz 1990) und in den Niederlanden (zwischen 1989 und 1994 auf

[43] Auch hierfür wären aber sicherlich rechtliche Bedenken zu klären.

der Basis des Elektrizitätsgesetzes 1989) zu einem deutlichen Ausbau der KWK geführt (vgl. Kapitel 7).

Nach dem Jahr 2004 (je nach Marktbedingungen ist auch eine Verlängerung der Einspeiseregelung bis zum Jahr 2005 zu erwägen) muss dann neu über den Einsatz von flankierenden Elementen entschieden werden. Dann steht auch wieder die Möglichkeit zur Verfügung, durch weitere Schritte im Rahmen der ökologischen Steuerreform (insbesondere Erhöhung der Mineralölsteuer) zusätzliche Anreize für die KWK zu setzen (vgl. Abbildung 8-7).

Mit dem Vorschlag, beide heute in der Diskussion befindlichen Fördermodelle zu koppeln, können auch die spezifischen Vorteile der Modelle miteinander verbunden werden oder anders ausgedrückt, die den Einzelmodellen anhaftenden Nachteile ausgeglichen werden. Dies betrifft insbesondere

- die Planungssicherheit über die erreichbaren Mengenziele, die bei Bonuslösungen als isoliertem Instrumentarium nicht, in Kombination mit einer Quotenlösung aber sehr wohl gegeben ist.

- hohe Investitionssicherheit von Anfang an und langfristige Planungsperspektive

Weitere Vorteile dieser Koppellösung sind, dass

- aufgrund der zunächst nur geringen monetären Wirkung der Quote (sie bewerkstelligt im Einzelfall nur, dass auch das verbleibende letzte Kostendelta gegenüber anderen Marktangeboten noch überwunden werden kann) die Gefahr einer anfänglichen Fehlallokation der Mittel bzw. die Gefahr im größeren Umfang Mitnahmeeffekte zu erzeugen sehr gering ist,

- durch die Implementierung der CO_2-Quote (für KWK) Anreize für EVU, KWK-Anlagen durch Niedrigpreisangebote zu verdrängen, zurückgehen werden. Aufgrund der Quotierung müssen in jedem Fall unter finanzieller Beteiligung aller Akteure KWK-Anlagen errichtet werden,

- aufgrund der Abhängigkeit von der realisierten CO_2-Minderung höhere Anreize zum vorzeitigen Neubau gegeben werden,

- durch eine Veränderung der Bonussätze sehr schnell auf sich ändernde Marktbedingungen bzw. ursprüngliche Fehleinschätzungen reagiert werden kann

- genügend Zeit verbleibt, einen effizienten Börsenhandel für Zertifikate aufzubauen

- in der Übergangszeit eine sattelfeste EU-Prüfung über das Langfristelement Quote durchgeführt werden kann[44]

- die CO_2-Quote - wenn ausreichend positive Erfahrungen vorliegen - auf andere Technologien (z. B. erneuerbare Energien, Gasentspannungsanlagen) - mit dem gleichen Mechanismus (ΔCO_2 gegenüber einem Zubau-Trend-Mix) ausgeweitet werden kann.

Diesen Vorteilen steht allerdings der Nachteil entgegen, dass der Transaktionsaufwand durch die zeitgleiche Umsetzung von zwei Maßnahmen erhöht wird. Dieser Nachteil dürfte allerdings durch die beschriebenen Vorteile mehr als ausgeglichen werden können.

Mit der Umsetzung dieses Vorschlags könnte nicht nur kurzfristig - als Ersatz für das Vorschalt-Gesetz - ein wesentlicher Beitrag zur Vermeidung von stranded investments geleistet werden, sondern zusätzlich räumt eine derartige Bonuslösung einen hinreichenden Zeitraum ein, am KWK-Standort - kalkulationssicher - Planungen für Umrüstungs- oder Ersatzbauten (z. B. durch eine GUD-Heizkraftwerk bei gleichzeitiger Erhöhung der Stromkennzahl) abzuschließen und die hieraus resultierenden Investitionsentscheidungen umzusetzen. Hierduch können Kraftwerksstandorte, die günstige Ausgangsbedingungen (bestehende Wärmenetze und diesbezügliche Infrastruktur) aufweisen, für die KWK erhalten bleiben.

8.3.3 Flankierende Maßnahmen

Neben dem in Kapitel 8.1 dargestellten Hauptinstrumentarium zur Förderung der KWK sind weiterreichende Maßnahmen flankierend notwendig. Dies betrifft insbesondere

- die Vereinfachung der rechtlichen Bestimmungen und Verfahrensablaufes bezüglich der Steuerrückerstattung im Rahmen der Ökologischen Steuerreform insbesondere bezüglich der Freistellung von Gemeinschaftsanlagen (die z. B. im Rahmen von Contracting betrieben werden) von der Stromsteuer (Minimierung des Transaktionsaufwandes);

- Bürgschaftsprogramme von Bund und/oder Ländern zur Absicherung des unternehmerischen Risikos bei der Realisierung von Contracting-Projekten (Pleiten der Kooperationspartner). Contractoren müssen zunehmend die aktive Rolle bei der Errichtung von KWK-Anlagen übernehmen. Dies gilt auch für den industriellen Bereich, in dem die Akteure immer weniger bereit sind außerhalb ihrer ureigenen Geschäftsfelder Projekte aufzugreifen (Stichwort: Outsourcing produktionsfremder Leistungen);

- Bereitstellung von zinsgünstigen Krediten (insbesondere für Klein- und Kleinstanlagen)

---

44 Die dänischen Erfahrungen mit der Umsetzung einer Quote für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, die zunächst für zwei Jahre ausgesetzt wurde, haben die diesbezügliche Zeitproblematik aufgezeigt.

- Unterstützung von freiwilligen Kooperationen (Information und Beratung) zwischen EVU und Contractingunternehmen bezüglich der Umsetzung von sog. Strombeistellungen;

- die Schaffung einer funktionsfähigen Spotmarktbörse (inkl. eines wettbewerblichen Handels mit Zusatz- und Reservestrom für KWK-Betreiber);

- die Absicherung verläßlicher und fairer Rahmenbedingungen für den Zusatz- und Reservestrombezug durch eine Veröffentlichungspflicht der Angebote sowie ggf. eine Ausweitung des bestehende Rechtsanspruches für BHKW-Betreiber auf die Versorgung zu allgemeinen Bedingungen und Tarifen nach § 10 Abs. 2 Satz 3 i.V.m. Abs. 1 EnWG über die bisher gültige Grenze von 30 KW hinaus. Nach dieser Gesetzesregelung dürfen Klein-BHKW-Betreiber beim Zusatz- und Reservestrombezug vom Stromversorgungsunternehmen nicht schlechter gestellt werden als ein Vollstrombezieher mit gleichem Jahresbezug;

- Verstärkung der Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen z. B. in Bezug auf die Weiterentwicklung von Brennstoffzellen-KWK-Systeme, die zunehmende Standardisierung von KWK-Aggregaten sowie die Ausschöpfung von Kostendegressionseffekten in der gesamten KWK-Prozesskette;

- Verstärkte Anstrengungen bei der Optimierung/Kostendegression der Neuerrichtung und Sanierung von Wärmetransport- und Verteilsystemen. Nicht selten wird mehr als die Hälfte der der KWK gutzuschreibenden anlegbaren Wärmekosten, die in der Regel bei 80 bis 90 DM/MWh liegen, schon durch die hohen Transport- und Verteilkosten der Wärme kompensiert. Diesem Bereich kommt auch deshalb so große Bedeutung zu, da demgegenüber deutlich geringere Kostensenkungspotentiale bei den sonstigen Kostenkomponenten außerhalb der Erzeugung, nämlich den Vertriebs- und Meßaufwendungen sowie den sonstigen Overheads, liegen;

- Durchführung einer Image- und Öffentlichkeitskampagne für die KWK, die eine Grundlage dafür bilden könnte, dass neben Strom aus erneuerbaren Energien zukünftig vermehrt auch KWK-Strom auf dem "grünen Strommarkt" vermarktet werden kann (Marketingoffensive mit öffentlicher Unterstützung);

- Durchführung einer Aus- und Weiterbildungsinitiative im gewerblichen Bereich (Contractoren, potentielle Nutzer) z. B. nach dem Vorbild des REN-Impulsprogramms des Landes NRW inkl. der Einbindung zielgruppenspezifischer Programme (z. B. für die Wohnungsbaugesellschaften[45]);

[45] Hierzu gehört u. a. auch die Aufklärung über die veränderten Rahmenbedingungen im Zuge der Novellierung der Verbändevereinbarung Netzzugang (z. B. Anwendung des Bilanzkreisverfahrens: Betrachtung der Summe aller Anlagen des Contractors bei der Abrechung statt jeder einzelnen Anlagen, wobei sich Stromunter- und überschüsse z. T. ausgleichen).

- Durchführung einer Aufklärungs- und Imagekampagne bei den Fernwärmekunden mit der diese zeitgleich auf die häufig zu hohen Anschlussleistungen hingewiesen werden;

- Schaffung eines Forums, das zwischen potentielle Interessenten (Contractoren, potentielle Nutzer) die Aufgabe der Kontaktvermittlung übernimmt;

- Errichtung einer Sammelbörse für Hemmnisse, die dem Ausbau der KWK in der Praxis gegenüberstehen. Gegebenenfalls könnte ein solches System als internetbasierter Diskursprozess (im Sinne einer Plattform) organisiert werden und der Politik wichtige Input auf Veränderungsnotwendigkeiten geben (z. B. in bezug auf die praktischen Schwierigkeiten im Umgang mit der Mineralölsteuerbefreiung);

- Fortführung von Aktivitäten des Sammelns und Aufzeigens von Positivbeispielen (z. B. BHKW des Monats der Zeitschrift ”Energie und Management”;

- Verbesserung der statistischen Grundlagen und Einführung einheitlicher Begriffsklärungen (z. B. Stromkennzahl);

- Vereinheitlichung der statitistischen Methoden auf internationaler Ebene (insbesondere in der EU);

- Gründung eines eigenständigen KWK-Verbandes, der die gemeinsamen Interessen aller KWK-Betreiber bündelt

8.3.4 Zusammenfassung und Fazit

In einer durch die Liberalisierung der Energiemärkte gekennzeichneten Umbruchphase, die insbesondere die KWK in starke Bedrängnis gebracht hat, zeitgleich aber steigenden Anforderungen durch den Klimaschutz genügen muss stellt sich für die Energiepolitik die Aufgabe einen möglichst **friktionsfreien Übergang vom gerade beschlossenen KWK-Vorschalt-Gesetz zu einem Quotenmodell zu realisieren.** Ein derartiger Übergang, weg von der sich allein auf die Abdeckung von stranded investments fokussierenden Vorschalt-Regelung, ist im Gesetzestext bereits angelegt. Zudem kann heute davon ausgegangen werden, dass eine breite Mehrheit der energiewirtschaftlich relevanten Akteure Mengenverpflichtungen für das geeigneteste Schlüsselinstrument für eine KWK-Ausbaustrategie halten.

Den vorliegenden Marktanalysen zufolge kommt für den Ausbau der KWK dem Zeitraum bis zum Jahr 2005 entscheidende Bedeutung zu. Hier müssen im großen Umfang Neubau/Ersatzbauplanungen abgeschlossen werden und entsprechende Bauprojekte unter langfristig feststehenden Rahmenbedingungen begonnen werden. Die Bedingungen für die Einführung derartiger Mengenverpflichtungen müssen demnach unter hohem Zeitdruck erfüllt und deren Ausgestaltungsmöglichkeiten bis zur Umsetzungsreife weiterentwickelt werden. Entsprechende Untersuchungen werden derzeit durchgeführt.

Die Quotenregelung wird aber nur dann den erhofften Erfolg bringen können, wenn adäquate Wettbewerbsbedingungen vorherrschen. Im Vorfeld oder begleitend hierzu

erscheint es notwendig zu einer weiteren Harmonisierung der Ausgangsbedingungen für die verschiedenen zur Erreichung der Ausbauziele notwendigen technologischen KWK-Optionen zu kommen und damit gute Ausgangsvoraussetzungen für einen effizienten und fairen Wettbewerb untereinander zu schaffen. Hierzu ergeben sich prinzipiell zwei Möglichkeiten, entweder

- die Einführung einer Mengenverpflichtung unter Beibehaltung des Vorschaltgesetzes mit anderen Maßnahmen zu flankieren (z. B. Investitionszuschüsse für kleine BHKW-Anlagen, weitere Erhöhung der Mineralölsteuer, Bürgschaften und Zuschüsse für den vorzeitigen Ersatz industrieller und kommunaler KWK-Anlagen) oder

- die Einführung einer Mengenverpflichtung unter zeitgleicher (befristeter) Erweiterung des KWK-Vorschaltgesetzes durch die Einbeziehung von Anreizen für Neuanlagen.

Beide Optionen stellen aus heutiger Sicht realisierbare Wege dar. Die Entscheidung über den einen oder den anderen Pfad sollte daher im wesentlichen aus politisch/praktischen Erwägungen erfolgen. Möglicherweise könnte sich dabei ein Kopplung aus beiden heute hauptsächlich in der Diskussion befindlichen Modellen (Bonus und Quote) als besonders vorteilhaft erweisen.

Dies Untersuchung kommt zu der abschließenden Empfehlung, sobald wie möglich eine Quotenlösung als Hauptinstrument zur Förderung der KWK umzusetzen und diese für einen Zeitraum von etwa fünf Jahren durch eine gegenüber dem Vorschaltgesetz erweiterte Einspeiseregelung zu ergänzen. Die Bonuslösung kann dabei pragmatisch als Weiterentwicklung bzw. Modifikation des bestehenden KWK-Vorschaltgesetzes verstanden werden, in dem dieses auf alle Anlagentypen (industrielle, kommunale und private Betreiber) sowie den Neubau von Anlagen ausgeweitet wird. Auf der anderen Seite sollten nur solche Anlagen eine Förderung erhalten, die einen Klimaschutzbeitrag gegenüber einem festgelegten Referenzwert zu erreichen in der Lage sind. Aus diesem Grund ist die Gewährung der Einspeisevergütung an die Erfüllung eines CO_2-Qualitätskriteriums zu knüpfen. Gleichzeitig wird aus diesem Grund empfohlen nicht eine kWh-mengenbezogene Quote einzuführen, sondern eine zunächst auf KWK-Anlagen begrenzte CO_2-Quote.

Maßgeblich für diese Empfehlung ist die Annahme, dass Quotenlösungen nach der Beendigung der Einführungs- und Umbruchphase des Wettbewerbsmarktes am besten in der Lage sind, die für den Neubau von KWK-Anlagen erforderliche langfristige Investitionssicherheit zu gewähren und damit möglicherweise deutlich stärkere Anreize für den Neubau zu schaffen als andere Förderoptionen. Von daher ist es sinnvoll bereits sehr frühzeitig Erfahrungen im Umgang mit Mengenverpflichtungen zu sammeln. Auf der anderen Seite schaffen Bonus-/Einspeiseregelungen gerade in der Anfangszeit die notwendige Investitionssicherheit, die neue, bisher nicht erprobte Modelle so nicht leisten können.

Durch die Kopplung von Bonus- und Quotenregelung können die spezifischen Vorteile der einzelnen Modelle miteinander verbunden werden oder anders ausgedrückt, die den Einzelmodellen anhaftenden Nachteile ausgeglichen werden. Dies betrifft insbesondere die Planungssicherheit über die erreichbaren Mengenziele, die bei Bonuslösungen als isoliertem Instrumentarium nicht, in Kombination mit einer Quotenlösung aber sehr wohl gegeben ist. Weitere Vorteile dieser Koppellösung sind, dass

- aufgrund der zunächst nur geringen monetären Wirkung der Quote (sie bewerkstelligt im Einzelfall nur, dass auch das verbleibende letzte Kostendelta gegenüber anderen Marktangeboten noch überwunden werden kann) die Gefahr einer anfänglichen Fehlallokation der Mittel bzw. die Gefahr im größeren Umfang Mitnahmeeffekte zu erzeugen sehr gering ist,

- durch eine Veränderung der Bonus-/Einspeisesätze sehr schnell auf sich ändernde Marktbedingungen bzw. ursprüngliche Fehleinschätzungen reagiert werden kann,

- genügend Zeit verbleibt, einen effizienten Börsenhandel für Zertifikate aufzubauen und

- in der Übergangszeit eine sattelfeste EU-Prüfung über das Langfristelement Quote durchgeführt werden kann

Unabhängig von diesem Prozess muss das KWK-Vorschaltgesetz und eine mögliche Folgeregelung insgesamt in das für Mitte 2000 angekündigte Klimaschutzprogramm der Bundesregierung eingebunden werden. Notwendig ist die Generierung eines abgestimmten Maßnahmenmix für die KWK, der die letztlich im Mittelpunkt stehende Quotenlösung zielgerichtet ergänzen kann. Dabei geht es nicht nur um Beiträge zur Harmonisierung der KWK-Märkte, sondern sind flankierende Maßnahmen z. T. auch zum Abbau darüber hinausgehender spezifischer Hemmnisse notwendig. Ebenso ist es erforderlich die KWK-spezifischen Lösungen mit anderen energiepolitischen Vorhaben (z. B. Energieeinsparverordnung, Verbändevereinbarung Netzzugang) abzustimmen.

Zur Aufrechterhaltung hinreichend sicherer Investitionsbedingungen und vor dem Hintergrund im weiteren Zeitverlauf über das Verdopplungsziel hinausreichender Zielsetzungen müssen derartige Mengenverpflichtungen voraussichtlich über das Jahr 2010 hinaus ausgedehnt werden. Entsprechende quantitative Vorgaben müssen heute noch nicht gemacht werden. Zudem bleibt abzuwarten, inwieweit europäische oder internationale Vereinbarungen (z. B. europäische CO_2-Steuer, internationaler Zertifikatshandel mit CO_2-Emissionsrechten[46]) einen maßgeblichen Teil der erforderlichen Lenkungswirkung übernehmen können.

46 Quotenmodelle könnten diesbezüglich als Vorbereitung für den KWK-Markt dienen.

9 Strukturelle und beschäftigungspolitische Auswirkungen

Für die KWK, dies haben die bisher durchgeführten Untersuchungen gezeigt, beruhen die Ausbaunotwendigkeiten nicht ausschließlich auf dem Klimaschutzaspekt, sondern von ebenso hoher Bedeutung sind die hiermit verbundenen technologie-, struktur- und arbeitsmarktspezifischen Gesichtspunkte. Der Erhalt der KWK-Standorte und die Ausweitung der Nutzung der KWK (insbesondere auch im Bereich der dezentralen Verwendung in Einzelobjekten oder Nahwärmeversorgungssystemen) bildet beispielsweise eine entscheidende Grundlage für den Aufbau eines zukünftig effizienten Brennstoffzelleneinsatzes und ist auch Basis dafür, im Bereich der Stromerzeugung in der Zukunft vermehrt erneuerbare Energieträger (vor allem Biomasse) einzusetzen. Insofern sichert der Ausbau der KWK technologische Innovationspotentiale (mit den hiermit verbundenen potentiellen Exporteffekten) und Möglichkeiten weitergehender CO_2-Emissionsminderungen.

Obwohl struktur- und arbeitsmarktpolitische Analysen nicht zum Schwerpunkt dieser Untersuchung gehören, sollen abschließend einige Bemerkungen zu diesen Themenkomplexen aufgeführt werden. Dies erscheint nicht zuletzt deswegen notwendig, weil im Zusammenhang mit dem Ausbau der KWK auch immer wieder die Zielsetzung Schaffung und Erhalt von Arbeitsplätzen genannt wird. Allerdings liegen zu diesem Thema nur sehr wenige aussagekräftige Analysen vor.

9.1 Strukturelle Implikationen der KWK

Prinzipiell kann der Ausbau der KWK (genau wie die konventionelle Strom- und Wärmeerzeugung) über zwei verschiedene Ansätze erfolgen, mit denen in der Regel voneinander abweichende Philosophien verbunden sind:

Dezentralisierung (Strom, Wärme)

- Autarke Einheiten
- Kurze Wege
- Dezentrale Speicherung
- Strominselnetze, Nahwärmenetze
- Nachträglich verknüpfbar
- Einzelplanung
- Viele kleine Investitionen
- Viele Anlagen
- Viele Akteure
- Organisches Wachstum
- Individualität

Zentralisierung

- Zentrale, abhängige Einheiten
- Vernetzung, Verrohrung
- Logistik, intelligente Abstimmung
- Verbundsystem
- Im voraus zu planen
- Gesamtplanung
- Eine große Investition
- Eine Anlage plus Netz
- Großakteur, weniger Kleinakteure
- Strategische Planung
- Sozietät

Die Kontrastierung der beiden Konzepte ist nicht immer in dieser Form gegeben. Bei der Wärmeversorgung z.B. verbietet sich im Gegensatz zur Stromversorgung eine zu große

Zentralisierung aufgrund der hohen Leitungsverluste. Ansonsten ist die Entscheidung zwischen Anlagenbau (und zwar einer Vielzahl von Anlagen) oder Netzaufbau, die den Konzepten prinzipiell zugrunde liegt, vor allem eine ökonomische. Es zeigt sich, daß Netze über große Entfernungen (Wärme, in Grenzen auch Strom) bei wenig abgefragter Leistung am Ende des Netzes nicht sinnvoll sind (dies ist z. B. der Grund dafür, daß Solarzellen für Parkuhren etc. Verwendung finden statt das Stromnetz bis dahin auszubauen). Konsequenzen dezentraler Aufstellung von Wärmeversorgung – wie sie zur Zeit überwiegend praktiziert wird – auf Industrie und Handwerk sind vor allem in dem höheren Aufwand für Planung, Wartung und Instandhaltung (ggf. auch Fabrikation) der vielen kleinen Anlagen zu sehen, die wiederum eine Vielzahl von Akteuren – Heizungsbauer, Installateure, bei KWK auch Ingenieure – einbinden. Rationalisierungspotential beim dezentralen Konzept liegt vor allem in der Masse, der großen Stückzahl der gefertigten Teile – economy of scale -, während zudem der Bedarf an qualifizierter betreuender Tätigkeit recht hoch ist. Rationalisierungs- in Form von Standardisierungspotential besteht bei der dezentralen Energiebereitstellung in der Kette der an Planung und Installation beteiligten Akteure und des Fachpersonals. Während der Installationsaufwand bei standardisierten Anlagen eher rückläufig ist nimmt gleichzeitig die Komplexität in der Anlagentechnik und –fertigung im Vergleich zur Bereitstellung von Einzelanlagen oder geringen Stückzahlen zu.

Je nach Anlagentyp und Anwendungsform werden durch KWK neben der konventionellen Stromerzeugung entweder private (häusliche) oder industrielle Kesselanlagen zur Wärmebereitstellung ersetzt. Die wesentlichen hiermit verbundenen Veränderungen hinsichtlich Herstellung, Errichtung und Betrieb sind nachfolgend in der Übersicht dargestellt.

Die Einrichtung von dezentralen KWK-Anlagen zur Deckung des Raumwärmebedarfs wird voraussichtlich vorwiegend konventionelle Raumheizungssysteme verdrängen. Dabei substituiert wird gleichermaßen das Besitzverhältnis, welches heutzutage häufig zwischen Hauseigentümern und Heizungsanlage besteht, zugunsten eines Mietverhältnisses oder dem Kauf einer Dienstleistung. Einzelne Hauseigentümer oder auch Wohnungs-gesellschaften werden weniger das Risiko und die Komplexität einer KWK-Anlage beherrschen wollen, daher werden - sofern die Technik sich durchsetzen sollte - mit ihr v.a. Kontraktoren u.a. vermehrt gefordert sein.

Übergang von:	**Zu:**
(häuslicher) Kesselanlage zur Wärmebereitstellung	**MHKW zur Wärmebereitstellung**
	Effekte
Herstellung	• Zusätzlich Stromeinspeisevorrichtung (Trafo, Steuerung, Netzüberwachung etc.) • Zusätzliche Anlagenkomponenten: Verbrennungsmotor mit Hilfsaggregaten (Kühler, Anlasser, Katalysator, Generator, Wärmetauscher (Wasser, Öl, Abgas), Zusätzlich Regelung und Steuerung etc.) • Kleinere Kesselanlage als Spitzenlastkessel (falls Wärmespeicher ausreichend dimensioniert, vielleicht unnötig?) • Sofern Nahwärmenetz: Wärmeübergabestationen, Isolierung, größere Pumpen etc. Wärmenetz • mittelfristig verringerte Aufwendungen für Stromnetzverstärkung und -ertŸchtigung
Errichtung	• höherer Planungsaufwand (noch von Heizungsinstallateur leistbar?) • höherer Platzbedarf (sofern nicht Kleinst-BHKW) • eventuell Außenaufstellung, Baumaßnahmen • mehr Installations- und Planungsarbeiten (Strom-, Gas-, Wasseranbindung) • ggf. spezifisch höherer Kapitalbedarf (neue Finanzierungsformen: Contracting) • Sofern Nahwärmenetz: Tiefbau- und Installationsmaßnahmen (Verrohrung, Wärmeübergabestationen)
Betrieb	• Erhöhter Kontrollaufwand (remote control?) • Mehr Wartung, Wartungsvertrag • Erhöhter Versicherungsbedarf • Größerer Gasbedarf (weniger Öl-, Kohlebedarf) • Höherer Verschleiß der bewegten Teile (höherer Ersatzteilbedarf)
Rückbau	• Komplexere Anlagenstrukturen, höherer Aufwand bei Recycling • Höherwertige Grundstoffe (Leitungskupfer etc.), lohnenderes Recycling • Komplettdemontage bei Modulbauweise (BHKW) sehr einfach

Aufgrund des wesentlich anspruchsvolleren Planungs- und Installationsaufwands und der höheren Investitionen wird es zudem wohl verstärkt zu Outsourcing kommen. Mieten der Anlage bzw. Kaufen der Dienstleistung von Contraktoren o.ä., die schlüsselfertige Konzepte anbieten, werden zunehmen. Entsprechende Planungsleistungen (z. B. von Ingenieurbüros) werden verstärkt nachgefragt werden.

