

Forschungszentrum Jülich GmbH
Projektträger Jülich

Energieforschung in Deutschland

Aktueller Entwicklungsstand und Potenziale nichtnuklearer Energietechniken

Federführung:

Michael Sachse, Sabine Semke

Forschungszentrum Jülich GmbH, Projektträger Jülich (PTJ)

Bearbeitung:

Hans-Georg Bertram, Claus Börner, Reinhard Dahl, Christoph Hünnekes,
Volkmar Lottner, Peter Malinowski, Georg Menzen (jetzt BMWA, Bonn),
Degenhard Peisker, Michael Sachse, Manfred Schäfer, Rainer Schneider,
Sabine Semke, Jochen Viehweg, Heinrich Wempe

Forschungszentrum Jülich GmbH, Projektträger Jülich (PTJ)

Markus Blesl, Sebastian Briem, Ulrich Fahl, Johannes Moerschner, Silke Rogge
Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energiean-
wendung (IER)

Harald Bradke, Anselm Brakhage

Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung (ISI),
Karlsruhe

Manfred Kleemann, Jochen Linßen, Peter Markewitz, Manfred Walbeck
Forschungszentrum Jülich GmbH, Programmgruppe Systemforschung und
Technologische Entwicklung (STE)

Schriften des Forschungszentrums Jülich
Energietechnik / Energy Technology

Band 24

ISSN 1433-5522

ISBN 3-89336-317-3

Bibliografische Information Der Deutschen Bibliothek
Die Deutsche Bibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen
Nationalbibliografie; detaillierte Bibliografische Daten sind im Internet
über <<http://dnb.ddb.de>> abrufbar.

Die dieser Publikation zugrundeliegenden Arbeiten wurden im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie durchgeführt, das per Organisationserlass des Bundeskanzlers vom 22.10.2002 in Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (BMWA) umbenannt wurde. Die Veröffentlichung erfolgt mit Zustimmung des Auftraggebers.
Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Herausgeber und Vertrieb: Forschungszentrum Jülich GmbH
ZENTRALBIBLIOTHEK
D-52425 Jülich
Telefon (0 24 61) 61-53 68 · Telefax (0 24 61) 61-61 03
e-mail: zb-publikation@fz-juelich.de
Internet: <http://www.fz-juelich.de/zb>

Umschlaggestaltung: Grafische Betriebe, Forschungszentrum Jülich GmbH

Druck: Grafische Betriebe, Forschungszentrum Jülich GmbH

Copyright: Forschungszentrum Jülich 2002

Schriften des Forschungszentrums Jülich
Reihe Energietechnik/Energy Technology Band/Volume 24

ISSN 1433-5522

ISBN 3-89336-317-3

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

Vorwort von Prof. Dr.-Ing. Dr.-Ing. E.h. Helmut Schaefer, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.

Welch große Bedeutung einer modernen, nachhaltigen und rationellen Struktur der Energieversorgung und Energieverwendung zukommt, ist nicht zuletzt durch die Jahrhundertflut im Sommer 2002 wieder deutlich geworden. Damit stellt sich noch drängender als bisher die Frage, wie ein Energieforschungs- und Entwicklungsprogramm gestaltet sein soll, dass den vielseitigen und vielschichtigen Anforderung in technischer, ökonomischer und ökologischer Hinsicht entspricht und zugleich finanzierbar und praktikabel ist.

Diese Fragen sind Angesichts der komplexen Einflussfaktoren ohne detaillierte Recherchen nur unzureichend zu beantworten. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie hat daher die vorliegende Untersuchung mit dem Ziel initiiert, Status quo, Entwicklungspotenziale und mögliche Auswirkungen der maßgeblichen Förderschwerpunkte der Energieforschung zu analysieren. Es zeigt sich, dass die Forschungsförderung mittel- bis langfristig angelegt ist. Ihre quantitative Einzelanalyse weist angebots- und nachfrageseitig attraktive Entwicklungsperspektiven mit erheblichen Energieeinspar- und Marktpotenzialen auf.

Es zeigen sich gegenüber dem heutigen Stand Wege zu effizienteren energetischen Strukturen und Systemen mit verminderter CO₂- und Schadstoffemission.

Der gesamte Bereich der energetischen Sanierung alter Gebäude und ihrer Versorgungstechniken ist dafür ein Beispiel, die vielseitigen fortschrittlichen Technologien in der Kraftwerkstechnik bei Wärmekraftwerken ein weiteres.

Parallel zu diesen, in direktem Zusammenhang mit den Bedürfnissen des Marktes und der Umwelt stehenden Förderbereichen zeichnet sich die Energieforschung in Deutschland aber auch durch Unterstützungsmaßnahmen mit Langfristcharakter und indirektem Einfluss auf den Fortschritt des Energiesystems der kommenden Jahre aus. Hier steht der Vorsorgegedanke oder aber der Erkenntnisgewinn, der wiederum anderen staatlichen Maßnahmen zu Gute kommen kann, im Vordergrund. Beispielhafte Förderbereiche mit hohem Entwicklungsbedarf sind z.B. die Photovoltaik oder Teile der Brennstoffzellentechnologie. Im Neubausektor dagegen sind die Marktpotenziale auf Grund der Neubauraten begrenzt, aber die Forschungsförderung hat hier, wie auch bei den Fragen der Altbausanierung, eine wichtige Funktion in der Auslotung und Demonstration des Machbaren und schafft damit die Voraussetzung zur Konzeption von Richtlinien und ordnungspolitischen Maßnahmen.

Letztlich kann aber auch die Systemanalyse selbst zu den indirekt wirkenden Maßnahmen gezählt werden, da die geförderten Forschungsaktivitäten zur Modellentwicklung und zur Schaffung einer breiten Datenbasis zunehmend auch im politischen Raum als innovatives Beratungsinstrument genutzt werden. In diesem Sinne verbindet die vorliegende Untersuchung umfangreiche Kenntnisse aus dem IKARUS Projekt (Instrumente für die Klimagasre-

duktion) und dem Forum für Energiemodelle (FEES) mit Erfahrungen aus der Forschungspolitik und der Programmkonzeption.

Inwieweit die resultierenden Ergebnisse in künftige förderpolitische Überlegungen einfließen werden, liegt letztendlich in Händen der Politik selbst. Aus Sicht der Wissenschaft ist festzustellen, dass sich die Energieforschung in Deutschland über die letzten Jahrzehnte zu einem erfolgreichen und vielseitigen Instrument der Politik entwickelt hat. Sie leistet einen wichtigen Beitrag bei der Hinwendung zu einem modernen, effizienteren, umweltschonenderen und nachhaltigeren Energiesystem, das den Anforderungen der Zukunft genügt. Sie ist zugleich ein wichtiger Beitrag für den Erhalt und den Ausbau des Standes von Technik und Wissenschaft in Deutschland.

München im September 2002



Helmut Schaefer

Inhalt

1. Einleitung	1
2. Nichtnukleare Energieforschung in Deutschland (PTJ)	3
2.1 Grundlagen	3
2.1.1 Ziele und Gegenstand der Forschungsförderung	3
2.1.2 Marktnahe Entwicklung und Langfristforschung Hand in Hand	4
2.1.3 Innovative Techniken auf dem Prüfstand	4
2.2 Sparsame Energienutzung	7
2.2.1 Energieeinsparung in der industriellen Fertigung	7
2.2.2 Energieeinsparung in Gebäuden	11
2.2.3 Neue Technologien für den Straßenverkehr – die Brennstoffzelle im Fahrzeug	17
2.3 Stromversorgung	19
2.3.1 Kraftwerkstechnik für fossile Energieträger	19
2.3.2 Brennstoffzellen für den stationären Einsatz	23
2.3.3 Photovoltaik	25
2.3.4 Windenergie	29
2.3.5 Hot Dry Rock	30
2.4 Wärmeversorgung	33
2.4.1 Solarthermie	33
2.4.2 Hydrothermale Geothermie	34
2.4.3 Dezentrale Wärmeversorgung	37
2.5 Querschnittaufgaben (Systemanalyse)	39
2.6 Internationale Aktivitäten (EU und IEA)	42
3. Dokumentation und Grundlagen der berechneten Energieeinspar- und CO₂-Minderungspotenziale	45
3.1 Rahmenannahmen und Methodik (PTJ)	45
3.2 Berechnung der Energieeinspar- und CO ₂ -Reduktionspotenziale	46
3.2.1 Rationelle Energieanwendung in der Industrie – Thermoprozessanlagen (ISI)	46
3.2.2 Energie- und CO ₂ -Einsparung im Gebäudesektor (STE)	53
3.2.3 Mobiler Einsatz von Brennstoffzellen (STE)	64
3.2.4 Fossil befeuerte Kraftwerke (STE)	74
3.2.5 Stationärer Einsatz von Brennstoffzellen (IER)	84
3.2.6 Photovoltaik (IER)	93
3.2.7 Windenergie (IER)	104
3.2.8 Hot Dry Rock (IER)	119
3.2.9 Solarthermie (IER)	124
3.2.10 Hydrothermale Geothermie (IER)	137
Anhänge	143

Verzeichnis der Infokästen

Infokasten Thermoprozessanlagen	6
Infokasten Neue Energiesparhäuser und solaroptimiertes Bauen	10
Infokasten Energetische Verbesserung der Bausubstanz	14
Infokasten Brennstoffzelleneinsatz im Verkehr	16
Infokasten Kraftwerkstechnik	20
Infokasten Stationäre Brennstoffzellen	22
Infokasten Photovoltaik	24
Infokasten Windkraft	28
Infokasten Solare Niedertemperaturwärme	32
Infokasten Solare Nahwärme mit saisonaler Wärmespeicherung	36
Infokasten Fernwärmeverteilung	38

1. Einleitung

Das Ziel des vorliegenden Berichts ist die Darstellung der Forschungsförderung im Bereich nichtnuklearer Energietechniken in Deutschland. Es wird untersucht, welche Rolle die jeweiligen Techniken oder Verfahren in einer zukünftigen Energieversorgung spielen bzw. in welchem Umfang sie zum Erreichen energiepolitischer Zielsetzungen beitragen können. Zu diesem Zweck hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) das Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart (IER), das Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung (FhG-ISI) und die Programmgruppe für Systemforschung und technologische Entwicklung des Forschungszentrums Jülich (STE) mit den Analysen betraut. Die Untersuchungen wurden fachlich begleitet vom Projektträger Jülich (PTJ).

Die Förderschwerpunkte werden im Hinblick auf ihre Energieeinspar- und CO₂-Reduktionspotenziale, Marktpotenziale und technische Forschungs- und Entwicklungserfolge im Zeitfenster von 2000 bis 2020 analysiert und mit einer, gemäß PROGNOSE/EWI (1999) angenommenen Referenzentwicklung verglichen. Für die Auswahl der in Zukunft zum Einsatz kommenden Techniken sind zwei Extremvarianten denkbar. Konservativ gesehen, werden sie mindestens den heute verfügbaren besten Stand haben. Diese Alternative dient als Vergleichsbasis. Im Gegensatz dazu kann aber auch angenommen werden, dass – unter besonderer Berücksichtigung individueller Markteinführungsstrategien – die heute noch in der Forschung befindlichen hochinnovativen Techniken sukzessiv eingesetzt werden. Sie zeichnen sich in der Regel durch eine, im Vergleich zum heutigen Stand der Technik, bessere Effizienz oder, wie z.B. erneuerbare Energien, durch ihre CO₂-freie Energiebereitstellung aus. Die reale Entwicklung wird vermutlich zwischen beiden Szenarien liegen, wobei die Nähe zur einen oder anderen Tendenz maßgeblich – aber natürlich nicht ausschließlich – davon abhängt, inwieweit Forschung und Entwicklung weiterhin stattfindet und welche Ziele und Prioritäten die entsprechenden Förderprogramme verfolgen. Der autonome Fortschritt, d.h. die unabhängig von der Forschungsförderung stattfindende Weiterentwicklung von Techniken, wird in der vorliegenden Betrachtung nicht berücksichtigt, da er die Prioritätensetzung innerhalb des Forschungsprogramms nicht unmittelbar beeinflusst. Darüber hinaus würde die Unsicherheit der Analysen durch die Einführung weiterer Parameter deutlich erhöht. Dies gilt auch für den Energieeinsatz zur Produktion der Techniken, der unberücksichtigt bleibt.

Die vorliegende Analyse beschränkt sich auf die großen FuE-Linien mit starkem Anwendungsbezug. Kleinere Förderaktivitäten mit hochinnovativem Charakter – in der Regel handelt es sich hierbei um grundlagenorientierte Projekte – wurden mit Bedacht außer Acht gelassen. Sie sollten allerdings auch in Zukunft eine Nische in der Forschungsförderung finden,

da sie das Saatgut für die Anforderungen eines Energiesystems jenseits des hier betrachteten Zeithorizontes bilden.

Der Bericht gliedert sich in zwei Teile. In Kapitel 2 werden die jeweiligen Forschungsfelder beschrieben, d.h. der aktuelle Entwicklungsstand, zukünftige Arbeitsschwerpunkte und Einsatzpotenziale ausgewählter Techniken ausgelotet. Die Ergebnisse werden in Form von Info-kästen zusammenfassend dargestellt. In Kapitel 3 schließen sich Ergebnisdokumentationen der Einzelanalysen an. Diese umfassen eine detaillierte Beschreibung der zugrundegelegten Referenzentwicklung und der Marktdurchdringung neuer, noch im Entwicklungsstadium befindlicher Energietechniken. Ein Glossar, eine Selbstdarstellung der an diesem Bericht beteiligten Institutionen und eine Darstellung des Antragsverfahrens im Bereich der nichtnuklearen Energieforschung runden den Bericht ab.

2. Nichtnukleare Energieforschung in Deutschland

2.1 Grundlagen

2.1.1 Ziele und Gegenstand der Forschungsförderung

Forschung und Entwicklung sind wesentliche Elemente einer zukunftsorientierten Energiepolitik. Sie sind eine unerlässliche Voraussetzung für die rechtzeitige Bereitstellung technischer Optionen für die Anforderungen von morgen. Die Forschungsförderung im Bereich der Energietechnologien in Deutschland zum Zeitpunkt der Analysen basiert auf dem 4. Programm Energieforschung und Energietechnologie von 1996. Die inhaltlichen Schwerpunkte des Programms orientieren sich an den drei Zielen Energieeinsparung, Effizienzerhöhung und umweltfreundliche Strom- und Wärmebereitstellung durch erneuerbare Energien. Prinzipiell sind diese Zielsetzungen zwar nicht voneinander unabhängig – z.B. gehen Effizienzsteigerungen oder die Entwicklung erneuerbarer Energiesysteme in der Regel mit Energieeinsparungen einher – sie erleichtern aber die Schwerpunktsetzung der Forschungsförderung, indem sie die systematische Einordnung der verschiedensten Energietechniken ermöglichen.

Bei der Energieeinsparung geht es darum, überall dort, wo Energie eingesetzt wird – also in der industriellen Produktion, im Kleinverbrauch, bei privaten Haushalten und im Verkehr – den Einsatz von Nutzenergie effizienter zu gestalten. Prinzipiell gehört hierzu auch der Verkehrssektor, der aber in anderen Förderprogrammen behandelt wird. Die Ansätze zur Energieeinsparung sind außerordentlich vielschichtig und hängen wesentlich von den charakteristischen Eigenschaften des jeweiligen Anwendungssektors ab. Verbesserte Prozessführungen und optimierte technische Verfahren sind ebenso Gegenstand der Forschung wie Maßnahmen mit passivem Charakter, die sich eher indirekt auf die Energiebilanz auswirken. Hierzu gehört zum Beispiel die Entwicklung verbesserter Materialien zur Regulierung des Wärmehaushalts und die energetische Optimierung architektonischer und ingenieurtechnischer Konstruktionsansätze.

Energieeinsparung beschränkt sich aber nicht nur auf die Endverbrauchsektoren. Auch die Umwandlung von Primärenergie in höherwertige Energieformen, wie zum Beispiel in Strom oder Kraft, besitzt auch heute, mehr als 100 Jahre nach Beginn der Elektrifizierung deutscher Großstädte, noch erhebliche Effizienzsteigerungspotenziale. Dies ist nicht zuletzt auf neuere Erkenntnisse aus verwandten Nachbarforschungsbereichen, wie zum Beispiel der Materialforschung und der Informationstechnologie zurückzuführen, die im vergangenen Jahrzehnt auch in der Energieforschung enorme Entwicklungssprünge induziert haben.

Die umweltfreundliche Strom- und Wärmebereitstellung aus regenerativen Energiequellen hat in der deutschen Forschungsförderung eine vergleichsweise kontinuierliche, wenn auch facettenreiche Tradition. Die heutigen Förderaktivitäten konzentrieren sich auf die Bereiche Pho-

tovoltaik und Windkraft, aber auch die solarthermische Warmwassererzeugung hat sich insbesondere in Verbindung mit innovativen Gebäudekonzepten zu einem klassischen Förderungsschwerpunkt entwickelt. Auch die Geothermie, als einzige, nicht von Wetter- und Klimabedingungen abhängige erneuerbare Technologie, ist seit vielen Jahren Gegenstand der Forschungsförderung. Im Bereich der Hochtemperaturesolarthermie wurde die nationale Forschungsförderung hingegen weitgehend zurückgenommen. Zur Zeit wird überprüft, ob, und in welchem Rahmen die erzielten Forschungsergebnisse Basis für ein internationales europäisches Projekt bilden können. Im Bereich der kleinen Wasserkraftanlagen haben die in Deutschland nur noch eingeschränkt vorhandenen Ausbaumöglichkeiten zur weitgehenden Einstellung der Förderung geführt, während die Forschung auf dem Gebiet der Biomassenutzung einen neuen, allerdings zeitlich befristeten Auftrieb durch das Zukunftsinvestitionsprogramm erhalten hat. Die Förderung auf diesem Gebiet liegt seit einigen Jahren in der Zuständigkeit des Bundesministeriums für Verbraucherschutz und Landwirtschaft.

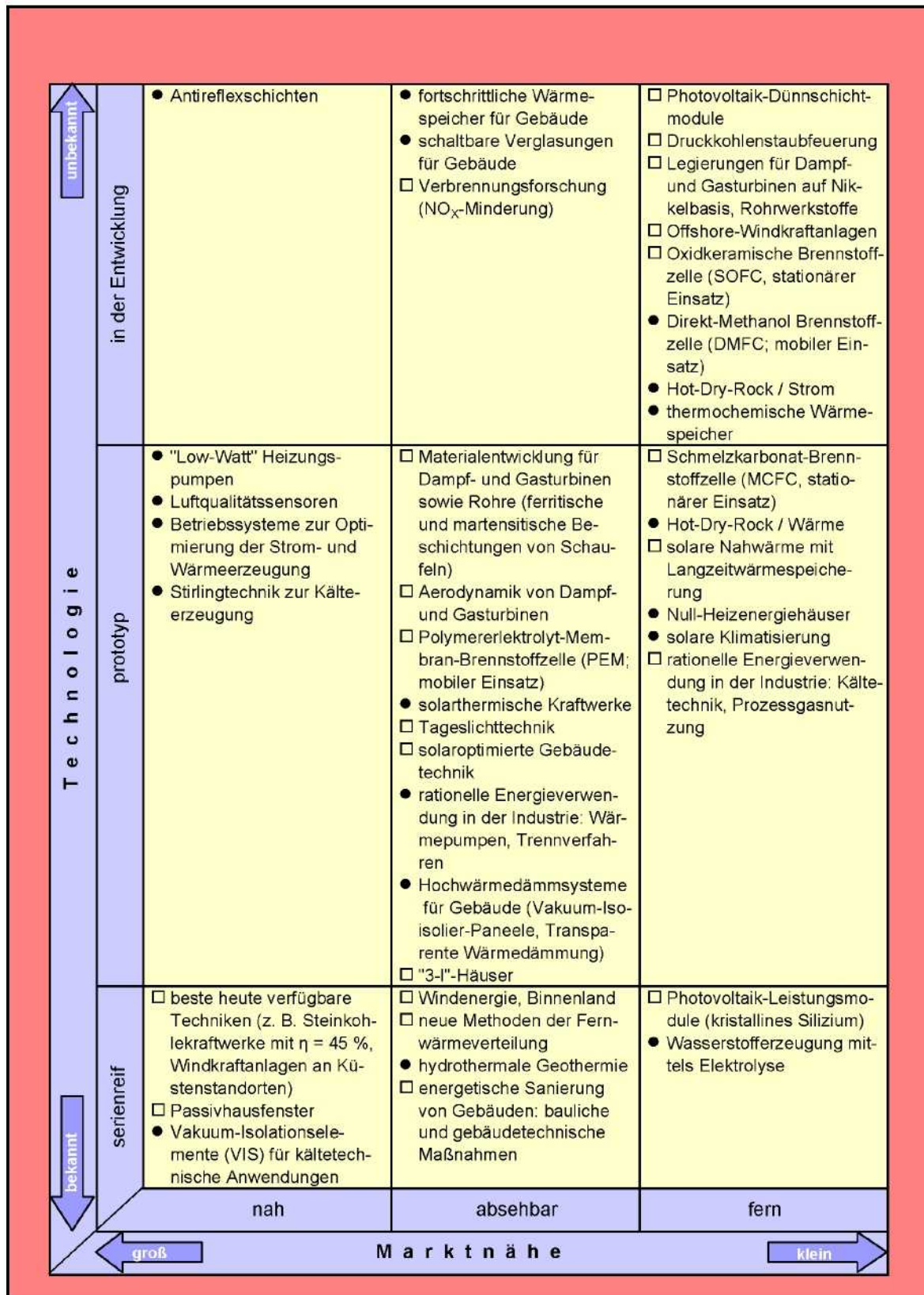
2.1.2 Marktnahe Entwicklung und Langfristforschung Hand in Hand

Was aber begründet die Förderung von Forschung- und Entwicklung im Einzelfall und grenzt sie zugleich von anderen Markteinführungsprogrammen im Anwendungsbereich und von Grundlagenprogrammen im Langfristbereich ab? Die Forschungsförderung deckt, wie bereits eingangs ausgeführt, ein breites Spektrum der staatlichen Aufgaben im technologischen Vorfeld ab. Es können sowohl marktnahe Entwicklungen als auch Forschungsarbeiten mit langfristigen Perspektiven unterstützt werden. Im ersteren Fall ist das technische Risiko von entscheidender Bedeutung, denn dieses ist, im Gegensatz zu den verschiedenen staatlichen Markteinführungsprogrammen, essentielle Voraussetzung für eine FuE-Förderung. Nur wenn ein Entwicklungsprojekt, das den Zielen der Forschungsförderung entspricht, mit einem für den Entwickler unzumutbaren Risiko behaftet ist, kommt Forschungsförderung in Betracht.

Bei langfristig angelegten FuE-Aktivitäten hingegen ist es wichtiger, den möglichen Stellenwert der Technik in einer zukünftigen Energiewirtschaft einzuschätzen. Abbildung 2.1.3-1 zeigt für die im Rahmen der nichtnuklearen Energieforschung geförderten Techniken eine qualitative Standortbestimmung anhand ihrer Marktnähe, d.h. ihrer wirtschaftlichen Konkurrenzfähigkeit und ihrem technischen Entwicklungsstatus, der von serienreifen Anwendungen bis zu Techniken reicht, die sich noch in der Entwicklung befinden. Die Forschungsförderung zielt letztlich darauf ab, die Techniken bis zur Serienreife und wirtschaftlichen Konkurrenzfähigkeit weiterzuentwickeln.

2.1.3 Innovative Techniken auf dem Prüfstand

Innovative Techniken sind in der Regel weder ausgereift noch marktgängig. Sie kommen lediglich in Ausnahmefällen, wie z.B. Anwendungsnischen, bei denen die Kosten keine Rolle spielen, oder in einer subventionsgeprägten Umgebung zum Einsatz. Die Bewertung solcher



□ s. Darstellung in diesem Bericht ● nicht Gegenstand dieses Berichts

Abbildung 2.1.3-1: Qualitative Standortbestimmung geförderter Energietechniken nach Einschätzung des PTJ

Infokasten Thermoprozessanlagen

Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung

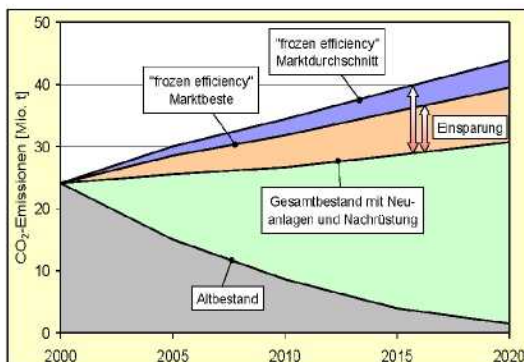


Bild 1: Entwicklung der CO₂-Emissionen bei Thermoprozessanlagen.

Potenzielle CO₂-Einsparung durch Querschnittstechniken bei Thermoprozessanlagen

Die Gruppe der Thermoprozessanlagen umfasst eine große Anzahl industrieller Wärmebehandlungsanlagen, z.B. für Spezialstähle, warmfeste Legierungen und Pulvermetallurgie, sowie Brennöfen für Haushaltskeramik. Sie sind aus klima- und wirtschaftspolitischer Sicht von besonderer Bedeutung: So wird fast 40% des industriellen Energieverbrauchs in diesen Anlagen eingesetzt, wovon wiederum rd. 30% auf die hier betrachteten Querschnittstechniken entfallen. Darüber hinaus ist der Thermoprozessanlagenbau traditionell eine exportintensive Branche, die einem zunehmend schärferem Wettbewerb ausgesetzt ist. Zur Sicherung der guten Position des deutschen Thermoprozessanlagenbaus bedarf es jedoch erheblicher Innovationen.

CO₂-Einsparpotenziale

Eine durch adäquate FuE-Aktivitäten induzierte Ausschöpfung des technischen Energieeinsparpotenzials im Bereich branchenübergreifender Querschnittstechniken bei Thermoprozessanlagen könnte den jährlichen CO₂-Ausstoß in Deutschland um rund 7,5 Mio. Tonnen reduzieren (Bild 1). Dies entspricht etwa 5% des gesamten CO₂-Ausstoßes des verarbeitenden Gewerbes (Industrie) Deutschlands

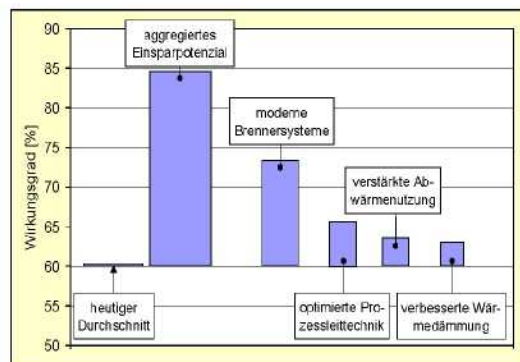


Bild 2: Effizienzsteigerung an Thermoprozessanlagen.

im Jahr 1999. Gegenüber einer auf den heutigen Marktdurchschnitt bezogenen frozen efficiency Entwicklung beträgt das bis 2020 kumulierte CO₂-Minderungspotenzial rund 150 Mio. t.

Möglichkeiten der Effizienzverbesserung Beispiel: Hochleistungs-Thermoprozessanlagen

Durch eine konsequente Umsetzung und Weiterentwicklung der in den letzten Jahren erzielten technischen Fortschritte in der Prozesssteuerung, Verbrennungstechnik und Wärmerückgewinnung kann nach heutigem Kenntnisstand der Energieverbrauch von Hochleistungs-Thermoprozessanlagen gegenüber dem derzeitigen Marktdurchschnitt um bis zu 30% gesenkt werden (Bild 2). Die in Frage kommenden Techniken reichen von der flammenlosen Oxidation und der direkten Brenngaseindüsung bis zu keramischen Rekuperator- und Regeneratorbrennern. Der Einsatz dieser neuen Systeme ist in Deutschland jedoch noch nicht Stand der Technik.

Eine Reihe der genannten Innovationen befinden sich bereits an der Schwelle zur Wirtschaftlichkeit. Bei Fertigung höherer Stückzahlen im Zuge einer tiefgreifenden Marktpenetration im In- und Ausland sowie steigenden Energiepreisen besteht kein Zweifel an der mittel- bis langfristigen Rentabilität der Maßnahmen zur Weiter- und Neuentwicklung der neuen Thermoprozessanlagen-Generation.

Querschnittstechniken bei Thermoprozessanlagen

Fördermittelsatz pro Jahr (Mittelwert 1998-2001)	0,6 Mio. €
CO ₂ -Einsparpotenzial (gegenüber Stand der Technik)	ca. 150 Mio. t bis 2020 (Basis Marktdurchschnitt)
CO ₂ -Einsparpotenzial (gegenüber Marktdurchschnitt)	ca. 100 Mio. t bis 2020 (Basis Marktbeste)
wirtschaftliche Bedeutung / Marktsituation	über 10.000 Beschäftigte im deutschen Thermoprozess-Anlagenbau; Exportquote über 50 %; Weltmarktanteil ca. 20 %; sich verschärfender internationaler Wettbewerb
Energieeinsparpotenzial heute	Deutschland: 90 PJ/a entsprechend 7,5 Mio. t CO ₂ weltweit: 3 600 PJ/a entsprechend 300 Mio. t CO ₂

Techniken im Hinblick auf ihr technisches Entwicklungspotenzial, ihren künftigen Einsatz unter realen Marktbedingungen und den daraus resultierenden ökologischen Nutzen in Form vermiedener CO₂-Emissionen erfolgt mit Hilfe energietechnischer Szenarienrechnungen. Da die Ergebnisse von den individuellen Einschätzungen der Experten abhängen, können sie nicht als präzise Vorhersagen interpretiert werden, sondern dienen lediglich der Darstellung möglicher Zukunftspfade. Im Folgenden werden die wichtigsten Förderschwerpunkte und Energietechniken anhand einheitlicher Kriterien im Zeitfenster von 2000 bis 2020 analysiert und dargestellt. Die Darstellung umfasst Angaben zu Energieeinspar-, CO₂-Reduktions- und Marktpotenzialen sowie technischen Entwicklungserfolgen.

Die Angaben zur Fördermittelhöhe umfassen die über den Zeitraum 1998 – 2001 gemittelten Jahresansätze. Nicht dargestellt sind Mittel anderer öffentlicher Programme, wie zum Beispiel der Förderprogramme der Bundesländer und der EU. Die Abschätzung von Marktpotenzialen ist in der Regel schwierig und mit hohen Unsicherheiten verbunden. Dies gilt insbesondere für Techniken, die noch mit erheblichem Forschungs- und Entwicklungsbedarf behaftet sind. Deshalb wird in der vorliegenden Analyse zunächst eine Beschreibung des Marktsegments in den jeweils charakteristischen Angaben – z.B. Neubaufläche in m², Kraftwerkskapazität in GW usw. – vorgenommen und, sofern möglich, monetarisiert.

2.2 Sparsame Energienutzung

2.2.1 Energieeinsparung in der industriellen Fertigung

Im Industriesektor wurden bereits in der Vergangenheit große Entwicklungsanstrengungen zur Energieeinsparung unternommen. Dies gilt insbesondere für energieintensive Branchen, deren internationale Wettbewerbsfähigkeit in hohem Maße von den Energiekosten abhängt. So wurde die energetische Effizienz der deutschen Volkswirtschaft seit 1990 im Mittel um 1,9 % pro Jahr gesteigert. Im verarbeitenden Gewerbe konnte der mittlere spezifische Brennstoffbedarf von 9 PJ pro Mrd. € Nettoproduktionswert im Jahr 1970 auf gegenwärtig rd. 4 PJ pro Mrd. € gesenkt werden, was jedoch nicht ausschließlich auf eine Steigerung der Energieeffizienz, sondern zum Teil auf die Erhöhung der Wertdichte zurückzuführen ist. Eine andere Entwicklung zeigt der spezifische Stromverbrauch, der 1999 mit 1,34 PJ/Mrd. € kaum unter dem Wert von 1991 lag, da die erzielten Effizienzsteigerungen durch die Zunahme des Elektrifizierungsgrades weitgehend kompensiert wurden. Dies ist sowohl auf die Substitution von Brennstoffen durch Strom als auch auf den Strukturwandel mit dem Übergang von brennstoffintensiven Grundstoffindustrien zur Produktion und Veredelung höherwertiger Güter zurückzuführen.