Letzlich ist im Vergleich zu kleinen Kesseln der höhere Betreuungsaufwand von KWK-Anlagen in der Regel nur von Fachpersonal leistbar (in Betrieben von Kesselmeister o.ä., sonst wohl über Wartungsvertrag). Hinsichtlich der Brenn- und Verbrauchsstoffe kommt es zu einem Switch zu höherwertigen Brennstoffen (Erdgas); Verlierer sind entsprechend lokale Öl- und Kohlenhändler, Gewinner die Erdgasversorger.

Übergang von:	**Zu:**
(industrieller) Kesselanlage zur Dampferzeugung	***GT-BHKW zur Wärmebereitstellung***
	Effekte
Herstellung	• Zusätzlich Stromeinspeisevorrichtung (Trafo, Steuerung, Netzüberwachung etc.; Mittelspannung? Niederspannung?) • Zusätzlich Gasturbine mit Hilfsaggregaten (Abgasreinigung, Anlasser, Generator, Erdgasverdichter; Abhitzekessel (eventuell mit Zusatzfeuerung); zusätzlich Regelung, Steuerung und Wasseraufbereitung • Kleinere Kesselanlage als Spitzenlastkessel (falls Zusatzfeuerung nicht unabhängig von GT betrieben werden kann und Gesamtlast deckt)
Errichtung	• höherer Planungsaufwand • höherer Platzbedarf (sofern nicht Package) • eventuell Außenaufstellung, Baumaßnahmen Fundamente, Zuleitungen) • mehr Installationsarbeiten (Strom-, Gas-, Wasseranbindung) • ggf. spezifisch höherer Kapitalbedarf (neue Finanzierungsformen: Contracting)
Betrieb	• Erhöhter Kontrollaufwand (remote control?) • Mehr Wartung, Wartungsvertrag • Erhöhter Versicherungsbedarf • Reservestromvertrag mit Stromversorgern • Größerer Gasbedarf (weniger Öl-, Kohlebedarf) • Weniger Stromfremdbezug • Höherer Verschleiß der bewegten Teile (höherer Ersatzteilbedarf)
Rückbau	• Komplexere Anlagenstrukturen, höherer Aufwand bei Recycling • Höherwertige Grundstoffe (Leitungskupfer etc.), lohnenderes Recycling • Komplettdemontage bei Modulbauweise (Package) sehr einfach

Aufgrund des zunehmend anspruchsvolleren Planungs- und Installationsaufwands wird es auch im Bereich der industriellen Versorgung verstärkt zu einem Outsourcing kommen. Darüber hinaus können auch hier andere Formen (z. B. Mieten der Anlagen bzw. Kaufen

der Dienstleistung vom Kontaktor) an Bedeutung gewinnen. Im Zentrum stehen dabei schlüsselfertige Konzepte, die von verschiedender Seite angeboten werden. Während für das lokale Handwerk (spezifisch betrachtet) positive Beschäftigungseffekte eher nicht zu sehen sind (wegen der Standardisierung wohl im Gegenteil Arbeitsplätze verloren gehen), sind jedoch im Planungs- und Abwicklungsbereich zusätzliche Impulse zu erwarten.

Übergang von:	**Zu:**
(häuslicher) Kesselanlage zur Wärmebereitstellung	***GuD-HKW mit Fernwärmenetz***
	Effekte
Herstellung	• Fernwärmenetz: Rohrsystem, Isolierung, Wärmeübergabestationen incl. Wärmetauscher (Dampf-HT – Wasser-NT), Druckerhöhungsstationen (Pumpen), Wärmespeicher?, Steuerungstechnik • GuD-Anlage: • 1:1 Ersatz konventioneller Großkraftwerke • Weniger (keine) Kleinkesselanlagen (häusliche Wärmespeicher)
Errichtung	• einmaliger, sehr hoher Planungsaufwand • sehr hoher Aufwand für Tiefbaumaßnahmen • sehr hoher Installationsaufwand zur Netzverlegung
Betrieb	• Erhöhter Kontrollaufwand (remote control?) • Stetiger Instandhaltungsbedarf des Netzes
Rückbau	• Rückbau des Wärmenetzes aufwendig (zumindest gleicher Aufwand wie Verlegung) • Komplexere Anlagenstrukturen, höherer Aufwand bei Recycling • ggf. höhere Lebensdauer der zentralen gegenüber den dezentralen Wärmebereitstellungseinrichtungen

Großkraftwerke sind nur von wenigen großen Investoren realisierbar, die dann die Energieträger Wärme und Strom anbieten. Positive Effekte für lokale Unternehmen entstehen vor allem im Tiefbaubereich sowie bei der Installation der Hausübergabestationen, die allerdings weniger aufwendig sind wie die Errichtung jeweils dezentral installierter Heizungsanlagen. Konzentration der Wärme- und Stromerzeugung bedeutet daher v.a. auch Rationalisierung hinsichtlich des Arbeitsbedarfs. Dagegen erhöht sich der Aufgabenkatalog um eine beständige Netzpflege. In der Quintessenz dürften die regionalen Öl- und Kohlenhändler eher zu den Verlierern und die Erdgasversorger, der

Kraftwerksbetreiber selber und die mit Netzerrichtung und -wartung beschäftigten Unternehmen zu den Gewinnern einer verstärkten Wärmebereitstellung aus Großkraftwerken gehören.

9.2 KWK und Beschäftigung

Die in Kapitel 9.1 angestellten strukturellen Vergleichsbetrachtungen haben ergeben, daß mit dem Ausbau der KWK (aufgrund des in der Regel zunehmenden Dezentralisierungsgrades) vor allem im Bereich der Planung sowie bei der Errichtung der Wärmetransport- und -verteilungssysteme eher mit einem Mehr an Beschäftigung gegenüber der getrennten Form der Strom- und Wärmebereitstellung gerechnet werden kann. Auf der anderen Seite sind neben der Substitution einer Stromerzeugung in Großkraftwerken mit zunehmender dezentraler Einspeisung von Strom mittel- bis langfristig verringerte Aufwendungen für die (Strom-)Netzverstärkung und den Netzausbau zu erwarten. Über diese qualitativen Trendaussagen hinaus liegen bis heute nur wenige detaillierte Analysen über die Beschäftigungswirkung des Ausbaus der KWK vor.

In einer Zusammenstellung für die Friedrich Ebert Stiftung wurde vor allem auf Erkenntnisse in unseren Nachbarländern hingewiesen (Mez 1999). Danach geht der Beirat für Wirtschafts- und Sozialfragen für Österreich von einem Beschäftigungspotential von 10.500 bis 12.600 Arbeitsplätzen pro Mrd. DM Investitionssumme aus. Umgerechnet entspricht dies 10.500 bis 13.600 Arbeitsplätzen pro Mrd. DM Investition. Für Dänemark wird mit 13.360 Arbeitsplätzen pro Mrd. DM Investition ein vergleichbarer Wert ausgewiesen. Letztlich gibt das Fraunhofer Institut ISI in Karlsruhe für Deutschland eine Größenordnung von 12.000 Arbeitsplätzen pro Mrd. DM Investitionssumme an. Dabei ist zu berücksichtigen, daß jeweils alle direkten und indirekten Effekte einbezogen wurden. Nicht berücksichtigt in den Angaben sind allerdings die im Gegenzug entfallenden Arbeitsplätze durch die verdrängte Art der Stromerzeugung und Wärmebereitstellung. Aufgrund der arbeitsintensiven Struktur der vom Ausbau der KWK besonders (positiv) betroffenen Branchen Elektrotechnik und Anlagenbau[1] legen auch diese Analysen die Vermutung nahe, daß in der Netto-Summe die Anzahl der Arbeitsplätze mit dem Ausbau der KWK zunimmt. Verstärkt wird diese Tendenz bei Einbeziehung der indirekten Wirkungen auf Technologieentwicklung und Exportmarkt. Ein hohes Innovationspotential wird der KWK dabei insbesondere in Bezug auf die Impulse für die Weiterentwicklung der Brennstoffzellentechnik sowie die Realisierung spezifischer Anforderungen für den wachsenden Weltmarkt zugewiesen (Walz u. a. 1999).

Im Gegensatz zu den zuvor zitierten Arbeiten, die häufig ausgehend von einem typischen Umsatz/Arbeitsplatz-Verhältnis die Beschäftigungswirkung mit branchenspezifischen Kennziffern bestimmen, ist in einer aktuellen Arbeit versucht worden, die unter-

[1] Bei diesen Branchen handelt es sich um Bereiche, die nach Maßgabe der europäischen I/O-Tabelle eine höhere Nachfrage nach Arbeit und eine geringere Nachfrage nach Importen induzieren.

schiedlichen Beschäftigungswirkungen der KWK auf die Wirtschaftsstruktur mit dem Hilfsmittel der Input/Output-Analyse zu erfassen (Becker 2000). Hierzu wurde die I/O-Matrix um den Produktionsbereich KWK erweitert, womit die Betrachtung der Auswirkungen in der vorgelagerten Prozesskette ermöglicht wird.

Im Rahmen der Studie wurden verschiedene Szenarien untersucht: ein Szenario maximaler Ausbau ("Maximal"), ein Szenario eines maximalen Ausbaus der KWK im Mittellastbereich ("Mittellast") und ein sich an den im Mittellastbereich erforderlichen Ersatzkapazitäten orientierendes Szenario ("Kraftwerksausbau"). Unter Berücksichtigung der Investitionsphase ergeben sich für alle Szenarien positive Beschäftigungseffekte. Im Szenario "Maximal" liegen diese im Mittel bei 67.000 Arbeitsplätzen/a. Dabei wird von einem Ausbau der KWK um 144,1 TWh gegenüber dem Ausgangsniveau des Jahres 1993 (das mit 60 TWh angegeben wird) bis zum Jahr 2020 ausgegangen, d. h. etwa von einer Verdreifachung.

Entgegen den zuvor geäußerten Vermutungen, daß Bau und Betrieb der KWK-Anlagen arbeitsintensiver wird, leitet sich das Mehr an Beschäftigung nach dieser Untersuchung im wesentlichen aus indirekten Impulsen ab. Verantwortlich ist vor allem die mit dem Einsatz der KWK korrespondierende Energie- und damit auch Kosteneinsparung, die eine Erhöhung der Endnachfrage in anderen Bereichen (mit entsprechendem Beschäftigungsimpuls) induziert.

Trotz dieser umfangreicheren Analyse läßt sich für den Zusammenhang zwischen KWK und Beschäftigungsentwicklung sagen, daß nur wenig aussagekräftige Untersuchungen vorliegen. Zudem kommen diese zum Teil zu unterschiedlichen Aussagen. Dies gilt vor allem für die Ursachen für die ausgelösten Beschäftigungsimpulse. Trotzdem stärken die zitierten Studien in der Gesamtheit die ursprüngliche Vermutung, daß der Ausbau der KWK tendenziell mit einer Zunahme an Beschäftigung verbunden ist.

10 Literatur:

Arbeitsgemeinschaft Fernwärme (AGFW): Grundlagen der Zertifizierung für Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen, Frankfurt, 2000

Apfelstedt, G.: Quotenregelung: Mindestanteilskaufpflicht für Ökoenergie als Umweltstandard, Fernwärme-International, Heft 6, 1999 S. 16ff.

Apfelstedt, G.: Entwurf eines Gesetzes zur Einführung von Wettbewerb bei der verstärkten Nutzung von Energien aus rationeller Gewinnung und zur schrittweisen Integration erneuerbarer Energiequellen in die Energiemärkte, Wiesbaden, 2000

Altner, G., Dürr, H.P. , Michelsen, G., Nitsch, J.:“Zukünftige Energiepolitik - Vorrang für rationelle Energienutzung und regenerative Quellen.“ Economica-Verlag, Bonn, 1995

Altner, G.; Dürr, H.-P.; Michelsen G. (1998): Zukünftige Energiepolitik, Phase II. Handlungsprogramm. Eine diskusorientierte Studie im Auftrag der Niedersächsischen Energieagentur, vorläufiger Abschlußbericht, Tagungsunterlage der Evangelischen Akademie Bad Boll zur Tagung “Mehr Bewegung in die Energiepolitik: Über den Diskurs zum Klimaschutz” am 13. u. 14. Juli 1998 in Bad Boll.

Becker, R.: Auswirkungen des Ausbaus der Kraft-Wärme-Kopplung auf die CO2-Emissionen und die Beschäftigung,, Logos Verlag, Berlin, 2000

Die Wohnungswirtschaft 1999: “Neue Chancen durch das neue EnWG”, in Die Wohnungswirtschaft 1/99, Seite 36

Deutsche Forschungsanstalt für Luft- und Raumfahrt/Wuppertal Institut; Internationales Wirtschaftsforum Erneuerbare Energien, Forum für Zukunftsenergien: Klimaschutz durch Nutzung erneuerbarer Energien, Studie im Auftrag von BMU/UBA, Stuttgart; Wuppertal, Münster, Bonn, 1999

DIW, Öko-Institut: Zur Ökologischen und ökonomischen Bewertung der Kraft-Wärme-Koplung, Kurzexpertise im Auftrag der BMWi. Berlin, 2000

Eicker, H.; Heßbrügge, F.W.: Beherrschung von Gasaustritten über Tage aus stillgelegten Gruben, Glückauf 120, 23, S. 1553-1558, 1984

Energie Spektrum 97: Fortschrittliche Kraft-Wärme-Kopplung für Cottbus, Energie Spektrum, 1997, Heft 2

Energiewerkstatt 1999: Frischer Wind für BHKW durch die Ökosteuerreform. in i-mail "Informationen aus der Energiewerkstatt" vom Febr. 1999. Hg.: Energiewerkstatt Hannover, Februar 1999.

Enquête-Kommission: Energie und Klima, Endbericht der Enquête-Kommission "Schutz der Erdatmosphäre" des Deutschen Bundestages, Economica Verlag, Bonn, 1995

EnWG 1998: Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechsrechts (Artikelgesetz), hier Artikel 1: Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz-EnWG) - vorliegender Entwurf vom 28.11.1997 (BT-Drucksache 13/7274). Bundestag, Bonn, November 1997.

EU 1997: Kommission der Europäischen Gemeinschaften: Gemeinschaftsstrategie zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung und Abbau von Hindernissen, die ihrer Entwicklung im Wege stehen, KOM (97) 514 cndg., Brüssel 15.10.1997

EU 1999a: Europäische Kommission: Directive of the European Parliament and of the Council on access of electricity from renewable energy sources to the internal market in electricity. Revision 7, Draft

EU 1999 b: Europäische Kommission: Electricity from Renewable Energy Sources and the internal electricity market. Arbeitspapier. Brüssel März 1999

EU 1999 c: Europäische Kommission: Energy for the Future: Renewable Sources of Energy. Campaign for Take-off.Service Papers Doc SEC(99) 504, 9.4.99. Brüssel April 1999

Energiewirtschaftliches Institut (EWI): Kurzexpertise zur ökonomischen und ökologischen Bewertung der Kraft-Wärme-Kopplung, Kurzexpertise im Auftrag der BMWi, Köln, 2000

Fischedick, M.; Hennicke, P.: Bonusregelung für Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen. Friedrich Ebert Stiftung Bonn 1999

Fischedick, M., Wolters, D.: Globale Energieszenarien als Basis für die Marktanalyse von Zukunftstechnologien, VDI-Berichte 1457, Fortschrittliche Energiewandlung und -anwendung, VDI-Verlag, Düsseldorf, 1999

Forschungszentrum Jülich (Hrsg.): Politikszenarien für den Klimaschutz. Untersuchungen im Auftrag des Umweltbundesamtes, 2 Bände, DIW, STE, FhG-ISI, Öko-Institut, Jülich, 1997

Gailfuß, M.: CO_2-Minderungspotentiale durch den Ausbau der Blockheizkraftwerke in Deutschland, Peter Lang Verlag, Frankfurt, 1998

Hennicke,P., Fischedick, M.: Kurzfristiger Kernenergieausstieg und Klimaschutz - Anmerkungen und Hintergründe-, Studie im Auftrag der Redaktion GLOBUS des Westdeutschen Rundfunks, Wuppertal, 1998

Hofer, R.: Technologiegestützte Analyse der Potentiale industrieller Kraft-Wärme-Kopplung, Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Kraftwerkstechnik, Dissertation, München, 1995

International Project for Sustainable Energy Paths (IPSEP): Cutting Carbon Emissions While Making Money, Climate Energy Saving Strategies for the European Union, Report for the Dutch Ministry of Environment, El Cerrito, USA, 1999

International Cogeneration Alliance (IVA): Washington Internatrional CHP-Symposium Issue, Washington, 2000

Kaier, U. u. a.: Emissionsminderung durch rationelle Energienutzung im Umwandlungssektor. Bericht für die Enquete-Komission "Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre" des Deutschen Bundestages, Heidelberg 1992

Kaier, U.: Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland 1999; Status, Probleme und Zukunft, SEC Consulting, Heidelberg, 1999

Kallmeyer, D. H.: Status und Perspektiven der Kraft-Wärme-Kopplung bei der RWE Energie AG, Elektrizitätswirtschaft (95) 1996; Heft 24, S. 1628-1633

Köpke, R.: Die Energie aus dem Schacht, Neue Energie 9/98, 1998, S. 30 ff.

Kralemann, M. u.a.: Analyse ausgewählter Studien über technische und wirtschaftliche Potentiale von Kraft-Wärme-Kopplung, Elektrizitätswirtschaft 95, 1996, Heft 24

LOB-Saar [Oberbergamt für das Saarland und das Land Rheinland-Pfalz] (Hrsg.): Jahresbericht 1993 und 1995

Menges, R.: Die Liberalisierung der Strommärkte, 1998 und gemäß Belin: EU: Electricity-Countdown to Regulation Day, 1999

Mez, L.: in in ”Was kann Deutschland hinsichtlich eines forcierten Ausbaus der Kraft-Wärme-Kopplung von anderen Ländern lernen?” (Vorstudie im Auftrag der Hans-Böckler-Stiftung, 2000)

MPS 1997: Modern Power Systems, Uprating package offers competitive solution, Heft 11, 1997

MWMTV [Ministerium für Wirtschaft und Mittelstand, Technologie und Verkehr des Landes NRW] (Hrsg.): Bericht über die Tätigkeit der Bergbehörde des Landes Nordrhein-Westfalen im Jahr 1993 bis 1997

Nitsch, J. u.a.: Wirtschaftliches und ausschöpfbares Potential der Kraft-Wärme-Kopplung in Baden-Württemberg. Untersuchung im Auftrag des Wirtschaftsministeriums Baden-Württemberg, Stuttgart, 1994

Nitsch, J. u. a.: Potential und Märkte für der Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland, Anwenderforum Blockheizkraftwerke, OTTI-Technologiekolleg, Regensburg, 1997

Nitsch, J., Luther, J. u.a.: Strategien für eine nachhaltige Energieversorgung - Ein solares Langfristszenario für Deutschland. Freiburg, Stuttgart, März 1998

Nitsch, J., Dienhart, H., Pehnt, M.: Analyse von Einsatzmöglichkeiten und Rahmenbedingungen verschiedener Brennstoffzellensysteme, Studie im Auftrag des Böros für Technikfolgen-Abschätzung des Deutschen Bundestages, Stuttgart, 1999

Öko-Institut: Gesamt-Emissions-Modell integrierter Systeme [GEMIS] - Version 3.0. Computermodell und Datenbasis, erstellt im Auftrag des Hessischen Ministeriums für Umwelt, Energie, Jugend, Familie und Gesundheit, Darmstadt, 1998

Palic, M. “Nahwärme - ein erfolgversprechendes Geschäftsfeld für Energiedienstleistungsunternehmen”; in Fernwärme International Heft 1/2, 1998

Pestel Institut für Systemforschung: Vergleich der Strom- und Heizenergieerzeugung in gekoppelten und ungekopelten Anlagen, Hannover, Juni, 1994

Piening, A. in ”Was kann Deutschland hinsichtlich eines forcierten Ausbaus der Kraft-Wärme-Kopplung von anderen Ländern lernen?” (Vorstudie im Auftrag der Hans-Böckler-Stiftung, 1999)

Pospischill, H.: Die Methanemissionen der vorgelagerten Kohle- und Erdgasprozeßkette und ihre Bedeutung am Beispiel der Stromerzeugung; in: Berichte des Forschungszentrums Jülich 2716, Jülich , 1993

Prognos/EWI (1998): Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt. Trendskizze; Studie im Auftrag des BMWi, Basel; Köln, 1998

Prognos, EWI (1999): Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt, Studie im Auftrag des BMWi, Basel, Köln, 1999

Pruschek, R.: Ermittlung und Verifizierung der Potentiale und Kosten der Treibhausgasminderung durch Kraft-Wärme-Kopplung in der Industrie. Studie im Auftrag der Enquête-Kommission "Schutz der Erdatmosphäre" des Deutschen Bundestages, Essen, 1995

Radgen, P. (ISI): Vortrag im Rahmen der Forschungsbeiratsitzung der AGFW am 27.4.2000

Schmitz, K. (1998): Hauptbericht der Fernwärmeversorgung 1997, Fernwärme International 12/1998, S. 14-20

Schneider, L.: Wirtschaftlichkeit und optimaler Betrieb von KWK-Anlagen unter den neuen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Öko-Institut, Berlin, Oktober 1999

Seidel, M.: Motorisch betriebene Blockheizkraftwerke, BWK (52), Heft 4, S. 79-84, 2000

Siemer, J.: Berlin gehört europaweit zu den Spitzenreitern bei der KWK-Nutzung - doch wie lange noch?, Neue Energie, heft 4, 2000

Statistisches Bundesamt, Statistische Erhebungen der Kraft-Wärme-Kopplung in der Bundesrepublik Deutschland 1995, Wiesbaden, 1996

Suttor, W. (Hrsg.): Das Grubengas-BHKW Mont-Cenis der Stadtwerke Herne, in: Praxis Kraft-Wärme-Kopplung (Loseblattsammlung); 3/5.9, S.1ff (27te Erg.-Lfg. März 1999), Karlsruhe, 1999

Talsi, M.: "District Heating Year 1998 in Finnland" in Euroheat & Power - Fernwärme international 3/1999

Tönsing, E. u.a.: Energieszenarien mit reduzierten CO_2-Emissionen bis 2050, Energiewirtschaftliche Tagesfragen (42), Heft 8, S. 474 ff, 1997

Tolle, A.: Ökonomie und Ökologie unterschiedlicher Kraft-Wärme-Kopplungs-Prozesse im liberalisierten Strommarkt. S.89-100 in VDI-Berichte 1424: Energiemanagement in Kommunen und öffentlichen Einrichtungen, VDI-Verlag Düsseldorf 1998

Traube, K; Riedel, M.: Quoten-/Zertifikatsmodell zur Förderung des Ausbaus der Elektrizitätserzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung, in: Zeitschrift für neues Energierecht (ZNER), Heft 2 1998

Traube, K.”Was kann Deutschland hinsichtlich eines forcierten Ausbaus der Kraft-Wärme-Kopplung von anderen Ländern lernen?” (Vorstudie im Auftrag der Hans-Böckler-Stiftung, 1999)

Verband für Wärmelieferung (VfW): Entwurf eines Gesetzes zur Förderung dezentraler Stromerzeugung in Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung, Hannover, 1999

Verband der industriellen Kraftwirtschaft (VIK): Praxisleitfaden zur Förderung der rationellen Energieverwendung in der Industrie, Essen, 1998

Verband industrieller Kraftwirtschaft (VIK): Brennstoffzellen, Essen, 1999

Verband kommunaler Unternehmen (VKU), persönliche Mitteilungen, Köln, 1999

VDEW 1998: Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, Reserve- und Zusatzstromversorgung und Stromeinspeisung. Stellungnahme vom 17.12.1998. Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke - VDEW - e.V., 60596 Frankfurt a. M., 1998.

Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke e. V.: Bericht der VDEW zur Reduktion der CO_2-Emissionen im Bereich der öffentlichen Stromversorgung, Frankfurt, 1998

Verein Deutscher Ingenieure (VDI): Grubengas; in: VDI-Lexikon Energietechnik, Schaefer, H. (Hrsg.) Düsseldorf, 1994, S. 580

Walz, R. u. a.: A review of emplyment effects of European Union policies and neasures for CO2-reductions, Report of a study for WWF Germany, Karlsruhe, 1999

Winkler, W. (1995): Grundsätze der Auslegung kombinierter Brennstoffzellen-Kraftwerke, in : Energieversorgung mit Brennstoffzellenanlagen, VDI-Berichte 1174, Düsseldorf

World Energy Council (WEC): Global Energy Perspectives to 2050 and Beyond.“ Joint IIASA - World Energy Council Report, Luxemburg, London 1995

World Energy Council (WEC): “Energie für Deutschland - Fakten, Perspektiven und Positionen im globalen Kontext.“ Dt. Nat. Komitee DNK des Weltenergierates. Düsseldorf 1998

Wuppertal Institut: Bewertung eines Ausstiegs aus der Kernenergie aus klimapolitischer und volkswirtschaftlicher Sicht, Studie im Auftrag des BMU, noch in Bearbeitung, Wuppertal, 2000

Ziesing, H-J.; Matthes, F.: Kurzexpertise zur ökologischen und ökonomischen Bewertung der Kraft-Wärme-Kopplung, Kurzexpertise im Auftrag des BMWi, Berlin, 2000

Ziesing, H. J.: Die Rolle der KWK in der zukünftigen Energieversorgung und ihr Beitrag zur reduzierung der CO_2-Emissionen; zusammenfassender Beitrag zum BMWi-Fachgespräch am 23.03.2000 in Berlin

ZfK (Zeitung für kommunale Wirtschaft) März 1999: Unter Druck für Fernwärme bewegt. Aber Kraft-Wärme-Kopplung noch nicht b-ei den Gewinnern der Liberalisierung, S. 1.

ZfK (Zeitung für Kommunale Wirtschaft) vom 4.4.1998: Dissens im Konsens. Verbändevereinbarung: Kostenprinzipien plötzlich strittig

Anhang

A1 Anforderungskatalog Referenztechniken

Die einzelnen Referenztechniken sollten so ausgewählt werden, daß sich alle typischen KWK-Anwendungen in irgendeiner Form dort wieder finden. Für die einzelnen Referenztechnologien im Bereich der

- kommunale, öffentliche und dezentrale KWK (Bremer Energie Institut)[1]
- industrielle/kooperative KWK (Dr. Tolle Consulting)

sollten folgende Punkzte abgearbeitet werden:

- Kurzbeschreibung (Funktionsprinzip, Entwicklungsstand und -pespektiven)
- Typische Anwendungsbereiche (inklusive Praxisbeispiele[2])
- Einsetzbare Brennstoffe (ggf. mit Beschreibung besonderer Anforderungen für Brennstoffwechsel oder -mix)
- typische Leistungsbereiche (el. und th. Leistung)
- el. Wirkungsgrad (brutto/netto)
- Stromkennzahl bzw. Stromkennzahlbereich (bei Entnahme-Kondensationskraftwerken[3])
- Stromminderproduktion oder Brennstoffmehrbedarf bei Fernwärmeauskopplung (für Entnahme-Kondensationskraftwerke maßgeblich)
- Gesamtwirkungsgrad

Definition eines typischen Anwendungsfalls

- typische Auslastung (ggf. Jahresdauerlinie)
- mittlere Stromkennzahl
- Gesamtjahresnutzungsgrad
- Netzverluste Wärme (Transport und Verteilung)
- Substituierte Wärmemenge
- Bestimmung des Substitutionswirkungsgrade (mit Fallunterscheidung)

---

1 Soweit möglich und sinnvoll inklusive Diskussion von Brennstoffzellen-KWK (z. B. Sulzer-Hexis)

2 Das Projekt soll auch für die interessierte Öffentlichkeit und die Politik informierenden Charakter haben, so daß eine Darstellung von Praxisbeispielen unerläßlich ist.

3 Ggf. ist die Beilage eines Entnahme-Kondensationsdiagramms (Q über P) sinnvoll.

Fall 1: Vergleichsnutzungsgrad Wärmeerzeugung (auf Basis Heizöl) 0,9 (worse case)

Fall 2: Vergleichsnutzungsgrad Wärmeerzeugung (auf Basis Erdgas) 1,0 (best case)

$$\eta_s = \frac{W_{el}}{W_{Br} - (1-\eta_v)*Q/\eta_{äqui}}$$

mit:

η_s = Substitutionswirkungsgrad

W_{el} = elektrische Jahresarbeit

W_{Br}= gesamter Jahresbrennstoffbedarf

η_v = Verteilungs-/Transportwirkungsgrad (Wärme)

Q = Jahreswärmeerzeugung

$\eta_{äqui}$ = Äquivalenzwirkungsgrad

- spezifische (direkte) CO_2-Emissionen für die Stromerzeugung (basierend auf Substitutionswirkungsgrad)

Grundlage CO_2-Emissionsfaktoren (Enquête-Kommission):

Erdgas 55 kg/GJ

Heizöl (leicht): 73 kg/GJ

Steinkohle: 93 kg/GJ

Braunkohle 108 kg/GJ

- spezifische Schadstoffemissionen für die Stromerzeugung und bezogen auf den Brennstoffeinsatz
  - Schefeldioxid (SO_2)
  - Stickoxide (NO_x)
  - Kohlenmonoxid (CO)

  - Staub
  - ggf Distickstoffoxid (N_2O)
- Bemerkungen/Sonstiges
- Technische Lebensdauer
- Ökonomische Bewertung
  - Investitionskosten (DM_{99}/kW)

    a) volkswirtschaftliche Betrachtung: Zinssatz 4%, Abschreibung (Amortisation) über Lebensdauer

    b) betriebswirtschaftliche Betrachtung: Zinssatz 8,9 %; Abschreibungszeitraum 10 Jahre
  - Personalaufwand (Personenjahre/Jahr)
  - Brennstoffkosten (vgl. Tabelle im Anhang)
  - Wartungskosten
  - sonstige variable Kosten
  - Gutschrift für Wärme (anwendungsbezogen)
  - spezifische Stromgestehungskosten
  - ggf. zusätzliche Steuerbelastung
  - spezifische Stromgestehungskosten (inkl. Steuer)

Tabelle 4.5: Energiepreisen - Schätzungen für 2010 und angenommene Werte des Referenzfalls (ohne zusätzliche Energieabgaben)

In Preisen von 1997		1990	1995	1997 (1996)	Energiepreise für das Jahr 2010 (1)	(2)	(3)	(4)	REF
Einfuhrpreise									
Rohöl	US-$/b	27,6	17,6	18,0	32,4	21,5	20,6	18,3	**18,3**
Rohöl	DM/t	333,9	193,9	249,9	432,8	274,0	269,0		**235,0**
Importkohle	DM/t	114,7	81,4	74,0	121,9		97,0		**85,0**
Erdgas	DM/1000m3	179,1	129,9	135,3	233,1		152,6		**134,6**
Erzeuger- bzw. Großhandelspreise (ohne MWSt, einschl. Verbrauchssteuern)									
Heizöl schwer	DM/GJ	6,1	4,8	5,3	9,7	6,4		5,1	**5,1**
Steinkohle	DM/GJ	3,8	2,7	2,7		3,9	3,7	3,2	**3,2**
Erdgas Ind.	DM/GJ	9,8	8,5	8,6	12,6	9,4	10,9	7,5	**7,5**
Erdgas, KW	DM/GJ	8,0	7,1	7,2	10,9	8,2	9,5	7,0	**7,0**
Strom Ind. HS	DM/MWh	155,1	146,5	138,9	123,1	126,0	117,0	< (2)	**117,0**
Verbraucherpreise (einschl. MWSt und Verbrauchssteuern)									
Heizöl leicht	DM/GJ	16,2	14,6	18,7	20,6	15,8		13,4	**13,4**
Erdgas	DM/GJ	19,3	19,9	19,7	27,3	20,7		15,9	**15,9**
Normalbenzin	DM/100 l	136,9	154,7	161,7	173,2	161,6			
Diesel	DM/100 l	105,7	116,5	124,6	149,8	118,5			
Strom, Durchschnitt	DM/MWh	275,0	286,3	274,3	302,4	309,0	215,0	< (2)	**245,0**

Quellen für 1990,95,97: BMWi-Energiedaten 97/98; RWI 1998
Quellen für 2010:
(1): Energie 2010: Zukünftige Energiepolitik, Economica, 1995
(2): Prognos 1995: Energiereport II
(3): RWI, Regenerative Stromerzeugung im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt, Juni 1998
(4): Prognos 1998: Trendskizze

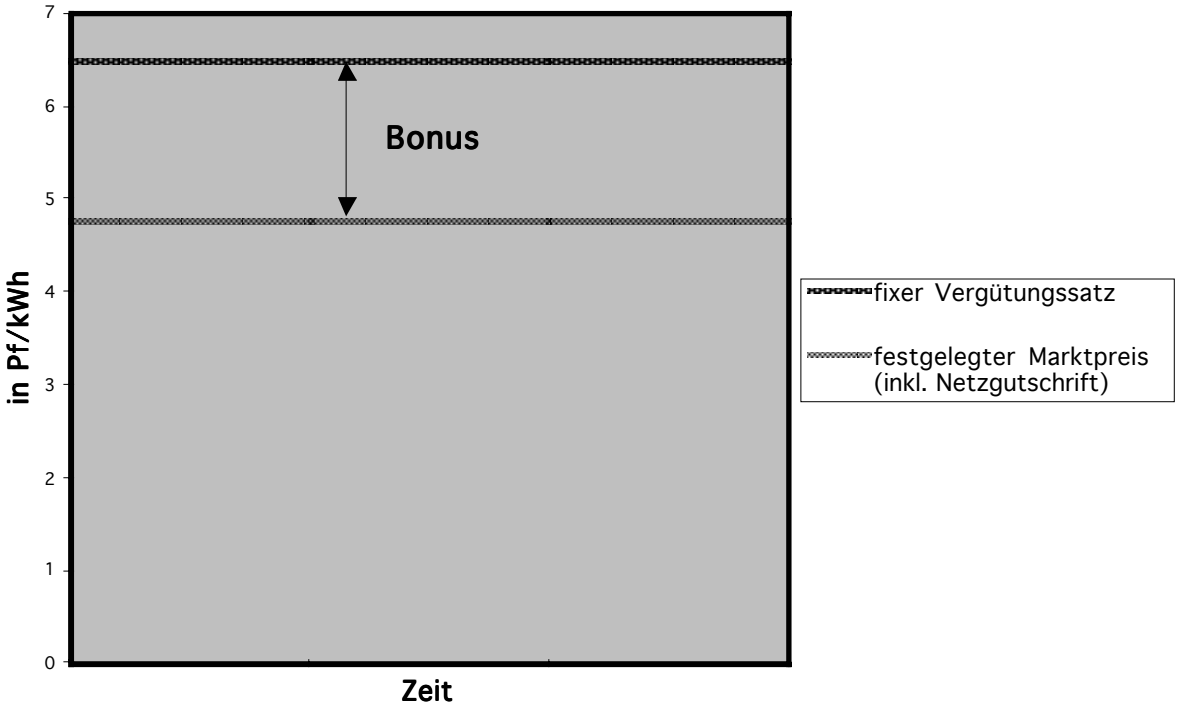
UBA\Preise;29.1.99

A2 Grobkonzept einer Bonusregelung

A2.1 Grundprinzip der Bonusregelung

Grundprinzip jedes Bonusmodells ist der Versuch, für KWK-Anlagen aufgrund ihrer ökologischen Vorteile einen Ausgleich zwischen dem Marktpreis und den tatsächlich entstehenden Kosten zu finden. Dieser Ausgleich, der als Anreizmechanismus für eine möglichst hohe Stromerzeugung aus KWK-Anlagen auf die kWh bezogen werden sollte[4], kann auf verschiedene Arten erreicht werden. Je nach Modell ergeben sich für den Erzeuger dabei unterschiedliche Sicherheiten bezüglich der Absetzbarkeit des erzeugten Stroms und des hierfür erzielbaren Preises. Die höchste Betriebs- und Investitionssicherheit für den Betreiber resultiert aus einem klassischen **Einspeisevergütungsmodell mit Vorrang(-abnahme)pflicht** für KWK-Strom (vgl. Abbildung A2-1)

Abbildung A2-1: Stromeinspeisevergütungsmodell mit Vorrang(-abnahme)pflicht



Nach diesem Ansatz wird den Betreibern der KWK-Anlagen ein **fixer kWh-bezogener Vergütungssatz** für die Stromeinspeisung gewährt. Dieser setzt sich zusammen aus einem von zentraler Stelle festzulegenden Referenzmarktpreis und einem Bonus. Beide werden dem Betreiber zunächst vom Netzbetreiber ausgezahlt. Während der Bonus vergleichbar den vorliegenden Vorschlägen für die Modifizierung des Stromeinspeisungsgesetzes für erneuerbare Energien (vgl. DLR, Wuppertal Institut 1999) über ein nationales

4 Einmalige jährliche Investitionszuschüsse sichern keinen effizienten Betrieb der Anlagen ab, sondern sind allenfalls für die reine Abdeckung von stranded investments als geeignetes Mittel zu bezeichnen.

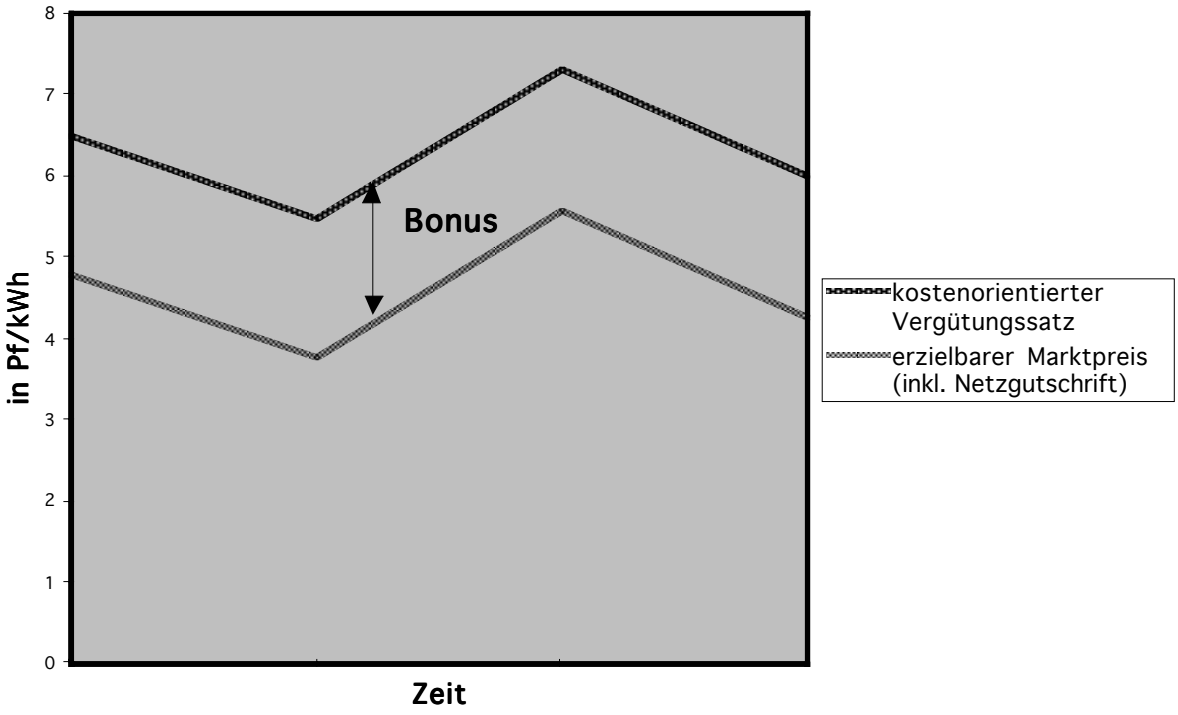
Ausgleichsverfahren auf die Netzkosten wettbewerbsneutral umgelegt wird (Netzaufschlag), wird der KWK-Strom selber über den Netzbetreiber proportional zur Stromabgabe an die Letztverbraucher im jeweiligen Netzgebiet an die Stromhändler/EltVU zum vorher festgelegten Marktpreis verkauft.

Dieser Verteilungsmechanismus wird nur dann funktionieren, wenn eine Vorrangpflicht und damit Abnahmepflicht für KWK-Strom im Energiewirtschaftsgesetz implementiert wird. Diese Möglichkeit sieht die EU-Binnenmarktrichtlinie zwar explizit vor, dennoch dürfte dies aufgrund der ggf. notwendigen Gesetzesänderungen ein eher zeitintensiver Weg sein. Darüber hinaus ist erheblicher Widerstand seitens der Energiewirtschaft zu erwarten, da es hier zwar zu einer wettbewerbsneutralen nationalen Umlage des Bonus kommt, aber die Abnahmepflicht von den spezifischen lokalen Bedingungen abhängt. Trotz der zumindest auf regionaler Ebene vergleichsweise ausgeglicheneren Verteilung von KWK-Anlagen läge eine dem derzeitigen Stromeinspeisungsgesetz vergleichbare Situation vor, die zu Klagen von EltVU (Erzeugerseite) führen könnte. Dies gilt trotz der Tatsache, daß die resultierenden ungleichen regionalen Belastungen - vollständiges unbundling und Weitergabe über die Netzkosten unterstellt - bei den Letztverbrauchern und nicht bei den EltVU anfallen.

Zur Vermeidung von Ungleichverteilungen könnte auf der Basis des zuvor dargestellten Verfahrens auch der gesamte Vergütungssatz (nicht nur der Bonus) bereits auf der Ebene der Netzbetreiber umgelegt werden[5]. Für die erneuerbaren Energien wird eine derartige komplette Umlage präferiert, da hierdurch eine möglicherweise strittige Bestimmung der vermiedenen Kosten für die EltVU nicht notwendig ist. Die von den Netzbetreibern auf diese Art vollständig vergütete Strommenge muß dann proportional zu der von den Letztverbrauchern nachgefragten elektrischen Arbeit kostenfrei der Stromabgabe “beigemischt” werden.

5 Dem Sinne nach entspricht eine derartige Regelung einer Umlage der Ankaufspflicht für KWK-Strom, wobei bei dieser der Netzaufschlag nicht direkt, sondern indirekt und weniger transparent von den Stromhändlern selber bestimmt würde.

Abbildung A2-2: Bonusmodell mit nationalem Ausgleichsverfahren



Grundsätzlich sind vergleichbare Regelungen auch für das hier dargestellte Bonussystem möglich. Im Vergleich zu den erneuerbaren Energien wäre hierdurch aber eine um etwa eine Größenordnung höhere Strommenge betroffen, wodurch sich ein entsprechend höherer Netzaufschlag ermitteln würde. Aus Akzeptanzgründen ist die Umsetzung einer derartigen Regelung wenig wahrscheinlich. Da Ungleichbehandlungen wie zeitintensive Umsetzungsverfahren aber soweit möglich auf jeden Fall ebenso vermieden werden sollten, wird hier eine andere Regelung, ein reines **Bonussystem**, vorgeschlagen (vgl. Abbildung A2-2)

Der KWK-Betreiber verkauft im Rahmen des Bonusmodell seinen KWK-Strom auf dem freien Markt, erhält aber zusätzlich bei der Netzeinspeisung einen fixen Bonus vom Netzbetreiber, der von diesem in einem nationalen Ausgleichsverfahren auf die Netzkosten umgelegt werden kann (Netzaufschlag). Bei diesem Modell verbleibt das Risiko, den Strom auch absetzen zu können, beim Betreiber, kann aber durch eine entsprechende Wahl des Bonus gesteuert werden. Die erreichbare Gesamtvergütung ist im Gegensatz zum Stromeinspeisungsmodell nicht fix vorgegeben, sondern betreiberabhängig von den von ihm erzielten Marktpreisen.

Der Geltungsbereich der hier vorgeschlagenen Bonusregelung bezieht sich auf jede Form der KWK-Stromeinspeisung in das Netz zur Belieferung von Letztverbrauchern. Dies gilt unter der Voraussetzung von unbundling (Trennung zwischen Stromerzeugung und Transport/Verteilung) z. B. auch für die Einspeisung aus kommunalen KWK-Anlagen in stadtwerkeigene Netze.

Für die darüber hinausgehende Eigenerzeugung von KWK-Strom kann ebenfalls ein Bonussystem konzipiert werden, wobei in aller Regel von deutlich höheren Vergleichspreisen ausgegangen werden muß.

A2.2 Ausgestaltung der Bonusregelung (Grundmodell)

A.2.2.1 Festlegung des Bonus

Zur Sicherung der Wettbewerbsfähigkeit von KWK-Anlagen muß der Bonus so ausgerichtet werden, daß für durchschnittliche KWK-Anlagen kostenorientierte Preise resultieren, für ineffiziente Anlagen aber dennoch ausreichend Anreize bestehen, für diese durch Ertüchtigung/Umrüstung eine Produktivitätssteigerung zu erzielen. Der Bonus muß daher die Differenz zwischen einem zu definierenden kostenorientierten Vergütungssatz und einem ebenfalls festzulegenden Referenz-Marktpreis abdecken. In der Übersicht ergibt sich damit folgendes Tableau für die Bestimmung des Bonussatzes je kWh (Netzeinspeisung, frei ab Kraftwerk):

+ durchschnittlicher Marktpreis (durchschnittlicher Referenzpreis für Stromerzeugung, Strombeschaffung) ab Kraftwerk
+ wettbewerbsneutraler Bonus (Öko- und Netzbonus) ->differenziert
= kostenorientierter Vergütungssatz für KWK-Strom

In der Diskussion ist derzeit auch, statt des hier vorgeschlagenen kostenorientierten Vergütungssatzes einen Referenzmarktpreis mit Zeitbezug vor Eintritt der Implikationen der Liberalisierung (z. B. 01.01.98) als alternative obere Bemessungsgrenze für die Festlegung des Bonus zu wählen. Hierdurch könnten zwar die vorher nicht im Detail für die KWK abzusehenden Auswirkungen der Liberalisierung (deutliche Preissenkungen) im wesentlichen aufgefangen werden. Durch den hieraus resultierenden einheitlichen Bonus über alle Leistungsklassen entstünden aber keine zusätzlichen Anreize für den Ausbau der KWK in den Leistungsbereichen, die schon vor der Liberalisierung unter schwierigen Wettbewerbsbedingungen standen. Insofern wäre eine solche Regelung zwar als Bestandsschutz für existierende Anlagen geeignet, nicht aber als Anreizsystem für den aus Klimaschutzgründen notwendigen Ausbau der KWK.

<u>Kostenorientierter Vergütungssatz</u>

Für den kostenorientierten Vergütungssatz wird für Altanlagen eine Orientierung an der unteren Hälfte der realen Stromgestehungskosten von bestehenden KWK-Anlagen und für Neuanlagen eine Orientierung an den langfristigen Grenzsystemkosten vorgeschlagen.

Wählt man diese Vorgehensweise, erhalten Anlagen, die auf dieser Preisbasis nicht kostendeckend arbeiten können, einen erhöhten Anreiz zur Effizienzsteigerung. Die Festlegung des kostenorientierten Vergütungssatzes, d. h. der oberen Bemessungsgrenze

für die Ermittlung des Bonus, muß für jede Anlage am Anfang einmal für die gesamte Laufzeit der Regelung vorgegeben werden, um eine hinreichende Betriebs-/Investitionssicherheit zu erzielen.

Durchschnittlicher Marktpreis

KWK-Anlagen konkurrieren auf dem Wettbewerbsmarkt z. B. mit Kondensationskraftwerken, anderweitiger Eigenerzeugung und Stromimporten aus dem Ausland. Vor diesem Hintergrund muß als Ausgangspunkt der Regelung ein durchschnittlicher Marktpreis der Stromerzeugung (aller stromerzeugenden Anlagen inkl. Bezug auf Basis der Gesamtkosten) bestimmt werden (als Systemgrenze gilt die Stromabnahme am Kraftwerk). Idealerweise würde sich hierzu ein sich nach freien Marktkräften an einer Börse bildender Preis eignen. Da dies in Deutschland aufgrund des andersartigen Börsenkonzeptes kurzfristig nicht erfolgen kann und generell, d. h. auch in den anderen Ländern für den Stromverkauf im Mittel- und Grundlastbereich heute nur wenige Informationen über funktionsfähige Börsensysteme vorliegen, müssen zunächst andere Mechanismen zur Bestimmung eines adäquaten Referenzpreises herangezogen werden. Dabei ist von vornherein einzukalkulieren, daß jede Form der Festlegung eines durchschnittlichen Marktpreises von den Marktteilnehmern kritisiert und als zu hoch oder zu niedrig abgelehnt werden könnte[6]. Vor diesem Hintergrund wird vorgeschlagen, die betroffenen Verbände (d. h. insbesondere VDEW, VKU, VIK und FGBHKW) in die Bestimmung des Marktpreises mit einzubeziehen. Der als durchschnittlich angesetzte Marktpreis sollte sich dabei orientieren

- an den derzeitigen realen Marktpreisen
- den langfristigen Systemgrenzkosten der Stromerzeugung[7] und
- zugleich aber den potentiellen Käufern genügend hohe Anreize zum Kauf von KWK-Strom geben (d. h. er muß sich eher an der unteren Grenze der Bezugskosten von Stromhändlern orientieren).

Mit einer solchen Regel kann zwar nicht vermieden werden, daß KWK-Anlagen von den heute flächendeckend auftretenden Dumpingangeboten/Kampfpreisen unterboten werden (vgl.Abbildung A2-2), wohl aber die Wahrscheinlichkeit erhöht werden, den erzeugten Strom in diesem Fall an anderer Stelle an interessierte Käufer absetzen zu können. Ohnehin obliegt es dem Verantwortungsbereich des Kartellamtes, Dumpingkonditionen nachzugehen (z. B. Öko-Strommarkt).

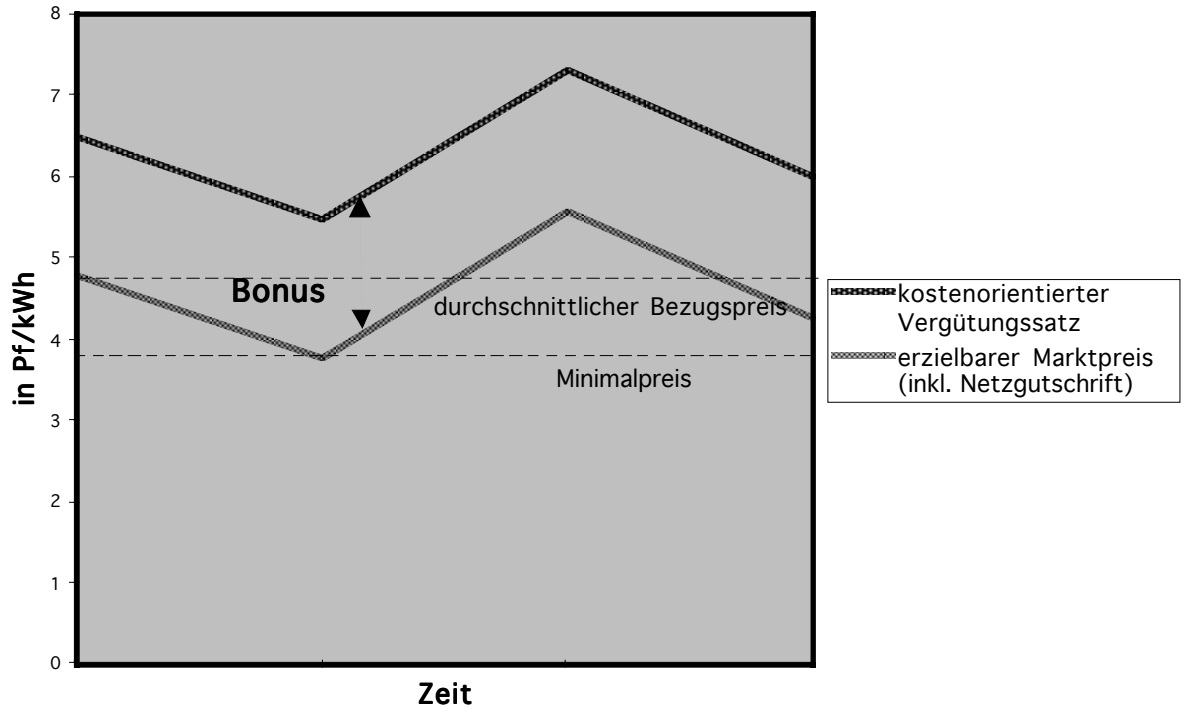
---

6 Dies zeigen auch die Erfahrungen mit der bisherigen Regelung des Stromeinspeisungsgesetzes, wo es seit vielen Jahren einen Streit um die vermiedenen Kosten gibt. Anders als bei den erneuerbaren Energien ist bei der KWK allerdings das Problem der Unstetigkeit des Leistungsangebotes und der starken regionalen Konzentration nicht im gleichen Ausmaß gegeben. Zudem können KWK-Anlagen Grundlast- und Mittellaststrom anbieten. Als Ausweg aus den vorhersehbaren Differenzen ist für die erneuerbaren Energien eine wettbewerbsneutrale Umlage des Gesamtvergütungssatzes möglich, für die KWK aufgrund der im Vergleich zu dem nach StrEG vergüteten Strom deutlich höheren Strommenge wie bereits dargestellt hingegen aber wohl wenig realistisch.