In den klassischen Produktionsverfahren, wie der Roheisengewinnung im Hochofen, der Aluminiumgewinnung durch Schmelzflusselektrolyse, der Ammoniaksynthese oder der Herstellung von Zementklinker sind die physikalisch-chemischen Grenzen des spezifischen Energie-

verbrauchs weitgehend erreicht. Weitere Energie-Effizienzsteigerungen im industriellen Bereich sind jedoch möglich und notwendig. Die Förderung konzentriert sich auf Bereiche, die für die erhöhte Energieproduktivität mittel- bis langfristig als strategisch wichtig angesehen werden und orientiert sich an folgenden Zielen:

- Erarbeiten von Grundlagen
- Erzielen von Anstößen für praktische, wenn möglich, branchenübergreifende Entwicklungen
- Demonstration der technischen Machbarkeit
- Verbesserung bestehender Verfahren

Die branchenspezifische Produktionstechnik in der Industrie ist vergleichsweise heterogen und hat in energieintensiven Industriezweigen bereits eine hohe Effizienz erreicht. Um möglichst breite Effekte und somit ein optimales Kosten-Nutzen-Verhältnis bei der Verwendung von Forschungsmitteln zu erzielen, wurde die Förderung im letzten Jahrzehnt daher konsequent von einer branchenspezifischen Förderung auf die Erforschung branchenübergreifender Querschnittstechnologien umgestellt. Dazu zählen:

- Thermoprozessanlagen, Trockner, Kreislaufführung von Materialien, Prozessgasnutzung, Stofftrennung
- Querschnittstechniken oder monofunktionale Energiewandler, wie Kältetechnik, Druckluftherzeugung, Ventilatoren, Pumpen
- Schnittstellen mit anderen, modernen Technikfeldern, wie neue Werkstoffe, Sensortechnik, Mikroelektronik, Lasertechnik
- Simulationstechniken, zur Vermeidung hoher Aufwendungen für Versuchsstände und zur Untersuchung komplexer technischer Systemzusammenhänge
- systemanalytische Arbeiten

Vor allem kleine und mittlere Betriebe sollen mit Hilfe staatlich geförderter Forschungs- und Entwicklungsarbeiten in die Lage versetzt werden, ihre Energieeffizienz zu steigern. Querschnittstechnologien wie Thermoprozessverfahren, Kälteverfahren, Trennverfahren oder elektrochemische Verfahren bieten gute Ansatzpunkte. Obwohl sich die Techniken je nach Anwendung unterscheiden, folgen sie doch gleichartigen verfahrenstechnischen Prinzipien, so dass die Ergebnisse in der Regel auf verschiedene Branchen übertragen werden können. Da Fortschritte bei der Steigerung der Effizienz vielfach von Entwicklungen in anderen Gebieten, etwa der Mikroelektronik, der Sensortechnik oder den Materialwissenschaften abhängen, werden diese Technikfelder verstärkt in die Forschungsförderung einbezogen.

Querschnittstechniken stellen auch ein hohes Exportpotenzial hochwertiger Investitionsgüter der deutschen Industrie für den Weltmarkt dar. So gehen beispielsweise mehr als 50 % aller in Deutschland hergestellten Thermoprozessanlagen in den Export, mit deutlichen Zuwächsen

bei den Exporten nach Asien und Osteuropa. Dadurch wird der umweltpolitische Nutzen durch Effizienzsteigerungen bei diesen Technologien weit über die unmittelbare Wirkung im Inland ausgedehnt. Branchenübergreifende technische Entwicklungen, wie beispielsweise die Optimierung von Verbrennungsprozessen, werden auch weiterhin den Prozesswärmeverbrauch reduzieren. Leistungsanpassung an den Teillastbetrieb, variable Drehzahlsteuerungen, Betriebsspannungsregelungen bei Drehstromantrieben, Wirkungsgradverbesserungen usw. können den Leistungsbedarf im Bereich Kraft- und Antriebsenergie erheblich reduzieren. Die Nutzung von Prozessgasen, von Biomasse oder Solarenergie können den Einsatz konventioneller Energieträger und die Emissionen von Treibhausgasen vermindern. Auch in den Bereichen Raumwärme und Beleuchtung können noch Einsparpotenziale erschlossen werden. Verbesserungen bei der Simulationstechnik und der Mess-, Steuer- und Regelungstechnik sowie ein tieferes Verständnis der Prozesse und Fertigungsverfahren werden es ermöglichen, die Prozesse dichter an ihren optimalen Betriebszuständen zu betreiben und durch eine Senkung der Ausschussrate zusätzlich Energie einzusparen.

Bei den branchenübergreifenden Forschungsarbeiten auf dem Gebiet der Thermoprozessanlagen wurden unter anderem bei der Brenner-Entwicklung und der Nutzung der Prozessgase gute Ergebnisse erzielt. Dennoch bleibt das Einsparpotenzial auf diesem Gebiet beträchtlich. Im Jahr 1995 wurden immerhin rund 38 % des gesamten industriellen Energieverbrauchs durch derartige Anlagen verursacht. Das 1998 abgeschlossene Forschungsvorhaben „Zwischenbilanz zur rationellen Energienutzung bei Thermoprozessanlagen, insbesondere Industrieöfen“ hat Wege aufgezeigt, wie sich der Anteil der dort eingesetzten Energie durch weitere Forschungs- und Entwicklungsarbeiten in den nächsten Jahren systematisch reduzieren läßt. Das enorme Energieeinsparpotenzial bei Industrieöfen wird exemplarisch an einem BMWi-geförderten Forschungsvorhaben unter Federführung des Gaswärme-Instituts deutlich. Mit der Entwicklung eines neuen keramischen Rekuperatorbrenners kann die Abwärme aus den Heissgasen auch bei Temperaturen von bis zu 1.350°C zur Vorwärmung der Verbrennungsluft genutzt werden. Der Brennstoffeinsatz kann damit gegenüber Brennern ohne Abwärmenutzung je nach Einsatzgebiet halbiert werden. Der Brenner kann bei der indirekten und direkten Beheizung von Industrieöfen eingesetzt werden. Anwendungsbeispiele sind Wärmebehandlungsanlagen für Spezialstähle, warmfeste Legierungen, Pulvermetallurgie, Hochtemperaturaufkohlung und Öfen für die Haushaltskeramik.

Da die Bedeutung der Kältetechnik in der Industriegesellschaft in den vergangenen Jahrzehnten schnell und beständig zugenommen hat, ist die Entwicklung neuartiger kältetechnischer Verfahren ein neuer Forschungsschwerpunkt des Programms. Hier steht die Entwicklung von FCKW-freien und energieeffizienten Systemen im Vordergrund.

Infokasten Neue Energiesparhäuser und solaroptimiertes Bauen

Forschungszentrum Jülich, Programmgruppe STE

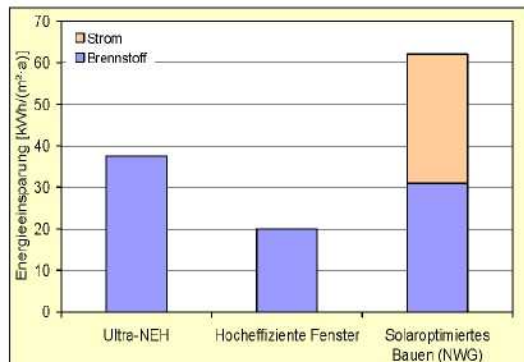


Bild 1: Erreichbare flächenspezifische Endenergieeinsparungen im Neubaubereich.

Ultra-Niedrigenergie-Wohnhäuser

Ultra-Niedrigenergiehäuser (NEH), die einen flächenbezogenen Endenergieverbrauch von 30 bis 55 kWh/(m²·a) aufweisen, erfordern eine Kombination baulicher und anlagentechnischer Energiesparmaßnahmen. Zur Reduktion der Wärmeverluste tragen u.a. eine kompakte Bauweise, eine sehr gute Wärmedämmung und eine luftdichte Gebäudehülle bei. Anlagentechnische Energiesparmaßnahmen umfassen den Einsatz hocheffizienter Wärmeerzeuger mit solarunterstützter Warmwasserbereitung sowie Lüftungstechnischer Anlagen mit Wärmerückgewinnung. Eine hochwertige Verglasung trägt darüber hinaus zur passiven Solarenergienutzung bei. Die gegenüber der EnEV erzielbaren spezifischen Endenergieeinsparungen liegen bei rd. 40 kWh/(m²·a) (Bild 1). Ultra-NEH wurden in den vergangenen Jahren in einer Vielzahl unterschiedlich gestalteter und ausgerüsteter Gebäude und Siedlungen untersucht. Die dabei gesammelten Erfahrungen zeigen, dass diese Gebäude kosteneffizient zu bauen sind, da die Kosten für verbesserte Wärmedämmungen und Dichtungstechniken in den letzten Jahren deutlich gesunken sind.

Fenster mit hohem Wärmeschutz

In den vergangenen zwei Jahrzehnten hat sich das Fenster von einer einfachen Gebäudekomponente zum High-Tech-Bauteil gewandelt. Der Wärmeschutz hat dabei zunehmend an Bedeutung gewonnen. Mit Dreischeiben-Wärmeschutzverglasungen werden inzwischen Wärmedurchgangskoeffizienten von 0,4 bis 0,7 W/(m²·K) erreicht, während gebräuchliche Fensterrahmen Werte von 1,4 bis 3 W/(m²·K) aufweisen. Der Rahmen ist folglich eine thermische Schwachstelle und würde in Kombination mit der hocheffizienten Verglasung den Wärmedurchgangskoeffizienten des gesamten Fensters verringern. In einem Forschungsvorhaben wurde deshalb ein energetisch optimiertes Rahmensystem entwickelt, mit dem Wärmedurchgangskoeffizienten für das gesamte Fenster von ca. 0,8 W/m²K realisiert werden konnten. Solche hochwärmegeprägten Fenster sind in Wohn- und Nichtwohngebäu-

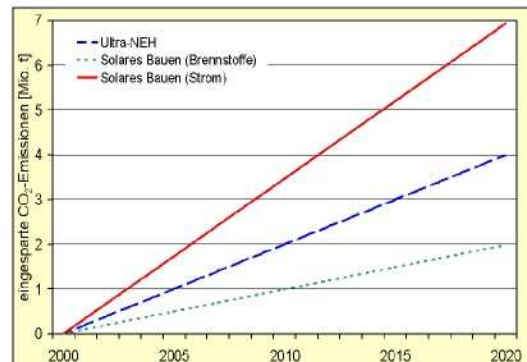


Bild 2: CO₂-Reduktionspotenziale im Neubaubereich.

den sowie Neu- und Altbauten einsetzbar. Gegenüber dem von der Energieeinsparverordnung vorgeschriebenen Standard werden flächenspezifische Endenergieeinsparungen von etwa 20 kWh/(m²·a) erzielt (Bild 1). Die derzeitige Entwicklung zielt darauf ab, die Mehrkosten für diese Fenster weiter zu verringern.

Solaroptimiertes Bauen im Nichtwohnungsbau

In Nichtwohngebäuden spielt der Stromverbrauch – u.a. aufgrund strengerer Anforderungen an die Lichtverhältnisse und das Raumklima – eine größere Rolle als bei Wohngebäuden. Im Rahmen des Förderprogramms „SolarBau“ wurden deshalb flächenspezifische Zielvorgaben formuliert, die sowohl beim Strom- als auch beim Brennstoffverbrauch 30 kWh/(m²·a) unter den Werten vergleichbarer Neubauten liegen (vgl. Bild 1). Durch sinnvolles Ausschöpfen der Wärmeschutzmöglichkeiten, Verzicht auf flächendeckende Klimatisierung und energieeffiziente haustechnische Anlagen soll der Gesamtenergieverbrauch minimiert werden. Darüber hinaus soll eine angepasste Nutzung erneuerbarer Energien in Form von Solarwärme, Solarstrom, Umweltwärme und Biomasse neuen Energietechniken im Nichtwohnungsbau den Weg ebnen.

CO₂-Einsparpotenziale im Neubaubereich

Die bis 2020 neu zu errichtenden Gebäudeflächen werden im Wohngebäudebereich rd. 600 Mio. m² und im Nichtwohnbereich ca. 360 Mio. m² umfassen. Bild 2 zeigt die durch Ultra-Niedrigenergiebauweise und solaroptimiertes Bauen erzielbaren CO₂-Reduktionen. Danach kann bis 2020 der jährliche CO₂-Ausstoß bei Wohngebäuden um etwa 4 Mio. t und bei Nichtwohngebäuden um rd. 9 Mio. t verringert werden. Bei letzteren entfallen ca. 2 Mio. t auf Brennstoff- und 7 Mio. t auf Stromeinsparungen. Welche Anteile der genannten Reduktionspotenziale tatsächlich umgesetzt werden, hängt in starkem Maße von der Wirtschaftlichkeit der Maßnahmen ab. Ferner ist zu berücksichtigen, dass Neubauten – unabhängig von ihrer Effizienz – zusätzliche Emissionen verursachen, d.h. den CO₂-Ausstoß insgesamt erhöhen.

Rationelle Energieverwendung im Neubau

Fördermittelansatz pro Jahr (Mittelwert 1998-2001)	9,7 Mio. €
CO ₂ -Einsparpotenzial (gegenüber Stand der Technik)	135 Mio. t bis 2020 (kumuliert über 20 Jahre)
Standortbedeutung	sehr hoch
Marktpotenzial bis 2020 (kumuliert)	600 Mio. m² Wohnungsfläche und 360 Mio. m² Nichtwohngebäudefläche

Bei den Trennverfahren, die den Energieverbrauch vieler Produktionsprozesse stark beeinflussen, zählen Vorhaben zur Reduktion des Energieeinsatzes bei mechanischen und thermischen Trennverfahren zu den Schwerpunkten der geförderten Entwicklungsarbeiten. Denkbare Wege liegen in der Kombination verschiedener physikalischer Wirkprinzipien, der Entwicklung von Prozessen mit überlagerter thermischer und mechanischer Behandlung oder apparatetechnischen Entwicklungen zur Erreichung höherer Trenngrade.

Die großtechnischen Elektrolyseverfahren stellen mit einem Anteil von etwa 11 % am Elektroenergieverbrauch der Industrie eine beachtliche Verbrauchsgröße dar. Ansatzpunkte zur Reduzierung des spezifischen Energieverbrauchs waren die Entwicklung neuartiger Elektroden, veränderte Zellengestaltung sowie die Anwendung höherer Stromdichten bei der Gewinnung von Nichteisen-Metallen durch Elektrolysen.

Mit Hilfe von Wärmepumpen lassen sich erhebliche Mengen an Energie einsparen. Gefördert wird hier die Entwicklung von FCKW-freien, wirtschaftlich konkurrenzfähigen Systemen. Über das im Rahmen des Programms geförderte Informationszentrum für Wärmepumpen und Kältetechnik in Hannover (IZW e.V.) wird zudem ein systematischer Erfahrungsaustausch zwischen Herstellern, Betreibern, Hochschulen, Wirtschaft und Verwaltung sichergestellt.

2.2.2 Energieeinsparung in Gebäuden

Etwa 44 % des gesamten Endenergiebedarfs der Bundesrepublik entfallen auf den Sektor Haushalte und Kleinverbrauch, wobei der überwiegende Teil für die Gebäudeheizung und Trinkwassererwärmung eingesetzt wird. Der Verbrauch elektrischer Energie für Licht und Kochen sowie zum Betrieb von Haushaltsgeräten (z.B. Kühlschrank, Geschirrspüler, Waschmaschine usw.) ist von geringerer Bedeutung. Da die Entwicklung energiesparender Haushaltsgeräte nach einer Anschubfinanzierung von der Industrie mit eigenen Mitteln fortgesetzt wurde und inzwischen eine Vielzahl energiesparender Geräte einen hohen technischen Stand erreicht haben, hat sich die Förderung in den letzten Jahren auf die Entwicklung und Verbesserung energieeffizienter Techniken der Wärmeherzeugung und der energiesparenden Bauweise von Neu- und Altbauten konzentriert.

Energietechnische Optimierung zukünftiger Gebäude

Bereits Mitte der 70er Jahre haben richtungsweisende Untersuchungen (Philipshaus Aachen) gezeigt, dass durch rationelle Energieverwendung, Nutzung der Sonnenenergie und effiziente Heizsysteme der fossile Heizenergiebedarf von Gebäuden gegenüber dem damaligen Stand der Technik drastisch reduziert werden konnte. Die Ergebnisse der geförderten FuE-Arbeiten dienten als Grundlage für das Energieeinsparungsgesetz (1976), die Wärmeschutzverordnungen (letzte Fassung: WSV 95) und die seit 2002 geltende Energieeinsparverordnung (EnEV). Damit konnte der spezifische jährliche Heizwärmebedarf von Neubauten von über $250 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$ auf ca. $80 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$ gesenkt werden. Untersuchungen verschiedener Pionierhäuser, wie z.B. der Nullheizenergiehäuser Rottweil und Berlin sowie des energieautarken

Solarhauses Freiburg, haben gezeigt, dass durch extremen Wärmeschutz sowie passive und aktive Sonnenenergienutzung der fossile Heizenergiebedarf weiter gesenkt bzw. sogar auf Null reduziert werden kann. Da Aufwand und Kosten für solche Gebäude überproportional ansteigen, zielt die Forschungsförderung darauf ab, wirtschaftlich optimierte Lösungen zu finden und in der Praxis zu erproben. So werden gegenwärtig zukunftsweisende Konzepte für Niedrigstenergiegebäude (sog. 3-Liter Häuser und Passivhäuser) gefördert, deren spezifischer Heizenergiebedarf mit 30 bzw. 15 kWh/(m² · a) deutlich unter dem heutigen Standard der Energieeinsparverordnung liegt. Durch eine intensive und firmenunabhängige Begleitforschung mit Langzeit-Messprogrammen werden eine sachgerechte Bauausführung sichergestellt (z.B. Vermeidung von Wärmebrücken, Luftdichtheit), der Einfluss des Nutzerverhaltens auf den Heizwärmeverbrauch erfasst und die wirksamsten und kostengünstigsten Konzepte ermittelt.

Förderkonzept Solaroptimiertes Bauen (SolarBau)

Mit dem 1996 initiierten Förderkonzept „Solaroptimiertes Bauen (SolarBau)“ werden die Entwicklung und die Anwendung integraler Planungskonzepte für große, gewerblich genutzte Gebäude gefördert. Das Programm, dessen Ergebnisse auch auf den Wohnungsbau übertragbar sind, gliedert sich in die drei Teilkonzepte

- Passive Solarsysteme und Komponenten (Teilkonzept 1)
- Solar unterstützte Heizungs-, Lüftungs- und Klimasysteme (Teilkonzept 2)
- Solar optimierte Gebäude mit minimalem Energiebedarf (Teilkonzept 3)

Im Teilkonzept 1 werden Materialien und Systeme zur passiven Solarenergienutzung entwickelt und erprobt. Dazu zählt z.B. die transparente Wärmedämmung (TWD), bei der lichtdurchlässige Wärmedämmstoffe (z.B. aus Polycarbonat) direkt auf die Hauswand aufgebracht werden. Durch solare Strahlungsgewinne wird die Wand aufgeheizt und das Mauerwerk als Wärmespeicher genutzt. Ziel der weiteren Entwicklung ist neben bauphysikalischen und technischen Verbesserungen die Optimierung des Kosten-Nutzen-Verhältnisses. Einen weiteren Schwerpunkt bildet der Bereich Fenstertechnik, der in den letzten 20 Jahren enorme Fortschritte gemacht hat, ohne die der Bau von Niedrigenergiehäusern nicht möglich wäre. Über mehrere Entwicklungsstufen wurden die Wärmeverluste um den Faktor 4 gesenkt, so dass heute Wärmeschutzfenster mit einem Wärmedurchgangskoeffizienten von $u = 1,3 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$ Stand der Technik sind. Dies war nur durch die Entwicklung von Glasbeschichtungen möglich, die zwar das Sonnenlicht durch das Fenster hindurchlassen, die Wärmeabstrahlung nach außen aber verhindern. An weiteren Verbesserungen – insbesondere der Fensterrahmen – wird gearbeitet, so dass zukünftig u -Werte von $0,8 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$ realisierbar sind. Parallel zur Verbesserung der Wärmedämmeigenschaften von Fenstern wird an der Entwicklung von Verglasungen mit regelbarer Transmission gearbeitet. Sie können die bisher als Schutz vor sommerlicher Überhitzung eingesetzten kosten- und wartungsintensiven mechanischen Ver-

schattungssysteme ersetzen und damit einen Beitrag zur verstärkten passiven Solarenergienutzung leisten. Einen weiteren Schwerpunkt im ersten Teilkonzept bilden Techniken und Systeme zur Tageslichtnutzung in Bürogebäuden und gewerblich genutzten Liegenschaften. Neben einer Reduktion des Stromverbrauchs können durch Tageslicht das Wohlbefinden und die Arbeitsfähigkeit der Menschen gesteigert werden. Die Forschungsarbeiten umfassen eine Vielzahl lichtlenkender Systeme und elektronischer Kontrolleinrichtungen, die sich selbstlernend dem Verhalten der Nutzer anpassen.

Die Optimierung der passiven Solarenergienutzung im Hinblick auf den Heizungs-, Lüftungs- und Klimatisierungsbedarf sind Gegenstand des zweiten Teilkonzepts. So steigern z.B. große südorientierte Fenster den Anteil passiver Solarenergiegewinne, was im Winter zu Heizenergieeinsparungen führt. Bei unsachgemäßer Planung besteht jedoch die Gefahr einer sommerlichen Überhitzung bzw. einer überproportionalen Steigerung des Klimatisierungsbedarfs. Diese gegensätzlichen energetischen, ökonomischen und ökologischen Anforderungen sollen durch folgende Maßnahmen in Einklang gebracht werden:

- Entwicklung und Validierung von Planungshilfsmitteln (Design Tools) zur integralen Planung und Auslegung von solaroptimierten Gebäuden
- Weiterentwicklung bestehender HLK-Systeme unter besonderer Berücksichtigung der Integration von Solarkomponenten
- Neuentwicklungen solarunterstützter Heizungs-, Lüftungs- und Klimatisierungsverfahren

Beispielhaft für die schon abgeschlossenen Arbeiten ist die Entwicklung eines ersten, noch firmengebundenen rechnergestützten Planungshilfsmittels für die integrale Planung von Gebäuden zu nennen. Große Bedeutung für die Energieeinsparung bei der mechanischen Lüftung hat darüber hinaus die erfolgreiche Entwicklung eines Luftqualitätssensors (LUQAS) im Rahmen eines Verbundprojektes. Durch den Sensor kann die Raumluftqualität laufend überwacht werden, so dass Lüftungsanlagen bedarfsgerecht gesteuert werden können. In einem Anschlußvorhaben soll der Sensor neben Schadstoffen auch Temperatur und Luftfeuchte detektieren, die als Regelgrößen für die Klimatechnik besonders wichtig sind.

Im Rahmen des dritten Teilkonzepts wird die Planung und Evaluierung größerer gewerblich genutzter Demonstrationsgebäude mit einer Mindestfläche von 1.000 m² (Büro- und Institutsgebäude, Fertigungshallen, usw.), und die Dokumentation der gewonnenen Erfahrungen und Erkenntnisse gefördert. Ziel ist die energiegerechte Planung von Gebäuden mit einem jährlichen Gesamt-Energiebedarf für Heizung und Strom von weniger als 70 kWh/(m² · a). Zur Halbzeit des Programms ist eine größere Zahl von Demonstrationsgebäuden bereits fertiggestellt oder befindet sich in der Planung. Die begleitenden Messprogramme zeigen weitere Möglichkeiten zur Optimierung auf.

Infokasten Energetische Verbesserung der Bausubstanz

Forschungszentrum Jülich, Programmgruppe STE

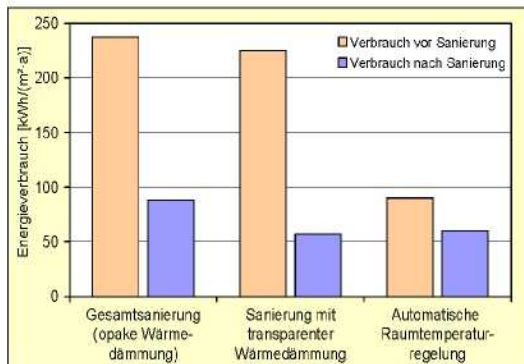


Bild 1: Erreichte Endenergieeinsparungen verschiedener Maßnahmen zur energetischen Verbesserung von Wohngebäuden.

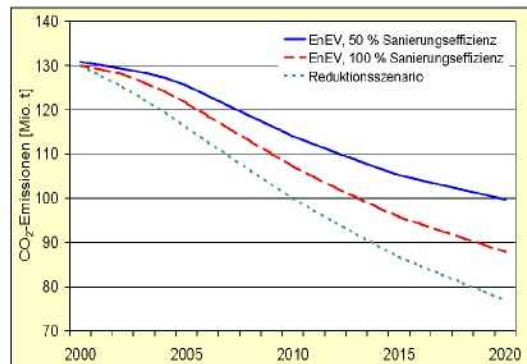


Bild 2: Entwicklung der CO₂-Emission im Wohngebäudebestand in Abhängigkeit unterschiedlicher Sanierungsstrategien.

Sanierung von Wohnbauten in den neuen Bundesländern

Die 2,35 Mio. industriell errichteten Wohnungen in den neuen Bundesländern wiesen ernsthafte Bauschäden und viel zu hohe Energieverbräuche auf. Um die Wohnqualität zu verbessern und die Umweltbelastung zu senken, wurden im Rahmen von Versuchs- und Demonstrationsvorhaben eine Vielzahl umfassender und energiegerechter Sanierungen durchgeführt. Diese Vorhaben hatten Vorbildfunktion für weitere Sanierungen. Bild 1 zeigt für drei ausgewählte Beispiele die erzielten Energieeinsparungen.

Das erste Säulenpaar zeigt die Endenergieverbräuche vor und nach der Gesamtsanierung eines viergeschossigen Wohngebäudes in Weimar. Bei diesem Objekt wurde eine opake (d.h. nichttransparente) Wärmedämmung eingesetzt und eine Energieeinsparung von über 60% erzielt. Unter günstigen Bedingungen amortisiert sich eine solche Investition in weniger als 20 Jahren.

Durch die Verwendung transparenter Wärmedämmungen (TWD), die eine passive Solarenergienutzung ermöglichen, kann der Heizenergieverbrauch im Alt- und Neubau gegenüber einem opak gedämmten Gebäude weiter verringert werden. Der Einsatz dieser Materialien in Wohn- und Nichtwohnbauten wurde in einer Reihe von Sanierungsprojekten erprobt. Das zweite Säulenpaar in Bild 1 zeigt am Beispiel einer Leipziger Schule die Entwicklung des Endenergieverbrauchs, der um 75% zurückging. Die Südfassade wurde mit transparenter und alle übrigen Fassaden mit opaker Wärmedämmung versehen. Entscheidend für eine breite Nutzung von TWD-Systemen ist jedoch ein vertretbares Kosten/Nutzen Verhältnis, das bisher noch nicht gegeben ist. Hierzu müssen weitere Kostensenkungspotenziale ausgeschöpft werden.

Das dritte Säulenpaar in Bild 1 zeigt die Einspareffekte eines innovativen Systems zum Raumtemperaturmanagement und zur gleichzeitigen Heizkostenersparnis. Die bisher in den meisten zentralbeheizten Wohnungen praktizierte Temperaturregelung über Thermostatventile wird von den Bewohnern meist nicht optimal genutzt, so dass Energie-

einsparungen von bis zu 30% realisiert werden können. Über das System, das sich kostenneutral einsetzen lässt, können Raumtemperaturen individuell programmiert und der Energieverbrauch kontrolliert werden, was ein energiesparendes Verhalten fördert.

CO₂-Einsparpotenziale im Gebäudebestand

Bei der Raumwärmebereitstellung im heutigen Wohngebäudebestand werden durch die eingesetzten Brennstoffe jährlich rund 130 Mio. t CO₂ emittiert. Ohne Berücksichtigung der Mehrmissionen der Neubauten kann diese Emission bis zum Jahre 2020 um 44 Mio. t auf rund 86 Mio. t gesenkt werden. Voraussetzung ist allerdings, dass alle Wohngebäude, die in diesem Zeitraum das sanierungsbedürftige Lebensalter von ca. 50 Jahren überschreiten, einer Vollsanierung (Gebäudehülle und Heizungsanlage) entsprechend der Energieeinsparverordnung (EnEV) unterzogen werden. Diese Maßnahme ist in Bild 2 mit der Sanierungseffizienz von 100 % gekennzeichnet. Wird aber nur die Hälfte der fälligen Gebäudehüllen saniert, dann beläuft sich die Einsparung auf nur 31 Mio. t. Werden die Sanierungen jedoch mit fortschrittlichen Technologien durchgeführt, so dass die Anforderungen der Energieeinsparverordnung bei Neubauten um 25 % übertroffen werden, dann sinkt der Gesamtausstoß bis 2020 auf 76 Mio. t und die CO₂-Einsparung steigt auf 54 Mio. t.

Arbeitsplatzpotenziale durch Wohngebäudesanierungen

Neben positiven Umwelteffekten fördert eine energetische Gebäudesanierung die Schaffung bzw. Sicherung von Arbeitsplätzen in der Bau- und Heizungsbranche und in den vorgelagerten Branchen. Bei einem derzeitigen Wohnungsbestand von 36 Mio. und einer mittleren jährlichen Renovierungsrate von 2% beträgt die Anzahl zu sanierender Wohnungen etwa 720.000 pro Jahr. Würden Fassaden, Dächer, Fenster und Heizungsanlagen dieser Wohnungen durch eine Vollsanierung erneuert, könnten ca. 200.000 Arbeitsplätze geschaffen bzw. gesichert werden.

Rationelle Energieverwendung im Altbau

Fördermittelansatz pro Jahr (Mittelwert 1998-2001)	2,1 Mio. €
CO ₂ -Einsparpotenzial (gegenüber Stand der Technik)	133 Mio. t bis 2020 (kumuliert über 20 Jahre)
Standortbedeutung	sehr hoch
Marktpotenzial bis 2020 (kumuliert)	14 Mio. Wohnungen oder 230 Mrd. €

Förderkonzept Energetische Verbesserung der Bausubstanz (EnSan)

Durch die energetische Sanierung der Altbauten in Deutschland kann – im Gegensatz zum Neubaubereich, der unabhängig von der energetischen Qualität der Gebäude grundsätzlich zu einer Steigerung des Energieverbrauchs und damit der CO₂-Emissionen beiträgt – ein großes Energieeinsparpotenzial erschlossen werden. Um die Umsetzung und Anwendungsbreite von Sanierungsvorhaben zu unterstützen und zu erweitern, wurde im Jahr 1997 das Förderkonzept „Energetische Verbesserung der Bausubstanz“ ins Leben gerufen. Im Gegensatz zu den bisher üblichen Einzelmaßnahmen zur Verbesserung des Wärmeschutzes oder der Modernisierung von Heizungsanlagen zielt das Förderprogramm auf eine energetische Gesamtoptimierung ab, bei der das Gebäude als Einheit von baulicher Hülle, Anlagentechnik und Nutzung behandelt wird. Schwerpunkte und Ziele des Programms sind die Entwicklung und Erprobung

- moderner Planungshilfen für die Zustandsdiagnose und energetische Sanierung unterschiedlicher Gebäudetypen
- neuer bau- und haustechnischer Komponenten, deren Bedarf sich vor allem aus den früher gemachten Erfahrungen mit Altbausanierungen ergeben hat
- neuer Methoden und Komponenten anhand der Sanierung ausgewählter Gebäudetypen und modellhafter Beispiele für die Praxis
- neuer Initiativen im Ausbildungsbereich bei Ingenieuren und Handwerkern

Die ersten Demonstrationsprojekte sind erfolgreich abgeschlossen und haben die erwarteten Energieeinsparpotenziale bestätigt. Es ist beabsichtigt, mit den Demonstrationsvorhaben das gesamte typische Spektrum der Wohn- und Nichtwohngebäude abzudecken, um eine Übertragbarkeit auf andere Gebäude zu ermöglichen.