7 Ein derartiges Verfahren wird z. B. in Frankreich angewendet, wobei für die Festlegung der Vergütung eine neue GUD-Anlage (8 MW elektrischer Leistung) zugrundegelegt wird.

Ein Restrisiko tragen nach diesem Modellvorschlag in jedem Fall die Anlagenbetreiber (z. B. Stadtwerke), die andererseits durch die Gewährung des Bonus gegenüber der derzeitigen Wettbewerbssituation deutlich verbesserte Rahmenbedingungen erhalten. **Insofern stellt das Bonusmodell keine Nachteilausgleichsregelung dar, sondern ein zielorientiertes Anreizsystem für den Ausbau der KWK-Stromerzeugung.**

Abbildung A2-3: Einordnung des Bonusmodells



Für die **Stromeigenerzeugung** in KWK-Anlagen ist eine andere Bezugsbasis für die Bestimmung des Bonus zu wählen. Die Eigenerzeugung konkurriert mit dem Strombezug von Stromerzeugern/-händlern. Trotz dieses in aller Regel deutlich höheren Vergleichspreises ist unter den veränderten Rahmenbedingungen auch eine Stärkung der Wettbewerbsposition der Eigenerzeugung notwendig. Während in der Vergangenheit bei kleinen Anlagen mit Strombezugspreisen von deutlich mehr als 20 Pf/kWh noch günstige Bedingungen für die Errichtung von KWK-Anlagen vorlagen, sind mittlerweile auch im Bereich der kleineren Kunden (z. B. Tarif- und Gewerbekunden) deutliche Preissenkungen auf bis zu 15 Pf/kWh an der Tagesordnung[8]. Darüber hinaus treten heute auch hier vermehrt Dumping- und Kampfpreisangebote auf. Die Orientierungsmarke für die Bestimmung des Bonus muß sich dementsprechend an den heute erreichbaren (günstigsten) Strombezugsangeboten ausrichten.

Die notwendigen Größen für die Bestimmung der Höhe des Bonus können in bezug auf die Altanlagen durch eine Umfrage bei den Kraftwerksbetreibern (z. B. unter

8 Dies gilt insbesondere auch in bezug auf Bündelverträge. So bietet die GEW Köln beispielsweise im Rahmen des sog. "Köln-Paktes" dem Handwerk einen Preisnachlaß von bisher 27 Pf/kWh auf jetzt nur noch 16 bis 20 Pf/kWh an.

Federführung der VKU) sowie bei den Herstellern ermittelt werden. Da diese Größen zeitlich veränderbar sind (z. B. auch der der Bestimmung des Bonus zugrundeliegende Ansatz für den Marktpreis), muß die Möglichkeit einer zeitnahen Anpassung des Bonussystems an die sich verändernden Marktverhältnisse vorgesehen werden (dynamische Regelung). Um eine Dauersubventionierung zu vermeiden, ist die Bonusregelung darüber hinaus zeitlich zu begrenzen und in bezug auf das anvisierte Marktziel (z. B. Verdopplung des KWK-Stroms bis 2010) anzupassen.

Ziel der Bonusregelung ist es jedoch nicht, den KWK-Betreibern jegliches unternehmerisches Risiko zu nehmen. Dies gilt z. B. auch für mögliche Steigerungen der Inputkosten (z. B. Erdgaspreise), die bei der Entscheidung über eine Investition dem Betreiber bekannt waren. Dementsprechend sind die Bonusregelungen zwar den dynamischen Bedingungen im Neuanlagenbereich anzupassen. Bei den Altanlagen ist jedoch nur im begrenzten Umfang eine Anpassung an Veränderungen der unteren Bemessungsgrenze (d. h. Marktpreis) notwendig, während die obere Bemessungsgrenze unverändert bleibt. Der für die einzelnen KWK-Anlagen einmal gewährte prinzipielle Ausgleich zwischen Marktpreis und geplanten Stromgestehungskosten bleibt damit für die Laufzeit der Bonusregelung unverändert und garantiert eine hinreichende Betriebs- und Investitionssicherheit.

A2.2.2 Finanzierung der Bonusregelung

In bezug auf die Finanzierung der Bonusregelung ist zwischen der Netzeinspeisung und der Eigenerzeugung zu unterscheiden. Für die Netzeinspeisung kann eine Finanzierung des Bonus über die Erhebung eines Netzaufschlages nach folgendem Prinzip erfolgen.

A2.2.2.1 Wettbewerbsneutrale Umlage der Zusatzkosten für den Bonus über einen Netzaufschlag

Für das Stromeinspeisungsgesetz sind Vorschläge entwickelt worden, die ein wettbewerbsneutrales Umlageverfahren der anfallenden Kosten vorsehen. Das Grundprinzip kann auf die Bonusregelung übertragen werden und ist nachfolgend skizziert:

1. Die Netzbetreiber zahlen dem Betreiber für den eingespeisten Strom aus KWK-Anlagen einen zuvor festgelegten Bonussatz (dies gilt z. B. auch für die Einspeisung in das stadtwerkeeigene Netz; die Nachweispflicht für die erfolgte Stromerzeugung in KWK liegt beim Betreiber)

2. Die Netzbetreiber leiten den Strom an Lieferanten von Letztverbrauchern (z. B. Stromhändler, EltVU) weiter, die hierfür einen mit dem Betreiber ausgehandelten Preis zahlen (die bisher unverbindliche Regelung der Vergütung nach Verbändevereinbarung wird dadurch aufgehoben)

3. Beim Weiterverkauf des Stroms erhält der Käufer direkt das Verwendungsrecht für diesen Strom.

4. Die Netzbetreiber melden die ihnen entstehenden Zusatzkosten (d. h. in diesem Fall die Bonuszahlungen) bei einer Ausgleichsstelle an, diese werden dort zusammengeführt und auf jeden einzelnen Netzbetreiber verteilt (d. h. an dieser Stelle übernimmt die Ausgleichsstelle einen **monetären Ausgleich** zwischen den Netzbetreibern; als Verteilungsschlüssel kann die Stromabgabe an die Letztverbraucher herangezogen werden).

5. Die Netzbetreiber geben die Zusatzkosten an die Letztverbraucher **über die Erhebung eines wettbewerbsneutralen Netzaufschlages** (proportional zur abgenommenen Strommenge) weiter. Der Netzaufschlag, der von der Ausgleichsstelle bestimmt werden kann, wird - vergleichbar dem Verfahren bei der Stromsteuer - nur an einer Stelle berechnet (d. h. bei der Abgabe an die Endverbraucher). Doppelbelastungen werden so vermieden, die reine Stromdurchleitung durch das Netz (ohne Abgabe an einen Stromverbraucher) wird nicht zusätzlich belastet.

6. Die Abwicklung der Ausgleichszahlungen sowie des resultierenden Netzaufschlages kann (z. B. in Zusammenhang mit der Umsetzung einer Netzzugangsverordnung) von einem unabhängigen Netzsystemoperator oder aber von einer anderen damit von den Netzbetreibern beauftragten Institution unter staatlicher Kontrolle erfolgen.

Notwendige Voraussetzung für dieses Verfahren ist ein **funktionierendes unbundling**, d. h. eine rechnerische Trennung in den Unternehmen zwischen der Seite der Stromerzeugung und der Stromverteilung/-transport sowie des Stromhandels. Unter diesen Bedingungen können beispielsweise Stadtwerke sowohl als Verkäufer (mit den festgelegten Bonussätzen) als aber auch als Käufer (zu Marktpreisen)[9] auftreten und den marktgerechten Absatz ihres KWK-Stroms sicherstellen.

A2.2.2.2 Steuerfinanzierte Lösung

Alternativ zu einer Finanzierung durch einen Netzaufschlag besteht auch die Möglichkeit einer **Deckung der entstehenden Kosten aus dem Ökosteueraufkommen**. Grundsätzlich liegt auch hiermit eine verursachergerechte Zuordnung der Aufwendungen vor, jedoch mit einer unterproportionalen Beteiligung des produzierenden Gewerbes. Der Vorteil dieser Regelung ist, daß hierdurch gleichzeitig eine Finanzierung der Bonuszahlung für die Eigenerzeugung realisiert werden kann, diese aber auf der anderen Seite - im Gegensatz zu Netzaufschlägen - auch an der Finanzierung beteiligt wären. Diese könnte ansonsten nur bei einer deutlichen Ausweitung der Aufgaben der Ausgleichsstelle der Netzbetreiber in das Netzaufschlagmodell einbezogen werden. Für die Umsetzung der steuerfinanzierten Lösung ist hingegen von vornherein ein Anknüpfen an die derzeitige Praxis der Erhebung und Rückerstattung für KWK-Anlagen im Rahmen der Ökologischen Steuerreform sinnvoll[10]. Bisherige Schwierigkeiten in der konkreten Abwicklung wären natürlich zuvorderst zu beheben. Der Nachteil ist, daß das Bonussystem in das

9 Der KWK-Strom kann aber auch von anderer Seite gekauft werden.

10 Für KWK-Anlagen gelten hier ja bereits Sonderregelungen (Mineralölsteuerbefreiung, Stromsteuerbefreiung für Kleinanlagen unterhalb der Bagatellgrenze).

komplizierte Ökosteuersystem und dessen Fortschreibung integriert werden müßte, was u. U. zeitintensiv und möglicherweise weniger akzeptanzfähig ist.

A2.2.3 Geltungsbereich der Bonusregelung

Die Bonusregelung bezieht sich wie dargestellt sowohl auf die Netzeinspeisung als aber auch auf die Stromeigenerzeugung. Nur hierdurch kann das gesamte Marktpotential der KWK einbezogen werden. Die Berücksichtigung der Eigenerzeugung erfolgt dabei auch vor dem Hintergrund, daß insbesondere im Bereich der Objektversorgungen (Eigenerzeugung oder Quasi-Eigenerzeugung in Contractinganlagen) sowie der industriellen KWK die größten Zubaumöglichkeiten für die KWK zu sehen sind.

Generell muß die Bonusregelung auf effiziente KWK-Anlagen begrenzt werden. Als Mindestkriterien können hier bspw. die gültigen Regelungen für die Steuerrückerstattung der Ökosteuer (Mindestjahresnutzungsgrad von 70 %) herangezogen werden. Besser wären aber modifizierte Regelungen auch im Rahmen der ÖSR, da die Vorgabe eines Mindest-Jahresnutzungsgrades im MinöStG nicht ausreicht, um einen effizienten KWK-Betrieb sicherzustellen. Die Steuerbefreiung ist zur Förderung von KWK-Anlagen gedacht, nicht zur Steuerumgehung in Heizwerken mit marginaler Stromerzeugung oder Kraftwerken mit zu vernachlässigender Wärmeauskopplung. Entsprechende Modifikationsvorschläge werden im Anhang dargestellt.

Notwendig ist eine Eingrenzung auf die tatsächlich in ökologisch vorteilhafter Koppelproduktion erzeugte Strommenge. Während sich diese bei vielen KWK-Anlagen direkt und proportional aus der bereitgestellten Wärmemenge ergibt (KWK-Stromerzeugung in Gegendruck-Heizkraftwerken, Blockheizkraftwerke mit einem Freiheitsgrad, d. h. mit festem Verhältnis von Stromerzeugung zu Wärmeauskopplung[11]), ist dies bei Entnahme-Kondensationskraftwerken (KWK-Anlagen mit zwei Freiheitsgraden) nicht der Fall. Bei letztgenannten Anlagen besteht immer auch die Möglichkeit, einen Teil des Stroms als Kondensationsstrom, d. h. unabhängig von der Wärmebereitstellung, zur Verfügung zu stellen.

Als Hilfsmittel für die Feststellung des in Koppelproduktion bereitgestellten Stroms kann eine Stromkennzahl herangezogen werden, die vom Kraftwerksbetreiber ebenso wie die ausgekoppelte Wärmemenge nachgewiesen werden muß. Für KWK-Anlagen mit einem Freiheitsgrad ergibt sich die Stromkennzahl direkt aus der Anlagenauslegung. Für Anlagen mit zwei Freiheitsgraden kann sie pragmatisch auf einen Wert von z. B. 0,6 (entspricht etwa dem Mittelwert derartiger Anlagen) festgelegt werden. Höhere Verhältnisse können in Ausnahmefällen anerkannt werden. Sie sind aus den Vorjahresergebnissen abzuleiten und in jedem Einzelfall vom Betreiber nachzuweisen sowie zu überprüfen (dabei handelt es sich in Deutschland allerdings um eine begrenzte Anzahl von Anlagen). Der Bonus wird dann für das Produkt aus ausgekoppelter Wärmemenge und Stromkennzahl gezahlt.

Letztlich umfaßt die Bonusregelung den gesamten Leistungsbereich der KWK. Obwohl bisher vor allem KWK-Anlagen im mittleren Leistungsbereich gefährdet sind, wird hier

11 Das Verhältnis von Stromerzeugung zu Wärmebereitstellung wird in KWK-Anlagen als Stromkennzahl bezeichnet.

keine Begrenzung des Bonussystems auf diesen Bereich vorgeschlagen. Maßgeblich ist hierfür die Erkenntnis, daß zunehmend auch größere kommunale KWK-Anlagen vor der Existenzfrage stehen.

A2.2.4 Differenzierte Ausgestaltung der Bonusregelung

Nach den zuvor getroffenen Annahmen und vorgeschlagenen Regelungen muß die Festlegung des Bonus ggf. gestaffelt werden nach ökologischen Kriterien, nach verschiedenen Leistungsklassen und den verwendeten Primärenergieträgern. Darüber hinaus muß ggf. zwischen Alt- und Neuanlagen sowie der Eigenerzeugung und der Netzeinspeisung unterschieden werden. Zu betonen ist dabei, daß sich die Gewährung eines Bonus generell rechtfertigen läßt

- durch die vermiedenen externen Kosten der Stromerzeugung in KWK-Anlagen (aus diesem Grund ist eine zusätzliche ökologische Differenzierung des Bonussystems sinnvoll)
- durch die verringerte Inanspruchnahme der Netze in Bezug auf Transport und Verteilung aufgrund des dezentralen Charakters der KWK (aus diesem Grund ist eine leistungsspezifische und einspeisepunktspezifische Differenzierung des Bonus sinnvoll)
- als teilweiser Ausgleich der unterschiedlichen wettbewerblichen Ausgangsbedingungen. Während große EltVU heute auf der Basis von Überkapazitäten, die mit Zustimmung der Preisaufsicht der Länder vor Aufhebung des Gebietsschutzes gebildet werden konnten, mit Dumpingpreisangeboten (z. T. unterhalb der Grenzkosten) auf dem Markt agieren und Strom z. B. aus KWK-Anlagen verdrängen und diese Angebote z. T. auch aus Anlagegewinnen der Rückstellungen aus dem Kernenergiebereich mitfinanzieren können, haben insbesondere kleinere Unternehmen der Energiewirtschaft diese Möglichkeit nicht.
- bei Altanlagen als Ausgleich für die durch die Energierechtsreform geänderten Geschäfts- und Kalkulationsgrundlagen für KWK-Strom.

<u>Differenzierung zwischen Alt- und Neuanlagen</u>

Für Alt- und Neuanlagen ist aufgrund der unterschiedlichen Kostenstruktur grundsätzlich eine Unterscheidung sinnvoll. Die Differenzierung kann rückwärtsgerechnet erfolgen, d. h. ausgehend von der für die Wettbewerbsfähigkeit ermittelten anzulegenden Bemessungsgrenze.

Während die Festlegung der Bemessungsgrenze für Neuanlagen mit der Orientierung an den langfristigen Systemgrenzkosten vergleichsweise einfach ist, kann für die Festlegung der Bemessungsgrenze für den Bonus für Altanlagen - unter der Zielsetzung der Erreichung einer kostenorientierten Vergütung - eine Orientierung an der unteren Hälfte der realen Stromgestehungskosten von bestehenden KWK-Anlagen erfolgen. Dieser Wert markiert den Maximalwert der anlegbaren Kosten. Er kann aber nicht für jede Anlage

angelegt werden, da die Implikationen der Liberalisierung der Energiemärkte im besonderen Maße diejenigen Anlagen treffen, für die bisher noch keine bzw. nur eine geringfügige Rückerwirtschaftung des investierten Kapitals möglich war. Hier besteht insbesondere die Notwendigkeit "stranded investments" vorzubeugen. Da es aufgrund des hohen Aufwandes nicht möglich erscheint, für jede Anlage eine detaillierte buchhalterische Analyse bezüglich der bereits erfolgten Abschreibungen vorzunehmen[12], wird hier eine pragmatische Vorgehensweise vorgeschlagen. **Der Bonus wird für Altanlagen aufgesplittet in einen fixkostenbezogenen und variablen Anteil.** Während der variable Anteil unabhängig vom Anlagenalter jeder KWK-Anlage zu gewähren ist, wird der Fixkostenanteil unter der pragmatischen Annahme eines linearen Abschreibungszeitraums von 19 Jahren[13] nur für jüngere Anlagen gewährt. Außer der Erfassung des Inbetriebnahmezeitpunktes der Anlage sind damit keine aufwendigen Datenerfassungen und -kontrollen notwendig.

Mit der Festlegung der Bemessungsgrenze auf die "kostengünstigere Hälfte" heute bestehender Anlagen könnte insbesondere dem Argument und der Befürchtung (vor allem aus dem industriellen Umfeld) entgegengewirkt werden, daß durch den kostenorientierten Vergütungsansatz jede, d. h. auch die schlechteste Anlage gefördert wird und damit die Stärkung der KWK in jedem Fall zu höheren Strompreisen führen muß. Im Gegenteil dient das Instrument der Bonusregelung dazu, eine für die KWK schwierige Marktphase zu überwinden und damit den Weiterbetrieb der aus volkswirtschaftlicher Sicht zu großen Teilen effektiven KWK-Anlagen sicherzustellen.

Die notwendigen Angaben für die Konzeption einer Bonusregelung für Altanlagen erfordert eine systematische Betreiberumfrage mit allen hiermit verbundenen Unschärfen. **Aus pragmatischen Gründen und zur Vereinfachung des Modellansatzes** wird hier deshalb vorgeschlagen, generell eine **Gleichbehandlung zwischen Alt- mit Neuanlagen** durchzuführen, wobei älteren Anlagen (Betriebsdauer > 19 Jahre) nur ein Bonus zur Abdeckung der variablen, jüngeren Anlagen der gesamte Bonus zur Verfügung gestellt werden müßte. Damit bleibt der Rationalisierungsdruck in weiten Bereichen der Altanlagen bestehen und ist auch wünschenswert. Investitionen in Kraftwerke, die gegenüber den heutigen Rahmenbedingungen für den Neubau von KWK-Anlagen spezifisch deutlich höher liegen, werden damit durch die Bonusregelung nicht geschützt. Der Ausgleich derartiger "stranded investments" ist auch nicht die Zielrichtung der Bonusregelung, sondern das **Ziel ist, die Effizienz und den Anteil der KWK-Anlagen zu erhöhen.** Nach den oben dargestellten Beispielrechnungen würde dies bedeuten, daß den Altanlagen (Betriebsdauer > 19 Jahre) kein Bonus mehr gewährt werden müßte. Für kleine BHKW ist die Regelung ohnehin wenig relevant, da sie kaum Betriebszeiten von 19 Jahren erreichen werden.

<u>Staffelung nach Primärenergieträgern/Technologien</u>

12 Aus diesem Grund erscheinen auch Lösungen, die zu einer Rückerstattung von Investitionen führen (recovery of stranded investments) nicht praktikabel.

13 Die Zeitgrenze ergibt sich aus der üblichen Bemessung nach AfA.

Die Konkurrenzfähigkeit der KWK ist in entscheidendem Maße heute auch vom Primärenergieträgereinsatz abhängig. Darüber hinaus begründet sich eine nach Energieträgern unterschiedliche Bonusregelung durch den verschiedenartigen erreichbaren CO_2-Minderungseffekt. Gaskraftwerke erreichen nicht nur technologisch bedingt höhere Wirkungsgrade, sondern bereits der Energieträger Erdgas weist gegenüber Steinkohle eine um (bezogen auf den Energieinhalt) rund 40 % geringere Kohlenstoffintensität auf.

Über eine energieträgerspezifische Unterscheidung der Bonussätze kann ein Anreiz für die Umrüstung von alten z. T. ineffizienten Kohleanlagen auf Gas-GUD-Kraftwerke gegeben werden. Daß dies erfolgreich möglich ist, hat die Umrüstung des Rheinhafendampfkraftwerks 4 in Karlsruhe gezeigt. Dies entspräche auch der allgemeinen ökologischen Zielsetzung eines Bonussystems und würde den Eindruck vermeiden, daß hiermit eine Dauersubventionierung/ein dauerhafter Wettbewerbsschutz für ineffiziente Kraftwerke implementiert werden soll. Gegebenenfalls könnte eine dritte Unterscheidungsstufe eingeführt werden, die moderne effiziente Kohleanlagen besser stellt als ältere Anlagen mit einem schlechteren Wirkungsgrad.

Wie die späteren Zahlenbeispiele zeigen, würde sich bereits dadurch eine energieträgerspezifische Unterscheidung implementieren lassen, daß lediglich ein einheitlicher, nur nach Leistungsklassen differierender Bonus gewährt wird. Für Kohle-Kraftwerke würde dadurch die Orientierung an der kostenorientierten Vergütung bei der Bestimmung der Bonushöhe entfallen, die Komplexität des Modells aber verringert werden und klare ökologische Anreize gesetzt werden. Flankiert werden könnte dies durch einen zusätzlichen (begrenzten) Investitionszuschuß, d. h. einen Anreiz für die Umrüstung von alten Kohlekraftwerken. Diese Umrüstungshilfe kann zwar prinzipiell entsprechend dem Bonus als Umlage wettbewerbsneutral über einen Netzaufschlag finanziert werden, sollte aber vorrangig aus Steuermitteln getragen werden.

Staffelung nach Leistungsgröße

Die nach Abzug der Wärmegutschrift resultierenden Stromgestehungskosten von KWK-Anlagen sind stark abhängig von den installierten Leistungen. Aus diesem Grund erscheint eine differenzierte Ausgestaltung der Bonusregelung nach Leistungsklassen sinnvoll.

Unterscheidung nach Betreiber

Um die Regelung übersichtlich und praktikabel zu halten, wird keine explizite Unterscheidung zwischen öffentlichen (z. B. kommunalen), industriellen und privatwirtschaftlichen (in aller Regel dezentralen) KWK-Anlagen empfohlen. Implizit erfolgt die Unterscheidung ohnehin über die nach Größenklassen gestaffelte Bonusregelung und die Unterscheidung zwischen Eigenerzeugung und Netzeinspeisung.

Bei der Bestimmung des Bonus ist zudem zu beachten,

- daß in die Berechnung der Stromgestehungskosten eine Wärmegutschrift zu anlegbaren Preisen eingeht (hierbei ist auch der Einfluß der Ökosteuer zu beachten, die Wärme aus KWK-Anlagen gegenüber alternativen Möglichkeiten der Wärmebereitstellung besserstellt);
- daß sich die Stromgestehungskosten je Leistungsklasse in der Regel immer an der oberen Leistungsbandbreite orientieren (für kleinere Anlagen ergibt dies einen Anreiz zur Kostensenkung);
- daß die Besserstellung der KWK bei der Besteuerung des Energieträgers Erdgas hier nicht berücksichtigt worden ist, da diese Begünstigung in der nächsten Stufe der Ökologischen Steuerreform voraussichtlich auch für effiziente reine Stromerzeugungsanlagen auf Gasbasis (GUD-Kraftwerke mit einem elektrischen Jahresnutzungsgrad (bezogen auf H_u)) eingeführt werden wird;
- daß die Einordnung von Neuanlagen auf der Basis von Referenzanlagen (d. h. für typische Einsatzbedingungen) erfolgt, die im UBA/BMU-Gutachten “Instrumente zum Klimaschutz in einem liberalisierten Energiemarkt unter besonderer Berücksichtigung der KWK”)Wuppertal Institut u. a. 1999) definiert worden sind;
- ob und ggf. in welcher Höhe für die Netzeinspeisung aus dezentralen Anlagen im Rahmen der modifizierten und voraussichtlich zum 01.01.2000 in Kraft tretenden Verbändevereinbarung von den Netzbetreibern eine monetäre Gutschrift zum Ausgleich der geringeren Netzbelastung gewährt wird;
- daß eine betriebswirtschaftliche Betrachtungsweise zugrundegelegt wurde. Als wesentliche Parameter sind diesbezüglich festzuhalten.
    - Wärmegutschrift 39,8 DM/MWh (inkl. 6,8 DM/MWh zurechenbar für die Brennstoffsteuer der alternativen Wärmebereitstellung)
    - Abschreibungszeitraum 10 Jahre bei kleineren und etwa die halbe Lebensdauer bei mittleren (d. h. 12 Jahre) und größeren Anlagen (d. h. 15 Jahre)
    - ein Zinssatz von 8,9 %

- die Berücksichtigung von Wartungs-, Verwaltungs-, Versicherungs- und Personalkosten
- die Zugrundelegung eines finanzmathematischen Durchschnitts der Brennstoffkosten (1997 bis 2010) basierend auf einer aktuellen Energieträgerpreisprognose

Nach Tabelle A2-1 ergeben sich unterschiedliche, zur Förderung der Wettbewerbsfähigkeit notwendige Vergütungsleistungen. Diese lassen sich in erster Linie durch die Vermeidung externer Kosten (Öko- oder Umweltbonus) in zweiter Linie aber auch durch die Vermeidung von Netzkosten begründen.