Infokasten Brennstoffzelleneinsatz im Verkehr

Forschungszentrum Jülich, Programmgruppe STE

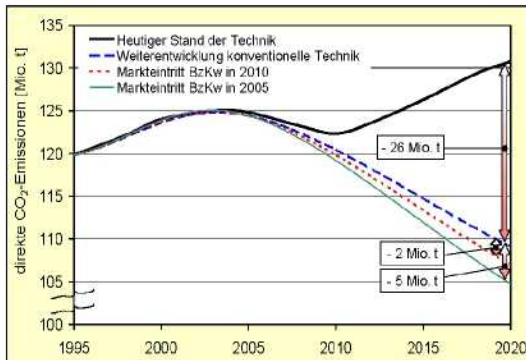


Bild 1: Entwicklung der CO₂-Emission im Personenverkehr in Abhängigkeit des Markteintritts von Brennstoffzellenfahrzeugen.

Potenzielle CO₂-Einsparung durch wasserstoffbetriebene Brennstoffzellen-Kraftwagen im Personenverkehr

Mit der Brennstoffzelle können Pkw und Busse abgasfrei und ohne (direkte) CO₂-Emissionen betrieben werden, wenn Wasserstoff als Treibstoff eingesetzt wird. Bild 1 zeigt einen Vergleich der Emissionsentwicklung auf der Basis der von EWI/Prognos berechneten Personenverkehrsleistung bis 2020. Unter der Annahme, dass der technische Stand der Fahrzeuge auf dem Niveau des Jahres 2000 eingefroren wird, nimmt der CO₂-Ausstoß aufgrund des Ersatzes älterer Fahrzeuge zunächst ab. Durch zunehmende Personenverkehrsleistungen ist ab 2010 jedoch ein Anstieg der Emissionen zu beobachten. Im Vergleich dazu führt die erwartete Weiterentwicklung der konventionellen Fahrzeugtechnik bis 2020 zu einer Verringerung der jährlichen CO₂-Emissionen in Höhe von rd. 26 Mio. t. Bei den limitierten Abgasen (z.B. CO, NO_x, Nicht-Methan-Kohlenwasserstoffe) sind die durch die neuen Fahrzeuge erwarteten Schadstoffreduktionen, die je nach Abgaskomponente auf 15-40% des heutigen Niveaus zurückgehen sollen, deutlich höher.

Bild 1 zeigt darüber hinaus den potenziellen Beitrag von Brennstoffzellen-Kraftwagen (BzKw) im Falle einer flächendeckenden Markteinführung im Jahr 2005 bzw. 2010. Unter der Annahme, dass die Fahrzeuge wirtschaftlich konkurrenzfähig sind, die erforderliche Tankstelleninfrastruktur bereitsteht und – aufgrund der relativ höheren Verbrauchsvorteile – eine Einführung zunächst im Marktsegment bis 60 kW Antriebsleistung erfolgt, beträgt der Anteil von BzKw im Jahr 2020 3 bzw. 7% bei einem Pkw-Bestand von insgesamt 50 Mio. Ihr Anteil bei Nah-

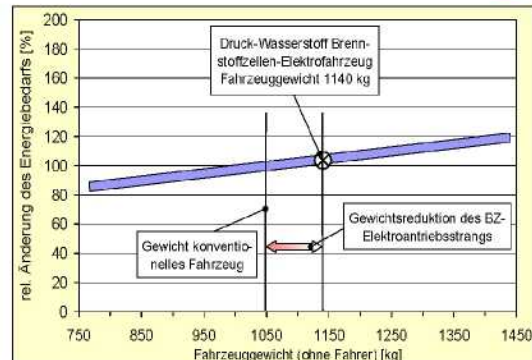


Bild 2: Entwicklung des Antriebsgewichts von Brennstoffzellenfahrzeugen im Vergleich zu konventionellen Kraftfahrzeugen.

verkehrsbussen beträgt dann etwa 10-25%. Die erreichbaren CO₂-Minderungen liegen dann bei jährlich 2 bzw. 5 Mio. t.

Unter Berücksichtigung der vorgelagerten CO₂-Emissionen ergeben sich jedoch nur marginale Einsparungen (< 1%), da der geringere Energiebedarf zum Betrieb der BzKw gerade ausreicht, um den gegenüber der Benzin- oder Dieselherstellung höheren CO₂-Ausstoß bei der Wasserstoffherzeugung zu kompensieren. Die CO₂-Bilanz kann verbessert werden, indem das Gewicht der BzKw (Zelle, Peripherie, Antriebsstrang und Tank) reduziert wird und dadurch der Kraftstoffverbrauch verringert wird. Bild 2 zeigt die Auswirkungen einer Gewichtsreduktion auf den Energiebedarf von BzKw im Vergleich zu konventionell angetriebenen Pkw. Weitere CO₂-Reduktionen können durch eine CO₂-freie Wasserstoffbereitstellung erzielt werden (C-freie Energiequellen, CO₂-Sequestration).

Forschungsbedarf

Für eine erfolgreiche Einführung von BzKw müssen die

- Werkstoffentwicklung (z. B. Membran, Tank),
- Effizienzverbesserung (vom Tank bis zum Rad),
- Gewichts- und Volumenreduktionen sowie
- Maßnahmen zur Kostenreduktion

vorangetrieben werden. Das Kostenziel für Brennstoffzellenantriebe im Pkw liegt bei etwa 50 € pro kW Antriebsleistung, wenn man unterstellt, dass der zum Betrieb der Fahrzeuge erforderliche Wasserstoff zu vergleichbaren Kosten wie Benzin- oder Dieselmotorkraftstoff bereitgestellt werden kann.

Brennstoffzelleneinsatz im Verkehr

Fördermittelsatz pro Jahr (Mittelwert 1998-2001)	3,2 Mio. €
CO ₂ -Einsparpotenzial (Stand der Technik)	11 bis 41 Mio. t CO ₂ (sektoral, kumuliert über 20 Jahre)
CO ₂ -Einsparpotenzial (gegenüb. aktuellem Fahrzeugmix)	10 bis 37 Mio. t CO ₂ (sektoral, kumuliert über 20 Jahre)
Standortbedeutung	groß, wegen des hohen Stellenwertes der deutschen Fahrzeugindustrie
Marktpotenzial bis 2020 (kumuliert)	1,5 bis 3,7 Mio. BzKw zuzüglich Export

2.2.3 Neue Technologien für den Straßenverkehr – die Brennstoffzelle im Fahrzeug

Die Bedeutung des Verkehrssektors nimmt in der energiepolitischen Diskussion eine besondere Rolle ein, da hier im vergangenen Jahrzehnt die CO₂-Emissionen – im Gegensatz zu den übrigen Verbrauchssektoren – stark angestiegen sind. Maßnahmen mit verkehrspolitischem und infrastrukturellem Charakter sind Gegenstand der Förderprogramme des Bundesministeriums für Bildung und Forschung (BMBF) bzw. der Fördermaßnahmen des Bundesministeriums für Verkehr-, Bau- und Wohnungswesen (BMVBS). In der Energieforschung wird der Verkehrssektor unter dem besonderen Gesichtspunkt einer langfristigen CO₂-Emissionsminderung durch technische Veränderungen des Fahrzeugantriebes behandelt. Das BMWi fördert in diesem Zusammenhang seit einigen Jahren Entwicklungsarbeiten zu Brennstoffzellen sowie Batterien mit hoher Energiedichte, die u.a. in Elektro- oder Hybridfahrzeugen eingesetzt werden können.

Brennstoffzellen wandeln Wasserstoff mit hoher Effizienz in elektrische Energie um. Brennstoffzellenfahrzeuge sind folglich Elektrofahrzeuge mit dem Vorteil einer, im Vergleich zum Batteriebetrieb höheren Reichweite und, verglichen mit konventionellen Verbrennungsmotoren, effizienteren Nutzung von Kraftstoffen. Hierdurch können CO₂-Emissionen vermindert werden. Die Versorgung der Brennstoffzelle mit Wasserstoff kann sowohl aus einem im Fahrzeug untergebrachten Wasserstofftank als auch über die sogenannte Reformierung eines flüssigen Kraftstoffs, z.B. Methanol, erfolgen. Das Ausmaß der CO₂ Reduktion hängt maßgeblich von der Bilanz der gesamten Kraftstoffaufbereitungskette ab. Ein gänzlich CO₂-freier Betrieb von Brennstoffzellenfahrzeugen ist nur unter der Voraussetzung gegeben, dass der gesamte Prozess und alle zur Kraftstoffherstellung verwendeten Primärenergieträger keinen fossil gebundenen Kohlenstoff enthalten. Unter heutigen Bedingungen ist dies in der Regel nicht der Fall. Mittel- und langfristig eröffnen Brennstoffzellenfahrzeuge jedoch eine vielversprechende Perspektive für umweltfreundliche Verkehrsmittel und stellen damit eine echte Alternative zum Verbrennungsmotor dar. Bei der Nutzung von Methanol als Kraftstoff hängt der Grad der CO₂-Verminderung ganz entscheidend von den Edukten der Methanolherstellung ab. Heute werden hierfür üblicherweise fossile Energieträger verwendet, so dass der Methanol-Brennstoffzellenbetrieb nur über den besseren Wirkungsgrad CO₂-Vorteile besitzt. Da Methanol jedoch auch aus Biomasse gewonnen werden kann, ist eine CO₂-neutrale Kraftstoffversorgung sowohl für Brennstoffzellen als auch für Verbrennungsmotoren denkbar. Das im Antriebsprozess emittierte CO₂ entspricht dann der Menge, die der Atmosphäre bei der Produktion der Biomasse auf natürlichem Wege entzogen wurde. Ein entsprechendes Forschungsprojekt ist unlängst im Rahmen des Zukunftsinvestitionsprogramms angelaufen.

Ein weiterer Vorteil von Brennstoffzellenfahrzeugen sind die im Vergleich zu Verbrennungsmotoren erheblich geringeren Kohlenwasserstoff- und Stickoxid-Emissionen. Hier kön-

nen Reduktionen von mehr als einer Größenordnung erreicht werden, was besonders in unmittelbarer Fahrbahnnähe zu Entlastungen führt.

Für die Entwicklung von Brennstoffzellen für den Antrieb von Kraftfahrzeugen hat die Bundesregierung seit 1994 etwa 25 Mio. € zur Verfügung gestellt. Neben den genannten vielversprechenden Perspektiven für einen äußerst umweltfreundlichen Kraftfahrzeugantrieb soll durch die Fördermaßnahmen der Weg für eine Ansiedlung dieser Technologie in Deutschland geebnet werden. So ist es bereits gelungen, deutsche Firmen und Forschungsinstitute durch Kooperationen mit Weltkonzernen zu qualifizieren und dadurch die Chancen deutscher Hochtechnologie auf dem Weltmarkt zu wahren bzw. zu verbessern. Erste Erfolge dieses staatlichen Engagements sind in Deutschland durch die Gründung von Entwicklungsgesellschaften für Brennstoffzellen, z.B. von DaimlerChrysler und General Motors, bereits jetzt sichtbar.

Die Kernkomponente eines Brennstoffzellenfahrzeugs ist eine Polymer Elektrolyt Membrane-Brennstoffzelle, die mit einer Betriebstemperatur von ca. 80°C zu den Niedertemperaturbrennstoffzellen gehört. Ihre kurzen Startzeiten sind für die Anwendung in Fahrzeugen eine notwendige Voraussetzung. Die Fördermaßnahmen sind in der Regel sogenannte Verbundprojekte, bei denen Industrie und Forschungsinstitute gemeinsam an Problemlösungen arbeiten. Die Projekte sind grundlagenorientiert und langfristig angelegt, wobei Basisentwicklungen für die Massenanwendung von Brennstoffzellen in Kraftfahrzeugen und Untersuchungen zur Reformierung von Methanol in ein wasserstoffreiches Gas im Mittelpunkt des Interesses stehen. Herausragende Ergebnisse dieser Arbeiten sind die Reduzierung des Edelmetalleinsatzes für die erforderlichen Katalysatoren um den Faktor 10 und die Entwicklung einer Membran, die bei Massenfertigung eine Kostenreduktion auf ca. 5 % der heutigen Kosten verspricht. Einen weiteren Schwerpunkt bildet die Entwicklung der sogenannten Direktmethanol-Brennstoffzelle. In ihr wird der Kraftstoff Methanol direkt, also ohne den Umweg über die genannte Reformierung, verwertet. Die laufenden Forschungen sind noch im Grundlagenstadium, so dass ein Einsatz der Technik nicht vor 2010 erwartet wird.

In Ergänzung zu den genannten technik- und anwendungsorientierten Forschungsvorhaben wird von zwei Hochschulen (RWTH Aachen und TU Berlin) eine umfassende Systemanalyse in Kooperation mit der Automobilindustrie durchgeführt, die unter Berücksichtigung technischer, ökologischer und ökonomischer Aspekte Brennstoffzellenantriebe mit heute üblichen Verbrennungsmotoren vergleicht. Die Automobilindustrie beabsichtigt die Markteinführung von Brennstoffzellenfahrzeugen innerhalb der nächsten 5 – 10 Jahre. Dafür sind allerdings, vor allem im Hinblick auf die Herstellungskosten, noch erhebliche Anstrengungen notwendig, da Brennstoffzellenantriebe aufgrund hoher Material- und Fertigungskosten wirtschaftlich noch nicht mit konventionellen Antrieben konkurrieren können.

2.3 Stromversorgung

2.3.1 Kraftwerkstechnik für fossile Energieträger

Strom aus fossilen Energieträgern wird auch in Zukunft die Lücke zwischen dem Strombedarf und den Kapazitäten von Kernenergie plus Regenerativenenergie schließen müssen. Diese Lücke kann sich infolge des beschlossenen sukzessiven Kernenergieausstiegs für eine begrenzte Zeit sogar noch vergrößern, wenn Stromeinsparmaßnahmen und der Ausbau regenerativer Energien nicht schnell genug greifen. Deshalb werden Kraftwerke auf Basis fossiler Brennstoffe in Deutschland und insbesondere in Schwellen- und Entwicklungsländern auf absehbare Zeit noch eine Hauptsäule der Strom- und Wärmeerzeugung darstellen. Ihre zukünftige technische Effizienz wird die CO₂-Bilanz entscheidend beeinflussen. Neben dem „treibhausfreundlichen“ Erdgas spielt dabei die CO₂-intensive Kohle eine zentrale Rolle. Angesichts großer wirtschaftlich nutzbarer Vorräte ist sie mit einem weltweiten Anteil von etwa 40 % an der Stromerzeugung heute der wichtigste Energieträger. In Deutschland werden gegenwärtig mehr als 50 % des Stroms aus Kohle erzeugt. Die deutsche Kraftwerksindustrie ist traditionell eine der weltweit führenden. Wenn diese Stellung trotz steigendem Konkurrenzdruck gehalten werden soll, sind Weiter- und Neuentwicklung unerlässlich. Im Kern zielen sämtliche Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen auf die Erhöhung der Wirkungsgrade ab. Dadurch wird nicht nur die Wirtschaftlichkeit der Energieumwandlung erhöht, sondern auch der Ausstoß von Schadstoffen verringert. Infolge des großen Anteils fossil gefeuerter Kraftwerke in Deutschland (und erst recht weltweit) führen bereits prozentual geringe Effizienzerhöhungen zur Einsparung vergleichsweise großer CO₂-Mengen. Da viele derartige Verbesserungen kurzfristig und kostengünstig realisiert werden können, sind sie ein besonders schneller Weg zu „quasi CO₂-neutral“ erzeugtem Strom. Die Umwandlung der fossilen Energie in Strom geschieht im konventionellen Wärmekraftwerk durch die Umwandlung

- chemisch gebundener Energie des fossilen Energieträgers in Wärme durch den Verbrennungsvorgang (und gegebenenfalls Übertragung auf ein anderes Wärmeträgermedium, z.B. Dampf)
- der Wärme- und Druckenergie des strömenden Wärmeträgers in Strom im Dampf- oder Gasturbinenprozess

Das Wärmekraftwerk bietet deshalb drei Ansatzpunkte zu seiner Verbesserung, auf die sich nahezu sämtliche Anstrengungen konzentrieren:

- Steigerung des Dampferzeuger- und Brennkammerwirkungsgrades durch Verbesserung des Verbrennungsablaufes
- Wirkungsgradsteigerung des eigentlichen Wärmekraftprozesses im wesentlichen durch Erhöhung von Eintrittstemperatur und -druck der Wärmekraftmaschine (Dampf- oder Gasturbine)

Infokasten Kraftwerkstechnik

Forschungszentrum Jülich, Programmgruppe STE

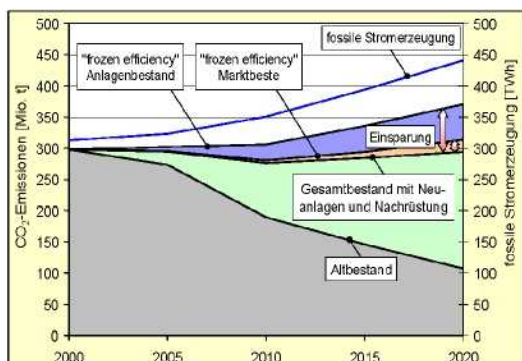


Bild 1: CO₂-Emissionen und Stromerzeugung fossiler Kraftwerke.

Potenzielle CO₂-Einsparung durch Wirkungsgradverbesserung bei fossilen Kraftwerken

Mehr als ein Drittel der gesamten energiebedingten CO₂-Emissionen der Bundesrepublik Deutschland werden durch die Verstromung fossiler Energieträger verursacht. Mit effizienteren Verstromungstechniken lässt sich ein erhebliches CO₂-Minderungspotenzial erschließen (vgl. Bild 1). Bereits mit Kraftwerken, die dem heutigen Stand der Technik entsprechen, sind gegenüber dem heutigen Kraftwerkspark erhebliche Reduktionspotentiale vorgezeichnet. Ausgangspunkt der Emissionsprojektionen bildet die fossile Stromerzeugung, die nach der aktuellen Prognos/EWI-Energieprognose bis zum Jahr 2020 deutlich ansteigt. Unter Berücksichtigung der altersbedingten Abnahme des heutigen Kraftwerksbestandes, ergibt sich hieraus in der Summe ein Zubaupotenzial neuer Kraftwerke. Unter der Annahme, dass bis 2020 lediglich Kraftwerke zugebaut werden, die dem heutigen Stand der Technik entsprechen, ergeben sich inklusive des Altbestandes CO₂-Emissionen in Höhe von etwa 312 Mio. t. Unter Berücksichtigung der in Bild 2 dargestellten erwarteten Wirkungsgradverbesserungen, reduzieren sich gegenüber dem Stand heutiger Technik die jährlichen Emissionen bis 2020 um ca. 20 Mio. t. Die über zwanzig Jahre kumulierte CO₂-Reduktion beträgt ca. 120 bis 170 Mio. t.

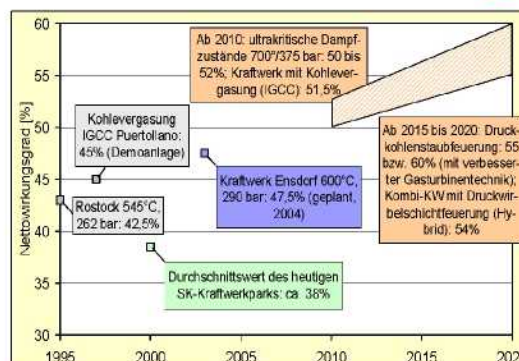


Bild 2: Nettowirkungsgrade heutiger Steinkohlekraftwerke und zukünftiger Techniklinien.

Möglichkeiten der Effizienzverbesserung. Beispiel: Steinkohlekraftwerk

Die im Bereich der fossilen Stromerzeugung geförderten FuE-Maßnahmen zielen auf eine deutliche Wirkungsgradverbesserung von Kraftwerken ab. Zum Beispiel ermöglicht die Entwicklung hochtemperaturbeständiger Werkstoffe für steinkohlegefeuerte Kraftwerke den Übergang zu höheren Dampfzuständen und führt zu einer deutlichen Erhöhung der Wirkungsgrade. Kraftwerkstechniken dieser Art (z.B. „700°C-Kraftwerke“) sollen bis zum Jahr 2010 dem Markt zur Verfügung stehen. Des weiteren erhofft man sich von neuen Kraftwerkskonzepten, wie z.B. der Druckkohlenstaubeuerung, weitere erhebliche Effizienzsteigerungen. Allerdings liegt zwischen den heutigen FuE-Aktivitäten und der Marktreife noch ein weiter Weg, so dass mit der Verfügbarkeit solcher Techniklinien erst ab dem Jahr 2015 zu rechnen ist.

In Hinblick auf Kostenziele müssen sich auch innovative Kraftwerkskonzepte den Anforderungen des Marktes in Hinblick auf Rentabilität stellen. Dies aber bedeutet, dass Mehrinvestitionen nicht die Grenze der erzielbaren Brennstoffeinsparungen überschreiten dürfen. Für ein Steinkohlekraftwerk mit einer mittleren Vollaststundenzahl bewegt sich diese Grenze zwischen 7-17 €/kW pro Prozentpunkt Wirkungsgraderhöhung.

Kraftwerkstechnik	
Fördermittelansatz pro Jahr (Mittelwert 1998-2001)	15,3 Mio. €
CO ₂ -Einsparpotenzial (gegenüber Stand der Technik)	120 bis 170 Mio. t bis 2020 (kumuliert über 20 Jahre)
CO ₂ -Einsparpotenzial (gegenüber heutigem KW-Park-Mix)	530 bis 580 Mio. t bis 2020 (kumuliert über 20 Jahre)
Standortbedeutung	Investitionen der Stromwirtschaft 1999: ca. 5 Mrd. € (Platz 4 im nationalen Branchenvergleich) Investitionen für Kraftwerke 1990 bis 2000: ca. 20 Mrd. €
Marktpotenzial bis 2020	Deutschland: ca. 60 GW (ca. 40 bis 45 Mrd. €) Europa: ca. 400 GW weltweit: ca. 3.000 GW

- Wirkungsgradsteigerung durch strömungstechnische Verbesserung der Strömungskraftmaschine (Turbine)

Die Verbesserung der Verbrennungsabläufe in den Kesseln der Dampfkraftwerke und Brennkammern der Gasturbinen wurde und wird primär unter dem Aspekt der Verminderung des Schadstoffausstoßes angestrebt. Schadstoffminderung durch verbesserte Führung des Verbrennungsablaufes resultiert zudem in einem Wirkungsgradgewinn, da auf nachgeschaltete, wirkungsgradmindernde Schadstoffabscheidungsmaßnahmen entsprechend verzichtet werden kann.

In sogenannten Kombikraftwerken (Gas- und Dampfturbinenkraftwerke, GuD) wird durch die Vorschaltung einer Gasturbine vor den Dampfturbinenkreislauf die den erreichbaren Prozesswirkungsgrad bestimmende Spitzentemperatur des Gesamtprozesses erhöht. Erdgasbeheizte Kraftwerke dieses Typs erreichen heute Nettowirkungsgrade von 60 %. Um diese prozessseitigen Vorteile des GuD-Konzepts auch für den Brennstoff Kohle nutzbar zu machen, wird die Entwicklung von zwei Varianten dieser Technik verfolgt. Dies sind die Druckwirbelschichtfeuerung und die Druckkohlenstaubfeuerung, jeweils mit nachgeschalteter Gasturbine, die unmittelbar von den kohlestämmigen Verbrennungsgasen beaufschlagt wird. Das in der Gasturbine teilabgekühlte Arbeitsmedium speist einen nachgeschalteten Dampfturbinenprozess.

Der aktuelle technische Stand des Dampfkraftwerkes erlaubt Nettowirkungsgrade von etwa 47 %. Die Anhebung der Dampfturbineintrittstemperatur von derzeit max. 600°C auf 650°C wird Wirkungsgrade von 50 % ermöglichen. Dieses Ziel läßt sich durch die Entwicklung geeigneter hochtemperaturbeständiger Stähle für Kessel, Dampfleitungen und Dampfturbine erreichen. Die bereits seit vielen Jahren äußerst erfolgreiche Förderung durch das BMBF und später das BMWi zielt auf die Weiterentwicklung vorhandener Stahlklassen. Dank öffentlicher Förderung hat die deutsche Stahl- und Kraftwerkindustrie nicht nur den Anschluß an die japanische und amerikanische Materialentwicklung gefunden, sondern diese inzwischen überholt. Fernziel ist die Erreichung von Frischdampftemperaturen jenseits der 700°C-Marke. Dies ist allerdings nur mit Werkstoffen möglich, die bisher im Dampfturbinenbau nicht eingesetzt wurden. Dieses Ziel wird als europäisches Gemeinschaftsziel mit Förderung auch auf nationaler Ebene angepeilt. Werkstoffentwicklung ist ein außerordentlich risikobehafteter, langwieriger und kostenintensiver Prozess: Werkstoffe müssen nach langjähriger Vorentwicklung durch vieljährigen Einsatz in speziellen Hochtemperatur-Dauerprüffeldern ihre Eignung nachweisen.

Die Verbesserung der Turbinen vollzieht sich in zwei Bereichen: Zum einen durch die Erhöhung der Dampf- bzw. Gaseintrittstemperatur – auf die Legierungsentwicklung für Dampfkraftwerke mit höherer Dampftemperatur wurde bereits hingewiesen – und zum anderen durch strömungstechnische Verbesserungen. Mit öffentlicher Förderung wurde die Entwick-

Infokasten Stationäre Brennstoffzellen

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung

IER

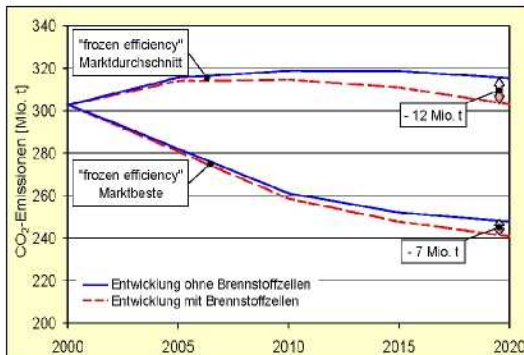


Bild 1: Potenzielle CO₂-Einsparung durch den Einsatz von Brennstoffzellensystemen in der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK).

Potenzielle CO₂-Einsparung durch stationäre Brennstoffzellen

Gegenüber den heute genutzten Verfahren zur Versorgung von Haushalten mit Strom und Wärme bietet der Einsatz erdgasbetriebener Brennstoffzellen-Systeme in der KWK Potenziale zur Reduktion der CO₂-Emissionen. Bild 1 zeigt die erwarteten Entwicklungen für zwei Szenarien. Im Szenario „frozen efficiency“, dem die Wirkungsgrade heutiger fossiler Systeme zur Erzeugung von Strom und Wärme zugrundeliegen, beträgt die im Jahr 2020 erzielbare CO₂-Einsparung 12 Mio. t. Unter Berücksichtigung technischer Fortschritte in der Kraftwerk- und Wärmebereitstellungstechnik („Trend“) liegt die erzielbare CO₂-Minderung im Jahr 2020 bei etwa 7 Mio. t. Die kumulierte CO₂-Einsparung beträgt ca. 103 bzw. 61 Mio. t. Den Szenariorechnungen zufolge könnten Brennstoffzellen im Jahr 2020 rd. 12% des Stromverbrauchs und 3% des Wärmebedarfs der Haushalte decken.

Die genannten Emissionsreduktionen basieren auf dem Einsatz des kohlenstoffarmen Energieträgers Erdgas, der in Brennstoffzellen mit hoher Effizienz zur gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme genutzt wird. In Verbindung mit regenerativ erzeugten Brennstoffen (z.B. Biogas, Wasserstoff und Methanol) können Brennstoffzellen zu einer weitgehend CO₂-freien Energieversorgung beitragen. Darüber hinaus weisen sie äußerst geringe Schadstoffemissionen auf, die teilweise nur einen Bruchteil der Werte heutiger Energieumwandlungsverfahren betragen.

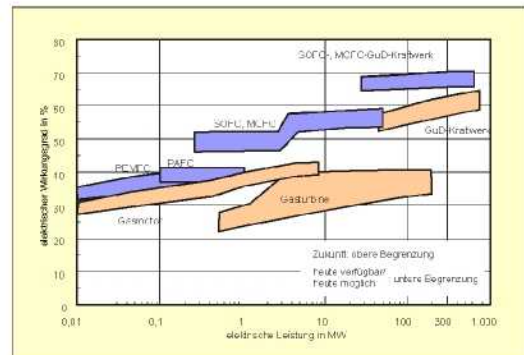


Bild 2: Perspektiven der Brennstoffzellen in der Energieversorgung.

Forschungsansätze

Die Förderung der Brennstoffzelle zielt auf die Reduktion von CO₂-Emissionen durch die Entwicklung hocheffizienter Energieumwandlungssysteme ab. Bild 2 zeigt, dass Brennstoffzellen in bereits ausgeführten oder projektierten erdgasbefeuerten Kraftwerksprozessen in allen Leistungsklassen höhere Wirkungsgrade als konventionelle Umwandlungstechniken aufweisen.

Die Arbeitstemperaturen der Hochtemperaturbrennstoffzellen MCFC und SOFC (ca. 650 bzw. 900°C) erlauben die Kombination der Brennstoffzellen mit konventionellen Gasturbinen- und Dampfturbinenprozessen (SOFC-, MCFC-GuD-Kraftwerke). Hierdurch können elektrische Wirkungsgrade von etwa 70% realisiert werden. Dies sind rund 10% mehr, als mit konventionellen Techniken gegenwärtig erreicht wird. Auch für die Anwendungen in der industriellen Kraft-Wärme-Kopplung bieten Hochtemperaturbrennstoffzellen gute technische Voraussetzungen.

Entscheidend für den Einsatz und die Marktfähigkeit von Brennstoffzellen ist jedoch, dass Systeme mit hoher Zuverlässigkeit und Langzeitstabilität bei gleichzeitig drastisch geringeren Kosten entwickelt werden. Darüber hinaus muss das gesamte Energiesystem im Hinblick auf eine brennstoffzellenbasierte Energieversorgung (BZ inklusive Bereitstellung fossiler und regenerativer Brennstoffe) weiterentwickelt werden.

Stationäre Brennstoffzellen	
Fördermittelansatz pro Jahr (Mittelwert 1998-2001)	5,4 Mio. €
CO ₂ -Einsparpotenzial (Szenario frozen efficiency)	ca. 103 Mio. t bis 2020 (kumuliert über 20 Jahre)
CO ₂ -Einsparpotenzial (Szenario Trend)	ca. 61 Mio. t bis 2020 (kumuliert über 20 Jahre)
Standortbedeutung	Investitionen kumuliert bis 2020: ca. 4 Mrd. €, davon ca. 230 Mio. € im Jahr 2020 (PAFC) Investitionen kumuliert bis 2020: ca. 4,2 Mrd. €, davon ca. 184 Mio. € im Jahr 2020 (PEMFC)
Marktpotenzial bis 2020	Deutschland: ca. 2,4 GW _{el}

lung moderner dreidimensionaler Strömungsberechnungsverfahren vorangebracht, mit denen sich die Strömungsvorgänge in den Turbinen sehr genau berechnen lassen. Im Zusammenwirken mit modernen Formgebungsverfahren für Turbinenschaufeln läßt sich die Effizienz von Dampf- und Gasturbinen erheblich steigern. Für die Gasturbine wurde außerdem durch moderne Werkstoffe und verbesserte Kühltechniken eine Anhebung der Eintrittstemperatur auf 1200°C erreicht. Die Weiterentwicklung der Gasturbinen im Bereich der Strömungs- und Werkstofftechnik läßt eine Steigerung des derzeit maximalen elektrischen Maschinenwirkungsgrades von rund 38 auf etwa 45 % erwarten. GuD-Kraftwerke können damit Gesamtwirkungsgrade von etwa 65 % erreichen. Zu den Technologiesprüngen der vergangenen Jahre auf diesem Gebiet haben die Zusammenarbeit zwischen Herstellern und Forschungsinstituten sowie die staatliche Förderung beigetragen.

Die vorstehend geschilderten Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen sind außerordentlich komplex und risikobehaftet. Sie führen nur bei langfristiger und kontinuierlicher Verfolgung zum Ziel. Der zunehmende Konkurrenzdruck durch billigen importierten (Kernenergie-) Strom wirkt sich auf Stromerzeuger und Kraftwerksbauer hemmend aus. Angesichts schrumpfender Gewinnerwartungen ist deren Neigung zu innovativen Investitionen und langfristigen technischen Entwicklungen verständlicherweise gebremst. Neben dem Bestreben nach verbindlichen internationalen Umwelt- und Sicherheitsstandards für Kraftwerke bleibt die staatliche Unterstützung und Risikoabfederung mittels Projektförderung in den nächsten Jahren unverzichtbar.

2.3.2 Brennstoffzellen für den stationären Einsatz

Für die stationäre Strom- und Wärmeerzeugung werden seit etwa einer Dekade die Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle (MCFC) und die Oxidkeramik-Brennstoffzelle (SOFC) entwickelt. Beide Typen eignen sich zur Nutzung von Wasserstoff, aber auch von Erdgas, Kohle- oder Biogas. Für beide Technologien plant die Industrie die Markteinführung in der Kraft-Wärme-Kopplung in den nächsten Jahren. Zunächst ist Erdgas als Brennstoff vorgesehen, da in absehbarer Zeit CO₂-frei gewonnener Wasserstoff nicht in nennenswerten Mengen zur Verfügung stehen wird.

Im Herbst 1999 wurde ein MCFC-BHKW mit einer Leistung von rund 280 kW_{el} an der Universität Bielefeld errichtet. Diese Versuchsanlage versorgt die Universität mit Prozess- und Niedertemperaturwärme sowie elektrischer Energie. Die Entwicklung der SOFC liegt gegenüber der MCFC um ca. 2 Jahre zurück. Dennoch wurden bereits Anlagen mit einer Leistung von 100 kW erfolgreich betrieben. Der nächste Schritt wird die Errichtung von 1 MW Hybrid-Einheiten in Kombination mit Gasturbinen sein. In jüngster Zeit wird auch die zunächst für den Einsatz in Kraftfahrzeugen vorgesehene Polymer Elektrolyt Membrane Brennstoffzelle für die Bereitstellung von Strom und Wärme in Haushalten entwickelt (s. Abschnitt 2.2.3). Nahezu alle Hersteller von Heizgeräten sind an dieser Entwicklung beteiligt. Im Rahmen des

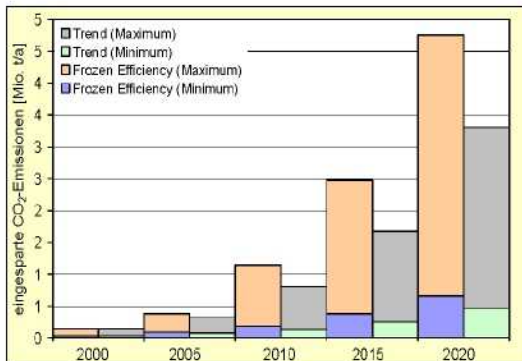


Bild 1: CO₂-Einsparpotenziale der Photovoltaik für unterschiedliche Annahmen.

Potenzielle CO₂-Einsparung durch Ausbau der Photovoltaik

Ausgehend vom Jahr 2000 zeigt Bild 1 die Entwicklung der möglichen CO₂-Einsparungen durch die photovoltaische Stromerzeugung. Im Jahr 2020 können danach in Abhängigkeit vom betrachteten Szenario zwischen 0,5 und 4,8 Mio. t CO₂ vermieden werden. Die bis 2020 kumulierte CO₂-Minderung liegt zwischen 3,9 und 34,7 Mio. t.

Ökonomischer Trend der Photovoltaik und künftige Marktentwicklung

Das größte Marktpotenzial der Photovoltaik wird im Bereich der netzgekoppelten Anlagen erwartet. Entscheidenden Einfluss auf den Ausbau wird die Entwicklung der Anlagenkosten haben, die in besonderem Maße von der Weltmarktentwicklung abhängig sind. Bis zum Jahr 2020 wird die jährliche Produktion von PV-Systemen voraussichtlich auf rund 14,5 GW_p steigen, die kumulierte installierte Leistung läge dann bei etwa 81 GW_p (Bild 2). Für den Anlagenpreis wird eine Reduktion von heute 6000-9000 €/kW_p auf etwa 1750-4000 €/kW_p im Jahr 2020 erwartet. Die daraus resultierenden Stromge-

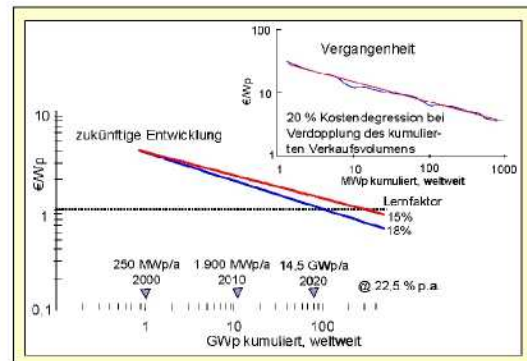


Bild 2: Weltweite Marktentwicklung der Photovoltaik (Quelle: RWE Solar GmbH).

stehungskosten werden von heute 0,5-0,8 €/kWh auf 0,2-0,4 €/kWh zurückgehen.

Technische Entwicklungen auf dem Gebiet der PV: Module der zweiten und dritten Generation

Gegenwärtig werden auf dem PV-Markt hauptsächlich kristalline Silizium-Zellen mit Wirkungsgraden um 14% angeboten. In der Forschung wird an Dünnschicht-PV-Zellen gearbeitet, die auch als Zellen der „2. Generation“ bezeichnet werden. Neben einer deutlichen Reduzierung der Herstellungskosten wird eine Erhöhung der Wirkungsgrade angestrebt. Außerdem wird an neuen Fertigungsverfahren geforscht, in welchen beispielsweise bisherige nasschemische von trockenchemischen Teilprozessen abgelöst werden sollen.

Längerfristig sollen PV-Zellen der „3. Generation“ auf den Markt kommen. Dies sind z.B. sogenannte organische Solarzellen auf der Basis von Polymeren. Neben flexiblen Trägermaterialien spielen dabei einfache Herstellverfahren und eine kostengünstige Produktion eine wesentliche Rolle. Von dieser „dritten Zellgeneration“ wird auch eine Verbreiterung der Anwendungsmöglichkeiten der Photovoltaik erwartet.

Photovoltaik	
Fördermittelsatz pro Jahr (Mittelwert 1998-2001)	34,0 Mio. €
CO ₂ -Einsparpotenzial (gegenüber Stand der Technik)	je nach Szenario zwischen 4 und 35 Mio. t bis 2020 (kumuliert über 20 Jahre)
Standortbedeutung	Deutschland ist neben Amerika und Japan einer der führenden Solarzellenentwickler
Marktpotenzial bis 2020	Deutschland: je nach Ausbaupfad 3 bis 21 Mrd. € weltweit: 30 bis 50 Mrd. €

Zukunftsinvestitionsprogramms ist in den nächsten zwei Jahren der Aufbau und die Inbetriebnahme von mehreren Pilotanlagen in den genannten Brennstoffzellen-Technologien geplant.

Die förderstrategische Planung des BMWi bezüglich der Brennstoffzellentechnik ist langfristig angelegt. Die Konzeption der laufenden Projekte läßt eine Überprüfung und ggf. Neuorientierung der jeweiligen Maßnahmen in Zeitintervallen von ca. 3 – 5 Jahren zu. Relevantes Kriterium für die Forschungsförderung ist der Aufbau von Kompetenzzentren, die die Basis für einen attraktiven Technologiestandort und damit auch für Investitionen schaffen. Die Notwendigkeit staatlicher Förderung ergibt sich aus dem erheblichen technischen und finanziellen Aufwand, der mit der Entwicklung der Brennstoffzellentechnik verbunden ist, aus den zwangsläufig damit verbundenen Risiken und nicht zuletzt auch aus dem Umstand, dass im Ausland – insbesondere in Japan und den USA – eine nicht unerhebliche staatliche Unterstützung für die Entwicklung dieser Technik gewährt wird.

Herausragendes Ergebnis der Entwicklung der MCFC war die Integration des Stacks als wesentliche Komponente einer Brennstoffzelle mit den peripheren Komponenten wie Kompressoren, Rohren, Gebläsen usw. zu einer Gesamteinheit, dem sogenannten Hot Module. Hieraus verspricht man sich erhebliche Kostenreduktionen bei der Fertigung dieser Anlagen.

Bezüglich der SOFC-Technologie werden im Wesentlichen zwei Entwicklungslinien verfolgt. Eine in Deutschland favorisierte, besonders massenfertigungstaugliche Planartechnik und das in den USA bereits zu größerer Reife gebrachte Röhrenkonzept. Im Rahmen des Förderprogramms des BMWi wird die Entwicklung beider Linien unterstützt. Während unter industrieller Führung anwendungsnahe Entwicklungen in der Röhrentechnologie durchgeführt werden, sind grundlagenorientierte Entwicklungen zur Planartechnik Inhalt einer engen Zusammenarbeit mehrerer Forschungseinrichtungen (FZJ, DLR und FhG). Die Zielsetzung der letztgenannten Maßnahme ist die Errichtung einer Technikumsanlage im Leistungsbereich zwischen 10 kW und 20 kW.

2.3.3 Photovoltaik

Photovoltaik ist eine Technik, die Licht direkt in Elektrizität umwandelt. Schon heute findet man vielfältige Anwendungen, beispielsweise bei Signalanlagen oder Parkautomaten, wo auf diese Weise teure Netzanschlüsse ersetzt werden. Das Anwendungsspektrum der Photovoltaik ist sehr breit und reicht von Kleinstversorgungen im Milliwattbereich (Uhren, Taschenrechner, etc.) bis hin zu Großanlagen im Kilo- und Megawattbereich mit Elektrizitätseinspeisung direkt in das Stromnetz. Eine weitere wichtige Variante sind sogenannte Inselssysteme, die in abgelegenen Gegenden ein Mindestmaß an elektrischer Versorgung garantieren.

Zwar ist Photovoltaik im Vergleich zur konventionellen Kraftwerkstechnik derzeit noch nicht konkurrenzfähig, doch konnte sich diese Technik in den letzten 20 Jahren infolge schrittwei-

ser Technikverbesserungen und Kostenreduktionen immer größere Marktnischen erobern. In den letzten Jahren betrug der jährliche Produktionsanstieg weltweit ca. 20 %. Der Einsatz dieser ressourcenschonenden und umweltfreundlichen Elektrizitätserzeugung auch in energietechnisch bedeutsamen Anwendungen ist damit eingeleitet. Ziel der Forschungsförderung ist in erster Linie eine Senkung der Stromkosten aus Photovoltaik. Dies bedeutet zum einen, die Wirkungsgrade der Solarzellen durch verbesserte Halbleiterstrukturen und Zellentechnologien zu steigern – eine Aufgabe vor allem für die Grundlagenforschung und die Basistechnologieentwicklung. Es bedeutet zum anderen, die flächenbezogenen Herstellungskosten zu verringern, indem effizientere Produktionstechniken (Ausschussverminderung, Automatisierung, etc.) oder materialsparende Großflächen-Beschichtungstechniken (Dünnschichtzellen) entwickelt werden. Davon profitiert auch die heimische Zulieferindustrie, die dem mittelständischen Anlagenbau zuzuordnen ist. Durch das Heranführen an die Herstellung photovoltaischer Produktionsanlagen können neue Absatzmärkte erschlossen und eine Diversifizierung der Branche erreicht werden – nicht zuletzt im Exportmarkt. Ökonomisch bedeutsam sind darüber hinaus die Lebensdauer der Solarmodule und die Kosten der Systemperipherie, wie Wechselrichter, Speicherbatterien, Modulstallage usw. Mit Hilfe der bereits in die achtziger Jahre zurückreichenden, kontinuierlichen Photovoltaikförderung ist heute ein erfreulicher Technikstatus erreicht worden, der durch die derzeitige Förderung weiter ausgebaut werden soll.

- Die Versorgung der Hersteller mit qualitativ hochwertigem und kostengünstigem Siliziummaterial wird in mehreren Vorhaben durch Förderung in der Grundlagen- und angewandten Forschung flankiert. Bei der Bereitstellung von multikristallinem Silizium für die Photovoltaik nehmen deutsche Firmen im globalen Vergleich inzwischen einen Spitzenplatz ein.
- In Alzenau und Gelsenkirchen wurde die Realisierung von automatisierten Fertigungslinien unterstützt, die einen bedeutenden Schritt hin zu einer rationellen Fertigung von Solarzellen darstellen. Von beiden Aktivitäten kann zu Recht behauptet werden, dass sie fortschrittlichste Technologien und modernste Fertigungslinien für Silizium-Siebdruckzellen vereinen.
- Die erfolgreiche Entwicklung einer massenproduktionstauglichen Dünnschichttechnologie für CIS-Solarzellen wird im Rahmen einer Pilotlinie der Würth Solar fortgesetzt. Von diesen Dünnschichtzellen wird in absehbarer Zeit ein weiterer signifikanter Beitrag zur Kostenreduktion erwartet, weil sich die Möglichkeit abzeichnet, einen äußerst sparsamen Materialeinsatz, einen befriedigenden Wirkungsgrad und eine extrem rationelle Fertigungstechnologie miteinander zu verbinden.

Trotz der erreichten Etappenerfolge sind noch viele weitere Verbesserungen notwendig, um Photovoltaik aus den derzeitigen Spezialmärkten in energietechnisch relevante Breitenanwendungen zu überführen. Die laufende Förderung beschäftigt sich folglich mit

- Fragen zellenspezifischer, produktionsgeeigneter Prozesstechniken, wobei insbesondere der industrielle Anlagenbau zunehmend stärker involviert wird

- der Weiterentwicklung von Dünnschichttechniken mit der Zielrichtung, zukünftig großflächige industrielle Beschichtungstechniken für photovoltaische Dünnschichtstrukturen nutzbar zu machen
- Rationalisierungsmaßnahmen an etablierten Herstellprozessen, z.B. die Herstellung und Verarbeitung dünnerer Siliziumwafer zu poly- und monokristallinen Zellen.

Das Fördervolumen für Forschung und Entwicklung der Photovoltaik lag bisher bei rund 30 Mio. € pro Jahr. Diese Größenordnung erscheint auch mittelfristig vor dem Hintergrund der noch zu bewältigenden Aufgaben erforderlich, um die gesteckten technischen und energiepolitischen Ziele zu erreichen und im internationalen Entwicklungs- und Vermarktungswettbewerb mithalten zu können. Zu berücksichtigen sind auch die laufenden Aktivitäten der Bundesregierung zur Markteinführung der Photovoltaik. Mit dem 100.000-Dächer-Solarstrom Programm werden interessierten Nutzern zinsgünstige Kredite zur Finanzierung von netzgekoppelten Photovoltaiksystemen angeboten. Die Einspeisung und Vergütung des mit Photovoltaik (und anderen erneuerbaren Energien) erzeugten Stroms ins öffentliche Netz regelt das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) aus dem Jahr 2000. Beide Maßnahmen zusammen haben zu einer hohen Nachfrage nach Photovoltaikanlagen in Deutschland geführt. Um diese vorzugsweise aus heimischer Produktion befriedigen zu können, ist es notwendig, das Kosten- und Qualitätsniveau deutscher Photovoltaikprodukte konkurrenzfähig zu halten. Auch unter diesem Aspekt ist eine weitere Forcierung der Produktionstechniken mit Hilfe von Forschung und Entwicklung wünschenswert. Die Idee der direkten Wandlung von Sonnenlicht in Elektrizität ist zweifellos bestechend. Zu ihrer Umsetzung in den energietechnischen Maßstab ist allerdings ein langer Atem notwendig.

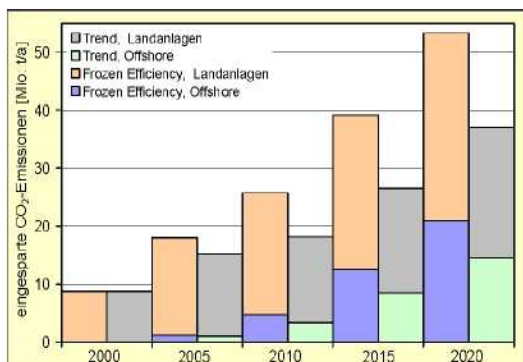


Bild 1: CO₂-Einsparpotenziale der Windkraft für unterschiedliche Annahmen.

Potenzielle CO₂-Einsparung durch den Ausbau der Windenergienutzung

Ende 2000 waren in Deutschland Windenergiekonverter mit einer Gesamtleistung von etwa 6100 MW installiert. Längerfristig könnten große Windparks auf See (Offshore) installiert werden, die dann bis zu 15% des deutschen Strombedarfs decken könnten. Dafür müssten etwa 4100 Anlagen mit einer Nennleistung von 5 MW auf einer Fläche von 1730 km² – dies entspricht einem Quadrat mit 42 km Seitenlänge – installiert werden.

Bild 1 zeigt für verschiedene Szenarien die durch die Nutzung der Windkraft zu erschließenden CO₂-Einsparpotenziale. Im Szenario „frozen efficiency“ werden die Einsparungen gegenüber dem Durchschnitt heute verfügbarer fossil befeuerter Kraftwerke ermittelt. Im „Trend“ werden hingegen auch Wirkungsgradsteigerungen im Bereich konventioneller Kraftwerke berücksichtigt. Im Jahr 2020 wird unter optimistischen Randbedingungen eine Stromerzeugung von 56 TWh durch Windenergiekonverter erwartet. Dies entspricht einem Anteil an der deutschen Stromerzeugung von etwa 10,4%. Ohne Berücksichtigung der Mehremissionen für die Vorhaltung von Reserveleistung (sog. Backup-Systeme) könnten im Jahr 2020 CO₂-Emissionen in Höhe von 37 Mio. („Trend“) bzw. 53 Mio. t/a („frozen efficiency“) eingespart werden, was einer kumulierten CO₂-Reduktion von 244 bzw. 600 Mio. t entspricht.

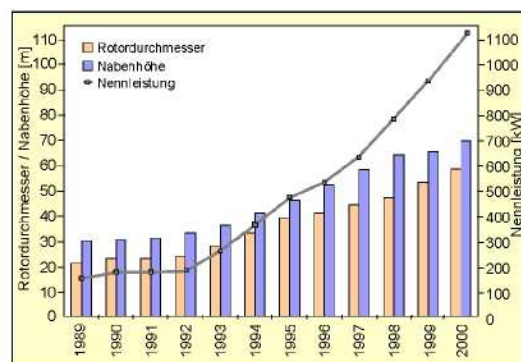


Bild 2: Größenentwicklung von Windenergiekonvertern (Quelle: DEWI, BMU).

Technische und ökonomische Entwicklung

Die größten Windenergiekonverter haben gegenwärtig eine Nennleistung von 2,5 MW. Der Trend der letzten 10 Jahre hin zu Anlagen mit stetig steigender Anlagenleistung (Bild 2) wird sich voraussichtlich auch in Zukunft fortsetzen. So rechnen Hersteller bis 2005 mit der Marktreife von Anlagen bis 5 MW Nennleistung, hauptsächlich für den Einsatz auf dem offenen Meer. Erst ab diesem Zeitpunkt ist auch ein Beitrag von Offshore-Windparks zur Stromerzeugung zu erwarten. Entwicklungsbedarf besteht neben der Konvertertechnik für Großanlagen sowohl im Bereich der Anlagengründung (Seefundamente) als auch bei der Netzanbindung. Die spezifischen Kosten für Windenergieanlagen auf dem Land liegen gegenwärtig bei etwa 800-900 €/kW für den Konverter und 1100 €/kW für die Gesamtanlagen, wobei bis zum Jahr 2000 Kostenreduktionen von etwa 6% p. a. realisiert werden konnten. Seitdem ist jedoch ein Preisanstieg zu beobachten. Offshore-Anlagen sind wegen der Entfernung zum Festland, der damit verbundenen teureren Netzanbindung sowie des steigenden Aufwands bei zunehmender Meerestiefe heute noch etwa doppelt so teuer wie vergleichbare Landanlagen (vorsichtige Schätzungen liegen bei 1800 €/kW). Ein höheres und gleichmäßigeres Windangebot lässt längerfristig dennoch geringere Stromgestehungskosten (ab ca. 0,05 €/kWh) als auf dem Festland erwarten.

Windkraft	
Fördermittelsatz pro Jahr (Mittelwert 1998-2001)	18,9 Mio. €
CO ₂ -Einsparpotenzial (gegenüber Stand der Technik)	je nach Szenario und ohne Berücksichtigung der Mehremissionen des Backup-Systems ca. 244 bis 600 Mio. t bis 2020, davon bis zu 155 Mio. t durch Offshore-WEK
Standortbedeutung	erhebliches Beschäftigungspotenzial, im Jahr 2000 etwa 33.300 Arbeitsplätze
Marktpotenzial bis 2020	bis zu 43 Mrd. € Investitionsvolumen, davon etwa 15 Mrd. € für Offshore-Anlagen

2.3.4 Windenergie

Potenzialabschätzungen zufolge verfügt die Windenergie über erhebliche Ausbaureserven, die bereits in den nächsten Jahren einige Prozent zur gegenwärtigen Stromerzeugung in Deutschland beitragen können. Ende 2000 wurde ein Anteil von rund 2 % (ca. 9,1 Mrd. kWh) des gesamten deutschen Nettoverbrauchs erreicht. Im Jahr 2001 lag die Erzeugung bei 11,5 Mrd. kWh, so dass die Windenergie in absehbarer Zeit den Anteil der Wasserkraft übertreffen wird. Der Strom wird im wesentlichen mit Windenergieanlagen mit einer Nennleistung von 500 bis 1.500 kW erzeugt, die erst in den letzten Jahren errichtet wurden. Die Anlagen arbeiten mit hoher technischer Verfügbarkeit. Dazu haben die Förderung im Rahmen des 250 MW Wind-Programms und das Erneuerbare Energien Gesetz wesentlich beigetragen. Bei einer neu installierten Leistung von ca. 1.665 MW in den Jahren 2000 und 2001 geht der Ausbau der Windkraft in Deutschland in eine kritische Phase, da die Standorte an Land bei diesen Zuwachsraten in absehbarer Zeit fast vollständig genutzt werden. Zunehmend rücken dabei die Belange des Landschafts- und Naturschutzes in den Vordergrund, so dass die beabsichtigte Verdopplung des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung bis zum Jahr 2010 nur durch die Nutzung des Offshore-Windpotenzials und das sogenannte Re-Powering, d.h. das Ersetzen bestehender, kleiner WKA durch große modernere Anlagen, möglich ist.

Große Anlagen im Megawattbereich haben gegenüber kleinen und mittelgroßen Anlagen den Vorteil, dass das begrenzte Standortpotenzial besser ausgenutzt werden kann. Die in den Markt eingeführten Anlagen im Nennleistungsbereich bis 1,5 MW haben sich bewährt, den Prototypenstatus verlassen und sind in die Serienproduktion übergegangen. Durch das oben angesprochene, an die Grenzen stoßende Standortpotenzial im Küstenbereich und im Binnenland befürwortet die Bundesregierung die baldige Erschließung von Offshore-Gebieten in der sogenannten Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) und innerhalb der 12 Seemeilen Zone, für deren Nutzung primär die Küstenländer zuständig sind. Der Betrieb von Windkraftanlagen unter Offshorebedingungen stellt technisches Neuland dar, weil die geeigneten Standorte in Deutschland weit auf dem offenen Meer liegen. Das BMWi läßt deshalb im Rahmen des Zukunftsinvestitionsprogramms an potenziellen Standorten von Offshore-Windparks Messplattformen in der Nord- und Ostsee errichten, auf denen Daten über die Windverhältnisse, Wellengang, Gischt und andere, für den Betrieb und die Konstruktion der Windkraftanlagen wichtige Parameter gemessen werden. Die erste Plattform wurde im Jahr 2002 in unmittelbarer Nähe des ersten in Deutschland genehmigten Pilotwindparks, ca. 40 km nördlich von Borkum, in Betrieb genommen. Die gewonnenen Daten werden über eine Richtfunkstrecke an Land übertragen und für die Nutzung durch Behörden oder Anlagenbetreiber zur Verfügung gestellt. Darüber hinaus sind Aufenthalte von Forschungspersonal auf den Plattformen, die per Schiff oder Hubschrauber zu erreichen sind, vorgesehen.

Da auch Windparks auf dem Meer nicht ohne Zielkonflikte – z.B. mit dem Naturschutz – errichtet werden können, muss Vorsorge getroffen werden, dass ihr Ausbau umwelt- und naturverträglich erfolgen kann. Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, BMU, fördert deshalb ebenfalls im Rahmen des Zukunftsinvestitionsprogramms die ökologische Begleitforschung an Meeresstandorten künftiger Offshore-Windparks. Schwerpunkte der Untersuchungen sind mögliche Einflüsse auf die marinen Ökosysteme und auf Zug- und Rastvögel. Dabei sollen die zum Teil unzureichenden Kenntnisse und Daten über den Vogelzug in den potenziellen Offshoregebieten erweitert werden und neue Erkenntnisse darüber gewonnen werden, wie sich das von Windkraftanlagen emittierte Schallspektrum auf Meeressäuger, wie Robben und Schweinswale, auswirkt. Ein Teil der ökologischen Untersuchungen wird ebenfalls auf den Messplattformen durchgeführt.

2.3.5 Hot Dry Rock

Das als „Hot Dry Rock“ – kurz HDR – bezeichnete Verfahren zielt auf Erdwärmenutzung an solchen Stellen, an denen kein natürliches Tiefenwasser als Wärmeträgermedium zur Verfügung steht. Das Verfahrensprinzip besteht darin, Wasser externer Herkunft in den Untergrund zu verpressen, so dass es dort Gesteinsspalten erzeugt und sich durch Kontakt mit dem heißen Gestein erwärmt. Es kann dann über Bohrungen mit Hilfe von Tauchpumpen an die Oberfläche befördert und dort genutzt werden.

Im Rahmen eines europäischen Verbundvorhabens befassen sich Wissenschaftler aus sechs europäischen Staaten, darunter auch Deutschland, seit einigen Jahren damit, an einem geeigneten Standort geothermische Energie aus heißem, trockenem Gestein zu gewinnen. Als günstiger Ort für dieses Unternehmen wurde das elsässische Soultz sous Forêts, rund 50 Kilometer nördlich von Straßburg, ausgewählt. Hier liegt in 3.000 bis 5.000 Metern Tiefe ein mächtiger Granit- und Gneisblock, der sich mit seinem außergewöhnlich hohen Temperaturniveau von ca. 200°C für die geothermische Energienutzung besonders gut eignet. Um den Gesteinsblock, der ursprünglich nur geringe natürliche Wassermengen enthielt, als Wärmetauscher nutzen zu können, wurde ein künstliches Rißsystem als Verbindung zwischen Injektions- und Förderbohrung eingebracht. Wichtig hierbei war, dass Wasser- und damit Wärmeverluste möglichst gering gehalten werden mussten, andererseits aber auch der Kurzschluß zwischen Injektions- und Förderbohrung zu vermeiden war. In Soultz wurden zur Erzeugung des Rißsystems, aber auch für die spätere Nutzung im HDR-Betrieb zwei Bohrungen auf 3.600 und 5.000 Meter abgeteuft. Mit Hilfe einer Wassermenge von 100.000 Kubikmetern, die unter einem Druck von bis zu 150 bar über die beiden Bohrungen in das Gestein gepresst wurde, konnte im Zeitraum 1992 – 1995 ein Rißsystem erzeugt werden. Die erzeugte Wärmeaustauschfläche zwischen den beiden 450 Meter voneinander entfernten Tiefbohrungen beträgt heute rund drei Quadratkilometer. Neu am Soultz-Konzept ist, dass die Wissenschaftler natür-

liche Tiefenwasser und Kluftsysteme in den Wärmetauscher mit einbeziehen konnten, um so die Ausbeute zu erhöhen.

Was die weitere Nutzung der gewonnenen Energie angeht, so ist in Soultz, in Ermangelung einer Wärmeabnehmerstruktur, eine Umwandlung der Wärme in Strom vorgesehen. Wegen der vergleichsweise niedrigen Dampftemperatur soll dies mit Hilfe des sogenannten ORC-Prozesses (Organic Rankine Cycle), bei dem die Energie des heißen Wassers an ein organisches Medium mit geeigneter Verdampfungstemperatur, meist Pentan, übertragen wird, geschehen. Das organische Medium speist eine Gasturbine, die wiederum einen Generator zur Erzeugung des elektrischen Stroms antreibt. Je nach Temperaturniveau des Primärkreislaufs werden Wirkungsgrade von 5 bis 12 % erreicht. Überschüssige Energie wird als Wasserdampf in die Atmosphäre entlassen. Die ORC-Anlage soll in der nächsten Teilpilotphase errichtet werden.

Ziel der aktuellen, zweiten Pilotphase ist der weitere Ausbau der unterirdischen Anlagenteile des geothermischen HDR-Kraftwerks. Hierzu soll eine dritte Bohrung auf 5.000 Meter abgeteuft und das Rißsystem in dieser Tiefenregion angepaßt werden. Zum Ende der Teilphase sollen pro Stunde rd. 250 bis 350 m³ des 180 bis 200°C warmen Thermalwassers gefördert werden. Aus dem ORC-Prozeß wird dann eine thermische Leistung von 30 bis 50 MW bzw. eine elektrische Leistung von 4 bis 6 MW erwartet. Die voraussichtliche Betriebszeit des Kraftwerks wird auf mindestens zwanzig Jahre geschätzt.

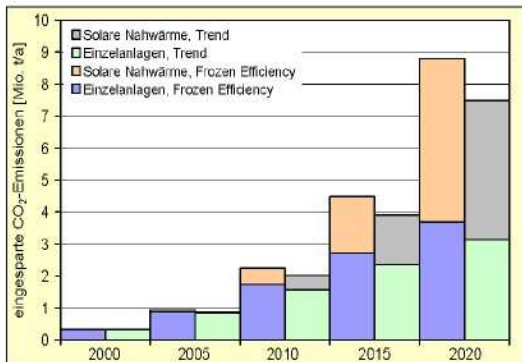


Bild 1: CO₂-Einsparpotenziale der Solarwärme für unterschiedliche Annahmen.

Potenzielle CO₂-Einsparung durch solare Wärmeerzeugung

Niedertemperatur-Solarkollektoren werden bisher überwiegend als Ergänzung herkömmlicher Heizsysteme und zur Brauchwassererwärmung eingesetzt. Aufgrund des ganzjährigen Warmwasserbedarfs und der damit einhergehenden höheren solaren Deckungsraten ist die solare Brauchwasserbereitung gegenwärtig wirtschaftlich attraktiver als die Heizungsunterstützung. Zukünftig werden jedoch solare Nahwärmeversorgungssysteme (Brauchwasser und Heizungsunterstützung), bei denen große Kollektoranlagen (> 100 m²) mit Langzeitspeichersystemen gekoppelt werden, an Bedeutung gewinnen. Bild 1 zeigt die durch solarthermische Anlagen erzielbare CO₂-Einsparung, die im Jahr 2020 etwa 7,5 bis 8,8 Mio. t erreicht. Die bis 2020 kumulierte CO₂-Minderung beträgt etwa 58 bis 66 Mio. t.

Entwicklungen in der Solarthermie

Gegenwärtig sind in Deutschland rund 3 Mio. m² Kollektorfläche installiert (Bild 2). Für den jährlichen Zubau wird eine Steigerung von heute 0,6 Mio. auf 8,5 Mio. m² im Jahr 2020 erwartet, so dass dann bis zu 60 Mio. m² Kollektorfläche installiert sein könnten. Ein solcher Ausbau mit Steigerungsraten von jährlich ca. 20% setzt jedoch weiterhin erhebliche Markteinführungshilfen voraus.

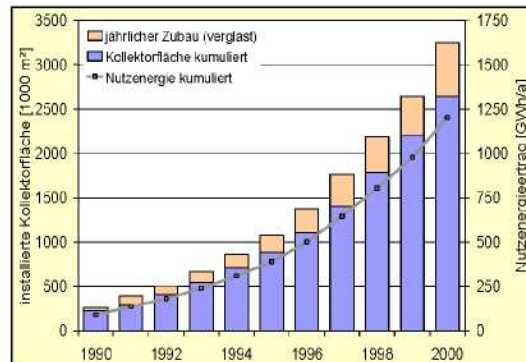


Bild 2: Entwicklung der installierten Kollektorflächen in der Vergangenheit (Quelle: Staiß, Stryi-Hipp).