Bezüglich der externen Kosten liegen sehr stark voneinander abweichende Meinungen vor. Vielfach wird die untere Bandbreite der externen Kosten der Stromerzeugung mit 2 bis 3 Pf/kWh angegeben.

Auch in bezug auf die im Rahmen der modifizierten Fassung der "Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netzbenutzungsentgelten für elektrische Energie" vorgesehene Weitergabe von Netzkosteneinsparungen an dezentrale Kraftwerke liegen bisher noch keine offiziellen Angaben vor[14]. Modellrechnungen der BET Aachen führen zu dem Ergebnis, daß die **Netzgutschrift** für die Vermeidung

- des Hochspannungsnetzes in der Größenordnung von 0,6 Pf/kWh
- des Mittelspannungsnetzes in der Größenordnung von 1,28 Pf/kWh und
- des Niederspannungsnetzes in der Größenordnung von 3,57 Pf/kWh

liegen müßte. Die genannten Werte korrespondieren dabei sehr gut mit Abschätzungen, die im bereits zitierten laufenden UBA/BMU-Gutachten zu KWK seitens des Bremer Energie Instituts unternommen wurden (vgl.Tabelle A2-1).

14 Nach derzeitigen Erkenntnissen ist vorgesehen, vom Verbraucher (der Erzeuger bleibt zunächst ausgenommen) eine allgemeine kWh-bezogene Netzbenutzungsgebühr zu erheben. Da dies unabhängig von der Art der Stromversorgung erfolgt (z. B. dezentral oder zentral), resultiert aufgrund der real aber erfolgenden punktuellen Netzentlastungen zunächst eine Übervergütung. Die zuviel gezahlten Gebühren werden nach dieser Systematik nachträglich rückerstattet, indem dezentralen Einspeisern eine Gutschrift gewährt wird.

Tabelle A2-1: Netzkosteneinspareffekt von dezentralen KWK-Anlagen im Vergleich zu zentralen Großkraftwerken in Pf/kWh für verschiedene Referenzkraftwerke ([1] bei Einspeisung in das Hochspannungsnetz

	BHKW (50 kW)	BHKW (2*200 kW)	BHKW (2*1.000 kW)	GUD (20 MW)	GUD (100 MW)
vermiedener Netzkosten (zzgl. 50 % Kürzung des externen Leistungsbezugs)	2,5	1,3	1,3	1,3/0,7[1]	0,7
vermiedener Netzkosten (zzgl. 100 % Kürzung des externen Leistungsbezugs)	3,2	1,8	1,8	1,8/1,0[1]	1,0

Sollte es zu einer derartigen Besserstellung der dezentralen KWK bei der Netzbenutzung kommen, ist diese bei der Bestimmung des darüber hinaus notwendigen Bonus für die KWK zu berücksichtigen. In jedem Fall, d. h. hinsichtlich der Kommunikation des Bonusmodells in der Öffentlichkeit, ist der allein aus netztechnischen Gründen gerechtfertigte Bonus für eine Netzkosteneinsparung von dem darüber hinaus notwendigen Öko-Bonus streng zu trennen.

Vor diesem Hintergrund ist nachfolgend ein Vorschlag für die konkrete Ausgestaltung des Bonussystems aufgeführt. Dabei wird zunächst ausgehend von dem zuvor diskutierten Grundansatz (Festlegung des Bonus auf der Basis kostenorientierter Vergütungssätze) aufgezeigt, wie hoch die resultierende Kostendifferenz für die einzelnen Anlagen ist (Vgl. Tabelle A2-2, Zeile: resultierende Kostendifferenz).

Auf der Basis dieser Analyse ergibt sich eine resultierende Kostendifferenz von 0,7 bis 12,23 Pf/kWh, wodurch die maximale Grenze der Bonussätze bestimmt ist. Derartig hohe Bonussätze lassen sich energiepolitisch voraussichtlich nicht umsetzen. Darüber hinaus erscheint eine weitere Vereinfachung des Systems notwendig. Vor diesem Hintergrund wird eine von der resultierenden Kostendifferenz abweichende Festlegung des Bonus vorgeschlagen (Vgl. Tabelle A2-2, Zeile: Vorschlag Bonus). Dabei sind drei Gesichtspunkte der zuvor geführten Diskussion aufgegriffen worden:

- Gleichbehandlung von Alt- und Neuanlagen (für Altanlagen entfällt ab einem Alter von mehr als 19 Jahren der Fixkostenanteil)
- Gleichwertige Bonuszahlungen für Kohle- und Gaskraftwerke (bei bestehenden Kohlekraftwerken jedoch verbunden mit dem Vorschlag eine Umrüstungshilfe zu implementieren)
- Für kleine KWK-Anlagen erfolgt eine Begrenzung der oberen Bemessungsgrundlage für die Bestimmung des Bonus auf einen Maximalwert. Hierdurch soll ein verstärkter Anreiz für die kosteneffizientere (und durch andere Maßnahmen z. T. schon gestärkte)

Eigenerzeugung induziert werden. Eine Schlechterstellung gegenüber der heutigen Situation soll aber nicht erzeugt werden, so daß als maximale Bemessungsgrenze 14 Pf/kWh vorgeschlagen werden, ein Wert, der an der oberen Grenze der derzeit nach Verbändevereinbarung KWK für die KWK gezahlten Einspeisevergütung liegt. Im Gegenzug dazu ist zu überlegen, ob den kleinen Einspeisern (z. B. < 1,0 MW) dann nicht doch ein Vorrangrecht (implementiert als Aufnahmepflicht) gewährt werden muß. Hierdurch würde auch dem Umstand Rechnung getragen, daß Betreiber von kleinen Anlagen in aller Regel keine Marktmacht haben und insofern beim freien Verkauf des KWK-Strom schlechtere Ausgangsbedingungen haben.

Anmerkung: Auf dieser Grundlage können auch weitere prinzipiell sinnvolle Verbesserungen oder zielorientierte Anreizsysteme im vorgenannten Sinne abgeleitet werden (z. B. stärkere Anlehnung an ökologische Kriterien: Substitutionswirkungsgradmethode[15], Berücksichtigung unterschiedlicher Auslastungen[16]).

Die den Tabellen zugrundeliegenden Annahmen für die Stromgestehungskosten orientieren sich an der unteren Bandbreite der Kosten und sind in diesem Sinne als tendenziell eher zu niedrig anzusehen[17]. Als anrechenbarer Erzeugerpreis (Vollkosten an der Kraftwerksgrenze) wird heute kurzfristig von durchschnittlich 3,5 Pf/kWh ausgegangen[18],[19]. Bis zum Jahr 2005 erhöht sich der Marktpreis aufgrund der Marktberuhigung und der Abnahme der Überkapazitäten auf 4,5 bis 5 Pf/kWh, woraus ggf. sukzessive sinkende Bonussätze resultieren.

Außerdem muß hier noch einmal auf die Vorläufigkeit der Angaben hingewiesen werden. Dies gilt vor allem hinsichtlich der noch unklaren Regelungen der Verbändevereinbarung sowie einer intensiveren Abstimmung der zugrundegelegten Kostenannahmen mit den beteiligten Institutionen und Verbänden. **Eine detaillierte Erfassung und Diskussion der Kostenstrukturen ist vor Verabschiedung der Bonusregelung in jedem Fall angezeigt.** Ebenso ist auf die Schwierigkeit hinzuweisen, allgemeingültige leistungsklassenspezifische Gutschriften für die Netzkosteneinsparung anzugeben. Die hieraus resultierende Gutschrift hängt anlagenspezifisch z. B. von den Vollaststunden (bei der unten aufgeführten Rechnung ist netzseitig von 5.000 h/a ausgegangen worden) der realen Einspeisestelle sowie der Reservebestellung[20] ab.

---

15 vgl. hierzu auch den Anhang

16 Da ein Anreiz für eine verstärkte Auslastung der KWK-Anlagen bestehen bleiben soll, ist keine vollständige Nivellierung der durch die unterschiedliche Auslastung entstehenden Kostenunterschiede sinnvoll.

17 Dies gilt z. B. hinsichtlich der Investitionskosten sowie der zugrundeliegenden Gaspreise, die auf dem niedrigen Niveau liegen, das Mitte des Jahres 1999 vorlag.

18 Eine vergleichbare Größenordnung ergibt sich etwa auch bei der Zurückrechnung der heute besonders preisgünstigen Yello-Tarifstromangebote auf die Erzeugerpreise.

19 Unter dieser Voraussetzung kann ein "Auskaufen" der KWK zwar nicht in jedem Fall mit Sicherheit vermieden werden, die Wahrscheinlichkeit einer dauerhaften Niedrigpreiskonkurrenz aber weitgehend verringert werden.

20 Häufig werden Betreiber von KWK-Anlagen zur Absicherung eventueller Ausfälle Reserveleistung bestellen. Dies ist nicht zwingend nötig, aber in vielen Fällen wahrscheinlich. Für die Bestellung von Reserveleistung wird ihnen etwa ein Drittel der Leistungskosten in Rechnung gestellt. Wird ohne vorherige Bestellung Reserveleistung in

Tabelle A2-2 zeigt, daß eine leistungsbezogene Abgrenzung der Bonuszahlung einen erhöhten Aufwand erfordert. Vor diesem Hintergrund kann auch erwogen werden, die Bonuszahlung für jede Anlage chargenweise durchzuführen. Für Gaskraftwerke würde dies (Annahme 5.000 Vollaststunden) z. B. zu einer Bonuszahlung für Neuanlagen führen von

- 6,9 Pf/kWh für die 1. bis 2.500.000. erzeugte kWh
- 4,7 Pf/kWh für die 2.500.001 bis 25.000.000. erzeugte kWh
- 1,7 Pf/kWh für die 25.000.001 bis 100.000.000. erzeugte kWh
- 1,0 Pf/kWh für die 100.000.001 bis 500.000.000. erzeugte kWh
- 0,7 Pf/kWh für jede über die 500.000.001 hinausgehende kWh

Tabelle A2-2: Bonus in Pf/kWh für die Netzeinspeisung (Beispielrechnung: Basis 2000)

in MW	< 0,05	0,05-0,7	0,7-5,0	5,0-20,0		20-100		>100	
	Gas	Gas	Gas	Gas	Kohle	Gas	Kohle	Gas	Kohle
Stromgestehungskosten									
- Neuanlagen[5]	19,3	11 - 14,3	9,5[1]	6,5	k. A.	5,1	7,5	4,8	7,0
davon Fixkostenanteil	10,86	6,0-7,76	5,40	3,72		2,5	7,15[4]		
anrechenbarer Marktpreis	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
Netzgutschrift[2]	3,57	1,28-3,57	1,28	1,28	1,28	0,6	0,6	0-0,6[3]	0-0,6[3]
resultierende Kostendifferenz	12,23	9,52	4,72	1,72		1,0	3,4	0,7-1,3	2,9-3,5
Vorschlag Bonus	**6,9**	**6,2-6,9**	**4,7**	**1,7**	**1,7* - 3,4**	**1,0**	**1,0* - 3,4**	**0,7**	**0,7* - 3,0**

[1] unter Zugrundelegen von Kommunalgas [2] Annahme gemäß modifizierter Verbändevereinbarung [3] die obere Grenze gilt nur, sofern keine Einspeisung in Höchstspannungsnetze erfolgt [4] hoher Anteil resultiert aus sehr

Anspruch genommen, fällt hingegen der komplette Leistungspreis an. Durch die Reservehaltung/regelung erhöhen sich daher die Stromgestehungskosten der Anlagen. In den Bonusberechnungen ist dies berücksichtigt worden, indem die reinen Gutschriften um diesen Betrag verringert wurden.

hohem Wärme- zu Stromverhältnis und damit hoher Wärmegutschrift [5] bei einer durchschnittlichen Auslastung von 5.000 h/a

*** der niedrigere Bonussatz sollte nur unter zeitgleicher zusätzlicher Vergabe von Umrüstungshilfen (z. B. Investitionszuschuß) verwendet werden**

Anmerkungen:

Die Berechnung der Bonussätze basiert auf der Zugrundelegung langfristiger Grenzkosten (d. h. inkl. Kapitaldienst). Für abgeschriebene Kraftwerke (in der Regel nach 19 Jahren) muß der Fixkostenanteil entfallen. Allerdings sind für diese Anlagen höhere kurzfristige Grenzkosten (vor allem für Personal) einzubeziehen. Danach ergeben sich notwendige Bonussätze als Anreiz zum Weiterbetrieb in der Größenordnung von

- 0 bis 0,6 Pf/kWh (ohne Berücksichtigung der Fixkosten für Wartung[21])
- 1,4 bis 4,3 Pf/kWh (inkl. Berücksichtigung der Fixkosten für Wartung)

Gleichzeitig würde diese Regelung auch zu einer formalen Gleichbehandlung großer und kleiner Anlagen führen. Ungewollte Leistungsbegrenzungen (nach dem leistungsbezogenen Ansatz besteht für Investoren aufgrund abnehmender Bonushöhe ein negativer Anreiz zur Leistungssteigerung, wenn die Grenze einer Leistungsklasse erreicht ist) könnten so vermieden werden. Allerdings ergeben sich hiermit für Großkraftwerke nicht unbeträchtliche Mitnahmeeffekte, da sie für die ersten erzeugten kWh eine Vergütung erhalten, die sie für den wettbewerbsfähigen Betrieb nicht benötigen. Aus diesem Grund muß die in diesem Fall zu gewährende Vergütungshöhe gegenüber den in Tabelle A2-2 ausgewiesenen Werten korrigiert werden. Diese Korrektur ist hier zunächst noch nicht durchgeführt worden.

Aus **Gründen der Vereinfachung** sollte dennoch, d. h. trotz nicht vollständig verhinderbarer Mitnahmeeffekte, eine derartige **chargenweise Bonusregelung** gewählt werden. Diese Regelung trägt zudem der Tatsache Rechnung, daß nicht alle Anlagen gleichermaßen ausgelastet sind. KWK-Anlagen, die unter Zugrundelegen von Tabelle A2-2 aufgrund ihrer Leistung z. B. eine Vergütung von 1,72 Pf/kWh bekommen würden, könnten so bei einer geringeren Auslastung zunächst von dem höheren Chargensatz der unteren Leistungsklassen profitieren.

Für die Eigenerzeugung ergibt eine erste Bestimmung des jeweils erforderlichen Bonus das in Tabelle A2-3 skizzierte Bild. Für die Ermittlung ist dabei zu berücksichtigen, daß gegenüber der Netzeinspeisung ein anderer Bezugspreis vorzugeben ist und für kleine Anlagen eine Bevorzugung bereits bei der Stromsteuer erfolgt. Gegebenenfalls ist zusätzlich einzubeziehen, daß KWK-Anlagen gegenüber der dezentralen Wärmebereitstellung in reinen Erdgas- oder Ölheizungen aufgrund der Befreiung von der

[21] Wird der Bonus als Übergangshilfe (bis zu einer Neuerrichtung von KWK-Anlagen am gleichen Standort) verstanden, kann auf die Abdeckung fixer Wartungskosten voraussichtlich verzichtet werden.

Mineralölsteuer weitere Vorteile aufweisen. Die anzurechnenden Steuervorteile unterscheiden sich dabei für produzierendes und nicht produzierendes Gewerbe.

Tabelle A2-3: Bonus in Pf/kWh für die Eigenerzeugung (Beispielrechnung: Basis 2000)

	< 0,05 MW		0,05 - 0,7 MW		0,7 - 5,0 MW		> 5 MW	
	kein prod. Gewerbe	prod. Gewerbe	kein prod. Gewerbe	prod. Gewerbe	kein prod. Gewerbe	prod. Gewerbe	kein prod. Gewerbe	prod. Gewerbe
Stromgestehungs-kosten[1]	19,3	19,3	11 - 14,3	11- 14,3	9,5	9,5	6,5-7,5	6,5-7,5
anlegbarer Bezugspreis	15,0	15,0	7,5 - 15	7,5-15	7,5	7,5	6	6
Öko-Strombefreiung	2,0	0,4	2,0	0,4	-	-	-	-
Vorteil durch Mineralölsteuerbefreiung gg. dez. Wärmebereitstellung	1,38	0,87	1,38	0,87	0,83	0,52	0,83	0,52
resultierender Bonus (gerundet)	**0,9**	**3,0**	**0 - 3,4**	**0-5,5**	**1,2**	**1,5**	**0-0,7**	**0-1,0**

[1] bei einer durchschnittlichen Auslastung von 5.000 h/a

Nach Tabelle A2-3 ermittelt sich der erforderliche Bonus mit wenigen Ausnahmen auf eine Größenordnung von unterhalb 3,4 Pf/kWh, die gesamte Bandbreite liegt zwischen 0 Pf/kWh und maximal 5,5 Pf/kWh. Dabei wird bereits in der Aufstellung deutlich, daß zwischen den einzelnen Anlagen beträchtliche Kostenunterschiede bestehen können. Neben dem Bezugspreis sind dabei aufgrund der hohen Leistungsbreite der heute verfügbaren Anlagen sowie der unterschiedlichen Einsatzcharakteristik in der Regel auch die resultierenden Stromgestehungskosten einzelfallabhängig. Vor diesem Hintergrund wäre eigentlich eine individuelle anlagenbezogene Bestimmung des zu gewährenden Bonus zielführend. Eine Vorgehensweise, wie sie beispielsweise in den Niederlanden gewählt wird. Hier wird für Anlagen unterhalb 2 MW, für deren Stromeinspeisung eine Abnahmepflicht besteht, vom zuständigen Ministerium individuell die vom abnehmenden Unternehmen zu zahlende Einspeisevergütung festgelegt. Bei der Vielzahl von betroffenen Anlagen in Deutschland kann aber auch **pragmatisch eine lineare Abhängigkeit der Bonuszahlung von der Leistung als gute Näherungslösung** implementiert werden. Die Notwendigkeit, zwischen produzierendem und nicht produzierendem Gewerbe zu unterscheiden, bleibt aber.

A2.2.5 Finanzierungsbedarf

Für die Bestimmung der erforderlichen Fördermittel zur Abdeckung des Bonusmodells ist eine detaillierte Vorgabe des derzeitigen Nutzungsstandes der KWK notwendig. Aufgrund statistischer Mängel ist dies derzeit nicht möglich. Ansatzweise lassen sich die notwendigen Finanzmittel aber aus nachfolgender Aufstellung des Nutzungsstandes abschätzen (vgl. Tabelle A2-4).

Geht man zusätzlich davon aus, daß 90 % der Industriestromerzeugung im verarbeitenden Gewerbe Eigenstromerzeugung ist, mindestens die Hälfte der öffentlichen Anlagen auf dem Energieträger Erdgas basiert, ermittelt sich unter Zugrundelegen eines **mittleren Bonus von 1,5 Pf/kWh (2,5 Pf/kWh)** ein Finanzvolumen von etwa 0,5 Mrd. DM/a (0,8 Mrd. DM/a). Hieraus resultiert ein zur Finanzierung eines bundesweiten Ausgleichsfonds ausreichender **Netzaufschlag von rund 0,1 Pf/kWh (0,17 Pf/kWh)**. Unterstellt man eine **ökosteuerfinanzierte Regelung** ermittelt sich hieraus ein **Stromsteueraufschlag von etwa 0,25 Pf/kWh (0,4 Pf/kWh)**[22].

Der **zusätzlich für die Eigenerzeugung aufzubringende Netzaufschlag** dürfte noch einmal in etwa **vergleichbarer Größenordnung** liegen.

Geht man davon aus, daß es zu keiner oder im Vergleich zu den getroffenen Annahmen deutlich geringeren Gewährung einer Gutschrift zur Abdeckung der Netzkosteneinsparungen im Rahmen der Verbändevereinbarung kommt, resultiert eine zusätzliche Belastung in mindestens etwa noch einmal der gleichen Höhe.

Unter klimapolitischen Gesichtspunkten erscheint bis zum Jahr 2010 eine Verdopplung des Anteils der KWK an der Stromerzeugung notwendig. Unterstellt man hier zunächst, daß dieser im wesentlichen durch eine derartige Bonusregelung initiiert würde, ermittelt sich eine maximale Belastung im Rahmen eines Netzaufschlag durch den Bonusansatz zwischen rund 0,2 Pf/kWh (Ökobonus von 1,5 Pf/kWh) und etwa 0,6 Pf/kWh (Ökobonus 2,5 Pf/kWh zuzüglich Bonus für Netzkosteneinsparung). Genauere Angaben sind erst durch detaillierte Analysen von Bestand und Vorgabe von Ausbauszenarien möglich.

22 Unter der Annahmen eines Steueraufkommens von rund 2,1 Mrd. DM bezogen auf 1 Pf/kWh Stromsteuer. Der Unterschied zum Netzaufschlag resultiert aus der geringeren Belastung des produzierenden Gewerbes.

Tabelle A2-4: Stromerzeugung in KWK-Anlagen in Deutschland (Stand 1997) nach Statistiken der AGFW, VDEW, FG BHKW und VIK)

	Leistung in MW_{el}	Stromerzeugung in GWh_{el}
öffentliche KWK	11.254	26.415
davon in BHKW (Motoren) ausgewiesen	420	1.893
davon in Biogas-BHKW ausgewiesen	226	1.130
davon in BHKW (Gasturbinen) ausgewiesen	1.067	1.191
industrielle KWK (nur verarb. Gewerbe)	10.114	41.150
davon Bergbau	2.480	11.350
davon in BHKW (Motoren) ausgewiesen	143	495
davon Gasturbinen ausgewiesen	1.319	7.851
Summe	21.368	67.565
zusätzlich BHKW nach ASUE-Statistik	*1.400*	*7.000*
damit insgesamt BHKW (rechnerisch)	*2.262*	*10.518*

Im Vergleich dazu liegt der notwendige Netzaufschlag für die Absicherung der Mehrkosten durch das StrEG bei den erneuerbaren Energien heute bei ca. 0,05 Pf/kWh, bei einer angestrebten Verdoppelung des Anteils erneuerbarer Energien würde sich dieser auf rund 0,2 Pf/kWh erhöhen.

A2.2.6 Rechtliche Aspekte (Behandlung Stromimporte)

Auf die rechtlichen Aspekte kann hier nur verkürzt eingegangen werden[23]. Zunächst erscheint es sinnvoll, auf die prinzipiellen Unterschiede des hier dargestellten Netzaufschlagmodells und des Kohlepfennigs hinzuweisen, der seit 1996 nicht mehr erhoben werden darf. Bei beiden erfolgt bzw. erfolgte eine Finanzierung über die Anhebung der Strompreise. Im Unterschied zum Bonusmodell richtet sich der Kohlepfennig, da er nach Auffassung der Gerichte primär als Strukturhilfe verstanden werden muß, mit dem Stromverbraucher an den falschen Adressaten. In bezug auf die Förderung der KWK und die damit mögliche Reduzierung externer Kosten hingegen ist der Stromverbraucher gemäß des Verursacherprinzips der richtige Ansprechpartner, und dies insbesondere dann, wenn er proportional zu seiner Stromnachfrage zahlungspflichtig ist.

23 Aufgrund der Vergleichbarkeit mit dem StrEG sind für die Bonusregelung alle im BMU/UBA-Gutachten "Klimaschutz durch erneuerbare Energien" für das StrEG und mögliche Folgeregelungen aufgeführten europa- und verfassungsrechtlichen Bedenken zu berücksichtigen (z. B. hinsichtlich der Behandlung von Importstrom).

Europarechtlich stehen für die Bonusregelung entsprechend der Diskussion um das Stromeinspeisungsgesetz (StrEG) Fragen der Einordnung als Beihilferegelung im Mittelpunkt des Interesses[24]. Die EU-Kommission, die gemäß dem Subsidiaritätsprinzip unterschiedliche, die jeweiligen charakteristischen Gegebenheiten berücksichtigende Länderförderprogramme grundsätzlich akzeptiert, lehnt dabei Beihilfen nicht kategorisch ab. Gängige Praxis der EU-Kommission ist es, diese unter bestimmten Voraussetzungen zu genehmigen (zeitliche Beschränkung, degressive Ausgestaltung[25]). Zur Vermeidung europarechtlicher Verfahren ist es daher in jedem Fall ratsam, sich an den Anforderungen der EU-Kommission nach Kostendegression und zeitlicher Beschränkung zu orientieren.

Nach einem Rechtsgutachten von Professor Koch aus dem Jahr 1998 kann ohnehin in bezug auf das StrEG und damit auch auf vergleichbare netzaufschlagfinanzierte Förderinstrumente nicht von Beihilferegelungen gesprochen werden, da

- mangels Einsatzes staatlicher Finanzmittel nicht eine Subvention im verfassungsrechtlich relevanten Sinne vorliegt (dementsprechend auch keine finanzverfassungsrechtliche Maßstäbe angesetzt werden können)
- sachgerecht ist, die Netzbetreiber im liberalisierten Energiemarkt abnahme- und zahlungspflichtig zu machen (Grundrechtsverstöße in diesem Zusammenhang also nicht gegeben sind)
- die Pflichtvergütungen des eingespeisten Stroms durch den Netzbetreiber an den sog. Dritterzeuger eine reine Berufsausübungsregelung darstellt, demzufolge abgabenrechtliche Fragen nicht entstehen und
- es sich (als indirekte Umweltschutzauflage) um einen verhältnismäßigen Eingriff in die Berufsfreiheit der EltVU handelt, der mit der Berufs- und Eigentumsfreiheit der Unternehmen (die Eigentumsfreiheit schützt gemäß Art. 14 GG nicht vor der Auferlegung einer Geldleistungspflicht) sowie mit dem Gleichheitsgrundsatz (bei einer Umlage der Kosten auf die Netzebene sind alle Erzeuger gleichermaßen davon betroffen) vereinbar ist.