Die Forschungsförderung zielt darauf ab, die Kosten solarthermischer Anlagen zu senken, indem die Fertigung, z.B. durch Automatisierung und Standardisierung von Prozessen und Komponenten, optimiert wird. Darüber hinaus wird eine konstruktive Integration der Kollektoren in die Gebäudehülle als Ersatz der Dachabdeckung und/oder Konstruktionselemente und eine Vormontage von 8-12 m² großen Modulen angestrebt. Mit dem Übergang auf Großanlagen mit mehr als 100 m² Kollektorfläche können weitere Kostensenkungspotenziale erschlossen werden. Insgesamt wird eine Reduktion der Anlagenkosten von gegenwärtig etwa 800 €/m² bei dachmontierten Kleinanlagen und rund 350-500 €/m² bei Großanlagen auf ca. 280 €/m² im Jahr 2020 für solare Großanlagen erwartet.

Für die Bereitstellung von Niedertemperaturwärme haben sich die vergleichsweise preisgünstigen Flachkollektoren bewährt. Zur Reduktion der Wärmeverluste werden sie mit einer Doppelverglasung und einer selektiven Absorberbeschichtung versehen und erreichen solare Deckungsgrade von rd. 50%. Vakuumröhrenkollektoren und konzentrierende Systeme erreichen höhere Temperaturen und solare Deckungsgrade. Mit ihrer Hilfe können Anwendungsgebiete im Bereich der industriellen Prozesswärme und – in Verbindung mit Absorptionskältemaschinen – der solaren Kühlung erschlossen werden.

Solare Niedertemperaturwärme	
Fördermittelsatz pro Jahr (Mittelwert 1998-2001)	6,0 Mio. €
CO ₂ -Einsparpotenzial (gegenüber Stand der Technik)	58 bis 66 Mio. t bis 2020
Standortbedeutung	in Verbindung mit saisonaler Wärmespeicherung große Marktpotenziale für den Mittelstand; die Bundesrepublik stellt heute 50% des EU-Marktes für Solarkollektoren
Marktpotenzial bis 2020	Deutschland: bis zu 26 Mrd. € für Gesamtsysteme bei optimistischer Entwicklung

2.4 Wärmeversorgung

Der überwiegende Anteil des Endenergieverbrauchs in Deutschland wird für die Raumheizung und die Bereitstellung von Prozesswärme eingesetzt. So entfallen allein etwa 31 % des Endenergieverbrauchs auf Niedertemperaturwärme für die Gebäudebeheizung, so dass mit dem Einsatz regenerativer Energien (Solarenergie, Umgebungswärme mit Wärmepumpen und geothermische Wärme aus oberflächennahen und tieferen Erdschichten) große Energieeinsparungen und Emissionsminderungen erzielt werden können. Aufgrund der geringen Energiedichte dieser Energiequellen und ihrer großen zeitlichen Schwankungen wird eine sichere Energieversorgung jedoch erschwert, da aufwendige Techniken für eine bedarfsgerechte Energiebereitstellung erforderlich sind.

2.4.1 Solarthermie

Die thermische Nutzung der Sonnenenergie bietet sich unmittelbar dezentral am Ort des Wärmeverbrauchs, nämlich in den einzelnen Gebäuden an. Einfache solare Warmwasseranlagen zur Trinkwassererwärmung in Ein- oder Zweifamilienhäusern haben einen hohen technischen Stand erreicht. Die Förderung hat sich dabei in den letzten Jahren auf folgende Entwicklungen beschränkt:

- solarselektive Absorberschichten
- neue solartechnische Komponenten (Hybrid- und Fassadenkollektoren, energiesparende Solarpumpen kleiner Leistung)
- geeignete Prüf- und Testfahren zur Qualitätssicherung

Durch den inzwischen erreichten hohen technischen Qualitätsstandard der Solartechnik, den Übergang zu großtechnischer Fertigung und durch die Förderung in einem Marktanreizprogramm der Bundesregierung konnte der Markt für solarthermische Anlagen in den letzten Jahren Zuwächse von 20 % pro Jahr verzeichnen.

Als alternatives und besonders umweltfreundliches Konzept kann in Zukunft die zentrale solarunterstützte Nahwärmeversorgung mit größeren Anlagen (solare Nahwärme) an Bedeutung gewinnen, weil die Nutzung der Solarenergie wesentlich kostengünstiger ist als mit Kleinanlagen. Aus diesem Grund werden die Entwicklung und Demonstration solcher Großanlagen seit 1993 in dem Förderkonzept Solarthermie-2000 unterstützt. Dazu werden ausgewählte Demonstrationsanlagen mit besonders aussichtsreicher Solar- und Speichertechnik gefördert. Begleitende Messprogramme sollen belastbare Ergebnisse und Daten für die technisch-ökonomische Bewertung liefern und Möglichkeiten zur Optimierung und Kostenreduzierung aufzeigen. Die Bau- und Betriebserfahrungen werden von den Herstellern, Anlagenplanern und Betreibern genutzt, um die Solartechnik und die Anbindung an die konventionelle Heiztechnik weiterzuentwickeln und zu optimieren. Seit 1993 wurden aus über 500 Projektvor-

schließen 55 solarthermische Demonstrationsanlagen ausgewählt und gefördert. Vorausgesetzt wird in allen Fällen, dass auch Maßnahmen zur Energieeinsparung durchgeführt werden.

Ein besonders wichtiges Ziel des Programms ist die Verbesserung der Wirtschaftlichkeit. Dazu wurde die Obergrenze der solaren Nutzwärmekosten als Voraussetzung der Förderung von anfangs 0,15 €/kWh auf 0,12 €/kWh gesenkt, was im wesentlichen auf eine deutliche Erhöhung der technischen Lebensdauer der Anlagen zurückzuführen ist. In einigen großen Solaranlagen zur Trinkwassererwärmung wurden bereits solare Wärmekosten von 0,08 €/kWh (inkl. Planungskosten und 16 % MWSt) erreicht. Neben der Anlagengröße hängt die Kostenobergrenze wesentlich von der angestrebten solaren Deckungsrate ab. Eine Grenze von 0,12 €/kWh gilt für Solaranlagen zur Trinkwassererwärmung mit einem Tagespufferspeicher, der auf niedrige solare Deckungsraten ausgelegt ist. Bei der solarunterstützten Gebäudeheizung liegen die solaren Wärmekosten deutlich darüber. Das Förderkonzept Solarthermie-2000+ wird in Zukunft mit folgenden Zielsetzungen fortgesetzt:

- Weitere Senkung der solaren Wärmekosten durch Verbesserung der Effizienz und Systemtechnik sowie Kostenreduktion der Komponenten durch technische Verbesserungen und großtechnische Fertigung
- optimierte Anpassung der solarthermischen Anlage an bzw. Integration in die konventionelle Heizungstechnik durch moderne Regelungskonzepte
- neue Anlagenkonzepte der solarunterstützten Nahwärmeversorgung zum Betrieb mit unterschiedlichen Wärmeerzeugern
- Kombination energieeffizienter Wärmespeicher für kurz-, mittel und Langzeitwärmespeicherung mit regenerativen Energien bei solaren Deckungsraten von 50 %

Eine zunehmende Bedeutung für die Wärmeversorgung von Einfamilienhäusern gewinnen sogenannte solare Kombianlagen zur Trinkwassererwärmung und Heizung. Diese Solaranlagen mit Kollektorflächen von 10 – 20 m² und einem Wärmespeicher mit 500 – 1.000 Litern Inhalt haben derzeit in Deutschland einen Anteil von 20 % am gesamten Solaranlagenmarkt, bei steigender Tendenz. Durch diese Anlagen kann ein wesentlich höherer Anteil des Jahreswärmebedarfs durch Solarenergie gedeckt werden. Die Untersuchungen zur Optimierung dieser Anlagen – auch mit Hilfe neuer Komponenten – sollen in enger Kooperation mit der Industrie weitergeführt werden. Darüber hinaus werden in internationaler Zusammenarbeit abgestimmte Prüfmethoden und –kriterien entwickelt.

2.4.2 Hydrothermale Geothermie

Die Erde unter unseren Füßen wird mit jedem Kilometer, den wir tiefer in sie eindringen ca. 30°C wärmer. In acht Metern Tiefe beträgt die mittlere Jahrestemperatur in Deutschland ca. 10°C, in 1.000 Metern tiefen Steinkohlenbergbauen ca. 40°C. In einigen Gegenden liegt dieser Temperaturgradient doppelt so hoch. Dazu gehören z.B. der Oberrheintalgraben, Teile der Schwäbischen Alb und das Voralpenland bis zur Donau. Zu etwa 30 % entstammt diese

Wärme der Ursprungsenergie der Erde aus der Zeit ihrer Entstehung. Der übrige Anteil entsteht durch komplexe Umwandlungsvorgänge im tiefen Erdinneren. Hydrothermale Geothermie nutzt diese Energie in Form von warmem Wasser in den technisch erreichbaren Tiefen zwischen 2.000 und 5.000 Metern. Dort werden Wassertemperaturen von bis zu 180°C erreicht. Aber bereits ab Temperaturen von 80°C wird die Nutzung als Wärmequelle zur Raumheizung interessant. Erdwärme aus geringeren Tiefen mit entsprechend niedrigeren Temperaturen kann in Kombination mit Wärmepumpen genutzt werden. Dies ist Stand der Technik und folglich nicht mehr Gegenstand öffentlicher Förderung.

Nach der deutschen Wiedervereinigung hat die Bundesregierung den Bau einer geothermischen Heizzentrale in Neustadt-Glewe, Mecklenburg-Vorpommern, gefördert. In diesem Projekt ging es unter anderem um die Verbesserung der Wirtschaftlichkeit und die Weiterentwicklung des Korrosionsschutzes und der Fördertechnik. Mittlerweile kann das Projekt auf eine mehr als sechsjährige Betriebserfahrung zurückblicken, die in einem Forschungsvorhaben ausgewertet wird. Der Schutz vor Korrosion ist bei der energetischen Nutzung von heißem Tiefenwasser ein wichtiges Kriterium. Thermalwasser im Norddeutschen Becken hat einen Salzgehalt von 80 bis 340 Gramm pro Liter, und ist damit bis zu zehnmal salziger als Meerwasser. Zudem tritt eine geringfügige radioaktive Belastung auf, die aus natürlichen Vorkommen stammt. Die Wärmegestehungskosten werden zu 80 bis 90 % durch Investitionen zur Errichtung und zum Betrieb der Gewinnungs- und Verteilungsanlagen verursacht, wobei auf die Bohrungen allein zwei Drittel der Kosten entfallen.

Im Rahmen des Zukunftsinvestitionsprogramms (ZIP) werden vom BMWi und vom BMU eine Reihe von Geothermieprojekten gefördert. In Bruchsal werden zwei, bereits in den achtziger Jahren abgeteuft Bohrungen zur Nahwärmeversorgung ausgebaut. In Bremerhaven wird eine ca. 5.000 Meter tiefe Erdwärmesonde zur Energiegewinnung für einen Kalina-Kreislauf-Prozess (Ammoniak-Wasser-Gemisch) zur Strom- und Wärmeversorgung eines neu zu errichtenden Gebäudes des Alfred-Wegener-Instituts eingerichtet. Das GeoForschungszentrum Potsdam (GFZ) führt an der wiedergeöffneten Bohrung Groß Schönebeck im Norden Berlins Untersuchungen zur Nutzbarmachung klüftig-poröser Gesteine durch. Dieser geotechnische Ansatz liegt im Übergangsbereich von hydrothermalen Lagerstätten zu Hot Dry Rock (trockenem heißen Gestein - HDR), da die Wasserwegsamkeit – wie bei HDR – durch künstliche Rissbildung deutlich gesteigert werden muss, um die erforderliche Energiemenge gewinnen zu können.

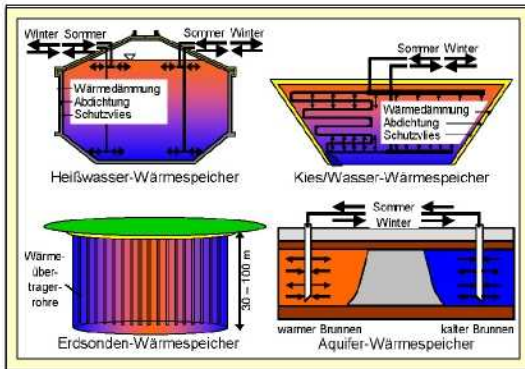


Bild 1: Bautypen von Langzeit-Wärmespeichern (Quelle: ITW).

Einsatzbereiche von Langzeit-Wärmespeichern

Langzeit-Wärmespeicher sind für den Niedertemperaturbereich ausgelegt, d. h. sie dienen als Systemkomponente für die Bereitstellung von Heizwärme und Warmwasser. Sie können vor allem in Nahwärmeversorgungssysteme im Siedlungsbereich integriert werden und dazu beitragen, solare Deckungsraten von 30 bis 60% zu erreichen. Die Untergrenze solcher Speichersysteme ist nach Untersuchungen des Stuttgarter Instituts für Thermodynamik und Wärmetechnik (ITW) bei 100-150 Wohneinheiten, entsprechend etwa 1500 MWh Jahresgesamtwärmebedarf, anzusetzen.

Bei Langzeit-Wärmespeichern kommen unterschiedliche Speicherkonzepte zum Einsatz, die sich nach den örtlichen Gegebenheiten, dem erforderlichen Speichervolumen und den hydrogeologischen Verhältnissen richten (Bild 1). Um die Wärmeverluste zu minimieren, ist ein möglichst kleines Oberflächen/Volumenverhältnis und eine gute Außenisolation notwendig. Derzeit befinden sich Heißwasser-, Erdsonden-, Kies/Wasser- und Aquiferspeicher in der Erprobung.

Durch die Integration von Wärmespeichern in bestehende Versorgungsstrukturen kann neben der solaren Wärmeerzeugung die Nutzung industrieller Abwärme, aber auch der Einsatz von Biomasse-KWK-Anlagen technisch und kostenseitig optimiert werden.

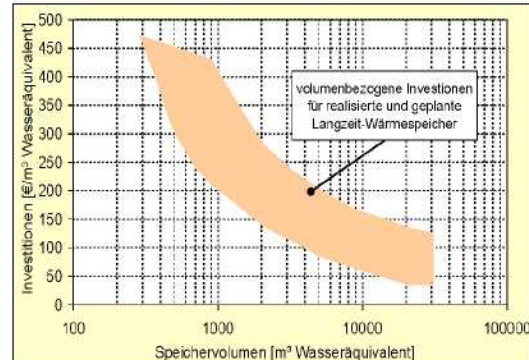


Bild 2: Volumenbezogene Investitionskosten für Langzeit-Wärmespeicher (Quelle: BINE 2001).

Forschungsansätze

Alle genannten Speicherverfahren befinden sich gegenwärtig im Piloteinsatz. Die Funktionstauglichkeit von Langzeit-Wärmespeichersystemen ist insbesondere von der Abstimmung zwischen dem Kollektorsystem, der Nahwärmeversorgung und dem eigentlichen Speicher abhängig. Forschungsschwerpunkte liegen in den Bereichen Material- und Konstruktionsforschung. Dem Aufbau des Speichers und der Art der Wärmedämmung gilt besonderes Interesse, da hier je nach verwendetem Speichersystem große Kostenreduktionspotenziale erschlossen werden können.

Darüber hinaus sind für eine zukünftige dezentrale Wärmespeicherung (ohne Nahwärmeversorgung) besonders verlustarme thermochemische Langzeit-Speicherverfahren, die auf der Basis reversibler chemischer Reaktionen arbeiten, in der Entwicklung.

Wirtschaftliche Entwicklung

Die spezifischen Investitionen für Langzeit-Wärmespeichersysteme unterliegen einer erheblichen Größendegression (50-500 €/m³ Wasseräquivalent) (Bild 2) und sind vom verwendeten Speichermedium und den angestrebten solaren Gesamtdesignraten abhängig. Um mit alternativen Wärmeversorgungssystemen konkurrieren zu können, müssen die Gesamtkosten der Wärmebereitstellung von gegenwärtig ca. 0,30 €/kWh auf etwa 0,15 €/kWh gesenkt werden.

2.4.3 Dezentrale Wärmeversorgung

Wärmespeicherung

Die Wärmespeicherung hat für die Nutzung der Sonnenenergie in Deutschland eine zentrale Bedeutung, damit tages- und jahreszeitliche sowie witterungsbedingte Schwankungen der Sonneneinstrahlung ausgeglichen werden können. Durch eine saisonale Wärmespeicherung kann nicht nur das Potenzial der solarthermischen Nutzung, sondern auch der Kraft-Wärmekopplung und der industriellen Abwärme wesentlich erhöht werden. Je nach Anwendung gibt es verschiedene Speichertechniken und technische Konzepte, die unterschiedliche technische Anforderungen, z.B. hinsichtlich der Temperatur- und Langzeitbeständigkeit der Materialien, erfüllen müssen. Entscheidend für eine Markteinführung ist vor allem die Wirtschaftlichkeit des Speicherkonzeptes. Im Rahmen des BMWi-Programms: „Energieforschung und -technologien“ werden neue, aussichtsreiche Speichertechniken und -konzepte für verschiedene Anwendungsbereiche gefördert. Schwerpunkte des Programms sind

- saisonale Großwärmespeicher für die solare Nahwärme und Abwärmenutzung (BHKW, industrielle Prozesse)
- neue Speichertechniken für die passive und aktive Nutzung der Sonnenenergie in Gebäuden (thermochemische Speichersysteme, Latentwärmespeicher)

Im Mittelpunkt der Demonstrationsprojekte zur solaren Nahwärme steht das Konzept der solaren Großwärmespeicher, von denen einige bereits mehrere Jahre in Betrieb sind. Diese Anlagen sollen etwa die Hälfte des Jahreswärmebedarfs zur Trinkwassererwärmung und Heizung der angeschlossenen Wohnsiedlungen aus Solarenergie decken. Die solaren Wärmegestellungskosten erreichen heute schon rd. 0,15 €/kWh, was v.a. auf Fortschritte bei der Herstellung und Installation großer Kollektormodule und ganzer Kollektordächer (250 – 350 €/m²) sowie durch eine Senkung der spezifischen Speicherkosten auf 125 – 150 €/m³ Speichervolumen zurückzuführen ist. Gegenwärtig geförderte Langzeitmessprogramme an den Anlagen des Reichstagsgebäudes in Berlin (BHKW) und des Gas- und Dampfturbinen-Heizkraftwerkes in Neubrandenburg sollen die technischen Möglichkeiten und die Wirtschaftlichkeit saisonaler Aquiferspeicher aufzeigen.

Infokasten Fernwärmeverteilung

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung

IER

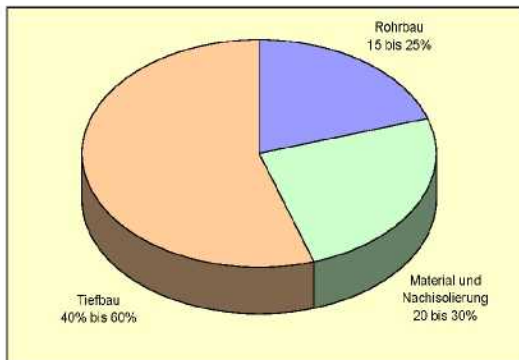


Bild 1: Aufschlüsselung des anlegbaren Wärmepreises im Siedungsbereich (Quelle: AGFW).

Entwicklungen im Bereich Fernwärmeverteilung

Der Wärmemarkt Deutschlands bietet ein besonders großes CO₂-Reduktionspotenzial. Die Wirtschaftlichkeit leitungsgebundener Wärmeversorgungssysteme hängt jedoch in erheblichem Maße vom Erzeugungs- und Verteilungskonzept, der Wärmebedarfsdichte im Anschlussgebiet und den Preisen der Konkurrenzenergien ab.

Fernwärme hat in Deutschland derzeit einen Anteil an der Versorgung von Haushalten in Höhe von etwa 12%. Sie stammt in der Regel aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK), aus Heizwerken und Spitzenlastkesseln, in einigen Fällen auch aus Abwärme industrieller Prozesse. Inwieweit der oben genannte Anteil erhalten oder gar erhöht werden kann, hängt u.a. davon ab, ob die Wettbewerbsfähigkeit durch eine Senkung der Wärmeverteilungskosten, auf die bis zu 50% des anlegbaren Wärmepreises entfallen, gesteigert werden kann (Bild 1).

Die Fernwärmeverteilung ist eine Systemkomponente und als solche nicht direkt im Hinblick auf ihre CO₂-Emissionen zu bewerten. In Kombination mit einem CO₂-armen KWK-Prozess lässt sich unter bestimmten Bedingungen eine Energieversorgung mit höherer Brennstoffausnutzung und geringeren Emissionen als bei getrennter Erzeugung von Strom und Wärme erreichen. Die entsprechenden Größenordnungen hängen allerdings von den Randbedingungen des Einzelfallvergleichs ab.

Die Forschungsmaßnahmen der letzten Jahre zielten darauf ab, die relativ hohen Kosten des Aufbaus

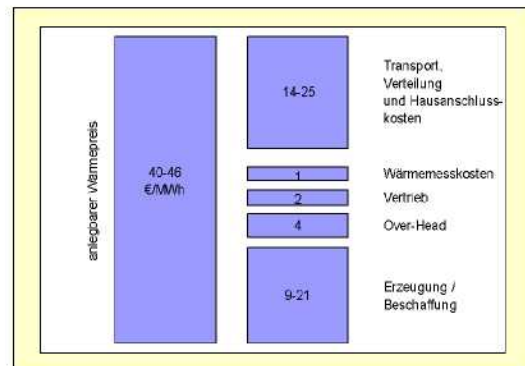


Bild 2: Prozentuale Zusammensetzung der Verlegekosten von Fernwärmeleitungen.

und Betriebs von Nah- und Fernwärmenetzen durch

- eine neuartige Wärmeverteilung mit verringerten Kosten (neuartige Verlegesysteme und Baustellenorganisation, verbesserte Produkte und Qualitätssicherung),
- Betriebsoptimierungen (Verringerung der betriebsgebundenen Kosten durch rechnergestützte mathematische Optimierung, z.B. Netz- und Onlinesimulation, Pumpstromoptimierung, Fahrplanerstellung für die Wärmeerzeugung, Netzaggregation und Vorlauftemperaturoptimierung) und
- einen neuartigen Wärmeabsatz (Nutzkälte aus Fern- bzw. Abwärme zur Erhöhung des für Versorgungszwecke genutzten Koppelwärmeanteils der KWK, sowie bessere Auslastung des Fernwärmenetzes während der Sommermonate)

zu erhöhen.

Perspektiven der Fernwärmeverteilung

Tendenziell nimmt der Wärmebedarf bestehender Abnehmerstrukturen ab. Um die spezifischen Wärmeverteilungskosten im Neubau konstant zu halten oder weiter abzusenken, sind deshalb neben den genannten Entwicklungen zusätzliche Systemoptimierungen notwendig. So kann z.B. die Wirtschaftlichkeit bestehender Fernwärmeversorgungssysteme durch den Neuanschluss geeigneter Abnehmer verbessert werden, wenn Abnahmetemperaturniveaus, Wärmebedarfe und Vollbenutzungsstunden dies zulassen.

Nah- und Fernwärmeverteilung

Ein gut ausgebautes Nah- oder Fernwärmenetz kann unter der Voraussetzung, dass emissionsarme bzw. emissionsfreie Energieträger eingesetzt werden, einen großen Beitrag zur energiesparenden und umweltfreundlichen Wärmeversorgung beitragen. Ein Haupthindernis des stärkeren Fernwärmeausbaus sind die hohen Kosten der Wärmeverteilung. Durch weitere Förderung von Forschung und Entwicklung können diese Kosten gesenkt und dadurch die Wirtschaftlichkeit verbessert werden. Im Jahre 1996 wurden die damaligen Aktivitäten zu dem Förderkonzept Fernwärme 2000+ zusammengefasst. Die Themenschwerpunkte sind:

- Begleitforschung und Weiterentwicklung vorhandener Techniken, wie z.B. die Reduzierung der Wärmeverluste und des Instandhaltungsbedarfs sowie die Verbesserung der Verbindungstechnik und der Leckortung
- Querschnittsthemen für mittelfristige Entwicklungen, wie z.B. die Nutzung industrieller Abwärme und die Kälteerzeugung
- zukünftige Entwicklungsmöglichkeiten für die Nah- und Fernwärme

Hinzu kommen strukturelle Verbesserungen der Fernwärmeversorgung, die die Erzeugung, Verteilung und Übergabestationen umfassen, wobei die zielgerichtete Auswahl und Einbindung von Komponenten sowie die optimale zeitliche Staffelung von Investitionen im Mittelpunkt stehen.

2.5 Querschnittsaufgaben (Systemanalyse)

Hintergrund

In hochkomplexen Wirtschaftssystemen beeinflussen energiepolitische Entscheidungen nahezu alle Wirtschafts- und Gesellschaftsbereiche. Mit Hilfe energiewirtschaftlicher Systemanalysen können diese Auswirkungen untersucht, simuliert und im Hinblick auf die begrenzten finanziellen Ressourcen sowie die im Kyoto-Protokoll eingegangenen CO₂-Reduktionsverpflichtungen optimiert werden. Systemanalysen bilden somit einen wichtigen Baustein bei der Formulierung geeigneter Klimagas-minderungsstrategien.

IKARUS – Instrumente für Klimagas-Reduktionsstrategien

Die 1987 und 1991 vom Deutschen Bundestag eingesetzten „Klima“-Enquête-Kommissionen haben eine umfangreiche Bestandsaufnahme zur Wirkung klimarelevanter Spurengase erarbeitet und konkrete Handlungsempfehlungen für ihre nachhaltige Reduktion vorgestellt. Im Verlauf der Arbeiten zeigte sich jedoch, dass eine umfassende und konsensfähige Datengrundlage zum Energiesystem der Bundesrepublik Deutschland fehlte, auf deren Basis in sich konsistente CO₂-Reduktionsstrategien formuliert und gegeneinander abgewogen werden konnten. Aus diesem Grund initiierte das BMBF Anfang der 90er Jahre das Projekt IKARUS, das zum Ziel hatte, ein Instrumentarium, bestehend aus einer Datenbank und computerge-

stützten Modellen zur Beschreibung des nationalen Energiesystems, zu erstellen. An dem Vorhaben waren wissenschaftliche Einrichtungen, Universitäten sowie die Industrie beteiligt.

Untersuchungsgegenstand ist das Energiesystem der gesamten Bundesrepublik Deutschland. Analysejahre sind 2005 und 2020, in Zukunft zusätzlich die Jahre 2010 und 2030. Damit sind sowohl das Zieljahr für das nationale CO₂-Reduktionsziel (2005) als auch das Zieljahr des Kyoto-Protokolls (2010) in den Untersuchungen abbildbar. Das Instrumentarium umfaßt Technikbeschreibungen von der Nutzenergie- bzw. Energiedienstleistungsebene bis hin zur Primärenergieebene und bildet damit die Energieflüsse und Energieumwandlungsschritte detailliert ab. Darauf aufbauend lassen sich Klimagasminierungsstrategien formulieren. Mit Hilfe von Szenarien werden komplizierte Zusammenhänge dargestellt sowie Zielkonflikte und Handlungsoptionen aufgezeigt.

Das IKARUS-Instrumentarium besteht aus einer umfangreichen Datenbank, einem Optimierungsmodell und mehreren Teilmodellen. Alle Komponenten sind aufeinander abgestimmt, stellen jedoch eigenständige Produkte dar, mit denen verschiedene energiewirtschaftliche Fragestellungen bearbeitet werden können. Die Datenbank setzt sich aus Technik- und Rahmendaten zusammen. Erstere nehmen den größten Teil ein und beinhalten eine Vielzahl technischer, wirtschaftlicher und umweltbezogener Informationen zu Einzeltechniken (z.B. Gaskraftwerk, Wärmepumpe). Die Rahmendatenbank informiert über die volkswirtschaftlichen Randbedingungen, die sowohl den Ist-Zustand (im Basisjahr 1995 bzw. 2000) als auch die zu erwartenden Entwicklungen für die Analysejahre (2005 und 2020, später auch 2010 und 2030) wiedergeben. Die IKARUS-Datenbank läßt sich einerseits als Informationssystem nutzen und bildet andererseits die Datenquelle für die Modelle.

Die Aufgabe des Optimierungsmodells besteht darin, die Gesamtkosten der Energiebereitstellung zu minimieren. Anhand variabler Rahmenbedingungen können energiewirtschaftliche sowie energie- und umweltpolitische Einflüsse in Form von Szenarien simuliert und analysiert werden. Das Modell ermittelt also die für eine Änderung des Energiesystems – z.B. bei einer CO₂-Reduktionsvorgabe – aufzuwendenden Kosten und errechnet den kostenoptimalen Einsatz von Energietechniken. Das Ergebnis einer solchen Optimierungsrechnung entspricht dem Planungsergebnis eines „allwissenden energiewirtschaftlichen Planers“, der unter Berücksichtigung exogener Vorgaben ein optimales Energieversorgungskonzept entwirft. Für sektor- oder einzeltechnikbezogene Fragestellungen stehen spezifische Simulationswerkzeuge zur Verfügung. So können z.B. konkurrierende Techniken mit gleicher Versorgungsaufgabe verglichen werden, andere Modelle erlauben es, sektorweise Analysen zu Emissionsminderungsmöglichkeiten an Gebäuden und energiewirtschaftlichen Auswirkungen verbesserter Industrieverfahren durchzuführen. Das Teilmodell „Verkehr“ ermöglicht detaillierte Untersuchungen von Fahrleistungen, Energieverbräuchen, Emissionen und Kosten des Personen- und Güterverkehrs.

Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen

Das Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen (FEES) wurde 1998 vom BMWi als offene Kommunikationseinrichtung für den Erfahrungsaustausch zwischen Entwicklern und Nutzern von Energiemodellen aus Forschung, Politik und Wirtschaft eingerichtet. Es soll dazu beitragen, die Anwendungsmöglichkeiten von Energiemodellen und energiewirtschaftlichen Systemanalysen in der Energiepolitik und Energiewirtschaft zu demonstrieren. Dazu werden im Rahmen sogenannter Modellexperimente konkrete energiewirtschaftliche Fragestellungen unter Zugrundelegung einheitlicher Eckdaten mit Hilfe verschiedener Modelle bearbeitet. Durch einen Vergleich der Ergebnisse können Unterschiede, die sich u.a. aus der unterschiedlichen Methodik, Detaillierung oder Datenbasis ergeben, sowie spezifische Anwendungsfelder einzelner Modelltypen aufgezeigt werden. Ein weiteres Ziel des Forums ist die Erarbeitung von Qualitätskriterien für Energiemodelle und ihre Datenbasen sowie die methodische Weiterentwicklung neuer Modellansätze.

Im wesentlichen können zwei Modelltypen unterschieden werden: Energiesystemmodelle, die auch als Bottom-up-Modelle bezeichnet werden (zu dieser Gruppe gehört z.B. IKARUS), basieren auf einem prozessanalytischen Ansatz. Sie bilden einzelne Techniken ab, so dass energietechnische Mechanismen, die aus unterschiedlichen politischen Vorgaben resultieren, detailliert dargestellt werden können. Im Gegensatz dazu bilden Energiewirtschaftsmodelle, die auch als Top-down-Modelle bezeichnet werden, den volkswirtschaftlichen Kreislauf der Entstehung und Verwendung von Gütern und Dienstleistungen ab. Hier stehen also ökonomische Fragestellungen im Mittelpunkt der Analysen.

Im Rahmen des FEES wurden bisher drei Modellexperimente (MEX) durchgeführt. Im MEX I, das die strukturellen und gesamtwirtschaftlichen Effekte des Klimaschutzes auf der nationalen Ebene zum Thema hatte, wurden wirtschafts- und strukturelevante Auswirkungen des Klimaschutzes untersucht. An dem Modellexperiment waren drei Energiesystemmodelle und fünf Energiewirtschaftsmodelle beteiligt. MEX II befaßte sich mit den Folgen eines sofortigen oder schrittweisen Verzichts auf Strom aus Kernkraftwerken in der Bundesrepublik Deutschland. Im Rahmen dieses Experiments wurden die Auswirkungen auf die Elektrizitätsversorgung und die Elektrizitätswirtschaft, auf wichtige volkswirtschaftliche Kenngrößen und auf den Ausstoß energiebedingter Treibhausgase ermittelt. Hier waren sieben Energiesystemmodelle – davon vier Strommodelle, die den Sektor der öffentlichen Elektrizitätsversorgung detailliert abbilden – und vier Energiewirtschaftsmodelle beteiligt. Im Mittelpunkt von MEX III, an dem sechs Energiesystemmodelle (davon drei Strommodelle), vier Energiewirtschaftsmodelle und zwei weitere Modelltypen beteiligt waren, stand die Liberalisierung der europäischen Elektrizitäts- und Gasmärkte im Hinblick auf die klima- und umweltpolitischen Ziele der Bundesregierung. Gegenstand der Analysen waren die Entwicklung der Preise, Energienachfrage und Marktstruktur sowie die internationalen Stromaustauschbeziehungen und Kli-

maschutzbemühungen. Ein weiteres Ziel des Forums war es, die Möglichkeiten von Modellkooperationen, d.h. die gegenseitige Übergabe von Ergebnissen als Input in die jeweils andere Modellgruppe, zu erproben.