Im Gegensatz dazu beharrt die Energiewirtschaft basierend auf einem Gutachten von Professor di Fabio in bezug auf das StrEG auf der Auffassung, daß dieses gegen die Berufsfreiheit der Netzbetreiber verstößt, indem es einen Eingriff in die Dispositionsfreiheit der Unternehmen darstellt. Im übertragenden Sinne würde dies auch für die zuvor dargestellten KWK-bezogenen Ausgleichsmechanismen auf Netzbetreiberebene gelten. Mit seiner Argumentation ignoriert di Fabio aber u. E. die nach EnWG vorgeschriebene klare Trennung zwischen Erzeuger- und Verteilerebene

24 Diese Diskussion geht zurück auf das Jahr 1990, wo die Bundesregierung selber das StrEG als Betriebsbeihilfe gegenüber der EU-Kommission notifiziert hatte.

25 In Gesprächen zwischen der Kommission und dem Bundeswirtschaftsministerium im Vorfeld des vom BMWi zu erstellenden Erfahrungsberichtes über das StrEG ist diese Haltung noch einmal bestätigt worden. Allerdings opponiert der Wettbewerbskommissar neuerdings aus Beihilfegründen vor allem auch gegen die aus der Anrechnung der Ökosteuer resultierende Erhöhung der Vergütungssätze.

(unbundling), denn zur Zahlung verpflichtet sind ausschließlich die quasimonopolisierten Netzbetreiber. Di Fabio sieht im StrEG trotzdem einen unverhältnismäßigen Eingriff in das Eigentum der Stromunternehmen am Netz und an den Kraftwerken.

Abschließend zu den europarechtlichen Fragen ist anzumerken, daß hier generell alle in der Diskussion befindlichen Maßnahmen zur Stärkung der Wettbewerbsposition der KWK vor vergleichbaren Problemen stehen. Dies gilt insbesondere auch für die Quotenregelung und das Bonussystem (bei dem der Bonus von der Struktur her als Zertifikat mit fixem Kaufpreis eingeordnet werden kann).

Die weitestgehende Einschätzung über das Verfassungsrecht hinausgehender Aspekte liefert Apfelstedt in seiner Beurteilung des SPD-Entwurfs zur Änderung des StrEG (Apfelstedt 1998, persönliche Mitteilungen 1999). Für das hier dargestellte Bonusmodell lassen sich daraus nachfolgende Erkenntnisse ableiten:

- Ein gesetzlich bestimmter Netzaufschlag könnte nach deutschem Recht als Abgabe eingestuft werden (Umweltlenkungs- oder -finanzierungsabgabe). Diese sind dann vergleichsweise unproblematisch, wenn es zu einem zweckgebundenen Rückfluß an die Verbraucher (z. B. zur Finanzierung eines Öko-Stromeinkaufs) kommt. Bei einer abgabenbasierten Finanzierung/Bezuschussung der Stromerzeugung ergibt sich daher möglicherweise ein Konflikt zwischen dem europäischen Warenverkehrsrecht (Gleichstellungsgrundsatz) und dem deutschen Finanzverfassungsgesetz (in Deutschland erhobene Abgaben dürfen nicht Anlagen im Ausland finanzieren). Demgegenüber schließt das Gutachten von Professor Koch abgabenrechtliche Probleme aus, da es das StrEG und damit auch vergleichbare Regelungen als Berufsausübungsregelungen einstuft.

- Die EU bezeichnet bonusartige Zahlungen als Festprämiensysteme und hält sie im Sinne der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie grundsätzlich für geeignet, schränkt diese Eignung aber bis zu dem Zeitpunkt ein, wo eine kritische Marktgröße erlangt worden ist. Gegenüber festen Vergütungssätzen im Rahmen von Stromeinspeisungsmodellen verweist die EU-Kommission aber ausdrücklich auf den stärker wettbewerbsorientierten Charakter von Prämienregelungen (also z. B. Bonusregelungen).

Die derzeitigen Gespräche des BMWi mit der EU-Kommission weisen darauf hin, daß eine Bonusregelung mindestens für einen Übergangszeitraum (von bis zu 5 Jahren) von der EU akzeptiert werden könnte.

Ungleichbelastungen und rechtliche Fragen in bezug auf die dargestellten Modelle bestehen darüber hinaus vor allem

- in der Möglichkeit, daß sich **Stromerzeuger** und -verbraucher der **Mitfinanzierung entziehen können,** wenn sie eigene Leitungen bauen (paralleler Leitungsbau nach § 13 (1) EnWG) oder Strom selber erzeugen

- in der Gefahr, daß der **überwiegende Anteil der Zusatzaufwendungen auf die kleinen Verbraucher überwälzt wird** und
- in bezug auf einen nennenswerten **Abfluß der Mittel in das benachbarte Ausland (Import von KWK-Strom)**.

In den bisher noch unzureichend entflochtenen Strommärkten kann der Verweis auf eine bestehende Konkurrenz durch parallelen Leitungsbau von den EltVU u. U. dazu genutzt werden, Netzumlageverfahren zu behindern[26]. In der Praxis ist allerdings zu erwarten, daß parallele Netzerrichtungen eher die Ausnahme bleiben. Zudem ist unwahrscheinlich, daß der bei einer Verteilung auf die Stromkunden verbleibende geringe Netzaufschlag den ausschlaggebenden Grund für den parallelen Leitungsbau darstellt. Schließlich können sich auch industrielle und sonstige Eigenerzeuger den netzseitigen Aufschlägen entziehen. U. E. ist dies aber verfassungsrechtlich unbedenklich, zumal die Eigenerzeuger andererseits von der Bonusregelung auch nicht profitierten. Zudem entspricht diese Vorgehensweise auch der gängigen Praxis bei der Ökosteuererhebung, die ebenfalls für die Eigenerzeugung (hier allerdings bis zu einer Bagatellgrenze von 0,7 MW) nicht erhoben wird.

Hinsichtlich der Vorbeugung von ungerechter Lastenverteilungen zwischen Tarif- und Sondervertragskunden ist die weitere Entflechtung von Erzeugungs- und Transport- sowie Verteilungsebene eine unbedingte Voraussetzung für die Umsetzung der hier dargestellten Vorschläge. Dies gilt ebenso für die getrennte Ausweisung der umgelegten Kosten für die Erfüllung der durch das Bonussystem entstehenden Belastungen. Für jeden Kunden muß nachvollziehbar sein, in welchem Maße er von seinem Stromlieferanten zusätzlich belastet wird und inwieweit sich diese zusätzlichen Belastungen auf die Bonuszahlung oder ggf. auf eine sonstige fehlende Preisdeckung für die Erzeugung von KWK-Strom zurückführen lassen. Sind die Gründe offengelegt, verfügt der Kunde über eine sachgerechte Entscheidungsbasis für die Frage, ob er aus diesem Grund seinen Versorger wechselt. Diese Gefahr kann u. E. vor diesem Hintergrund als eher gering angesehen werden.

Letztlich ist zu hinterfragen, inwieweit durch die Gewährung eines Bonus die KWK-Stromerzeugung tatsächlich im Inland gestärkt wird. Abgesehen von abgabenrechtlichen Problemen ist nicht zu vermeiden, daß prinzipiell auch die Einspeisung von KWK-Strom aus ausländischen Anlagen aus Gleichheitsgründen in den Genuß der Bonuszahlungen kommen müssen, auch wenn dies bei der jetzigen Regelung des StrEG keine gängige Praxis ist. Damit besteht zumindest grundsätzlich die Gefahr, daß fehlende Vergütungsregelungen im benachbarten Ausland dazu genutzt werden, KWK-Strom in Deutschland zu günstigeren Konditionen abzusetzen[27]. Zu diskutieren wäre in diesem

---

26 Die Stadtwerke Landshut haben sich z. B. mit der Begründung, daß die Bayerischen Motorenwerke sofort eine Stichleitung bauen würden, gegen die vom Stadtrat beschlossene Einführung einer kostendeckenden Vergütung gewandt.

27 Der Import von KWK-Strom könnte dabei über Scheingeschäfte abgewickelt werden, indem ausländischer Strom (auf dem Papier) nach Deutschland geliefert wird und die gleiche Menge an den Erzeuger aus Deutschland zurückgeliefert wird.

Zusammenhang, ob dies billigend in Kauf genommen werden kann oder ob gegebenenfalls rechtliche Möglichkeiten bestehen, den Import von KWK-Strom ganz oder zumindest teilweise auszuschließen.

Vergleichbar der Diskussion um die Quotenregelung könnte im EU-Rahmen hierzu u. U. die Gleichwertigkeitstheorie bzw. der Reziprozitätsgrundsatz genutzt werden. Danach könnte es zu keiner Lieferung von KWK-Strom aus Ländern mit geringerer Umweltnorm kommen, d. h. in denen vergleichbare Regelungen fehlen oder in denen keine adäquaten Marktöffnungsbedingungen vorliegen. Eine Lieferung könnte zudem ausgeschlossen werden, wenn sich durch diese Handlung die Umweltbedingungen (Umweltintensität) in diesem Land verschlechtern. KWK-Stromimport wäre dann praktisch nur noch auf der Basis von Neubauten im Ausland für den Export möglich, was im ökologischen Sinne nicht abzulehnen wäre.

Eine eindeutige Bewertung der vorgebrachten Vorschläge und deren rechtlicher Umsetzbarkeit ist hier nicht durchführbar. Diesbezüglich sind weitere Untersuchungen notwendig. Dies betrifft zum einen die Identifikation rechtlicher Optionen, um eine gerichtsfeste Implementierung der vorgenannten Vorschläge zu ermöglichen. Zum anderen ist zu bedenken und in Vorgesprächen gegebenenfalls vorzuklären, ob trotz der vorgebrachten rechtlichen Bedenken eine Umsetzung der Vorschläge auch deshalb nicht auszuschließen ist, weil es möglicherweise vor dem Hintergrund der umweltpolitischen Belange und des Übergangscharakters zu einer wohlwollenden Beurteilung der zuständigen Organe des Landes kommen kann (Bundesverfassungsgericht, Kartellbehörde).

Grundsätzlich könnte in Erweiterung von §6 EnWG (Aufforderung an den Netzbetreiber zum Verkauf des aufgenommenen Stroms aus erneuerbaren Energien) auch eine gesetzlich u. U. untermauerte, dem Grunde nach aber freiwillige Vereinbarung der Netzbetreiber eine schnelle und einfach umsetzbare Lösung zur Finanzierung des Bonusmodells darstellen. Hierzu müßte den Netzbetreibern z. B. im Rahmen von §4 StrEG Gleichbelastung zugesichert werden und ihnen die Möglichkeit gegeben werden, in eigener Regie ein transparentes Ausgleichsverfahren auszuhandeln. Sollte dieses selbstorganisierte Verfahren scheitern, kann in zweiter Linie eine (zuvor bereits erarbeitete) gesetzliche Regelung greifen. Zu prüfen ist diesbezüglich allerdings, inwieweit eine derartige freiwillige Erhebung eines Netzaufschlags durch die Netzbetreiber unter Bezugnahme auf das Quasimonopol der Netzbetreiber auf kartellrechtliche Probleme stößt.

Exkurs::

Potentielle Möglichkeiten der Verhinderung von Mitnahmeeffekten/Mißbräuchen bei der Steuerbefreiung für KWK-Anlagen

Um "Steuerschlupflöcher" in bezug auf die Handhabung der (Mineralöl-)Steuerbefreiung zu schließen, wäre es sinnvoll:

entweder zusätzlich zu der Forderung eines minimalen Jahresnutzungsgrades von 70 % eine auf das Jahr bezogene Mindest-Stromkennzahl von 0,5 (insbesondere bei Neuanlagen) vorzugeben, um bei wärmegeführten Anlagen einen adäquaten Stromerzeugungsanteil zu erreichen; bei KWK-Anlagen mit Kondensationsteil muß zudem in jedem Fall sichergestellt werden, daß nur der Anteil des eingesetzten Mineralöls, Gas etc. von der Steuer freigestellt wird, der dem KWK-Anteil der Gesamtanlage entspricht (s. dazu auch Geltungsbereich der Bonusregelung),

- oder für alle stromerzeugenden Anlagen einen auf das Jahr bezogenen Mindest-Substitutionswirkungsgrad[28] von 70 % festzuschreiben, über den für alle Anlagen (mit oder ohne Wärmekopplung) eine einheitliche Bewertungsbasis geschaffen wird und adäquate Mindest-Vorgaben sowohl für reine Kondensationsanlagen (z.B. für moderne GUD-Kraftwerke) als auch für die Wärmeauskopplung geschaffen werden.

Der Substitutionswirkungsgrad ist direkt vergleichbar mit dem Wirkungsgrad von herkömmlichen reinen stromerzeugenden Kraftwerken (vgl. nachstehende Formel).

$$\eta_{Subst} = \frac{\eta_{el}}{1 - (\eta_{ges} - \eta_{el}) / \eta_{Ek}}$$

mit: η_{Subst} = Substitutionswirkungsrad

η_{el} = elektrischer Wirkungsgrad

η_{ges} = gesamter Nutzungsgrad

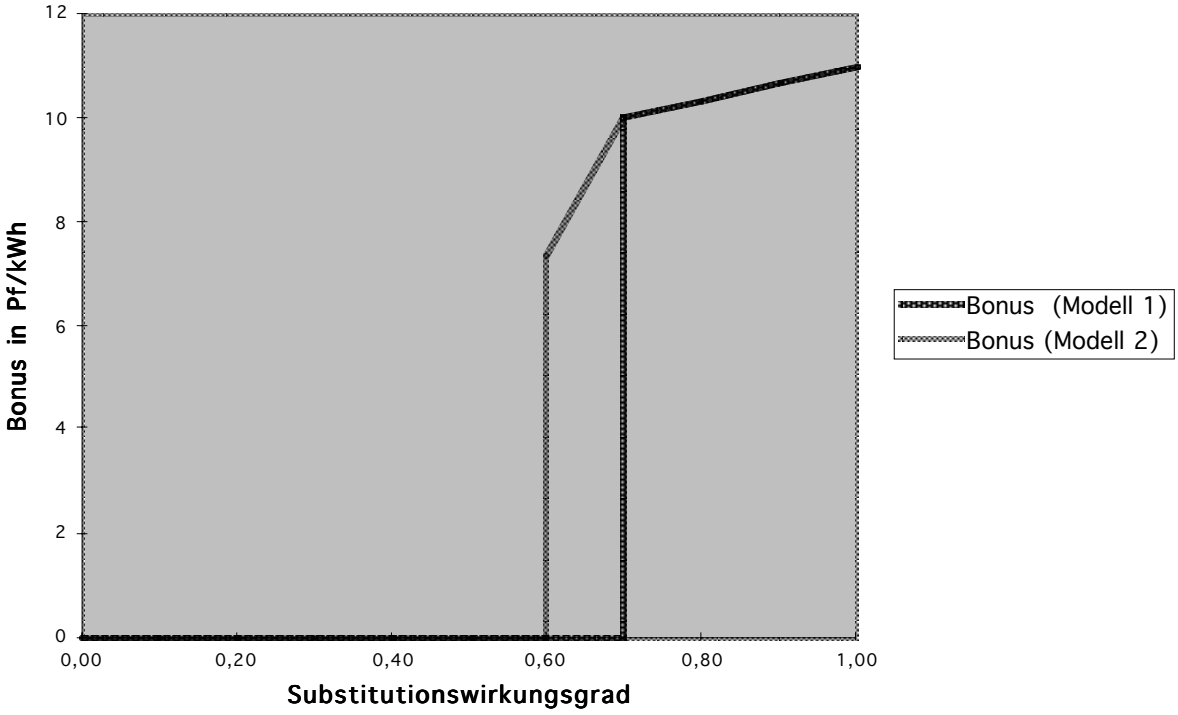
η_{Ek} = Nutzungsgrad eines durchschnittlichen Heizungskessels

28 Den Substitutionswirkungsgrad kann man sich vereinfacht vorstellen als modifizierten elektrischen Wirkungsgrad, bei dem bei KWK-Anlagen die ausgekoppelte Wärme gutgeschrieben ist. Eine detaillierte Beschreibung des Substitutionswirkungsgradkonzeptes findet sich unter: www.tolle.de

Mit dem Hilfsmittel des Substitutionswirkungsgrades könnte auch in Bezug auf eine Bonusregelung eine ökologisch orientierte Staffelung implementiert werden, wobei zugleich Anreize für eine Steigerung des elektrischen und des gesamten Jahresnutzungsgrades (vgl. Formel) verbunden wären. Entsprechende Kriterien und Grenzwerte für diesen Substitutionswirkungsgrad wären zu entwickeln.

Denkbar wäre in diesem Sinne z. B. die Gewährung eines Basisbonus bei Erreichen eines Jahressubstitutionswirkungsgrades von 70 %, der dann mit zunehmender Qualität der Anlage sukzessive ansteigt (Modell 1 in Abildung A2-2) oder eines um einen Mittelwert bei 70 % Substitutionswirkungsgrad bei Einhalten eines Mindestwertes von 60 %[29] nach oben und unten abweichenden Bonus (Modell 2 in Abbildung A2-2).

Abbildung A2-4: Zusätzliche ökologische Anreize durch das Substitutionswirkungsgradprinzip



29 Damit würden reine Kondensationskraftwerke (z. B. moderne GUD-Anlagen) gerade von der Bonuszahlung ausgeschlossen und für diese zusätzliche Anreize zur Wärmeauskopplung implementiert.

A3 Bundesratsantrag der Bundesländer Schleswig Holstein und Berlin von November 1999

Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Gesetzes über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG)

Änderungsvorschlag zur Einführung einer KWK-Quote

- Antrag der Länder Berlin und Schleswig-Holstein -

"§ 3a

Kaufpflicht von Elektrizität aus Kraft-Wärme-Kopplung

(1)Zweck dieser Vorschrift ist es, den schonenden Umgang mit den Energieressourcen zu stärken und die Belastung und Gefahren für die natürlichen Lebensgrundlagen aus der Bereitstellung von Elektrizität schrittweise zu verringern. Zu diesem Zweck wird eine Pflicht eingeführt, in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen erzeugte Elektrizität zu kaufen, um auf diesem Wege den Erhalt und den Ausbau dieser Elektrizitätserzeugung zur Umweltentlastung sicherzustellen.

(2)Wer im Geltungsbereich des Gesetzes Elektrizität an Letztverbraucher liefert, muss nachweisen, dass er für die von ihm insgesamt an Letztverbraucher gelieferte Elektrizitätsmenge einen tatsächlichen oder rechnerischen Anteil an Elektrizität aus Kraft-Wärme-Kopplung erworben oder erzeugt hat, der mindestens die nach Absatz 4 festzulegende Höhe erreicht (Kaufpflicht). Entsprechendes gilt für den, der selbst erzeugte Elektrizität oder selbst eingeführte Elektrizität verbraucht. Die Kaufpflicht ist für die in einem Kalenderjahr ausgeführten Lieferungen bis zum Ende des dritten Monats des Folgejahres zu erfüllen.

(3) Für die Kaufpflicht wird anerkannt

1. die Netto-Elektrizitätserzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, deren Netto-Erzeugung von elektrischer Energie und von zur energetischen Nutzung bestimmten Wärme im Jahresmittel mindestens 70 v.H. der eingesetzten Brennstoffenergie (unterer Heizwert) beträgt;

2. bei Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen, deren Brennstoffenergieausnutzung im Sinne der Nummer 1 weniger als 70 v.H. beträgt, die Netto-Elektrizitätserzeugung, die sich aus dem Produkt aus der zur energetischen Nutzung bestimmten Wärme und der Stromkennzahl ergibt; die Stromkennzahl ist das Verhältnis der Erzeugung von elektrischer Energie zu der Erzeugung von Wärmeenergie bei Volllast und maximaler Wärmeauskopplung.

(4)Das für Energie zuständige Bundesministerium legt durch Rechtsverordnung mit Zustimmung des Bundesrates die Höhe, die Geltungsdauer und die Anpassung des Anteils nach Absatz 2 Satz 1 fest. Bei der Festsetzung der anfänglichen Höhe des Anteils ist zu beachten, dass anfangs die Verpflichtungen insgesamt die im Geltungsbereich des Gesetzes im Jahr 1998 erzeugte elektrische Jahresarbeit aus Kraft-Wärme-Kopplungs-Produktion nicht unterschreiten. In der Verordnung ist für jeweils zehn Jahre im Voraus festzulegen, dass der Anteil in bestimmten Jahresschritten steigt. Die Steigerung des Anteils an Elektrizität aus Kraft-Wärme-Kopplung ist so festzusetzen, dass spätestens bis zum 31. Dezember 2008 mindestens eine Verdoppelung des Anteils der Elektrizität aus Kraft-Wärme-Kopplung an der insgesamt in Deutschland verbrauchten Elektrizitätsmenge bezogen auf den Stand von 1998 erreicht wird. Die Steigerung des in Satz 4 genannten Anteils soll in dem Zeitraum bis zum 31. Dezember 2008 möglichst gleichmäßig erfolgen. In der Verordnung werden weiter die Einzelheiten der Überwachung der Einhaltung der Pflichten nach Absatz 2 und der Anerkennung von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen nach Absatz 3 geregelt."

'§ 3b

Binnenmarktklausel

(1) Für die Kaufpflicht wird der Erwerb von Kraft-Wärme-Kopplung im Ausland anerkannt, wenn

1. die Erzeugung den Voraussetzungen des § 3a Abs. 3 genügt,
2. das Herkunftsland Mitgliedstaat der Europäischen Gemeinschaft oder des Europäischen Wirtschaftsraums ist und
3. im Herkunftsland eine dem § 3a vergleichbare Regelung besteht.

Das für Energie zuständige Bundesministerium stellt fest, dass in einem Herkunftsland eine vergleichbare Regelung besteht, und macht dies im Bundesanzeiger bekannt. Stellt das für Energie zuständige Bundesministerium fest, dass die vergleichbare Regelung nicht mehr besteht, macht es dies im Bundesanzeiger bekannt.

(2) Das für Energie zuständige Bundesministerium teilt die Anerkennungsregeln und die Feststellung gemäß Absatz 1 der Europäischen Kommission mit.' "

Weitere Änderungen:

Anpassung der Bußgeldregelungen im Gesetz an die §§ 3 a und 3 b

Gesetzesbegründung:

I. Zum Gesetz im Allgemeinen

Durch die Reform des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) und des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) wurden die Grundlagen für die Einführung von Wettbewerb im Elektrizitätssektor geschaffen. Damit kommt auch der europäische Binnenmarkt für Elektrizität bis zu allen Verbrauchergruppen zum Tragen.

Der Elektrizitätswettbewerb läuft in einem nicht harmonisierten Elektrizitätsbinnenmarkt ab. In einer solchen Situation eignet sich zum Ressourcen- und Umweltschutz mittels verstärkten Einsatzes von Elektrizität aus effizienter und umweltentlastender Erzeugungsweise eine sog. "Anteilskauf- pflicht-Regelung" am besten. Sie stellt sicher, dass auch Importeure die Regelung beachten müssen, wenn sie auf dem deutschen Markt Elektrizität absetzen wollen.

Die Kaufpflicht sichert über ihren Finanzierungseffekt den Investoren von KWK-Anlagen einen marktgerecht begrenzten Zusatzerlös für die Umweltqualität ihrer Erzeugung und zur Sicherung der Chancengleichheit im Elektrizitätsmarkt.

Der Handel mit KWK-Elektrizität wird dadurch weiter vereinfacht, dass eine rechnerische Erfüllung der Kaufpflicht ermöglicht wird. Er ist auf der Grundlage einer Binnenmarktklausel für Importe offen.

II. Zu den einzelnen Vorschriften

Zu Artikel 1:

Zu Nummer 1 (§ 3a)

Die Vorschrift enthält die Zweckbestimmung und regelt die Anteilskaufpflicht. Sie läßt die Erfüllung der Kaufpflicht durch rechnerischen Anteilskauf zu und enthält die erforderlichen Verordnungsermächtigungen. Außerdem gibt sie vor, in welcher Höhe der Anteil durch Verordnung festzulegen ist, um ausgeglichene Marktverhältnisse zu erreichen. Sie bestimmt, dass die Steigerung des Anteils für zehn Jahre im Voraus festgelegt wird."

"Zu Nummer 2 (§ 3b)

Die Einführung einer Anteilskaufpflicht für KWK-Strom ist eine Warenverkehrsauflage, mit der das Allgemeininteresse an der Entlastung der Umwelt beachtenspflichtig gemacht wird. Es handelt sich dabei um eine Abweichung vom sog. Ursprungslandprinzip des Europäischen Warenverkehrsrechts. Die Auflage stellt auch beim grenzüberschreitenden Handel den

Schutzstandard des Bestimmungslands sicher, läßt ihn aber diskrimierungsfrei zu, wenn der Schutzstandard beachtet wird.

Grenzüberschreitender Pflichtkauf, auch in der Form des rechnerischen Anteilskaufs, wird dann als gleichwertig anerkannt, wenn eine gleichartige Ankaufspflicht im Herkunftsland besteht."

Begründung des Gesetzesantrags

Zu Absatz 1

Es ist erforderlich, die Regelung mit einer Zweckbestimmung einzuleiten, die Grundlage für eine europarechtlich tragfähige Gleichwertigkeitsregelung für den grenzüberschreitenden Handel mit der Elektrizität gemäß der Anteilsnutzungspflicht bildet. Dabei ist auf den Umweltzweck, nicht auf Wettbewerbsprobleme von Kraftwerksbetreibern im Binnenmarkt abzustellen.

Zugleich kann der bisherige Absatz 1 des § 3a entfallen und hierdurch die Unstimmigkeit einer in dem Gesetzesantrag bisher zugleich auf die Erzeugung und auf den Letztverbrauch bezogenen Quote behoben werden. Im offenen Markt kann eine Letztverbrauchsquote nicht mit einer inländischen Erzeugungsquote gleich sein. Die mit der Anteilsnutzungspflicht beabsichtigte Warenverkehrsregelung soll sich auch allein auf den Einsatz von Strom zum Letztverbrauch, nicht auf den Vorgang der Erzeugung beziehen.

Die im bisherigen Absatz 1 enthaltene Anrechnungsformel in Bezug auf erneuerbare Energien berücksichtigt nicht, dass mit dieser allgemeinen Formulierung im Binnenmarkt unangemessene Anrechnungsmöglichkeiten eröffnet werden. Sie würden dem Zweck des Gesetzes zuwiderlaufen. Daher wird die Anrechnungsklausel gestrichen. Im Hinblick darauf kommt derzeit nur eine KWK-Quotenhandelsregelung in Betracht.