2.6. Internationale Aktivitäten (EU und IEA)

EU-Programme - Energie, Umwelt und Nachhaltige Entwicklung (EESD)

Die Europäische Kommission fördert im derzeit auslaufenden 5. Forschungsrahmenprogramm¹ Forschungs-, Entwicklungs- und Demonstrationsaktivitäten, deren Zielsetzung und Durchführung eine klare europäische Dimension erkennen lassen. Im Bereich nichtnuklearer Energien umreißen zwei Hauptthemenfelder (sogenannte Leitaktionen) die Förderbereiche.

In der Leitaktion 5 wird die Entwicklung erneuerbarer Energien und der effiziente Einsatz fossiler Energieträger gefördert. Hauptziel ist, die Umweltfolgen von Energieerzeugung und -verbrauch auf ein Minimum zu reduzieren, indem sauberere Energiequellen erforscht und weiterentwickelt sowie negative Auswirkungen der fossilen Brennstoffnutzung vermindert werden. Dazu gehört auch die Ermittlung der Kosten und Umweltfolgen von Energieumwandlungsprozessen. Den erneuerbaren Energiequellen, wie Biomasse, Wind- und Solarenergie, sowie neuen vielversprechenden Energieumwandlungstechniken, wie z.B. Brennstoffzellen, gilt besonderes Interesse. Darüber hinaus werden sowohl Systeme für den Netzanschluss als auch für netzunabhängige Anwendungen (sogenannte Inselsysteme) weiterentwickelt. Barrieren, die einer Verbreitung der genannten Techniken entgegenstehen, z.B. die Integration in Energienetze, werden identifiziert und abgebaut.

Leitaktion 6 zielt darauf ab, eine zuverlässige, saubere, effiziente, sichere und wirtschaftliche Energieversorgung in Europa sicherzustellen. Die Entwicklung neuer Technologien soll dazu beitragen, die Gesamtenergiekosten und den Energiebedarf von Industrie und Gesellschaft drastisch zu senken. Die Forschung soll dabei die Effizienz des gesamten Energiezyklus von der Erzeugung und Speicherung über die Verteilung bis zum Verbrauch verbessern und die Kosten verringern. Den Sektoren bebaute Umwelt, Verkehr und Industrie wird besondere Aufmerksamkeit geschenkt. Die anvisierten Bereiche erstrecken sich daher von der Förderung fossiler Brennstoffe bis zur Erschließung erneuerbarer Energien und von intelligenten Energienetzen bis hin zu sozioökonomischen Aspekten der Energieversorgung und -nachfrage.

Das Gesamtbudget des EESD-Programms, das von 1998 bis Ende 2002 läuft, beträgt 1.042 Mio. €, von denen 479 Mio. € auf Leitaktion 5 und 547 Mio. € auf Leitaktion 6 entfallen. 16 Mio. € sind für sonstige Zwecke vorgesehen. Bis Mitte 2001 wurden Förderanträge von etwa 10.400 Projektpartnern gestellt. Davon entfielen ca. 2.200 auf kleine und mittlere Unternehmen (KMU). Etwa 36 % der rd. 1.600 deutschen Projektpartner erhielten eine För-

¹ Ein Anschlussprogramm, das 6. Forschungsprogramm, ist beschlossen (s.u.)

derzusage. Das durchschnittliche Projektfördervolumen betrug 1,3 Mio. €. Zu den geförderten Vorhaben gehören u.a. die Entwicklung sauberer Kohletechnologien (z.B. EUCLID POWER), Langzeitspeicherkonzepten für anthropogenes CO₂ (z.B. NASCENT), Nutzungskonzepten für die Integration von Brennstoffzellen in Bussen (z.B. CUTE) und Anlagenkonzepten für Windenergieanlagen der 5 MW-Klasse (z.B. 5 MW WIND TURBINE).

Die thematischen Akzente im Energiesektor des 6. Forschungsrahmenprogramms sind nach ihrem zeitlichem Wirkungshorizont strukturiert (kurz-, mittel- und langfristig) und umfassen Saubere Energien (Erneuerbare Energien, Brennstoffzellen-Integrationskonzepte, Speicherung), Energieeffizienz (Gebäudebereich, KWK), Verkehrssektor (Motortreibstoffe, Fahrzeuge, Infrastruktur) sowie CO₂-Abscheidung und -Behandlung. Insgesamt stehen rd. 810 Mio. € zur Verfügung, die ab 2003 in jährlichen Aufrufen mit thematischer Fokussierung vergeben werden sollen.

Deutsche Beteiligung an Forschungsprogrammen der Internationalen Energieagentur

Die Bundesrepublik Deutschland ist eines der Gründungsmitglieder der seit 1974 bestehenden Internationalen Energieagentur (IEA) mit Sitz in Paris. Unter dem Eindruck der damaligen Ölkrise, die die gesamte Energieversorgung der Welt, und somit die weitere wirtschaftliche Entwicklung bedrohte, schlossen sich die wichtigsten Industrieländer zur IEA, einer autonomen Organisation innerhalb der Organisation für Wirtschaftliche Entwicklung und Zusammenarbeit (OECD), zusammen. Der IEA gehören seit ihrer Gründung die Länder Nord-, West und Südeuropas (außer Frankreich und Finnland), die USA und Kanada sowie Japan, Australien und Neuseeland an. Frankreich, Finnland, Ungarn, Tschechien und Korea traten später bei. Heute hat die IEA 26 Mitgliedsländer. Auch die Europäische Kommission nimmt an ihrer Arbeit teil.

Aufgabe der IEA ist die Erhaltung und Verbesserung der Energieversorgungssicherheit ihrer Mitgliedstaaten zu wirtschaftlichen und umweltfreundlichen Bedingungen. Zu diesem Zweck unterhält die IEA ein Informationssystem zur Beobachtung der internationalen Ölmärkte und Kooperationsmechanismen, um Engpässen bei der Rohölversorgung begegnen zu können. Die IEA ist aber heute vor allem auch eine Gemeinschaft, in der auf Regierungs- sowie auf Expertenebene Diskussionsforen zur Koordinierung der Energiepolitiken ihrer Mitgliedsländer bestehen und Grundsätze der Energiepolitik abgestimmt werden. Auch mit Nichtmitgliedsstaaten und anderen internationalen Organisationen werden energiespezifische Fachkenntnisse und Erfahrungen ausgetauscht. Eine stärkere Einbeziehung des privatwirtschaftlichen Bereiches wird angestrebt. In ihrer aktuellen Formulierung wurden diese Grundsätze von den Energieministern der IEA-Länder 1993 in der Erklärung über die „Gemeinsamen Ziele (Shared Goals)“ niedergelegt.

Von Beginn an war die Förderung der multinationalen Zusammenarbeit im Bereich der Energieforschung ein wichtiger Teil des Arbeitsprogramms der IEA, mit dem die Diversifizierung

der nutzbaren Energiequellen gefördert, neue Energiequellen und -techniken erschlossen und ihre Wirtschaftlichkeit verbessert sowie die Effizienz der Nutzung von Energie gesteigert werden soll. Durch die internationale Kooperation soll den Mitgliedern die Möglichkeit gegeben werden, auch mit begrenzten Mitteln am Fortschritt mitzuwirken und teilzuhaben. Die Förderung der Verbreitung neuer Energietechniken mit marktwirtschaftlichen Mitteln auch in Nichtmitgliedsländern hat in den letzten Jahren zunehmend an Bedeutung gewonnen, da hier viele Probleme und Potenziale der Zukunft gesehen werden. Die internationale Zusammenarbeit in Forschung und Entwicklung im Rahmen der IEA wird durch Verträge, sogenannte Implementing Agreements, geregelt, in denen Thematik, Arbeitsprogramm, Projektsteuerung und bereitzustellende Mittel festgelegt werden. Die Teilnahme erfolgt auf freiwilliger Basis. Die Bundesrepublik Deutschland hat sich seit 1975 an vielen dieser Implementing Agreements beteiligt und in einigen auch eine Führungsrolle übernommen, indem deutsche Einrichtungen die Leitung gemeinsam finanzierter Forschungsaufgaben übernahmen (Operating Agent). Die Schwerpunkte der deutschen Mitarbeit liegen auf den Gebieten der rationellen Energieverwendung und der erneuerbaren Energien. Gegenwärtig wird die deutsche Beteiligung an 13 Implementing Agreements aus Mitteln des BMWi getragen. Der finanzielle Aufwand dafür beträgt zur Zeit rd. 2 Mio. € im Jahr. Darüber hinaus ist Deutschland an weiteren der insgesamt über 40 Implementing Agreements beteiligt, die jedoch in der Zuständigkeit anderer Ministerien liegen.

Als ein besonderer Nutzen der Zusammenarbeit in der IEA wird von den beteiligten Wissenschaftlern und Forschungsmanagern sowohl aus dem staatlichen als auch dem privatwirtschaftlichen Bereich die Förderung der Kontakte mit Forschern und Fachleuten aus anderen Ländern und der damit verbundene Informationsaustausch geschätzt. Für die Steuerung der Zusammenarbeit bestehen auf verschiedenen Ebenen Gremien aus Vertretern der IEA-Mitgliedsländer. Der Projektträger Jülich bzw. das Forschungszentrum Jülich vertritt das BMWi bei der Unterzeichnung der Implementing Agreements und in den Arbeitsgremien für Forschung und Entwicklung. Dies sind z.B. die Komitees für Rationelle Energieverwendung (End-Use Working Party) und Erneuerbare Energien (Renewable Energy Working Party) sowie verschiedene Lenkungsausschüsse der IEA-Kooperationsprojekte (Executive Committees der Implementing Agreements). Die Aufgaben im Komitee für Forschung und Technologie und auf anderen Ebenen werden vom BMWi selbst wahrgenommen.

3. Dokumentation und Grundlagen der berechneten Energieeinspar- und CO₂-Minderungspotenziale

3.1 Rahmenannahmen und Methodik (PTJ)

In den nachfolgenden Kapiteln werden die in den Infokästen dargestellten Energie- und Emissionseinsparungen im Detail erläutert. Als Zeithorizont für die Projektionen wurde ein Zeitraum bis zum Jahr 2020 festgelegt. Großer Wert wurde dabei auf die Vergleichbarkeit der ermittelten Einsparpotenziale gelegt. Dies betrifft sowohl die zugrunde gelegten Rahmenparameter als auch das gewählte methodische Vorgehen. Die Projektionen sind als Szenarien zu verstehen und sollten daher nicht im Sinne einer Erwartungshaltung interpretiert werden. Sie geben vielmehr einen Hinweis auf mögliche Emissionsreduktionen, die von den entsprechenden Techniklinien unter bestimmten Randbedingungen ausgehen könnten. Neben aktuellen Studien, die zu den einzelnen Techniken vorliegen, basieren die Projektionen in weiten Teilen auf dem Datenbestand, der im Rahmen des IKARUS-Projektes erarbeitet wurde. In einigen Fällen wurden die Emissionsschätzungen mit Hilfe der IKARUS-Modelle durchgeführt. Es ist zu betonen, dass die von den Techniken ausgehenden Emissionsminderungen Einzelpotenziale darstellen und nicht zu einem Gesamtpotenzial addiert werden dürfen. Dies gilt insbesondere für die stromerzeugenden Techniken.

Für die Angabe potenzieller Emissionsreduktionen muss eine Referenzentwicklung zugrundegelegt werden, die mit den in Szenarien berechneten Daten verglichen werden kann. In den hier beschriebenen Analysen sind dies der heutige Stand der Technik und/oder der durchschnittliche Bestandsmix heute installierter Techniken, die quasi „eingefroren“ (frozen efficiency) und bis zum Jahr 2020 fortgeschrieben werden. Insbesondere bei Techniken, die durch eine relativ lange Lebensdauer charakterisiert sind (Kraftwerke, Gebäude), wurden Aspekte der Bestandsaltersstrukturen berücksichtigt, da sie einen möglichen Ersatzbau maßgeblich beeinflussen. Darüber hinaus geben solche Betrachtungen einen Hinweis darauf, inwieweit die Verfügbarkeit einer neuen Technik mit der zeitbezogenen Nachfrage (Neubau, Ersatz von Anlagen) korreliert.

In einigen Fällen werden in den nachstehenden Kapiteln auch CO₂-Minderungskosten für die betreffenden Techniken bzw. Techniklinien angegeben. Allerdings wurde mit unterschiedlichen Berechnungsmethoden gearbeitet, da für einige Techniken keine oder nicht belastbare Kostendaten vorliegen. In diesen Fällen wurde mit Hilfe anlegbarer Kosten gearbeitet. Ausgehend von der Annahme, dass Maßnahmen zur Effizienzverbesserung höhere Investitionskosten nach sich ziehen, lassen sich über die über den Wirkungsgradgewinn eingesparten Brennstoffkosten als sogenannte maximale Investitionsmehrkosten gegenüber einer konventionellen Technik angeben.

3.2 Berechnung der Energieeinspar- und CO₂-Reduktionspotenziale

3.2.1 Rationelle Energieanwendung in der Industrie – Thermoprozessanlagen (ISI)

Wie bereits in Abschnitt 2.2.1 „Energieeinsparung in der industriellen Fertigung“ beschrieben, ist in der Vergangenheit der spezifische Energiebedarf der deutschen Industrie deutlich gesunken. Neben strukturellen Einflüssen, wie dem geringeren Wachstum energieintensiver Branchen (z.B. Metallerzeugung oder Chemische Grundstoffe) gegenüber weniger energieintensiver Branchen (z.B. Herstellung elektronischer oder pharmazeutischer Erzeugnisse), ist dies überwiegend durch den Einsatz von neuen Techniken oder Verfahren erfolgt. Auch weiterhin sind eine Vielzahl in unterschiedlichen Phasen der Entwicklung befindlicher energieeffizienter Techniken bekannt, die durch Forschung und Entwicklung sowie teilweise unterstützende Maßnahmen zur Markteinführung verfügbar gemacht werden können. Aufgrund der Heterogenität der industriellen Fertigungsverfahren würde die Beschreibung aller wesentlichen Verbesserungsmöglichkeiten den Rahmen dieses Beitrages sprengen. Daher werden im folgenden exemplarisch Maßnahmen in Bereich der industriellen Thermoprozessanlagen beschrieben, die rund 40 % des gesamten industriellen Energiebedarfs benötigen. Auf die hier näher vorgestellten „Querschnittsofen“, wie sie etwa bei der Metallbearbeitung, im Maschinen- und im Fahrzeugbau Verwendung finden, entfallen hiervon wiederum rund 30 %, so dass diese für etwa 12 % des gesamten Energieverbrauchs der Industrie verantwortlich zeichnen.

Zugrundeliegende Annahmen und wesentliche Aussagen

Thermoprozessanlagen bergen noch ein erhebliches Energieminderungspotenzial. Heutige auf dem Markt befindliche Anlagen haben einen Wirkungsgrad zwischen 55 und 65 %. Moderne Hochleistungsöfen weisen Wirkungsgrade von 75 bis zu 85 % auf. Im Mittel lässt sich der spezifische Energieverbrauch um ca. 30 % gegenüber dem mittleren Verbrauchsniveau des heutigen Bestandes reduzieren. Die größten Potenziale liegen dabei in der Verwendung moderner Brennersysteme, daneben tragen optimierte Prozessleitsysteme, verstärkte Abwärmennutzung und eine verbesserte Isolierung substantiell zu Verbrauchsminderung bei (s. Infokasten Thermoprozessanlagen, Bild 2).

1998 lag der Endenergieverbrauch der Industrie bei rund 2.400 PJ, so dass sich für die betrachteten Querschnittstechniken ein Verbrauch von knapp 300 PJ ergibt, wovon etwa 10 % auf den Energieträger Strom entfallen. Das jährliche Minderungspotenzial beläuft sich somit auf etwa 90 PJ.

Der Netto-Durchschnittswert des spezifischen CO₂-Emissionsfaktors für die öffentliche Stromerzeugung liegt bei 178 kg CO₂/GJ. Der Brennstoffmix der deutschen Industrie entspricht einem spezifischen CO₂-Emissionsfaktor von 71 kg CO₂/GJ. Daraus resultiert ein CO₂-Ausstoß von rund 24 Mio. t, der auf den Energieeinsatz in Querschnittsofen zurückzuführen ist (s. Infokasten Thermoprozessanlagen, Bild 1). Bezogen auf den heutigen Ausstoß

liegt das CO₂-Minderungspotenzial also – entsprechend einer 30 %igen Reduktion – bei rd. 7,5 Mio. t pro Jahr.

Für die Projektion der Verbrauchsentwicklung werden zur Referenzbildung zwei unterschiedliche Perspektiven untersucht: zur Orientierung am tatsächlichen Status Quo wird üblicherweise das Verbrauchsniveau auf der Basis des Bestandsdurchschnitts fortgeschrieben. Bei dieser Betrachtungsweise beinhaltet das ausgewiesene Einsparpotenzial aber implizit auch FuE-Anstrengungen der jüngeren Vergangenheit bereits im Referenzverlauf („frozen efficiency“ Bestand). Geht man jedoch hypothetisch davon aus, dass auch ohne jegliche weitere FuE-Maßnahmen sämtliche bestehenden und neuen Anlagen auf das marktbeste Niveau „nachziehen würden“, dann muss man die möglichen Einsparungen auf den Stand der heutigen marktbesten Anlagen beziehen („frozen efficiency“ Marktbeste). Das zusätzlich erreichbare Einsparpotenzial wird dann also allein den gegenwärtigen und künftigen FuE-Maßnahmen zugeschrieben. In beiden Fällen wird die Projektion des Energieverbrauchs an den prognostizierten Verlauf der Produktionswerte der relevanten Branchen angekoppelt. Ferner wird die Annahme getroffen, dass bis 2020 nahezu alle Altanlagen entweder substituiert oder auf den neuesten Stand nachgerüstet worden sind, d.h. das bestehende Einsparpotenzial bis 2020 fast komplett ausgeschöpft ist. Bei Berücksichtigung der Durchdringungskurve von Neuanlagen ergibt sich bis 2020 ein kumuliertes Einsparpotenzial von rund 150 Mio. t („frozen efficiency“ Bestand) bzw. rund 100 Mio. t („frozen efficiency“ Marktbeste).

Eine grobe Abschätzung der in Deutschland installierten thermischen Leistung der hier betrachteten „Querschnittsofen“ ergibt etwa 15 GW. Das Potenzial an einsparbarer Leistung liegt demgemäß bei ca. 4,5 GW. Weltweit wird – ermittelt auf der Basis des weltweiten industriellen Verbrauchs von 2.140 Mio. t Öläquivalent (MTOE) – für Thermoprozessanlagen der beschriebenen Art eine installierte Leistung von ca. 600 GW geschätzt. Das Einsparpotenzial beträgt somit weltweit rund 180 GW installierte Ofenleistung bzw. 3.600 PJ Energieeinsparung per annum. Die in Deutschland durchgeführte Forschung und Entwicklung kann somit über den Export der Thermoprozessanlagen einen Beitrag zur Senkung der globalen CO₂-Emissionen leisten.

Eine Steigerung der Energieeffizienz bei industriellen Produktionsverfahren hat nicht nur eine Verminderung der Energiekosten der Betriebe und einen verringerten CO₂-Ausstoß zur Folge. Reduziert werden durch energiesparenden technischen Fortschritt auch die externen Kosten der Umweltbelastung (Industrieanteil nach Wicke/UBA ca. 10 Mrd. DM). Ferner wird durch die Exporte des deutschen Anlagen- und Maschinenbaus und durch Wettbewerbsprozesse mit ausländischen Konkurrenten die weltweite Energieeffizienz in der Industrie gefördert. Da zudem die deutsche Investitionsgüterindustrie deutlich überproportionale Wachstumsraten aufweist (Wachstumsrate ca. 50 % höher als Industriedurchschnitt nach Fh-ISI), fördert ener-

giesparender technischer Fortschritt das Wachstum der Produktion und der Exporte in besonderem Maße.

Einsparmaßnahmen bei allgemein einsetzbaren industriellen Thermoprozessanlagen

Der Verbrauch vieler Ofentypen konnte zwar in den vergangenen Jahren deutlich gesenkt werden, aber dennoch liegt der durchschnittliche Nutzungsgrad erst bei rund 60 %, obwohl feuerungstechnische Wirkungsgrade bis über 85 % möglich sind. Gegenüber dem heutigen Bestandsdurchschnitt sind 30 %ige Effizienzsteigerungen möglich. Die wichtigsten Felder, in denen noch Verbesserungen erzielt werden können, sind (in der Reihenfolge der Größe ihrer jeweiligen Potenziale):

- Verbrennungstechnik: Einsatz moderner Brennersysteme
- optimierte Prozessleittechnik
- verstärkte Abwärmenutzung
- verbesserte Wärmedämmung

Nachfolgend werden diese Felder näher beschrieben und exemplarisch einige Forschungsprojekte aus diesen Bereichen vorgestellt, die vom BMWi gefördert wurden bzw. werden.

Verbrennungstechnik

Im Bereich der Verbrennungstechnik und der Wärmerückgewinnung aus dem Abgas zur Vorwärmung der Verbrennungsluft sind in den letzten Jahren erhebliche Fortschritte erzielt worden. Exemplarisch sind hier die flammenlose Oxidation (FLOX-Brenner), die direkte Brenngaseindüsung und die Entwicklung von keramischen Rekuperatorbrennern und Regeneratorbrennern. Die typischen Einsatzbereiche der Brenner sind in Tabelle 3.2.1-1 zusammengefasst. Dabei zeichnet sich insbesondere der FLOX-Brenner durch niedrigste NO_x-Emissionen selbst bei höchster Luftvorwärmung aus. Der Einsatz der neuen Systeme in Thermoprozessanlagen ist in Deutschland noch nicht allgemeiner Stand der Technik.

Tabelle 3.2.1-1: Einsatzbereiche verschiedener Brennertypen [Radgen 1998]

Brenner	Rekuperatorbrenner	Regeneratorbrenner	FLOX-Brenner
Prozesstemperatur	700–1.300°C	900–1.300°C	> 900°C
Leistung je Brenner	10–200 kW	> 200 kW	200 kW
Anwendungsgebiete	direkte und indirekte Beheizung von Industrieöfen	direkte Beheizung von Industrieöfen	direkte und indirekte Beheizung von Industrieöfen

Moderne Regeneratorsysteme sind wirtschaftlich äußerst interessant, da sie in der Lage sind – neben dem ursprünglichen Ziel Energie einzusparen – erhebliche Verbesserungen/Einsparungen in der Verfahrenstechnik bereitzustellen. Die Neuentwicklung von kostengünstigen keramischen Rekuperatoren erfolgte zur Optimierung der Wärmetauscher auch unter fertigungstechnischen Aspekten sowie zum Einsatz von NO_x-Minderungstechniken. Keramische Rekuperatorbrenner werden in erster Linie aufgrund ihrer erweiterten Einsatzgebiete und ihrer hohen Lebensdauern eingesetzt, welche mit mehr als 10 Jahren ein Mehrfaches von Stahl-Rekuperatoren (2 bis 5 Jahre) betragen.

Die bisherigen Erkenntnisse über die FLOX-Verbrennungstechnologie wurden im wesentlichen mit Gas als Brennstoff gewonnen. Seit neuerem wird auch der Einsatz von Flüssigbrennstoffen in solchen Anlagen untersucht.

Das Gaswärme-Institut Essen befasst sich in einem Projekt mit dem Bau von Hochleistungs-industrieöfen auf der Basis eines ganzheitlichen Lösungsansatzes. Im Rahmen des Projektes werden ein Rollenherdofen für Dünnbrammen und ein Schnellbrandofen für Porzellan optimiert, experimentell die Grenzen einer möglichen Steigerung der Wärmeübertragung auf das jeweilige Wärmegut ermittelt und im Anschluss daran für den jeweiligen Anwendungsfall eine Hochleistungsthermoprozessanlage mit Hilfe mathematischer Modellierung ausgelegt und optimiert.

Ebenfalls vom BMWi gefördert und erfolgreich abgeschlossen wurde ein Projekt zur Entwicklung eines neuartigen Drehgenerator-Brenner-Systems (DREBS). Es wurde gemeinsam vom Betriebsforschungs-Institut (BFI) des Vereins Deutscher Eisenhüttenleute (VDEh) in Düsseldorf und der Hamon Rothemühle Cottrell GmbH entwickelt, getestet und zur Betriebsreife gebracht. Das innovative System basiert auf dem Prinzip des für niedere Temperaturen geeigneten so genannten Ljungström-Wärmetauschers. Durch die Verknüpfung von bewährten Verfahren mit moderner Technik konnte die Einsatztemperatur des sich drehenden Wärmetauschers auf zirka 1.400 Grad Celsius erhöht werden. Damit ist der Einsatz in zahlreichen industriellen Prozessen der Stahl- und NE-Metallindustrie, der Chemie und Petrochemie sowie der Keramikindustrie möglich. Durch die Rückführung der hochtemperaturigen Abgasenergie in den Produktionsprozess können sowohl der Energieeinsatz als auch die freigesetzten CO₂-Mengen gesenkt werden. Besonders bei sehr hohen Prozesstemperaturen über 1.000°C können so bis zu 50 % des Brennstoffes eingespart werden. Nach umfangreichen Tests an einem betriebsnahen Brennerversuchsstand wurde das System inzwischen in einem Edelstahlwerk erfolgreich industriell erprobt.

Das Einsatzgebiet von Industrieöfen, in denen das Brenngut auf rotierenden Rollen transportiert wird, dehnt sich auf immer größere Bereiche der keramischen und metallverarbeitenden Industrie aus. Das Vordringen des Rollentransportes stößt bei einigen Brennprozessen auf Grenzen, die vor allem in der begrenzten Tragfähigkeit und der begrenzten nutzbaren Länge

der Transportrollen begründet sind. Das Antriebssystem und die Lagerungen der Transportrollen befinden sich gegenwärtig außerhalb des Ofens und unterliegen keiner wesentlichen thermischen Beanspruchung. Die Problematik der Lagerung der Rollen im Ofeninneren (bei 1000°C und mehr) ist derzeit eine ungelöste Aufgabe. Das Ziel eines von der RWTH Aachen in Zusammenarbeit mit industriellen Partnern durchgeführten Verbundprojektes war es, nachzuweisen, dass keramische Gleitlager im Hochtemperaturbereich einsetzbar sind. Durch die Platzierung der keramischen Heißlager im Prozessraum konnte der nutzbare Teil der Rollenbahn, bei gleichbleibender Rollenlänge oder bei Einsatz einer längeren Rolle mit Zwischenlagerung im Ofeninneren, verbreitert werden. Durch diese Entwicklung soll einerseits eine Erhöhung der nutzbaren Ofenbreite und somit auch des Ofendurchsatzes ermöglicht werden, was zu einer Senkung des spezifischen Energieverbrauches führt. Andererseits können Brennprozesse in Rollenöfen durchgeführt werden, die bisher nur in Tunnelöfen möglich waren. Als erster volkswirtschaftlich bedeutungsvoller Anwendungsfall wird der Einsatz in der Ziegelindustrie betrachtet. Dabei kann außer einer spezifischen Energieeinsparung von ca. 20 % eine Reduzierung der Emissionen (insbesondere Fluor) durch eine Verkürzung der Brenndauer erreicht werden.

Optimierte Prozessleittechnik

Eine softwaregestützte Ofenführung kann – gerade bei den weit verbreiteten kleinen Wärmeöfen – zwischen 8 und 15 % Energie einsparen. Ziel des Einsatzes moderner Prozessleittechnik ist immer ein möglichst bedarfgerechter Betrieb der Anlage. Grundlage für eine optimierte rechnergestützte Ofenführung ist die möglichst exakte Erfassung der maßgeblichen Parameter, wie Temperaturniveau, Temperaturprofil, Leistungsdichte, Aufheizgeschwindigkeit und zeitliche Dosierung der Leistungszufuhr.

Generell kommt der Entwicklung von mathematischen Modellen und Simulationsprogrammen zur Optimierung von Thermoprozessanlagen eine große Bedeutung zu, da hierdurch die hohen Kosten für teure Versuchsaufbauten und langwierige Messreihen reduziert bzw. vermieden werden können. Die modellgestützte Prozessführung profitiert wesentlich von der verbesserten Messtechnik und kann in Richtung Expertensystem, das ggf. über adaptive Fähigkeiten verfügt, weiterentwickelt werden. Die Vorteile gegenüber handgesteuerten Öfen liegen auf der Hand:

- Nutzung von Datenbanken mit prozessrelevanten empirischen und analytischen Parametern – auch aus vor- und nachgelagerten Prozessschritten
- Einbindung von Expertensystemen, Fuzzy-Logik oder Techniken künstlicher neuronaler Netze
- Festlegung von Sollwertfunktionen mit Optionen für z.B. energiesparende, produktqualitätsmaximierende oder durchsatzmaximierende Ofenfahrweise

- Nutzung adaptiver Verfahren zur laufenden Anpassung der Betriebsführung an die konkreten Produktionsbedingungen
- Möglichkeit der Plausibilitätsprüfung aller relevanten Messdaten
- Exaktere Einstellung der Temperaturen
- Vermeiden bzw. Verkürzen von Wartezeiten
- Begrenzung von Lastspitzen

Das VDEh-Betriebsforschungsinstitut führt ein vom BMWi gefördertes Projekt zur energiesparenden Prozessführung von Wärmöfen durch Einsatz neuer Messtechnik und moderner kybernetischer Methoden durch. Hierunter fällt vor allem die Kombination von nutzgutnaher Messung der Ofenraumtemperatur und einer nutzgutnahen Analyse der Verbrennungsgase mit Hilfe der Kombisonde. Die Kombisonde basiert auf der sogenannten Thermoelementsonde. In Erweiterung zur Thermoelementsonde verfügt die Kombisonde über eine integrierte Absaugung der Verbrennungsgase in der Nähe des Nutzgutes. Der O₂-Sensor basiert auf dem handelsüblichen ZrO₂-Sensor. Des weiteren wird ein Programmpaket zur Prozessführung entwickelt, das den Aufbau einer Datenbank für alle in der Ofenführung verwendeten oder berechneten Prozessgrößen sowie die Auswahl geeigneter Verfahren zur Bestimmung von nicht direkt messbaren Zustandsgrößen des Erwärmungsprozesses beinhaltet. Ziel dieses Forschungsvorhabens ist die Minimierung des Energieverbrauchs in Wärmeöfen der Metallerzeugung und -bearbeitung um 8 bis 15 %.

Verstärkte Abwärmenutzung

Viel Wärme geht einem Ofen über das Abgas verloren. Ziel der Entwicklung neuer Ofengenerationen muss sein, die Hitze bereits im Ofenraum so gut wie möglich zu nutzen. Eine Möglichkeit dafür sind poröse Keramikwände, die als Trennwände oder in der Nähe des Abzuges installiert werden und einen Teil der Ofenhitze abfangen. Die Wände werden vom Verbrennungsgas durchströmt, erwärmen sich dabei und strahlen Infrarot (IR)-Strahlung ab. Da die breitbandige IR-Strahlung das Ofengut effizienter erhitzt als das Verbrennungsgas, steigern diese Strahlungswände die Heizleistung und sparen Brenngas ein. Das Problem dabei ist, dass die Keramiken der rauen Atmosphäre von Industrieöfen nicht lange standhalten, auch ist der unerwünschte Druckverlust zwischen innerem und äußerem Ofenraum recht groß. In einem vom BMWi geförderten Verbundprojekt wurde eine optimierte Strahlungswand entwickelt und in verschiedenen Öfen der Stahlindustrie erprobt. Verändert wurde dabei die Geometrie der einzelnen Zellen der Wand: Sie wurden als Sechsecke konstruiert, was die Reibungsverluste mindert und die IR-Abstrahlung verbessert. Als Werkstoff wurde eine Oxidkeramik gewählt, die sich auch bei Temperaturen bis 1.250°C als langfristig beständig erwies.

Verbesserte Wärmedämmung

Um unnötige Transmissions-Wärmeverluste durch die Ofenwandung zu vermeiden, kommt einer hochwertigen Isolierung nach wie vor hohe Bedeutung zu. Bei der Entwicklung von Wärmedämmstoffen sind hinsichtlich gesundheitlicher Eignung, Herstellungskosten und Leistungsfähigkeit noch Verbesserungen nötig und möglich. Keramische Faserstoffe werden vor allem wegen ihres niedrigen Raumgewichts und hervorragender Temperaturwechselbeständigkeit als Wärmedämmstoff bei Hochtemperaturprozessen eingesetzt. Nachteilig sind der hohe Preis und ihre Einstufung als krebserregende Stoffe.

Ziel eines vom Deutschen Institut für Feuerfest und Keramik (DIFK) durchgeführten Vorhabens ist es daher, neue hochfeuerfeste Wärmedämmstoffe auf Hochtonerde-Basis zu entwickeln und in der Praxis zu erproben. Vorausgegangen ist die gelungene Synthese mikroporösen Calciumhexaaluminates. Dieses Verfahren soll zusätzlich auf Alpha-Korund, Beton-Tonerde und Mg-Al-Spinell angewendet werden. Die Endanwender können mit den neuen Werkstoffen gesundheitlich bedenkliche Faserwerkstoffe ersetzen und Einsparungen bei den energieintensiven Hochtemperaturprozessen erzielen.

Projekte

Derzeit laufen folgende vom BMWi geförderte Forschungsvorhaben mit branchenübergreifendem Charakter im Bereich industrieller Thermoprozessanlagen (Förderkennzeichen in Klammern):

- Neuartige energiesparende und umweltentlastende Prozessführung von Wärmöfen durch Einsatz neuer Meßtechnik und moderner kybernetischer Methoden (0326914B)
- Verbundprojekt: Entwicklung hochfeuerfester Wärmedämmstoffe (0327258A)
- Verbundprojekt: Verbesserung der Energieausnutzung in Hochtemperaturprozessfeuerungen durch Industrieinsatz eines neuartigen NO_x-armen Drehgenerator-Brenner-Systems mit Salzkeraam-Speichermassen (0326970A)
- Entwicklung und Erprobung einer sensorbasierten prädikativen Steuerung bei der industriellen Gewinnung und Nutzenanwendung von Prozessgasen (0327003)
- Verbundprojekt: Energiegewinnung durch Heißlager in Hochtemperaturanlagen (0327222A)
- Energetische Optimierung von Thermoprozessanlagen (ETA) (0327274A)

Literatur

[Beo] beo/ptj-Jahresberichte 1996-2000; Projektbeschreibungen

[BINE 2000] BINE Informationsdienst: Energieeffiziente Industrieöfen. 3/2000

[BMW 2001] BMW-Broschüre: Energieforschung – Investition in die Zukunft; 2001

[IKARUS] IKARUS-Datenbank. Stand 2001, Fachinforamationszentrum Karlsruhe

[Jasper 1999] Jasper, H.D.: Entwicklungstendenzen im Regenerator- und Brennerbau für Industrieöfen. Gaswärme International 12/1999

[Jasper 2001] Jasper, H.D.: Anpassung erdgasbefeuerter Regenerator-Brennersysteme an Ofenanlagen – eine Übersicht. Gaswärme International 10/2001

[Radgen1998] Radgen, P.: Fh-ISI: Zwischenbilanz zur rationellen Energienutzung bei Thermoprozessanlagen, insbesondere Industrieöfen; 1998

3.2.2 Energie- und CO₂-Einsparung im Gebäudesektor (STE)

Die Bedeutung des Gebäudesektors für den Klimaschutz

Bedeutung und Dimension des Wärmemarktes für den Gebäudebereich werden in Tabelle 3.2.2-1 veranschaulicht. Danach beläuft sich der Anteil des Endenergieverbrauchs für Raumwärme und Warmwasser 1995 in den Sektoren Haushalte und Kleinverbraucher auf 3.326 PJ. Bezogen auf den gesamten Endenergieverbrauch in Deutschland entspricht das einem Anteil von 35,5 %. Mehr als ein Drittel der deutschen Endenergie gehen in den Gebäudebereich, der damit der größte Verbrauchssektor ist. Hier wird weitaus mehr Endenergie verbraucht als im Verkehr oder in der Industrie. Damit ist klar, dass diesem Sektor auch bei den Klimaschutzbemühungen eine erhöhte Aufmerksamkeit zu widmen ist.

Tabelle 3.2.2-1: Gesamter sektoraler Endenergieverbrauch in Deutschland und Raumwärmeanteil [nach PROGNOSE/EWI 1999]

	Gesamter Verbrauch		Raumwärmeanteil	
	PJ	%	PJ	%
Privathaushalte	2.689	28,7	2.375	25,3
Kleinverbraucher	1.603	17,1	951	10,1
Industrie	2.474	26,4	148	1,6
Verkehr	2.614	27,9	0	0
Summe	9.380	100,0	3.326	37,1

Es ist aber nicht nur die große Energiemenge, die diesen Sektor für den Klimaschutz so wichtig und interessant macht. Gleichzeitig bestehen hohe Einsparpotenziale. Insbesondere der energetischen Sanierung älterer Gebäude kommt eine Schlüsselrolle zu.

Deutschland verfügte 2002 über rund 4 Mrd. m² an Gebäudeflächen. Davon entfielen 3 Mrd. m² auf Wohngebäude mit insgesamt 37 Mio. Wohnungen. Der Rest von knapp 1 Mrd. m² waren gewerblich genutzte Nichtwohngebäude. Alle Gebäude, die vor Einführung der zweiten Wärmeschutzverordnung 1984 gebaut wurden, entsprechen bei weitem nicht

mehr den heutigen Anforderungen und sind energetisch sanierungsbedürftig, sofern sie nicht schon modernisiert wurden. Tatsächlich sind rund 75 % der heute vorhandenen Gebäude vor 1985 gebaut worden. Diese Zahlen zeigen das große Energie- und CO₂-Einsparpotenzial des Gebäudebereichs. Neubauaktivitäten wirken sich kontraproduktiv auf die CO₂-Minderung aus, sofern es sich nicht um Nullenergiehäuser handelt oder sofern nicht entsprechende Altbauten mit höherem Verbrauch abgerissen werden. Beides ist aber in der Praxis nicht der Fall, so dass durch Neubauten in der Regel Mehremissionen von CO₂ entstehen. Es kommt eine zusätzlich zu beheizende Gebäudefläche dazu, die vorher nicht vorhanden war. Zusätzlicher Bedarf an Heizenergie in Neubauten muss durch verstärkte Reduktionsmaßnahmen im Bestand kompensiert werden, andernfalls wird die gewünschte CO₂ Minderung nicht erreicht.

Warum Altbausanierung wichtig ist

Sanierung schafft bessere Lebensräume für morgen

Sanierung statt Neubau trägt mit dazu bei, bestehende ökologische, soziale und sonstige Strukturen und Abläufe z.B. in einem Stadtgebiet zu erhalten. Außerdem wird das kulturelle Erbe durch die Sanierung gepflegt und erhalten. Die Gebäude werden durch eine Renovierung ästhetisch aufgewertet und technisch weitgehend auf den aktuellen Stand gebracht. Die Wohnqualität wird erheblich verbessert. Der Nutzer genießt eine höhere thermische Behaglichkeit durch die bessere Wärmedämmung, hat meist verbesserte Lichtverhältnisse und weniger Feuchtigkeits- und Schimmelprobleme. Durch die Sanierung wird aber auch nach außen ein positives Wohnumfeld geschaffen. Alles zusammen führt zu einer höheren Wohnzufriedenheit und schafft Lebensräume für morgen. So wird ein wesentlicher Beitrag zu einer nachhaltigen Stadtentwicklung geleistet.

Sanierung erhält die Bausubstanz und schont Ressourcen

Wohngebäude haben in Deutschland eine Lebensdauer von 150 bis 200 Jahren mit einem Renovierungszyklus von 30 bis 60 Jahren (Mittelwert 50 Jahre). Innerhalb eines solchen Renovierungszykluses werden alle Gebäudeteile (Dach, Außenwände, Fenster) mindestens einmal renoviert oder ganz erneuert. Der Restwert eines Gebäudes ist in der Regel auch nach mehreren Renovierungszyklen noch so hoch, dass eine Renovierung immer noch wirtschaftlich günstiger ist als ein Abriss mit anschließendem Neubau. Aber auch ökologisch ist die Erhaltung bestehender Gebäude die sinnvollste Maßnahme, weil sie den sparsamsten Umgang mit den Ressourcen darstellt. Bis 2050 werden noch rund 75 % der heutigen Bausubstanz existieren [Kleemann et al. 2000]. Altbausanierung ist ein Thema, das uns noch sehr lange und sehr intensiv beschäftigen wird.

Sanierung spart Energie und Geld

Durch eine energetische Sanierung entsprechend dem derzeitigen Stand der Technik und der Verordnungen können an alten Gebäuden, je nach Baualter, Zustand und Gebäudetyp, mit einer Vollsanierung von Gebäudehülle und Heizungsanlage Energieeinsparungen von 50 bis

75 % erreicht werden. Damit wird insbesondere der Einsatz fossiler Energieträger, wie Erdgas und Heizöl, reduziert und ein Beitrag zur Ressourcenschonung, zur Umweltentlastung und zur Verringerung der Energieimporte geleistet. Die Güter und Dienstleistungen, die bei der Sanierung eingesetzt werden, entstehen fast ausschließlich im Inland. Volkswirtschaftlich leistet die Altbausanierung einen Beitrag zur Erhöhung des Bruttoinlandproduktes.

In vielen Fällen kommt die energetische Altbausanierung entgegen der landläufigen Meinung dann in den Bereich der Wirtschaftlichkeit, wenn sie zusammen mit der ohnehin anstehenden baulichen Instandsetzung durchgeführt wird. Für die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit der energetischen Modernisierung ist dann nur die Differenz zwischen den Gesamtkosten und den ohnehin fälligen Ausgaben anzusetzen. Wesentlich für den Gebäudebesitzer ist die Wertsteigerung der Immobilie durch die Sanierung.

Sanierung mindert die Emission von Luftverunreinigungen und CO₂

Die Verringerung des Energieverbrauchs in sanierten Gebäuden wirkt sich unmittelbar in einer geringeren Emission von Luftverunreinigungen, wie Stickoxiden, Kohlenwasserstoffen und Schwefeldioxid, aus. Damit wird ein direkter Beitrag zur Verbesserung der Umgebungsluftqualität geleistet, die Ozonvorläufersubstanzen Kohlenwasserstoffe und Stickoxide werden gemindert und die Möglichkeit der Bildung von saurem Regen aus Schwefeldioxid und Stickoxid wird verringert. Für den Klimaschutz ist jedoch wesentlich, dass mit jeder Einheit nicht verbrannter fossiler Energie CO₂ eingespart wird. Die Altbausanierung kann einen wirksamen Beitrag zum Klimaschutz leisten.

Sanierung schafft Arbeitsplätze

Insgesamt ist die Bauwirtschaft geprägt durch einen hohen Anteil von Klein- und Mittelbetrieben. So beträgt z.B. der Anteil des Umsatzes im Bauhauptgewerbe, der in Betrieben unter 100 Beschäftigten erwirtschaftet wird, ca. 74 %. Die von dieser Betriebsgrößengruppe geleisteten Arbeitsstunden belaufen sich auf ca. 84 %. Die energetische Sanierung und Modernisierung im Gebäudebereich erfolgt durch einen hohen Anteil von Klein- und Mittelbetrieben. Eine verstärkte Sanierungsaktivität würde gerade dieser Gruppe zugute kommen.

Der Bereich der Gebäudesanierung ist im Vergleich zu anderen Wirtschaftssektoren sehr arbeitsplatzintensiv. Hier wird pro Einheit Bruttoproduktion wesentlich mehr Arbeitsleistung benötigt als z.B. in der Industrie (vgl. Tabelle 3.2.2-2). Es sind insbesondere die Sektoren Nr. 41 bis 44 an den Sanierungsaktivitäten beteiligt. Investitionen in die Gebäudesanierung führen also zu besonders vielen Arbeitsplätzen. Würden bei Zugrundelegung eines 50-jährigen Renovierungszyklusses pro Jahr im Mittel rd. 2 % des Gebäudebestandes saniert, dann entspräche dies einer sanierten Wohnungsmenge von 720.000 Stück. Bei einer baulichen und energetischen Vollsanierung würden bei diesem Volumen dauerhaft rund 200.000 Arbeitsplätze geschaffen bzw. erhalten.

Tabelle 3.2.2-2: Arbeitsplatzintensitäten ausgesuchter Wirtschaftssektoren nach der Input/Output Tabelle des Statistischen Bundesamtes (1995)

Nr.	Sektor	Personenjahre/Mio. EUR
3	Elektrizität	5,0
4	Gas	2,8
6	Kohle	15,0
10	Mineralöl	0,8
13	Steine, Erden Baustoffe	7,0
16	Stahl u. Eisen	4,6
41	Hoch- Tiefbau	13,4
42	Ausbauleistungen	11,0
43	Dienstleistung Großhandel	14,8
44	Dienstleistung Einzelhandel	23,4
48	Dienstleistung Verkehr	11,8

Bisherige Klimaschutzbemühungen im Gebäudebereich unzureichend

Auf die Entwicklung des zukünftigen Wärmebedarfs im Gebäudebereich wirken verschiedene gegenläufige Trends, die teils eine Verringerung des Energiebedarfs hervorrufen und teils eine verstärkte Energienachfrage verursachen. So wird von vielen Politikern und Energiewirtschaftlern erwartet, dass der Energiebedarf zur Wärmeversorgung von Gebäuden im Zuge der Einführung der Energieeinsparverordnung (EnEV), einer zunehmenden Verbreitung der Niedrigenergie- und Passivhausbauweise sowie insbesondere der zu erwartenden Altbausanierung sinken wird. Darüber hinaus wird davon ausgegangen, dass im Falle einer stringenteren Klimaschutzpolitik langfristig mit einer weiteren Verschärfung der Wärmeschutzstandards, einer wirksameren Vollzugskontrolle bei der Altbausanierung und einer verstärkten Nutzung regenerativer Energiequellen zu rechnen ist. Dies kann den Bedarf der fossilen Energieträger und damit die CO₂-Emission im Gebäudebereich zusätzlich verringern.

Auf der anderen Seite weisen Praktiker immer wieder darauf hin, dass durch Neubauten zusätzlich zu beheizende Wohnflächen entstehen. Neubauten, auch wenn sie entsprechend den geltenden Verordnungen gedämmt sind, verursachen immer einen zusätzlichen Anstieg der Energienachfrage. Die neue Nachfrage wird in der Regel nicht durch einen entsprechenden Gebäudeabriss kompensiert. Belegt wird diese Entwicklung durch das seit Jahren leichte Ansteigen des Energieverbrauchs der Haushalte in der deutschen Energiebilanz. Außerdem zeigt sich in der Praxis immer wieder, dass durch eine unzureichende energetische Sanierung im Altbaubereich und einen unzureichenden Vollzug der Wärmeschutzverordnung Einsparpoten-

ziale verschenkt werden. Die Nachfrage sinkt dadurch weniger stark als erwartet. Welcher der nachfragebremsenden oder nachfragebeschleunigenden Trends am wirksamsten ist, hängt u.a. stark von der politischen Weichenstellung ab.

Abbildung 3.2.2-1 zeigt, dass die Bemühungen zur Reduktion des CO₂-Ausstoßes im Haushaltssektor, gemessen an den ehrgeizigen Reduktionszielen, bisher nicht sonderlich erfolgreich waren. Von 1990 bis 1997/1998 ist keine Reduktion, sondern ein mehr oder weniger stetig ansteigender Trend des CO₂-Ausstoßes zu erkennen. Erst ab 1997 setzt eine Trendwende ein. Die Emission nimmt in den Jahren 1999 und 2000 deutlich ab, allerdings hat sich dieser abnehmende Trend offensichtlich noch nicht stabilisiert, da 2001 die Emission offensichtlich wieder ansteigt, wobei sie aber unter dem Wert von 1990 bleibt. Da die Emission für 2001 noch vorläufig ist, wird eine abschließende Beurteilung des Trends erst möglich sein, wenn der endgültige Wert für 2001 vorliegt.

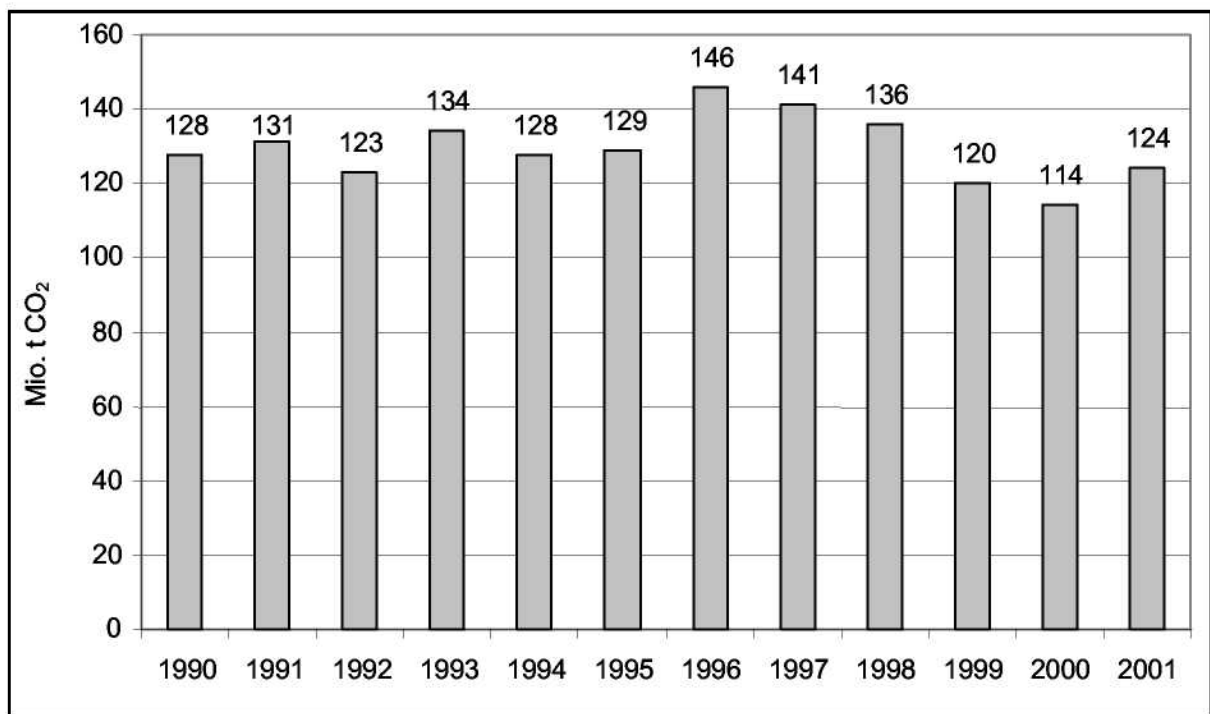


Abbildung 3.2.2-1: Entwicklung der unbereinigten CO₂-Emission des Haushaltssektors von 1990 bis 2001 [BMWi 2000, Schiffer H.-S. 2002, Ziesing H.-J. 2001]

Nimmt man den Mittelwert von 2000 und 2001 als Referenz, dann ist die Emission bezogen auf 1990 um 9 Mio. Tonnen gesunken, was einer relativen Änderung von lediglich 7 % entspricht. Das 25 %-Reduktionsziel bis 2005 wird bei dieser Entwicklung auf jeden Fall verfehlt. Es ist zu befürchten, dass auch langfristige Minderungsziele nicht erreicht werden, wenn es nicht gelingt, die Trendumkehr zu konsolidieren und durch verstärkte politische

Maßnahmen zu beschleunigen. Im wesentlichen sind folgende Ursachen für die zögerliche Entwicklung der CO₂-Minderung im Gebäudebereich verantwortlich:

- Die nicht unerhebliche Anzahl von Neubauten im Zeitraum von 1990 bis 2001 hat zu Mehremissionen geführt. Dieser zusätzliche Wohnflächenbedarf, der sich auf rund 5 % des Bestandes von 1990 beläuft, hat verschiedene demographische, wirtschaftliche und soziale Gründe.
- Die energetische Sanierung im Altbaubereich ist nicht im erwarteten Umfang erfolgt. Die Hauptgründe hierfür sind:
 - Es fehlt an einer wirksamen Vollzugskontrolle. Viele Sanierungen werden nicht entsprechend den Wärmeschutzvorschriften ausgeführt. So wird z.B. bei Fassaden-erneuerungen statt einer ausreichenden Wärmedämmung nur der Verputz erneuert.
 - Es fehlt an umfassenden, wirtschaftlich attraktiven Anreizprogrammen. Die laufenden Programme reichen offensichtlich nicht aus. Aufgrund der zum Teil noch unzureichenden Wirtschaftlichkeit werden Sanierungsmaßnahmen entweder gar nicht oder in unzureichendem Maße durchgeführt.

Angesichts der wenig erfolgreichen Entwicklung in der Vergangenheit stellt sich die Frage nach den zukünftigen Aussichten des Klimaschutzes im Gebäudebereich. Deshalb wird in den folgenden Kapiteln anhand von Szenarioanalysen dargestellt, wie sich die Wärmenachfrage im Gebäudebereich langfristig entwickeln kann. Ziel ist es, damit eine verlässliche Entscheidungsgrundlage für eine bessere Gestaltung der zukünftigen Klimaschutzpolitik im Gebäudebereich bereit zu stellen.

Szenarien und Rahmenbedingungen

Um den Spielraum für die zukünftige Entwicklung des Energieverbrauchs im Gebäudebereich zu erfassen, werden drei Szenarien untersucht:

- das Trendszenario
- das Vollzugsszenario und
- das Reduktionsszenario.

Trendszenario: Hier soll insbesondere der Einfluss des unzureichenden Vollzugs der Energieeinsparverordnung bei der Sanierung (EnEV) aufgezeigt werden. Die derzeitigen Trends im Gebäudebereich werden fortgeschrieben, und zwar auf der Basis der existierenden Verordnungen, der laufenden Förderprogramme sowie der Entwicklungen in der Wohnungswirtschaft und im Heizungsgewerbe. Es wird unterstellt, dass die finanzielle, staatliche Förderung der Altbausanierung weiterhin nicht ausreicht und dass der Vollzug der Verordnungen nicht zufriedenstellend bleibt. Für den Neu- und den Altbaubereich wird jeweils eine Vollzugsrate von rund 50 % unterstellt, was den realen Erfahrungen aus der Baupraxis entspricht. Die Vollzugsrate im Altbaubereich wird auch als Sanierungseffizienz bezeichnet.

Vollzugsszenario: Hier werden die gleichen Bedingungen wie im Trendszenario unterstellt, bis auf die Sanierungseffizienz, die hier mit 100 % angesetzt wird.

Reduktionsszenario: Hier wird mittel- bis langfristig eine verschärfte Klimaschutzpolitik unterstellt. Angenommen werden weiter verschärfte Wärmeschutzanforderungen (+25 % im Neubaubereich ab 2010), eine verbesserte Überwachung des Vollzugs der Verordnungen, effizientere Förderprogramme, eine verstärkte Nutzung regenerativer Energiequellen und von Brennwertkesseln sowie ein energiebewussteres Nutzerverhalten. Es wird ein Vollzug der Verordnungen von 100 % angenommen. Ein Eingriff ins Eigentumsrecht durch einen Sanierungszwang soll aber auf keinen Fall erfolgen.

In den folgenden Abschnitten wird die Entwicklung der wichtigsten Rahmenbedingungen, die den Wärmeverbrauch mit beeinflussen, dargestellt.

Zukünftige Wohnflächennachfrage: Trotz abnehmender Bevölkerung steigt die Zahl der Haushalte bis 2030 an (vgl. Tabelle 3.2.2-3). Während die Zahlen für Haushalte mit drei und mehr Personen ungefähr konstant bleiben, nehmen die Ein- und Zweipersonenhaushalte stark zu. Dieser Trend ist bedingt durch die frühere Selbständigkeit der Kinder, durch mehr kinderlose Ehepaare, mehr Scheidungen und mehr Single-Haushalte allgemein. Nach 2030 kommt es wegen des starken Bevölkerungsrückgangs auch zu einem Abfall der Haushaltszahlen. Der Wohnflächenbedarf pro Person steigt im Betrachtungszeitraum von 36,8 m² auf 41,3 m² an.

Tabelle 3.2.2-3: Haushalts- und Wohnflächenentwicklung bis 2020

		1995	2005	2020
Bevölkerung	Mio.	81,7	82,0	80,7
Haushaltsgröße	Pers./Haushalt	2,21	2,17	2,12
Haushalte	Mio.	36,9	37,7	38,2
Wohnfläche/Person	m ²	36,8	39,3	41,3
Wohnfläche/Haushalt	m ²	81,3	85,4	87,4
Gesamter Wohnflächenbedarf	Mio. m ²	3.005	3.220	3.334

Verursacht wird dies durch einen weiter steigenden Lebensstandard aufgrund des unterstellten Wirtschaftswachstums, durch mehr Ein- und Zweipersonenhaushalte und durch den sog. „Remanenzeffekt“ [BLB 1999]. Dies sind nicht umziehende Haushalte, in denen ältere Personen allein in großen Familienwohnungen zurück bleiben. Dieser Effekt wird durch die zunehmende Überalterung der Gesellschaft immer stärker. Zusammenfassend ergibt sich, dass der gesamte Wohnflächenbedarf von 3.005 Mio. m² auf 3.334 Mio. m² anwächst.

Bestandsveränderungen durch Abriss und Neubau: Aus Tabelle 3.2.2-4 lässt sich ableiten, dass im Wohnbereich der langfristige Zubau pro Jahr im Mittel 22,5 Mio. m² oder 0,9 % beträgt. Der mittlere jährliche Abriss beläuft sich bis 2020 auf 10 Mio. m² (0,4 %). Bei Fortschreibung dieser Abrissraten wäre, zumindest theoretisch, der Bestand von 1995 in ca. 200 Jahren beseitigt. Die niedrigere Abrissrate bis 2020 berücksichtigt, dass bei einem Teil der Altbauten durch An- und Umbau (Dach, Keller) weitere Wohnflächen geschaffen werden. Interessant ist, dass im Jahre 2050 noch 75 % der heute existierenden Bausubstanz im Wohnbereich vorhanden ist. Im Vergleich hierzu sind im Nichtwohnbereich die Veränderungen wesentlich stärker (vgl. Tabelle 3.2.2-4). So beträgt der mittlere Zubau bis 2050 rund 1,3 % pro Jahr und der Abriss 1,1 % pro Jahr (Bezug 1995). Von den heute existierenden Gebäuden sind 2050 nur noch 38 % vorhanden.

Tabelle 3.2.2-4: Entwicklung des Gebäudebestandes in Mio. m² (IKARUS-Datenbank)

		Bestand	Veränderung	Bestand	Veränderung	Bestand
		1995	1995 bis 2020	2020	2021 bis 2050	2050
Altbau ABL	W ¹⁾	2.510	-176	2.334	-334	2.000
Altbau NBL	W ¹⁾	495	-83	412	-147	265
Neubau D	W ¹⁾		588	588	652	1.240
Gesamt D	W ¹⁾	3.005		3.334		3.505
Gesamt D	NW ²⁾	926	-297	989	-280	1.035
			360		326	

ABL/NBL = Alte/Neue Bundesländer, ¹⁾ W = Wohnbereich (Haushalte), ²⁾ NW = Nichtwohnbereich (Kleinverbraucher)

Ordnungsrechtliche Entwicklung: In den letzten 30 Jahren sind die Bestimmungen für den Wärmeschutz im Gebäudebereich fünf mal, d.h. alle sechs Jahre, verschärft worden. Dabei hat sich der mittlere zulässige Heizwärmeverbrauch etwa um den Faktor fünf verringert. Obwohl der Spielraum für zusätzliche Einsparungen inzwischen klein geworden ist, existieren noch weitere Möglichkeiten. Die derzeit in Schweden geltende Baunorm von 1990 hat gegenüber der gerade in Kraft getretenen Energieeinsparverordnung (EnEV) z.B. im Neubaubereich im Mittel um 40 bis 45 % niedrigere Wärmeübergangskoeffizienten (außer Fenster). Trotz der in Schweden häufig praktizierten Holzbauweise, bei der sich das Gebäude leichter dämmen lässt als bei der hier üblichen Steinbauweise, kann man davon ausgehen, dass auch bei uns noch weitere, über die EnEV hinausgehende Sparpotenziale bestehen. Im Trendszenario wird ab dem Jahr 2002 durchgehend die EnEV unterstellt. Das Reduktionsszenario geht dagegen von einer 25-prozentigen Verschärfung der Wärmeschutzmaßnahmen ab 2010 für Neubauten aus.