Zu Absatz 2

In Absatz 2 wird die zentrale Vorschrift, die Kaufpflicht als Kaufpflicht von KWK-Strom, nicht als Kaufpflicht über Zertifikate, die von einer staatlichen Stelle den KWK-Erzeugern ausgegeben werden, ausgestaltet. Nach der Verbesserung der Regelungen zur Netzbenutzung in der überarbeiteten Verbändevereinbarung sind die Gründe für einen reinen Zertifikatkauf mit völlig getrennter Stromvermarktung weggefallen. Die Marktbeteiligten sind allerdings im Rahmen der Vertragsfreiheit in der Lage, Strom und Zusicherungen über anderweitigen Absatz des KWK-Stroms getrennt zu verkaufen, also einen zertifikatgleichen Handel durchzuführen. Die Vorschrift erkennt diese Verfahrensweise (rechnerischer Anteilskauf) an. Einer behördlichen Zertifikatausgabe bedarf es nicht. Staatlich an die KWK-Erzeuger

ausgegebene Zertifikate als Gegenstand der Kaufpflicht werfen Rechtsfragen (Beihilfeähnlichkeit u.ä.) auf, die den Gesetzentwurf unnötig belasten. Auch ist unklar, ob bei einem reinen Zertifikatkauf unerwünschte Spekulationseffekte auftreten können. Als Grundlage für einen grenzüberschreitenden Handel mit KWK-Strom zur Umweltentlastung in Bezug auf den inländischen Stromeinsatz ist eine reine Zertifikatkaufvorschrift weniger geeignet. Es müssten dann Zertifikate an ausländische Erzeuger ausgegeben werden, die den Strom im Ausland getrennt vermarkten, also nicht zur Umweltentlastung beim inländischen Stromeinsatz beitragen. Der Nachweis des Pflichtkaufs erfolgt unter staatlicher Aufsicht durch die den Kunden von den Lieferanten gegebenen Bestätigungen der Erzeugungsweise nach dem Gesetz. Die Vorschrift unterwirft auch Direktimporteure den Kaufpflichtregeln. Andernfalls bliebe eine Lücke in der gleichmäßigen Auflage der Pflicht, aus der sich Wettbewerbsverzerrungen ergeben würden.

Zu Absatz 4 allgemein

Die Vorschrift enthält die Ermächtigungen zur Festsetzung des Umfangs der Kaufpflicht und zu Einzelheiten der Zertifizierungs-, Verfahrens- und Überwachungsregeln.

Der Erhalt und der schnelle Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung stellen einen wesentlichen und unverzichtbaren Baustein zur Erreichung der Klimaschutzziele dar, die die Bundesregierung eingegangen ist. Der EU-Ministerrat hat in seiner Entschließung zu einer Gemeinschaftsstrategie zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung EU-weit eine Verdoppelung des Anteils der KWK an der Stromerzeugung gefordert. Die Hauptverantwortung soll dabei auf der nationalen Ebene liegen.

Allerdings ist seit Inkrafttreten des neuen Energierechtsrahmens bei der Kraft-Wärme-Kopplung eine gegenteilige Entwicklung eingetreten. Es ist festzustellen, dass der Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung fast ganz zum Erliegen gekommen ist und der Anteil der Kraft-Wärme-Kopplung an der Elektriziätserzeugung beispielsweise durch Reduktion der Betriebszeiten bereits zurückgeht.

Dies bedeutet nicht, dass die Kraft-Wärme-Kopplung sich als nicht wirtschaftliche Umwelt,- bzw. Klimaschutztechnologie erwiesen hat. Die Kraft-Wärme-Kopplung hat vielmehr in der gegenwärtigen Situation, in der aufgrund von Überkapazitäten auf der Basis von Grenzkosten Strom angeboten wird, existenzielle Probleme. Die Anlagen brauchen einen Vollkostenvergleich mit anderen Kraftwerken aber nicht zu scheuen.

Bund, Länder und die EU sind im Ziel einig, die Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung als einen wesentlichen Beitrag für Ressourcenschonung und zum Klimaschutz nicht nur zu erhalten, sondern weiter auszubauen.

Mit Blick auf den Verdrängungswettbewerb und aus Gründen der Markttransparenz und Verlässlichkeit von Investitionen ist es erforderlich, dass hier zielgenau und zweckgebunden unter Beachtung der Angemessenheit und Verhältnismäßigkeit mit

dem marktkonform ausgestalteten Mittel einer kalkulierbaren Kaufpflicht regulierend in den Marktprozeß eingegriffen wird.

Die mit dieser Änderung verfolgte Benennung des Ausbauziels bis 2008 (Verdopplung der aus Kraft-Wärme-Kopplung erzeugten bzw. verbrauchten Elektrizität) bezogen auf die Basis von 1998 (1999 wurden verschiedene Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen bereits nur noch teilweise betrieben) erfüllt die vorgenannten Voraussetzungen.

Begründung zur Folgeänderung in Artikel 1 Nr. 2 (§ 6 Abs. 3)

Die Regelung in Artikel 1 Nr. 1 (§ 3a - neu -) macht die Regelung in § 6 Abs. 3 des Energiewirtschaftsgesetzes und die darauf verweisenden Bestimmungen entbehrlich, soweit es um KWK-Strom geht.

Zur Gesetzesbegründung

Aus europarechtlichen Gründen ist eine Begründung des Gesetzesantrags geboten, die den Anforderungen des Warenverkehrsrechts für grenzüberschreitenden Handel Rechnung trägt. Zugleich ist die Begründung an die Veränderungen der Vorschriften anzupassen.

Begründung: (gegenüber dem Plenum)

§ 3b enthält die Regeln, unter denen die gleichberechtigte Teilnahme der Importeure von umweltentlastender Stromerzeugung am Verkauf von Strom für die Pflichtkäufe eröffnet wird.

Sie folgen den üblichen Regeln einer vom Ursprungslandprinzip abweichenden Bestimmungslandregelung für ein hochwertiges Schutzgut im Allgemeininteresse. Dabei werden die Importeure nach der sog. Gleichwertigkeitslehre gleichgestellt, wenn die Erzeugung zum Import nach Deutschland oder für rechnerische Anteilskäufe dem Zweck des Gesetzes gleichwertig Rechnung trägt und das Nachweissystem so geführt wird, dass an deutsche Verpflichtete ausgegebene Nachweise die gleiche Beweiskraft über Anteilskäufe haben wie bei Inlandskäufen.

A4 Das KWK-Vorschaltgesetz

§ 1

Zweck des Gesetzes

Zweck des Gesetzes ist der befristete Schutz der Kraft-Wärme-Kopplung in der allgemeinen Versorgung im Interesse von Energieeinsparung und Klimaschutz.

§ 2

Anwendungsbereich

(1) Dieses Gesetz regelt die Abnahme und Vergütung von Strom aus Kraftwerken mit Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) auf Basis von Steinkohle, Braunkohle, Erdgas, Öl oder Abfall, der in Anlagen erzeugt wird, die von Energieversorgungsunternehmen betrieben werden, die die allgemeine Versorgung von Letztverbrauchern sicherstellen und als Energieversorger bereits am 31. Dezember 1999 tätig waren. Erfasst werden nur Anlagen, die vor dem 1. Januar 2000 in Betrieb genommen oder deren wesentliche Anlagenteile vor dem 1. Januar 2000 bestellt worden sind. Strom aus KWK-Anlagen gemäß Satz 1 gleichgestellt ist:

1. Strom aus KWK-Anlagen auf Basis von Steinkohle, Braunkohle, Erdgas, Öl oder Abfall von Unternehmen, an denen das Energieversorgungsunternehmen am 31. Dezember 1999 mit mindestens 25 vom Hundert beteiligt oder im Sinne von § 15 Aktiengesetz verbunden war.

2. Strom aus KWK-Anlagen auf Basis von Steinkohle, Braunkohle, Erdgas, Öl oder Abfall, der auf der Grundlage von Lieferverträgen, die vor dem 1. Januar 2000 abgeschlossen wurden, von einem Energieversorgungsunternehmen bezogen wird.

(2) Nicht erfasst wird Strom von Energieversorgungsunternehmen gemäß Absatz 1 Satz 1, sofern deren installierte elektrische Kraftwerksleistung in Kraft-Wärme-Kopplung bezogen auf ihre installierte Kraftwerksleistung insgesamt weniger als 25 vom Hundert und deren in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugte Strommenge bezogen auf ihre gesamte Stromerzeugung im Jahr weniger als 10 vom Hundert beträgt.

(3) Kraft-Wärme-Kopplung im Sinne dieses Gesetzes ist die gleichzeitige Umwandlung von eingesetzter Energie in mechanische und elektrische Energie und Nutzwärme in einer technischen Anlage. KWK-Anlagen im Sinne dieses Gesetzes sind: Dampfturbinen-Anlagen (Gegendruckanlagen, Entnahme- und Anzapfkondensationsanlagen), Gasturbinen-Anlagen (mit Abhitzekessel, mit Abhitzekessel und Dampfturbinenanlage), Verbrennungsmotoren-Anlagen und Brennstoffzellen-Anlagen.

§ 3

Abnahme- und Vergütungspflicht

(1) Netzbetreiber sind verpflichtet, KWK-Anlagen nach § 2 Abs. 1 an ihr Netz anzuschließen, den Strom aus Anlagen nach § 2 abzunehmen und den eingespeisten Strom nach § 4 zu vergüten; bereits bestehende vertragliche Abnahmeverpflichtungen auf Grundlage von § 2 Abs. 1 Satz 3 bleiben unberührt. Die Verpflichtung trifft das Unternehmen, zu dessen Netz mit einer für die Einspeiseleistung geeigneten Spannungsebene die kürzeste Entfernung zum Standort der Anlage besteht. Netze im Sinne von Satz 1 sind auch solche, an die Letztverbraucher nicht unmittelbar angeschlossen sind. Nicht vermeidbare Mehraufwendungen auf Grund der Verpflichtungen nach den Sätzen 1 und 2 können bei der Ermittlung des Netznutzungsentgelts in Ansatz gebracht werden.

(2) Absatz 1 gilt für Netzbetreiber, die den Strom aus Anlagen nach § 2 in ihr eigenes Netz einspeisen, entsprechend. Sie müssen für diese Stromlieferungen getrennte Konten nach § 9 Abs. 2 des Energiewirtschaftsgesetzes führen.

(3) Soweit ein Netz technisch nicht in der Lage ist, die Einspeisung aufzunehmen, treffen die Verpflichtungen aus Absatz 1 den Betreiber des nächstgelegenen Netzes einer höheren Spannungsebene. Ein Netz gilt als technisch in der Lage, die Einspeisung aufzunehmen, wenn die Abnahme des Stroms 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.

(4) Netzbetreiber können den aufgenommenen Strom verkaufen oder im Rahmen ihres eigenen Strombedarfs für den Netzbetrieb verwenden.

§ 4

Vergütung

(1) Für Strom nach § 2 beträgt die Vergütung mindestens 9 Pfennig pro Kilowattstunde. Die Mindestvergütung wird jeweils zum 1. Januar eines neuen Jahres um 0,5 Pfennig pro Kilowattstunde gesenkt.

(2) Für Strom nach § 2 Abs. 1 Satz 3 wird die Vergütung auf Grundlage von Lieferverträgen geregelt.

§ 5

Belastungsausgleich

(1) Soweit ein Netzbetreiber im Kalenderjahr Zahlungen nach § 3 und den Absätzen 1 bis 3 zu leisten hat, kann er von dem vorgelagerten Netzbetreiber einen Ausgleich für seine Zahlungen verlangen. Der Ausgleich beträgt 3 Pfennig pro Kilowattstunde für die zu vergütende Strommenge. Der Ausgleichsbetrag pro Kilowattstunde wird jeweils zum 1. Januar eines neuen Jahres um 0,5 Pfennig pro Kilowattstunde gesenkt.

(2) Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, den unterschiedlichen Umfang ihrer Abnahme- und Zahlungsverpflichtungen nach § 3 und Absatz 1 nach Maßgabe des Absatzes 3 untereinander auszugleichen.

(3) Alle Übertragungsnetzbetreiber ermitteln bis zum 31. März eines jeden Jahres die Strommenge, für die sie im Vorjahr nach diesem Gesetz Zahlungen zu leisten hatten, und den Anteil dieser Mengen an der gesamten unmittelbaren oder mittelbaren Stromabgabe über die Übertragungsnetze an Letztverbraucher in Deutschland. Übertragungsnetzbetreiber, die Zahlungen für mehr Kilowattstunden zu leisten hatten, als es diesem Anteil entspricht, haben gegen die anderen Übertragungsnetzbetreiber einen Anspruch auf Belastungsausgleich, bis auch diese Netzbetreiber Belastungen für eine Strommenge tragen, die dem Durchschnittswert entspricht. Die Höhe des Ausgleichsanspruchs richtet sich nach Absatz 1 Satz 2 und 3.

(4) Auf die zu erwartenden Ausgleichsbeträge sind monatliche Abschläge zu zahlen.

(5) Jeder Netzbetreiber ist verpflichtet, den anderen Netzbetreibern, die für die Berechnungen nach den Absätzen 1 und 3 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.

§ 6

Übergangsvorschrift

Ausgleichsansprüche, die bis zum 31. Dezember 2004 entstanden sind, dürfen noch bis zum 31. Dezember 2005 nach den Vorschriften dieses Gesetzes geltend gemacht werden.

§ 7

Inkrafttreten, Außerkrafttreten und Nachfolgelösung

(1) Dieses Gesetz tritt am Tag nach der Verkündung in Kraft.

(2) Dieses Gesetz tritt zu dem Zeitpunkt außer Kraft, zu dem ein Gesetz zur langfristigen Sicherung und zum Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK-Ausbaugesetz) in Kraft tritt, spätestens aber zum 31. Dezember 2004. § 6 dieses Gesetzes ist weiter anzuwenden.

A5 Auswirkungen der Netzzugangsregelungen auf den Zubau und Betrieb von KWK-Anlagen

A5.1 Vorbemerkung

Für die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen im liberalisierten Energiemarkt sind die Regelungen zum Netzzugang aus folgenden Gründen von Bedeutung:

- Möglichkeit zum Bezug von Zusatz- und Reservestrom zu wettbewerblichen Marktkonditionen
- Möglichkeit zur Vermarktung von disponiblem und indisponiblem Überschußstrom
- Bereitstellung von Regelleistung
- Entgelt für Systemdienstleistungen ("Parallelfahrgebühr")

Dabei ist zu unterscheiden zwischen Anlagen, die von Energieversorgungsunternehmen betrieben werden, und solchen, die der Eigenversorgung von Industriebetrieben, Kommunen oder anderen privaten Betreibern dienen. Erstere sind von Regelungen zum Netzzugang meist nicht betroffen, da der dort erzeugte Strom in der Regel im eigenen Netz verbraucht wird. Daher beziehen sich die folgenden Ausführungen in erster Linie auf Anlagen zur Eigenversorgung.

Der Gesetzgeber hat auf eine Regelung des Netzzugangs bisher verzichtet und diese einer freiwilligen Vereinbarung der drei Verbände BDI, VIK und VDEW überlassen. Diese haben mit der "Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Durchleitungsentgelten" (VV) eine solche Vereinbarung getroffen. Da diese Vereinbarung keine unmittelbare Rechtswirksamkeit besitzt, sind jedoch die Durchleitungsentgelte letztendlich frei zwischen den Beteiligten verhandelbar.

Die erste Verbändevereinbarung, die direkt nach der Öffnung der Strommärkte geschlossen wurde, führte im Vergleich zu Regelungen aus anderen Ländern mit liberalisierten Energiemärkten und im Vergleich zu der von BET gemeinsam mit der Anwaltssozietät Becker Büttner Held (BBH) entwickelten Netzzugangsverordnung (Netz-VO) zu hohen Durchleitungsentgelten, insbesondere bei niedrigen Vollbenutzungsstunden und bei großen Entfernungen zwischen Einspeiser und Entnahmestelle. Mittlerweile ist eine überarbeitete Fassung der Verbändevereinbarung unterzeichnet worden und befindet sich derzeit im Prüfungsverfahren bei den zuständigen Ministerien. Trotz dieser zeitlich innerhalb der Bearbeitung dieses Forschungsvohabens erfolgten Neuregelung, die z. T. mit erheblichen Änderungen gegenüber der Ursprungsfassung verbunden ist, soll zunächst zum besseren Verständnis der Problematik auf die Implikationen der Erstfassung der Verbändevereinbarung auf die KWK eingegangen werden.

Die in der ersten Verbändevereinbarung einbezogene Entfernungskomponente wirkte sich generell wettbewerbshemmend aus, da entferntere Stromanbieter hierdurch benachteiligt

werden. Da der Lastfluß nicht von der Entfernung abhängt, ist die Entfernungskomponente technisch-physikalisch nicht begründbar.

Die starke Benutzungsdauerabhängigkeit der Netznutzungsentgelte nach Verbändevereinbarung führt bei unregelmäßigen und kurzfristigen Lieferungen, wie sie bei der Vermarktung von Überschußstrom aus KWK-Anlagen häufig auftreten, zu hohen Entgelten. Dasselbe gilt in noch stärkerem Maße für die Lieferung von Reservestrom, da diese wie eine Dauerbereitstellung behandelt wird.

Die Chancen für KWK-Anlagen im liberalisierten Energiemarkt würden verbessert, wenn sowohl Zusatz- und Reservestrom zu günstigeren Konditionen am Markt beschafft werden als auch Überschußstrom zu attraktiven Preisen vermarktet werden könnte. Voraussetzung hierfür sind allerdings nicht diskriminierende und leicht kalkulierbare Netzzugangsentgelte.

A5.2 Netzzugang nach ursprünglicher Fassung der Verbändevereinbarung

Zusatzstrom

Der Bezug von Zusatzstrom von einem anderen Versorger als dem Entnahmenetzbetreiber ist nach der Verbändevereinbarung prinzipiell möglich. Voraussetzung ist jedoch, daß die Lastgänge weitgehend bekannt sind, da für die Durchleitung von Stromkontingenten gemäß GridCode ein Fahrplan abzugeben ist und Fahrplanabweichungen pönalisiert werden.

Reservestrom

Zum Bezug von Reservestrom von einem anderen Versorger als dem Entnahme-Netzbetreiber findet sich in der derzeitigen Verbändevereinbarung keine besondere Regelung, lediglich der Hinweis, daß abweichende Regelungen getroffen werden können.

Damit gelten prinzipiell dieselben Tarife wie bei Dauerlieferungen, die bei den kurzen Benutzungsdauern von Reservelieferungen zu sehr hohen Durchleitungsentgelten führen. Darüber hinaus kann für ungeplanten Reservestrom, dessen zeitliche Inanspruchnahme ja definitionsgemäß nicht kalkulierbar ist, kein Fahrplan angegeben werden, wie im GridCode der DVG vorgeschrieben. Durchleitungsentgelte für Reservelieferungen müßten daher unabhängig von der Verbändevereinbarung individuell verhandelt werden. De facto führt diese Regelung bzw. Nicht-Regelung dazu, daß es bisher keinen Markt für Reservelieferungen gibt. Damit dieser Markt entsteht, muß es zunächst einen Spotmarkt für kurzfristige Lieferungen geben. Dieser Spotmarkt könnte über eine physische Strombörse abgewickelt werden. Der Preis für diesen Strom ergibt sich aus der momentanen Nachfrage im Verhältnis zum Angebot und entspricht somit dem aktuellen Marktpreis. Die beschlossene Einrichtung der deutschen Strombörse in Frankfurt hat zunächst keine Auswirkungen auf die Lieferung von Reservestrom, da dort ausschließlich Termingeschäfte über längerfristige Lieferungen bzw. Risikoabsicherungsgeschäfte getätigt werden. Eine physische Strombörse für kurzfristige Lieferungen soll eventuell zu einem späteren Zeitpunkt eingerichtet werden.

Die Kosten für Reservestrom sind allerdings im allgemeinen nur ein kleiner Teil der Gesamtkosten der Strombeschaffung beim Betrieb einer KWK-Anlage, so daß ein funktionierender Markt für Reservestromlieferungen nur sehr geringe Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit der Anlagen haben wird. Daher wird Reservestrom wahrscheinlich auch künftig in der Regel vom Entnahmenetzbetreiber bezogen werden.

Überschußstrom

Einfache Netzzugangsregelungen verbessern die Möglichkeiten zur Vermarktung von Überschußstrom aus KWK-Anlagen. Insbesondere wärmegeführte Anlagen mit nicht gleichzeitig in entsprechender Höhe lokal vorliegendem Strombedarf können dadurch entweder mit höherer Benutzungsdauer betrieben oder auch von vornherein größer dimensioniert werden und damit einen größeren Beitrag zum Klimaschutz leisten.

Überschußstrom kann entweder über einen direkten Liefervertrag mit einem Abnehmer, innerhalb einer Stromerzeugungs- und Strombezugsgemeinschaft oder über eine Strombörse vermarktet werden. Insbesondere für die Vermarktung von indisponiblem Überschußstrom ist die Existenz einer physischen Strombörse unumgänglich. Hier gilt dasselbe wie für den Reservestrombezug.

Wenn Strom aus BHKW-Anlagen mit Überkapazitäten vermarktet und somit die Benutzungsdauer dieser Anlagen erhöht wird, sind für diesen Überschußstrom als Erzeugungskosten nur die Grenzkosten anzusetzen. Diese liegen bei großen Motoren-BHKW mit wärmegeführter Betriebsweise beim derzeitigen Gaspreisniveau (Preisstand April 1999) bei ca. 5 bis 6 Pf/kWh. Um diesen Strom z. B. innerhalb einer Stromerzeugungs- und Strombezugsgemeinschaft an einen anderen Teilnehmer zu liefern, ist das Durchleitungsentgelt hinzuzurechnen.

Dieses hängt nach gültiger Verbändevereinbarung von der Benutzungsdauer der Lieferung und von der Luftlinienentfernung zwischen Einspeiser und Kunde ab. Für die Beanspruchung übergeordneter Netzbereiche werden gemäß Verbändevereinbarung Grenzentfernungen zwischen Einspeise- und Entnahmeort ermittelt, bei deren Überschreitung die nächsthöhere Spannungsebene mitbezahlt werden muß. Dies ist insbesondere von Bedeutung für die Lieferung von Überschußstrom aus BHKW-Anlagen, die in der Regel in das Mittelspannungsnetz einspeisen, an in der Nähe gelegene Kunden. In diesem Fall ist nur das Durchleitungsentgelt für das Mittelspannungsnetz, und je nach Kunde auch für das Niederspannungsnetz, nicht aber für die überlagerten Netze und Umspannungen zu bezahlen. Somit kann die Vermarktung von Überschußstrom aus BHKW-Anlagen an nahe gelegene Kunden wirtschaftlich attraktiv sein.

Entscheidend für die Wirtschaftlichkeit ist aber neben dem Durchleitungsentgelt die durch die BHKW-Stromlieferung beim Kunden vermiedene Bezugsleistung.

Tabelle A5-3 (Anhang) zeigt einige Rechenbeispiele zur Wirtschaftlichkeit einer Vermarktung von Überschußstrom aus BHKW unter Berücksichtigung aktueller Durchleitungsentgelte der RWE Energie AG für unterschiedliche Benutzungsdauern und unterschiedliche Anteile vermiedener Bezugsleistung beim Kunden. Dabei wurde ein

Standard-Zusatzstromvertrag der RWE Energie AG zugrunde gelegt sowie BHKW-Erzeugungskosten von 10 Pf/kWh (Vollkosten) bzw. 6 Pf/kWh (Grenzkosten) angenommen. Bei disponibler Erzeugung werden die Vollkosten, bei indisponibler Erzeugung die Grenzkosten angesetzt.

Da bei indisponibler Erzeugung im allgemeinen kaum Leistungsbezug verdrängt werden kann, können hier die Entfernung zwischen Einspeiser und Entnehmer und damit die zu bezahlenden Netzbereiche entscheidend für die Wirtschaftlichkeit der Durchleitung sein.

In den Abbildungen A5-1 und A5-2 wird der Preis für BHKW-Überschußstrom bei einer Benutzungsdauer von 1.000 h/a mit dem Preis für verdrängten RWE-Bezug, der von der vermiedenen Bezugsleistung abhängt, verglichen.

In Abbildung A5-1 sind die Preise für indisponible, in Abbildung A5-2 für disponible Erzeugung dargestellt. Abbildung A5-2 zeigt, daß der disponible Überschußstrom bei einer Luftlinienentfernung zwischen Einspeiser und Kunde von weniger als 12 km bereits bei ca. 32 % beim Kunden vermiedener Bezugsleistung kostengünstiger ist als der verdrängte Strombezug. Bei einer Entfernung von 45 km wird die Wirtschaftlichkeitsgrenze dagegen erst bei ca. 43 % vermiedener Bezugsleistung erreicht.

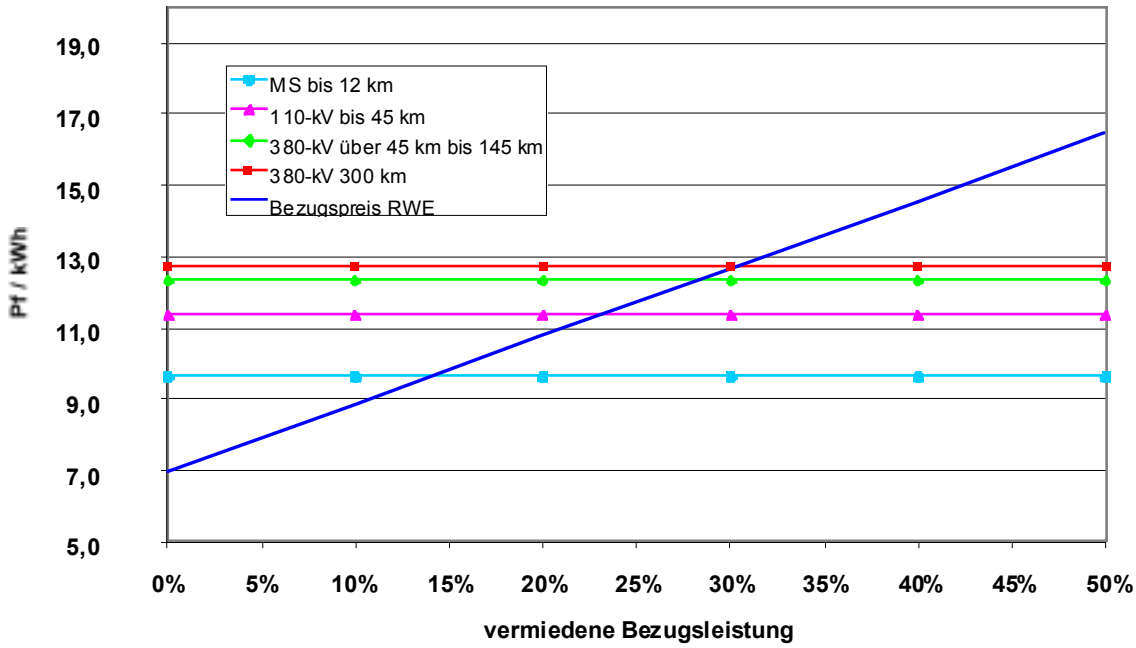


Abbildung A5-1: Preisvergleich von indisponiblem Überschußstrom aus BHKW (inkl. Durchleitungsentgelt) mit RWE-Bezug bei 1.000 h/a

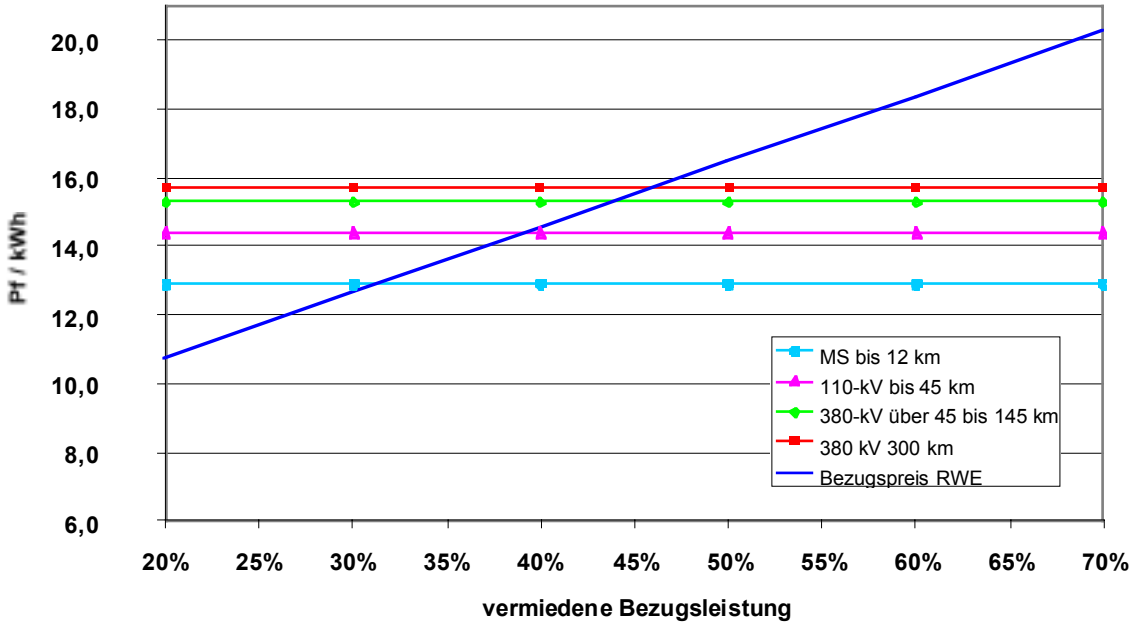


Abbildung A5-2: Preisvergleich von disponiblem Überschußstrom aus BHKW (inkl. Durchleitungsentgelt) mit RWE-Bezug bei 1.000 h/a

Bereitstellung von Regelleistung

Viele KWK-Anlagen, insbesondere GuD-Anlagen eignen sich sehr gut zur Bereitstellung von Regelleistung, sowohl für die Primär- als auch für die Sekundärregelung. Diese Energie kann z. B. bereitgestellt werden, indem die Wärmeauskopplung kurzfristig unterbrochen wird. Bisher wird diese Systemdienstleistung ausschließlich von den Verbundnetzbetreibern bereitgestellt. Ein Markt für Regelleistung ist derzeit nicht vorhanden.

Dieser kann erst entstehen, wenn die Systemdienstleistungen von einem unabhängigen Systemoperator (ISO) wahrgenommen werden, der seinerseits einen Pool für diese Regelleistung einrichtet.

Ein unabhängiger Systemoperator ist für die Frequenzregelung und die Steuerung des Leistungsflusses ins Ausland zuständig. Ihm fällt damit auch der Ausgleich der Differenz zwischen Einspeisung und Abnahme jedes Liefervertrages sowie die Vorhaltung und Aktivierung kurzfristiger Reserve für Kraftwerksausfälle zu. Der Systemoperator darf ausschließlich Regelkraftwerke besitzen. Weiter benötigte Regelleistung sowie Tertiärreserve sichert er sich langfristig durch Ausschreibungen. Über einen von ihm organisierten Spotmarkt für Regelleistungen kann er auf momentan freie Kraftwerkskapazitäten zugreifen.

Wenn ein solcher Markt für Regelleistung existiert, kann dies die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen, die diese Systemdienstleistung bereitstellen können, erheblich verbessern.

Entgelt für Systemdienstleistungen

Im Zuge des nach GridCode geforderten Unbundlings von Stromhandel und Netzbetrieb wird eine verursachungsgerechte Kostenzuordnung angestrebt. In diesem Zusammenhang wird die Systemdienstleistung Frequenz-Leistungsregelung zunehmend nicht mehr ausschließlich auf die aus dem Netz bezogene Arbeit, sondern auch auf die in netzgekoppelten Eigenerzeugungsanlagen erzeugte Arbeit, auch wenn diese der Eigenbedarfsdeckung dient, bezogen.

Die Frequenzhaltung trägt zu ca. zwei Dritteln zum Entgelt für Systemdienstleistungen bei. Die entsprechenden Entgelte, die vor der Liberalisierung nicht berechnet wurden, liegen etwa im Bereich zwischen 0,2 und 0,3 Pf/kWh.

Dieses Entgelt führt zu einer nicht vernachlässigbaren zusätzlichen Belastung des KWK-Stroms und ist daher in Wirtschaftlichkeitsberechnungen zu berücksichtigen.

Zum Teil beinhaltet die Frequenz-Leistungsregelung aber bereits die Kurzzeitreserve, ohne daß diese separat tarifiert wird. Dadurch reduziert sich unter Umständen das zusätzliche Entgelt für Systemdienstleistungen wieder.

A5.3 Netzzugang nach Netzzugangsverordnung

Als Alternative zur Verbändevereinbarung wurde von BET zusammen mit Becker Büttner Held im Auftrag von sechs SPD-regierten Ländern eine Netzzugangsverordnung (Netz-VO) entwickelt, mit der die Netzzugangsbedingungen durch den Gesetzgeber vorgegeben werden. Die wesentlichen Unterscheidungsmerkmale zwischen Verbändevereinbarung und Netz-VO sind stichpunktartig in Tabelle A5-1 aufgelistet. Insbesondere durch die ausschließlich arbeitsabhängigen Entgelte werden kurzfristige Lieferungen gegenüber langfristigen nicht benachteiligt. Reserve- und Überschußstromlieferungen durch andere Lieferanten als den Netzbetreiber werden dadurch erst möglich.

Verbändevereinbarung	**Netz-VO**
∝ **Einzelfallverhandlung** Netzbetreiber muß vorab informiert werden	∝ **feste, veröffentlichte Tarife** Voraussetzung: keine Direktleitung
∝ **Veröffentlichung von Preisspannen** Monopolgewinn nicht kontrollierbar	∝ **genehmigte, kostendeckende Tarife** Kostendeckung kontrollierbar
∝ **entfernungsabhängig**	∝ **entfernungsunabhängig**
- Bevorzugung eigener Lieferungen	- gleiche Chancen für Dritte
- behindert Strombörse	- ermöglicht Strombörse
∝ **leistungsabhängig**	∝ **arbeitsabhängig**
- Bevorzugung eigener Lieferungen	- Gleichbehandlung kurz- und langfristiger Lieferungen
- Bevorzugung von Bandlieferungen ⇒ Zusatzlieferungen durch Netzbetreiber notwendig	- ermöglicht Strombörse
- Bevorzugung von Großabnehmern	
- behindert Strombörse	
- behindert Eigenerzeuger (Überschuß- und Reservestrom)	
∝ **Systemdienstleistungen durch Verbundnetzbetreiber**	∝ **Systemdienstleistungen durch unabhängigen Systemoperator (ISO)**

Tabelle A5-1: Gegenüberstellung von Verbändevereinbarung und Netzzugangsverordnung (Netz-VO)

Die Institution des unabhängigen Systemoperators ermöglicht darüber hinaus die Nutzung von KWK-Anlagen für die Bereitstellung von Primär- und Sekundärregelleistung.

Im folgenden werden die Auswirkungen von rein arbeitsabhängigen Durchleitungsentgelten wie sie in der Netz-VO vorgeschlagen wurden auf die Vermarktungsmöglichkeiten von Überschußstrom aus BHKW-Anlagen untersucht.

Tabelle A5-2 zeigt zunächst beispielhaft eine Gegenüberstellung der Durchleitungs- bzw. Netzzugangsentgelte nach Verbändevereinbarung und Netzzugangsverordnung in Abhängigkeit von der Benutzungsdauer und von der Luftlinienentfernung zwischen Einspeise- und Entnahmeort unter der Annahme, daß sowohl Einspeisung als auch Entnahme im Mittelspannungsnetz erfolgen. Basis für die vereinfachenden Berechnungen sind die aktuellen RWE-Durchleitungs-Briefmarken in DM/kW, wobei davon ausgegangen wurde, daß diese die Kosten der Netze realistisch widerspiegeln. Die von RWE nach Verbändevereinbarung ermittelten Grenzentfernungen wurden ebenfalls übernommen, auch wenn es im Einzelfall durch das Prinzip der Grenzentfernungen zu nicht sachgerechten Kostenzuordnungen kommen kann. Dieser Fall tritt insbesondere dann

ein, wenn Einspeiser und Abnehmer an demselben Netzbereich angeschlossen sind, die Grenzentfernung für diesen Netzbereich aber dennoch überschritten wird.

Bei den Tarifen nach Netz-VO wurden alle Kosten linear auf die aus dem jeweiligen Netzbereich entnommene elektrische Wirkarbeit bezogen. Auf eine Differenzierung nach Tarifzeiten wurde hier vereinfachend verzichtet. Für die Belastung der Netze wurden folgende Benutzungsdauern angenommen:

Höchstspannung 6.500 h/a

Hochspannung 6.000 h/a

Mittelspannung 5.500 h/a

Damit ergibt sich ein benutzungsdauerabhängiges lineares Netzzugangsentgelt. Zusätzlich entfällt gegenüber der Verbändevereinbarung die Entfernungskomponente für Entfernungen von mehr als 100 km.

Benutzungs-	Luftlinienentfernung Einspeise-/ Entnahmestelle							
dauer	<12 km		< 45 km		> 45 km		300 km	
h/a	VV	NetzVO	VV	NetzVO	VV	NetzVO	VV	NetzVO
500	3,50	1,81	5,16	2,82	6,01	3,73	6,42	3,73
1.000	2,80	1,81	4,16	2,82	4,93	3,73	5,32	3,73
2.000	2,42	1,81	3,61	2,82	4,30	3,73	4,69	3,73
3.000	2,06	1,81	3,07	2,82	3,69	3,73	4,08	3,73
4.000	1,69	1,81	2,53	2,82	3,08	3,73	3,47	3,73
5.000	1,48	1,81	2,21	2,82	2,72	3,73	3,11	3,73
6.000	1,33	1,81	1,99	2,82	2,47	3,73	2,86	3,73
7.000	1,23	1,81	1,84	2,82	2,30	3,73	2,69	3,73

Tabelle A5-2: Gegenüberstellung der Netzzugangsentgelte nach Verbändevereinbarung und nach Netz-VO auf Basis der RWE-Netztarife in Pf/kWh; Einspeisung und Entnahme: Mittelspannung 20 kV; Grenzentfernungen Land

Tabelle A5-2 zeigt, daß die Entgelte nach Netz-VO für kurze Benutzungsdauern deutlich niedriger liegen als nach VV. Bei Benutzungsdauern von mehr als ca. 3000 bis 4.000 h/a ergeben sich nach Netz-VO höhere Entgelte.

Auf den Bezug von Zusatz- und Reservestrom und auf die Vermarktung von Überschußstrom wirken sich die niedrigen Entgelte bei kurzen Benutzungsdauern günstig aus: Die Abbildungen A5-3 und A5-4 zeigen die Grenzwerte für die vermiedene Bezugsleistung, bei der eine wirtschaftliche Vermarktung von Überschußstrom aus BHKW mit diesen Entgelten möglich wird, in analoger Darstellung zu den Abbildungen A5-1 und A5-2, bei denen die aktuellen Durchleitungsentgelte zugrunde gelegt wurden.

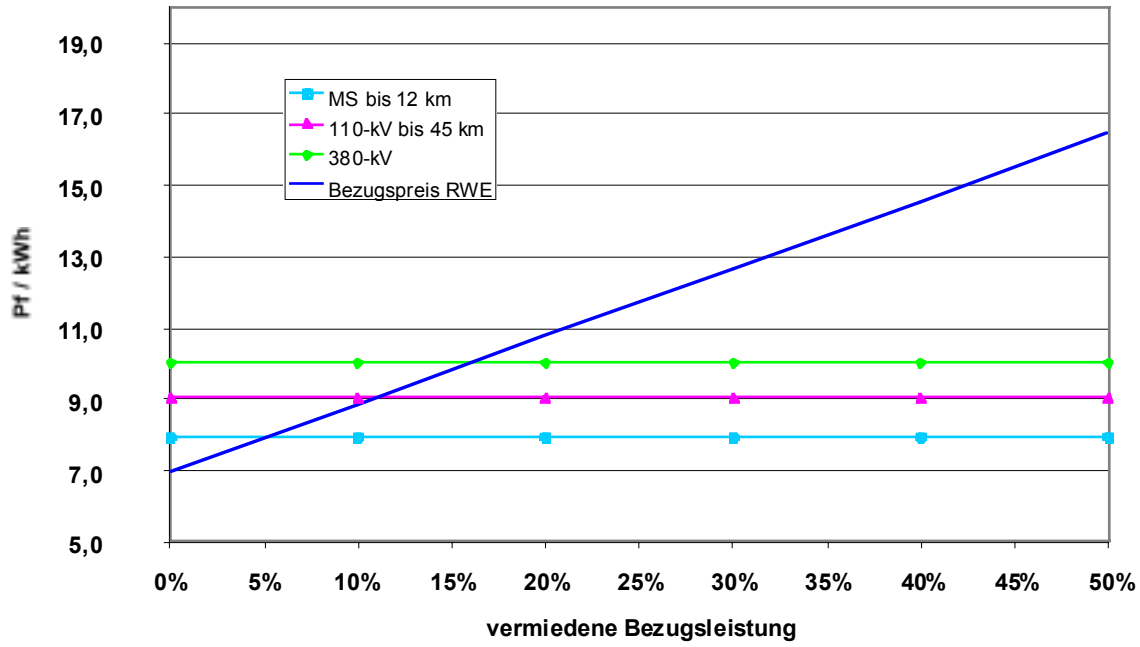


Abbildung A5-3: Preisvergleich von indisponiblem Überschußstrom aus BHKW mit RWE-Bezug bei 1.000 h/a (Durchleitungsentgelt nach Netz-VO)

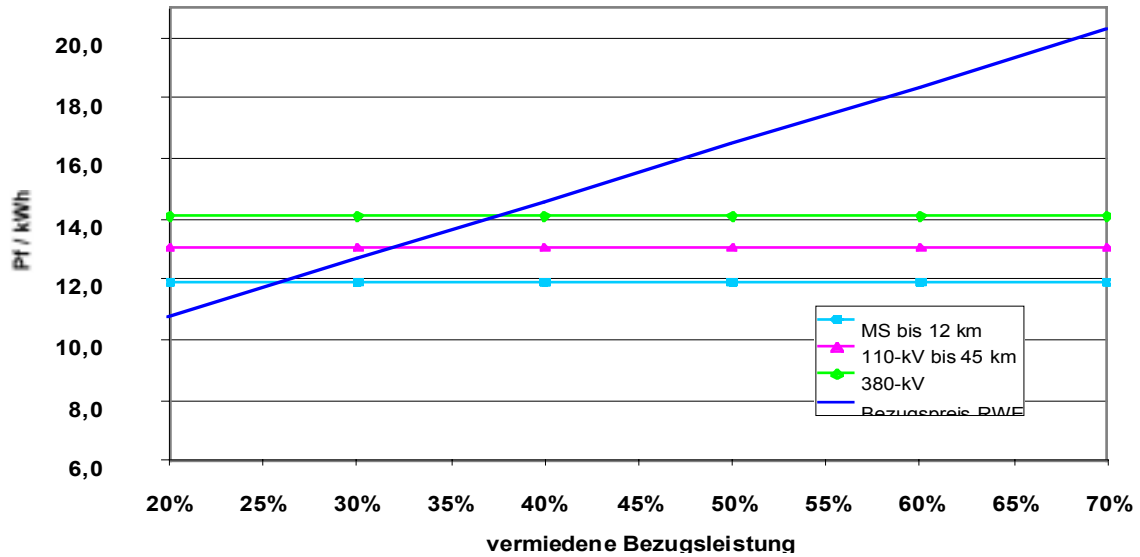


Abbildung A5-4: Preisvergleich von disponiblem Überschußstrom aus BHKW mit RWE-Bezug bei 1.000 h/a (Durchleitungsentgelt nach Netz-VO)

Bei einer Benutzungsdauer für den durchgeleiteten Strom von 1.000 h/a liegen die Netzzugangsentgelte nach Netz-VO um 1 bis 1,5 Pf/kWh niedriger als nach VV.

Dadurch verschiebt sich die Grenze für eine wirtschaftliche Vermarktung des Überschußstroms zu kleineren Anteilen vermiedener Bezugsleistung bzw. der Vorteil bei gleicher vermiedener Bezugsleistung wird größer. Eine indisponible Überschußstromlieferung würde dann bei ausschließlicher Inanspruchnahme des Mittelspannungsnetzes bereits bei nur 5 % vermiedener Bezugsleistung wirtschaftlich. Bei disponibler Lieferung liegt diese Grenze dann bei nur 27 %.

Diese Betrachtungen zeigen, daß die Möglichkeiten zur Vermarktung von Überschußstrom aus BHKW-Anlagen bei linearen entfernungsabhängigen Durchleitungsentgelten erheblich günstiger würden.

Für indisponiblen Überschußstrom kann bei den zur Zeit praktizierten Durchleitungsregelungen mit der Forderung einer Fahrplanabgabe genauso wie für Kurzzeitreservestrom kein Anbieter- bzw. Abnehmermarkt entstehen. Daher können diese Stromprodukte bis jetzt am Markt nicht gehandelt werden. Die Einrichtung einer physischen Strombörse ist für die Vermarktung von indisponiblem Überschußstrom zwingend erforderlich.

A.5.4 Zwischenfazit

Die Erstfassung der Verbändevereinbarung führte für kurzfristige Lieferungen und Lieferungen über große Entfernungen zu hohen Durchleitungsentgelten, obwohl diese Lieferungen in den meisten Fällen nicht in entsprechendem Maße zur Kostenverursachung beitragen. Dies betrifft insbesondere auch den Bezug von Zusatz- und Reservestrom sowie die Vermarktung von Überschußstrom beim Betrieb von KWK-Anlagen. Damit wird der Wettbewerb für diese Produkte behindert.

Durch die Anwendung der von BET und BBH im Auftrag der Bundesländer Schleswig-Holstein, Berlin, Brandenburg, Bremen, Hessen und Saarland erarbeiteten Netzzugangsverordnung würden diese Nachteile der Verbändevereinbarung vermieden durch

- rein arbeitsabhängige Entgelte,
- entfernungsunabhängige Entgelte,
- generell niedrigere Entgelte aufgrund der Berücksichtigung der Durchmischung von Lastgängen,
- geregelte veröffentlichte Tarife.

Darüber hinaus ist die Vermarktung von Reservestrom und indisponiblem Überschußstrom erst nach Einrichtung einer physischen Strombörse praktisch handhabbar. Die Möglichkeit

zur Bereitstellung von Regelleistung mit dem daraus resultierenden wirtschaftlichen Vorteil kann nur dann genutzt werden, wenn das Übertragungsnetz von einem unabhängigen Systemoperator betrieben wird.

Obwohl die Netzzugangsbedingungen eine wichtige Rolle spielen, darf jedoch nicht übersehen werden, daß das Haupthemmnis für die Errichtung und den Betrieb von KWK-Anlagen nicht in aller erster Linie in den Netzzugangsregelungen liegt, sondern in der in vielen Fällen nicht erreichbaren Wirtschaftlichkeit im Vergleich zu den niedrigen Wettbewerbsangeboten der EVU.

KWK-freundliche Netzzugangsregelungen reichen daher bei weitem nicht aus, um eine nennenswerte Steigerung des Stromanteils aus KWK-Anlagen zu bewirken. Sie können gleichwohl günstigere Rahmenbedingungen schaffen und damit zur Erschließung der vorhandenen großen KWK-Potentiale einen Beitrag leisten.

A5.5 Die neue Verbändevereinbarung

Am 13.12.1999 wurde die neue Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie (VV II) von den beteiligten Verbänden VDEW, VIK und BDI unterzeichnet. Hieraus ergeben sich erhebliche Änderungen im Hinblick auf die Nutzung der Stromnetze Dritter zur Belieferung von Kunden mit elektrischer Energie, die sich zum Teil auch auf den Betrieb von KWK-Anlagen auswirken.

Insbesondere sind folgende Punkte neu gegenüber der Verbändevereinbarung I:

- Transaktionsunabhängiger Netzpunkttarif, der die Entgelte für die Entnahmenetzebene und alle darüber liegenden Netzebenen enthält; Netznutzungsentgelt nur für Entnehmer, nicht für Einspeiser (Aufteilung 100/0 %); Entfernungsabhängigkeit entfällt

  Folge für KWK-Anlagen:

  - Netzzugangsmodalitäten erheblich vereinfacht
  - Vorteil kurzer Entfernungen zwischen Einspeiser auf niedriger Spannungsebene und Abnehmer entfällt
  - Wettbewerb in den Bereichen Zusatzstrom, Reservestrom und Überschußstrom wird ermöglicht
  - Strombörse wird möglich

- Entgelt für dezentrale Erzeugung in Höhe der eingesparten Netznutzungsentgelte in vorgelagerten Netzebenen

  Folge für KWK-Anlagen:

  – Kompensationsregelung für die früher “vermiedenen Bezugskosten“, die den Kostenanteil für vorgelagerte Netzebenen automatisch enthielten. Mit der neuen

Verbändevereinbarung ist eine Durchleitungsbriefmarke für Einspeiser und Abnehmer eingeführt worden. Der Einspeiser muß immer alle höheren Spannungsebenen bezahlen, ob er sie nutzt oder nicht (Netzpunktmodell). Damit wird die Durchleitung von BHKW-Strom über kurze Entfernungen gegenüber der zuvor geltenden Regelung zunächst weiter erschwert. Aus diesem Grund ist zusätzlich beschlossen worden, daß die durch die dezentrale Einspeisung von KWK-Anlagen vermiedenen Netzkosten überlagerter Spannungsebenen diesen Anlagen als Bonus gutgeschrieben werden. Inwieweit es hierdurch zu einer vollständigen oder nur teilweisen Kompensation kommt müßte durch vertiefende Untersuchungen quantifiziert und analysiert werden.

  - Gegenüber alter Regelung (Verbändevereinbarung I) je nach Einzelfall Verbesserung oder Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit der Anlage

- Bestellung von Reservenetzkapazität

  Folge für KWK-Anlagen:

  - Reservekosten teilen sich auf in Kosten für Reservelieferung und Reservenetzkapazität. Gesamte Kosten bleiben voraussichtlich etwa in gleicher Höhe wie vor Liberalisierung.

- Die Entgelte für Systemdienstleistungen sind künftig in den Netzpunkttarifen enthalten und werden nicht mehr separat berechnet.

  Folge für KWK-Anlagen:

  - KWK-Strom wird automatisch, entweder über die tatsächlich vermiedenen Netznutzungsentgelte bei Eigenerzeugung oder über das Entgelt für dezentrale Erzeugung bei Netzeinspeisung, nicht mehr an den Kosten für Systemdienstleistungen beteiligt. Die sogenannte Parallelfahrgebühr entfällt somit wieder.

Folgende im Zusammenhang mit der Verbändevereinbarung I genannten Effekte bleiben auch bei Anwendung der Verbändevereinbarung II bestehen:

- Die Bereitstellung von Regelleistung in KWK-Anlagen ist weiterhin praktisch nicht möglich, da sich diese Dienstleistung quasi weiter im Monopol der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) befindet. Dies ist eine Folge der Beibehaltung der acht Regelzonen in Deutschland bei fehlenden Regelungen zur Schaffung von Wettbewerb in diesem Bereich. Wahrscheinlich ist Wettbewerb im Bereich Regelenergie nur durch einen unabhängigen Systemoperator sicher zu stellen.

- Bei kurzfristigen Lieferungen ergeben sich weiterhin hohe Entgelte als Folge der Entgeltberechnung über Leistungspreise mit Gleichzeitigkeitsfaktoren.

- Die Höhe der Netznutzungsentgelte bleibt summa summarum etwa gleich: Grundlage für die Ermittlung der Netznutzungsentgelte sind nach wie vor die kalkulatorischen Kosten des Netzbetriebs. Möglicherweise entsteht später durch Anwendung des

Vergleichsmarktprinzips ein Kostendruck auf die Netzbetreiber, der auf lange Sicht zu einer Senkung der Netznutzungsentgelte führen könnte.

Zur Beurteilung der detaillierten Auswirkungen der Verbändevereinbarung II auf die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen sind vertiefende Untersuchungen erforderlich, insbesondere die Berechnung der Entgelte für dezentrale Erzeugung für verschiedene Anlagen- und Netzkonstellationen.