Auswirkungen der Sanierung auf einzelne Gebäudetypen

Abbildung 3.2.2-2 zeigt die flächenspezifischen Endenergieverbräuche für Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung für unsanierte und vollsanierte, freistehende Einfamilienhäuser (EFH) aller Altersklassen. Die Bereiche der Baujahre sind unter dem Diagramm angegeben. Bei Vollsanierung beziehen sich die Einsparungen auf die Dämmung aller Gebäudeteile mit zusätzlichem Heizungs-austausch. Die Einsparungen bei Vollsanierung belaufen sich, bezogen auf den unsanierten Zustand, auf 100 bis 290 kWh/m²a oder 45 bis 70 %. Die Abbildung zeigt deutlich, dass insbesondere bei den alten Gebäuden die Einsparpotenziale höher sind. Solch hohe Einsparraten lassen sich bei Reihen- und Mehrfamilienhäusern nicht erzielen wie Abbildung 3.2.2-3 zeigt. Reihenhäuser (RDH) haben wegen der gemeinsamen Wände mit Nachbarhäusern einen geringeren Verbrauch im unsanierten Zustand. Kleine und große Mehrfamilienhäuser (KMH, GMH) besitzen wegen ihrer Kompaktheit ebenfalls einen geringeren spezifischen Verbrauch als Einfamilienhäuser. Für die Altersklasse 1949-1957 ergeben sich nach Abbildung 3.2.2-3 folgende Einsparungen durch Vollsanierung:

- Freistehendes Einfamilienhaus (EFH) 270 kWh/m²a 68 %
- Reihenhaus (RDH) 175 kWh/m²a 58 %
- Kleines Mehrfamilienhaus (KMH) 160 kWh/m²a 55 %
- Großes Mehrfamilienhaus (GMH) 130 kWh/m²a 55 %

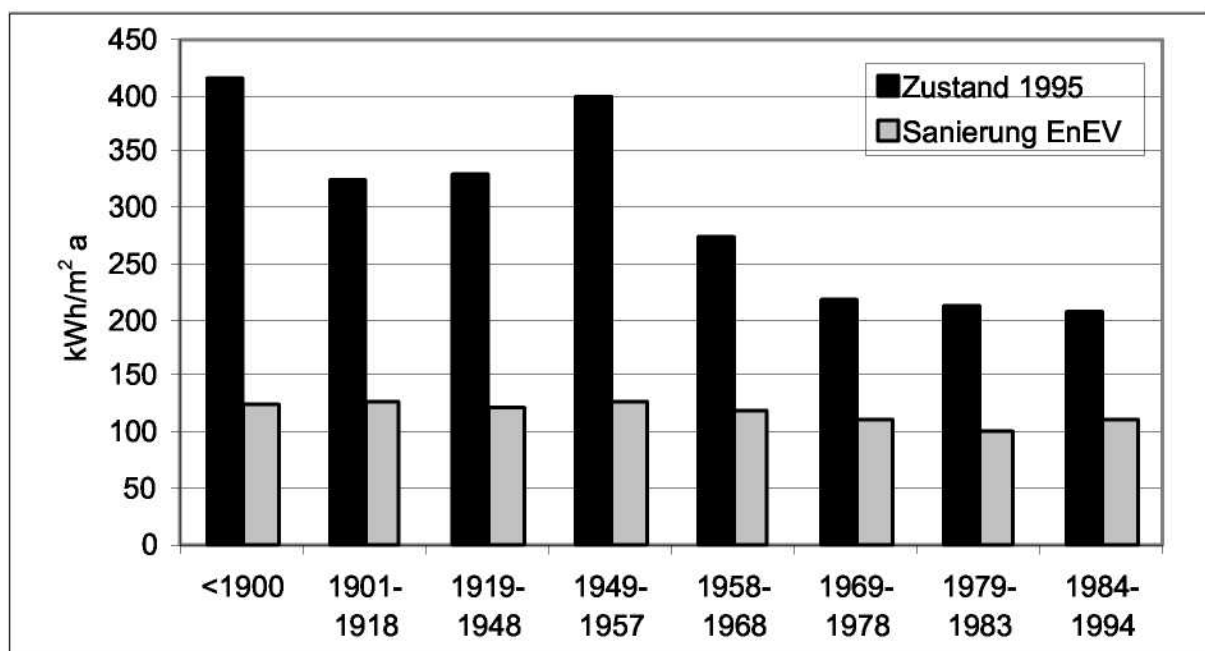


Abbildung 3.2.2-2: Spezifische Endenergieverbräuche für Raumwärme und Warmwasser nach EnEV für freistehende EFH

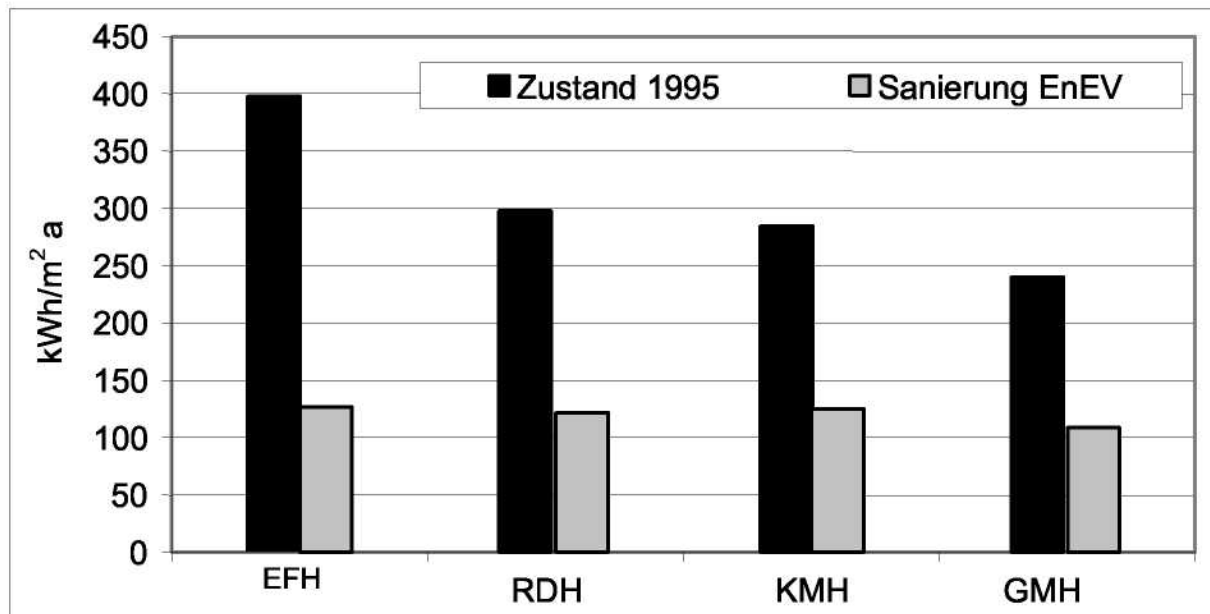


Abbildung 3.2.2-3: Spezifische Endenergie-Einsparpotenziale für Raumwärme und Warmwasser bei Vollsanierung nach EnEV (Altersklasse 1949-1957)

Einschätzung der langfristigen Entwicklung der CO₂-Emission

Die Entwicklung der CO₂-Emission bis 2020 ist für die drei Szenarien in Tabelle 3.2.2-5 dargestellt. Nach diesen Szenariorechnungen wird sich die CO₂-Emission bei der Wärmebereitstellung im Gebäudesektor bis etwa 2005 nur geringfügig ändern [Kleemann M. et al. 2000]. Im Trendszenario wird eine Minderung von lediglich 4 % erreicht. Dies stimmt recht gut mit der realen Entwicklung der letzten Jahre überein. Nach 2005 setzt zunehmend die Sanierung derjenigen Bauten ein, die zwischen dem zweiten Weltkrieg und dem Inkrafttreten der ersten Wärmeschutzverordnung gebaut wurden, und die zu einem großen Teil noch unzureichend gedämmt sind, so dass hier erhebliche Einsparungen erschlossen werden können. Ein Teil der alten Gebäude mit hohem Verbrauch wird abgerissen, was sich ebenfalls verbrauchsmindernd auswirkt. Außerdem sind bis 2015 alle alten Heizungen gegen neue Anlagen mit wesentlich besserem Wirkungsgrad ausgetauscht, was auch einen deutlichen Einfluss auf den Verbrauchsrückgang hat. Die Dämmung der obersten Geschossdecken und der Kellerdecken, die von der EnEV vorgeschrieben wird, hat dann in einem gewissen Umfang zu greifen begonnen. Dazu kommt noch die CO₂-Minderung durch den Brennstoffwechsel von Öl zu Gas. Der zusätzliche Bedarf des Neubaubereichs, der in Tabelle 3.2.2-5 mit eingerechnet ist, kompensiert die Minderungseffekte zum Teil. Bis 2020 werden folgende Minderungen erreicht:

- Trendszenario 24 %
- Vollzugsszenario 34 %
- Reduktionsszenario 42 %

Tabelle 3.2.2-5: Entwicklung der zukünftigen CO₂-Emission bei der Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung für Gebäude im Wohnbereich bis 2020

Szenarien	1990		2005		2010		2015		2020	
	Mio. t	%	Mio. t	%	Mio. t	%	Mio. t	%	Mio. t	%
Trend: 50 % Sanierungseffizienz	130	100	125	96	113	87	104	80	99	76
Vollzug: 100 % Sanierungseff.	130	100	121	93	106	82	96	74	86	66
Reduktion: 100 % Sanierungseff.	130	100	116	89	100	77	86	66	76	58

Unterstellt man, dass der Übergang von der derzeitigen Praxis (Trendszenario) zum Vollzugs- und dann zum Reduktionsszenario im Zeitraum von 2005 bis 2010 gelingt, dann sind bis 2020 bestenfalls Reduktionsraten von 35 bis 36 % erreichbar. Ursache hierfür ist die Tatsache, dass der Sanierungsprozess im Gebäudebestand sehr träge abläuft. Aufgrund der Lebensdauer der Bauteile liegt der mittlere Renovierungszyklus bei rund 50 Jahren, d.h. im Mittel werden pro Jahr höchstens 2 % der Gebäude renoviert. Die Einspareffekte durchdringen den Bestand also sehr langsam.

Fazit

Im Gebäudebereich sind die Möglichkeiten durch Renovierungsmaßnahmen Energie zu sparen erheblich, wie die Analysen in den vorstehenden Abschnitten zeigen. Im Gegensatz dazu sind aber die Wirkungen der Gebäudemodernisierung im Gesamtbestand von 1990 bis heute wenig spürbar. Trotz vieler Bekenntnisse zum Klimaschutz ist der Heizenergieverbrauch in Deutschland seit 1990 nicht kleiner, sondern über viele Jahre laufend größer geworden. Erst in den letzten Jahren ist eine zaghafte Trendumkehr zu erkennen, was sicher mit auf die Wirkung des langsam stärker greifenden KfW-Sanierungsprogramms sowie der Impulswirkung der Forschungsförderung in diesem Bereich zurückzuführen ist. Der Einfluss der Ökosteuer lässt sich wegen der starken, weltmarktbedingten Fluktuationen des Ölpreises noch nicht sicher abschätzen.

Wird die bisher unbefriedigende Entwicklung im Gebäudesektor weiterhin politisch akzeptiert bzw. ignoriert, dann sind auch die langfristigen Klimaschutzziele, auf die sich die öffentliche Diskussion zunehmend bezieht, nicht zu erreichen. Der dann entstehende Schaden dürfte gravierende politische, ökologische und bauwirtschaftliche Auswirkungen haben.

Literatur

- [BLB 1999] Bayerische Landesbank (Hrsg.): Der Immobilienmarkt im neuen Jahrtausend. Langfristige Trends und Visionen, München, 1999.
- [BMWi 2000] Energie Daten 2000, Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie Bonn.
- [DIW 1999] Schulz, E.: Zur langfristigen Bevölkerungsentwicklung in Deutschland – Modellrechnungen bis 2050, DIW-Wochenbericht 42/99.
- [IKARUS 1999] IKARUS-Datenbank Version 3.1, Fachinformationszentrum Karlsruhe, 1999.
- [KfW 2002] Kreditanstalt für Wiederaufbau: Daten zum CO₂-Minderungsprogramm und zum CO₂-Gebäudesanierungsprogramm bis 2001, Frankfurt.
- [Kleemann M. et al. 2000] Kleemann M. et al.: Die Entwicklung des Wärmemarktes für den Gebäudesektor bis 2050, Schriften des Forschungszentrums Jülich, Reihe Umwelt, Band 23.
- [Kleemann M. et al. 2002] Kleemann M. et al.: Klimaschutz und Beschäftigung durch das KfW-Programm zur CO₂-Minderung und das KfW-CO₂-Gebäudesanierungsprogramm, Studie im Auftrag der Kreditanstalt für Wiederaufbau, noch unveröffentlicht, Jülich.
- [PROGNOS/EWI 1999] Prognos AG, Energiewirtschaftliches Institut Köln (EWI): Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt. Gutachten im Auftrag des BMWi, Basel November 1999
- [SBA 1998]: Statistisches Bundesamt: Im Blickpunkt: Die Bevölkerung der Europäischen Union heute und morgen – mit besonderer Berücksichtigung der Entwicklung in Deutschland, Stuttgart, Metzler-Pöschel, 1998, ISBN 3-8246-0295-4.
- [Schiffer H.-S. 2002] Schiffer H.-S.: Deutscher Energiemarkt 2001, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 52. Jg. 2002, Heft 3.
- [Ziesing H.-J. 2001] Ziesing H.-J.: CO₂-Emissionen: Trendwende noch nicht in Sicht, DIW-Wochenbericht 45/01, Berlin.

3.2.3 Mobiler Einsatz von Brennstoffzellen (STE)

Untersuchungsgegenstand

Vor dem Hintergrund der Frage nach den Möglichkeiten des Einsatzes von Brennstoffzellen in Fahrzeugen auf dem Weg zu einer zukünftigen "Nachhaltigen Mobilität" wurde untersucht, ob mit den bereits sichtbaren und den zukünftig erwarteten Eigenschaften von Brennstoffzellen-Antrieben im Energiebedarfssektor "Verkehr" Vorteile in Bezug auf die CO₂-Emissionen erwartet werden können, auch im Vergleich zu weiterentwickelten konventionellen Fahrzeu-

gen. Es wurden Technik- und Kraftstoffbereitstellungsdaten ermittelt, sowohl für Brennstoffzellen-Kraftwagen (BzKw) mit Wasserstoff als Endenergieträger als auch für weiterentwickelte konventionelle Kraftfahrzeuge mit Benzin oder Diesel als Kraftstoff.

Fahrzeuganalyse

Ausgehend von der Annahme, dass ein zukünftiger Nutzer/Käufer von einem BzKw die gleichen Eigenschaften in Bezug auf Wirtschaftlichkeit, Raumangebot, Komfort und Fahrleistungen erwartet wie bei einem konventionellen Pkw wurde der BzKw in drei typischen Fahrzeugklassen (hier kurz charakterisiert mit der Motorleistung der konventionellen Fahrzeuge: Kleine Klasse bis 60 kW, Mittelklasse: 60 - 120 kW, Oberklasse: > 120 kW) jeweils mit der konventionellen Konkurrenz verglichen. Dabei wurden die technischen Systemanalysen von Brennstoffzellen-Antriebssystemen in Fahrzyklen mit Hilfe eines längsdynamischen Simulationsmodells [Grube 2000] durchgeführt. Hierbei errechnet das Modell des Elektroantriebs (längsdynamisches Fahrzeugmodell, Motor/Generator, Getriebe) für jeden Zeitschritt der Simulation den Bedarf an elektrischer Nettoleistung. Diese wird gedeckt durch das Brennstoffzellen-System bzw. Kurzzeit-Energiespeicher zur Verbesserung der Dynamik der Strombereitstellung. Das Betriebsverhalten des Brennstoffzellenstacks wird mittels Kennlinien aus der Literatur abgebildet. Kathodenluftkompressor und Kühlmittelpumpe gehen als Nebenaggregate in die Berechnungen ein. Sonstige Nebenverbraucher werden mit einer konstanten Leistungsaufnahme von 400 W berücksichtigt.

Die längsdynamische Simulationsrechnungen von Brennstoffzellen-Elektrofahrzeugen wurde in verschiedenen Fahrzyklen (EDC, HYZEM u.a.) durchgeführt. Untersuchungen bezüglich des Einsatzes von BzKw in großen Fahrzeugklassen mit hohen Leistungsanforderungen an den Antriebsstrang haben gezeigt, dass aufgrund der derzeitig sichtbaren hohen Antriebsstranggewichte eine Einführung der Fahrzeuge nur im Bereich kleiner Leistungsanforderungen sinnvoll erscheint. Aus diesem Grund wurden die weiteren Untersuchungen auf Fahrzeuge der kleinen Klasse beschränkt. Den längsdynamischen Simulationsrechnungen dieser BzKw liegen die in Tabelle 3.2.3-1 dargestellten Annahmen der äußeren Fahrzeugparameter und Antriebsstrangkenngrößen zu Grunde.

Das Fahrverhalten und somit auch die Emissionen und der Energieverbrauch von Straßenfahrzeugen wird durch die befahrene Straßenart - Innerorts (IO), Außerorts (AO), Bundesautobahn (BAB) - und den vorherrschenden Verkehrszustand (z.B. freie Fahrt, Stauungen etc.) stark beeinflusst. Die Beschreibung durch mittlere Kennwerte aus Fahrzyklen (EDC, HYZEM u.a.) reicht nicht aus, um die CO₂-Emission und den Energiebedarf von Fahrzeugen detailliert nachbilden zu können. Aus diesem Grund wurden für die Verkehrsbilanzierung sogenannte Verkehrsmuster verwendet, die für jede Straßenart und jeden Verkehrszustand mit fahrstreckenspezifischen Emissions- und Verbrauchsfaktoren hinterlegt sind.

Tabelle 3.2.3-1: Kennwerte der längsdynamischen Simulation eines BzKw (Fahrzeugklasse bis 60 kW)

Beschleunigung von 0 auf 100 km/h [s]	15
Höchstgeschwindigkeit [km/h]	150
Reichweite [km]	500
Basisgewicht [kg] (ohne Antrieb, Tank und Fahrer)	860
Fahrzeuggewicht [kg] (o. Fahrer)	1123
spezifisches Antriebsgewicht in [kg/ kW _{Rad}] (Antriebsstranggewicht, Brennstoffzellensystem, Elektromotor, Leistungselektronik und Tanksystem leer bezogen auf die mechanische Maximal-Leistung am Rad)	6
Rollwiderstandsbeiwert f_R	0,0095
$c_w \cdot A$ [m ²]	0,608
Nettoantriebsleistung [kW _{Rad}]	43
Stack-Bruttolleistung [kW _{el}]	75

Die Verbrauchs- und Emissionsergebnisse der längsdynamischen Simulationsrechnungen für den BzKw wurden zu Verbrauchs- und Emissionsfaktoren des jeweiligen Verkehrsmusters aggregiert. Für den in der Tabelle 3.2.3-1 skizzierten BzKw ergibt sich hieraus ein Benzin-äquivalenter Verbrauch von 3,1 l/100 km. Die Vorgaben der Verkehrsmuster und des Aggregationswegs wurden dem IKARUS-Technikdatensatz des Teilmodells Verkehr entnommen. Hierbei handelt es sich um ein Modell für den Endenergiesektor Verkehr, welches von der Programmgruppe Systemforschung und Technologische Entwicklung (STE) des Forschungszentrums Jülich und dem TÜV Rheinland/Berlin-Brandenburg im Rahmen des vom BMBF initiierten IKARUS-Projekts entwickelt worden ist. Mit diesem computergestützten Modell können Umweltauswirkungen und mögliche Minderungen von technologischen und strukturellen Veränderungen im Verkehrssektor aufgezeigt werden. Die CO₂-Emissionsdaten der Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor stammen aus dem IKARUS-Technikdatensatz des Verkehrsmodells. Die aus den Energieverbräuchen abgeleiteten CO₂-Emissionen sind als Mittelwerte über den Bestand eines Fahrzeugkonzepts (z.B. Benzin-Pkw oder Diesel-Pkw) einer Fahrzeugklasse zu verstehen und nicht vergleichbar mit Emissionen von Einzelfahrzeugen in definierten Fahrzyklen. Für alle Fahrzeuge wurde der Kaltstartanteil mit Hilfe von Zuschlagfaktoren und eigenen Annahmen für die Emissionsfaktoren im Verkehrsmuster berücksichtigt. Die Annahmen zur Entwicklung des Benzin-äquivalenten Energiebedarfs des Pkw-Bestands der Diesel- und Benzinfahrzeuge ist in der Abbildung 3.2.3-1 gezeigt. Der analoge Energiebedarf als Durchschnitt der in dem jeweiligen Jahr neu zugelassenen Fahrzeuge liegt etwa 10 % niedriger. Es handelt sich zudem um einen Mittelwert über alle Fahrzeuggrößenklassen.

Der mittlere Energiebedarf des Bestands in der kleinen Klasse wird in 2020 im Mittel bei 5,5 l/100 km für Benzin- und bei etwa 4,7 l/100km (Benzin-äquivalent) für Diesel-Pkw liegen. Auch hier ist der Energiebedarf der neu zugelassenen Fahrzeuge im Vergleich zum Bestand etwa 10 % niedriger.

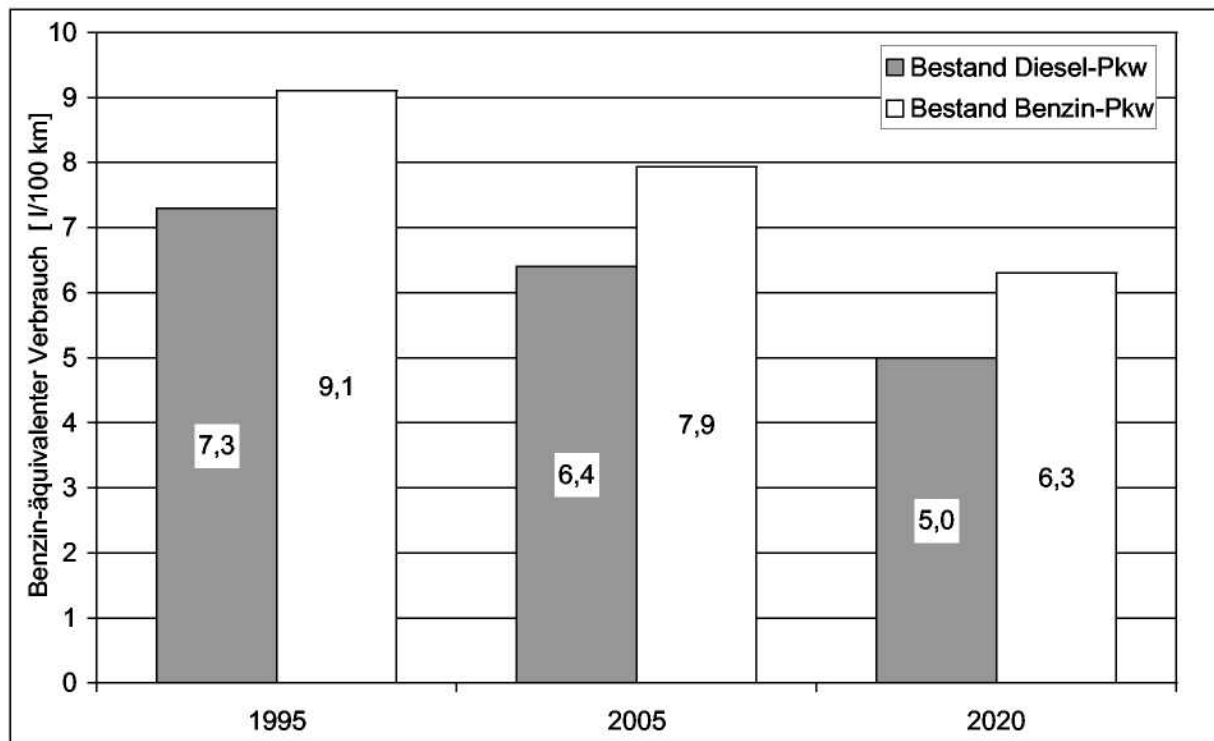


Abbildung 3.2.3-1: Vergleich des Benzin-äquivalenten Energiebedarfs unterschiedlicher Antriebskonzepte

Ein Potenzial zur weiteren Verbesserung des Energiebedarfs und damit auch der CO₂-Bilanz liegt in der Reduktion des Kraftstoffverbrauchs der BzKw durch Verringerung des hohen Antriebsgewichts (Gewichte der Zelle, der Peripherie, des Antriebsstrangs und des Tanks). Die Abbildung 3.2.3-2 zeigt die Einsparungstendenz in Abhängigkeit von der Reduktion des Antriebsgewichts in Richtung konventioneller Antriebe. In jedem Fall bleiben aber die Vorteile der Abgasfreiheit bei den limitierten Emissionen. Die Berechnungen zu den Änderungen des Energiebedarfs wurden unter der Annahme konstanter leistungsspezifischer Antriebsstranggewichte des BzKw für den jeweils abgedeckten Leistungsbereich durchgeführt.

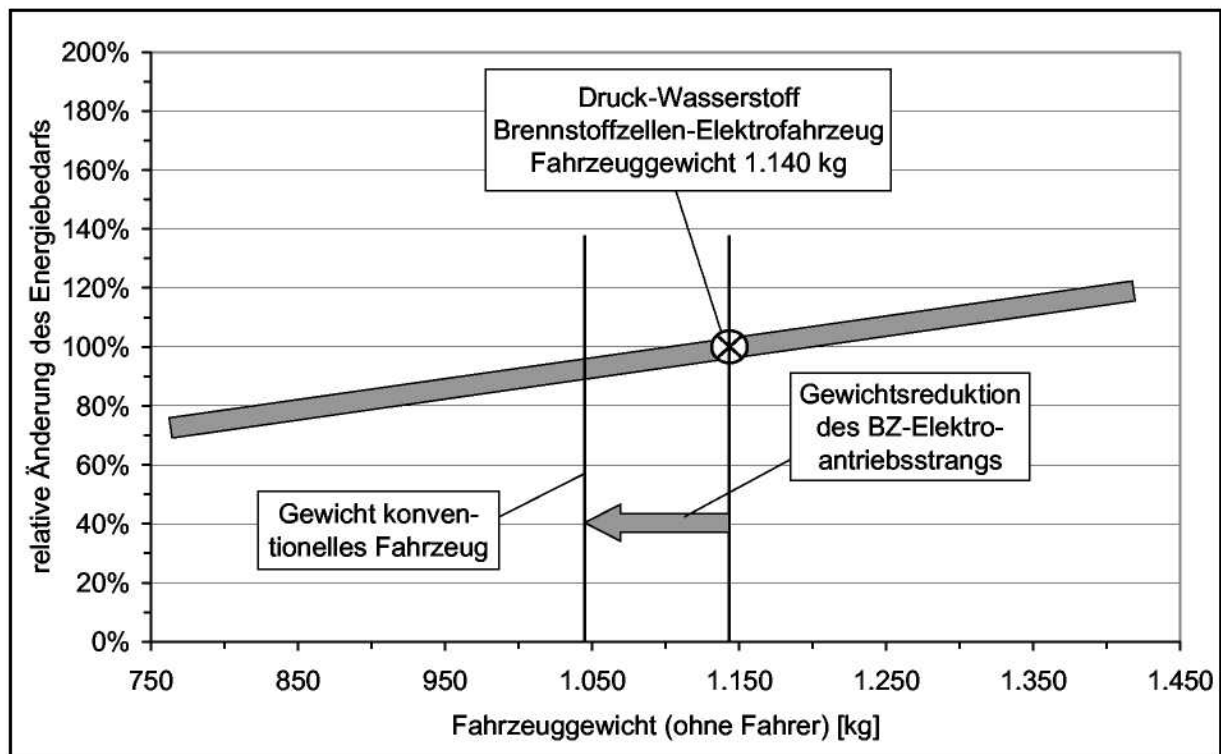


Abbildung 3.2.3-2: Änderung des Energiebedarfs über den Fahrzeuggewichten eines BzKw

CO₂-Emissionsszenario für den Personenverkehr

Um deutlich zu machen, wie sich die Ergebnisse der Einzeltechnikanalyse der BzKw im Gesamtkontext des Verkehrs einbetten, wurden mit dem IKARUS-Verkehrsmodell Potenzialabschätzungen bezüglich Energiebedarfs- und Emissionsreduzierungen im Verkehr bei der Einführung der Brennstoffzellentechnik im Pkw-Bereich mit Hilfe von Szenariorechnungen durchgeführt. Die Bilanzierungshülle umfasst nur den Fahrzeugbetrieb. Für das Ausgangsszenario des Personenverkehrs wurden in Anlehnung an die PROGNOSE/EWI-Energieprognose [PROGNOSE/EWI 1999] folgende Annahmen getroffen:

Tabelle 3.2.3-2: Annahmen zu den Rahmenbedingungen der Personenverkehrsszenarien

Kennwert	1995	2005	2020
Personenverkehrsleistung (ohne Fußgänger- und Fahrradverkehr) MIV/ ÖSPV/ Bahn/ Luft [Mrd. Pkm]	741/ 84/ 64/ 9	846/ 80/ 71/ 15	928/ 82/ 80/ 20
Gesamtbestand Pkw	40,0 Mio.	42,6 Mio.	50,5 Mio.
Gesamtbestand Bus	79,6 Tsd.	90,7 Tsd.	82,0 Tsd.

Der Luftverkehr bezieht sich nur auf den innerdeutschen Luftverkehr (nur Binnenluftverkehr in Deutschland). Die Verteilung der Verkehrsleistungen auf die einzelnen Fahrzeugtechniken (Verkehrsmitteltypen, Größenklasse und Antriebsvariante) wurde durch Bestandsverteilungen und Wichtungsfaktoren, die eine Anpassung der jährlichen Fahrleistungen der Einzelfahrzeuge ermöglichen, vorgenommen.

Die erzielten Effekte des Einsatzes von BzKw sind proportional zum Anteil der Fahrzeuge am Gesamtbestand. Prinzipiell wird bei einer durchschnittlichen Fahrzeuglebensdauer von 12 Jahren der heutige Fahrzeugbestand bis 2020 komplett erneuert. Der Anteil der BzKw am Fahrzeugbestand ist vom Zeitpunkt ihrer flächendeckenden Einführung abhängig. In der Abbildung 3.2.3-3 wurde als Beginn der Einführung das Jahr 2005 bzw. 2010 gewählt, wobei davon ausgegangen wurde, dass die Fahrzeuge konkurrenzfähig sind, die erforderliche Tankstelleninfrastruktur bereitgestellt wird und – aufgrund der relativ höheren Verbrauchsvorteile – eine Markteinführung zunächst im Marktsegment bis 60 kW Antriebsleistung erfolgt. Der angenommene Fahrzeugbestand des Markteinführungsszenarios erreicht dann bis 2020 1,5 bzw. 3,5 Mio. BzKw bei insgesamt 50 Mio. Pkw und 10 - 25 % des Bestandes von Bussen im Nahverkehr. Die Abbildung 3.2.3-4 zeigt die errechnete CO₂-Emission der verschiedenen Personenverkehrsszenarios. Bei einer erwarteten Weiterentwicklung der Technik der konventionell betriebenen Fahrzeugen ist bereits von einer Verringerung der CO₂-Emissionen gegenüber dem Fall auszugehen, dass der technische Stand der Fahrzeuge auf dem Niveau des Jahres 2000 eingefroren würde, wie der Vergleich der beiden oberen Kurven in der Abbildung 3.2.3-4 zeigt. Die durch die neuen Fahrzeuge erwarteten Erfolge sind bei den übrigen Emissionen, den limitierten Abgasen (z.B. CO, NO_x, Nicht-Methan-Kohlenwasserstoffe), deutlich höher. Hier wird von einem Rückgang – je nach Abgaskomponente – auf 15 - 40 % des heutigen Niveaus ausgegangen. Die durch die Einführung von BzKw im Pkw-Markt erreichten zusätzlichen Minderungen der CO₂-Emissionen im Verkehrssektor liegen bei 2 bzw. 5 Mio. t CO₂, wie man den beiden unteren Kurven in Abbildung 3.2.3-4 entnehmen kann. Im angeführten Fall beträgt die Reduktion ca. 3 bzw. 7 % der Emissionen im Bezugsjahr 2020, was, bezogen auf die heutigen Emissionen allerdings nur einer Bandbreite von 0,5 – 3 %-Punkten entspricht.

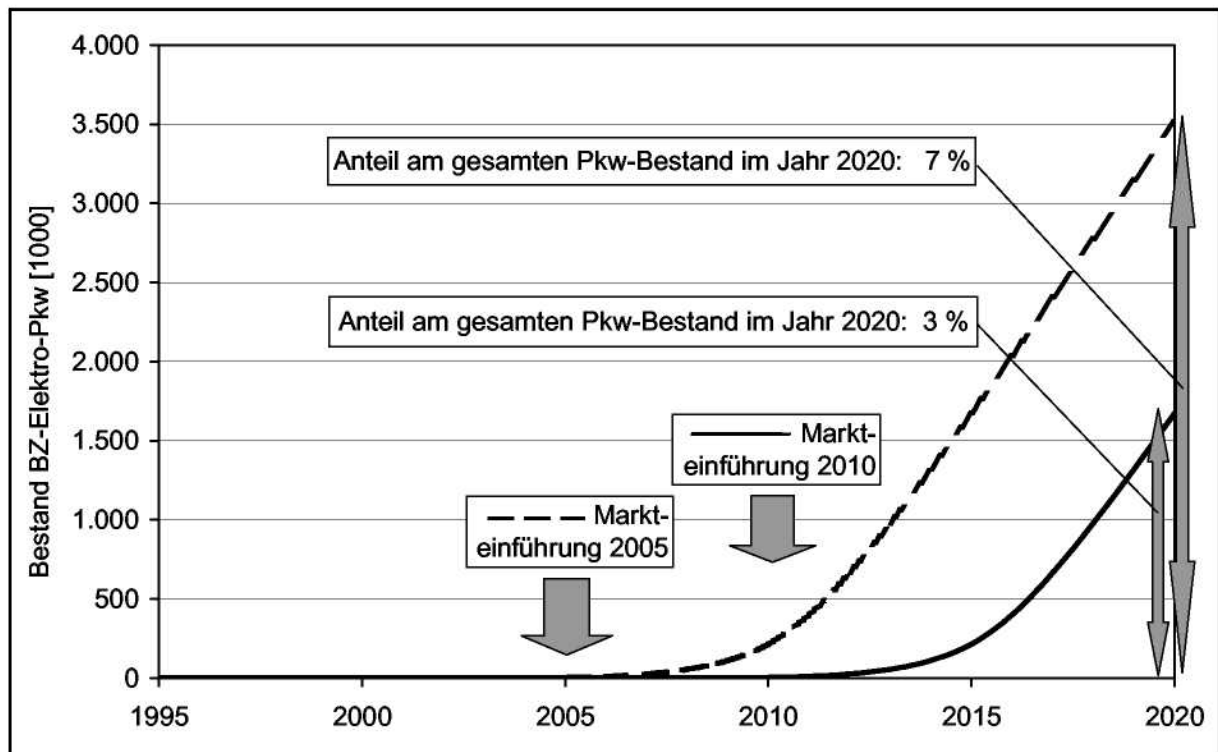


Abbildung 3.2.3-3: Markteinführungsszenarien von BzKw bis 60 kW Antriebsleistung

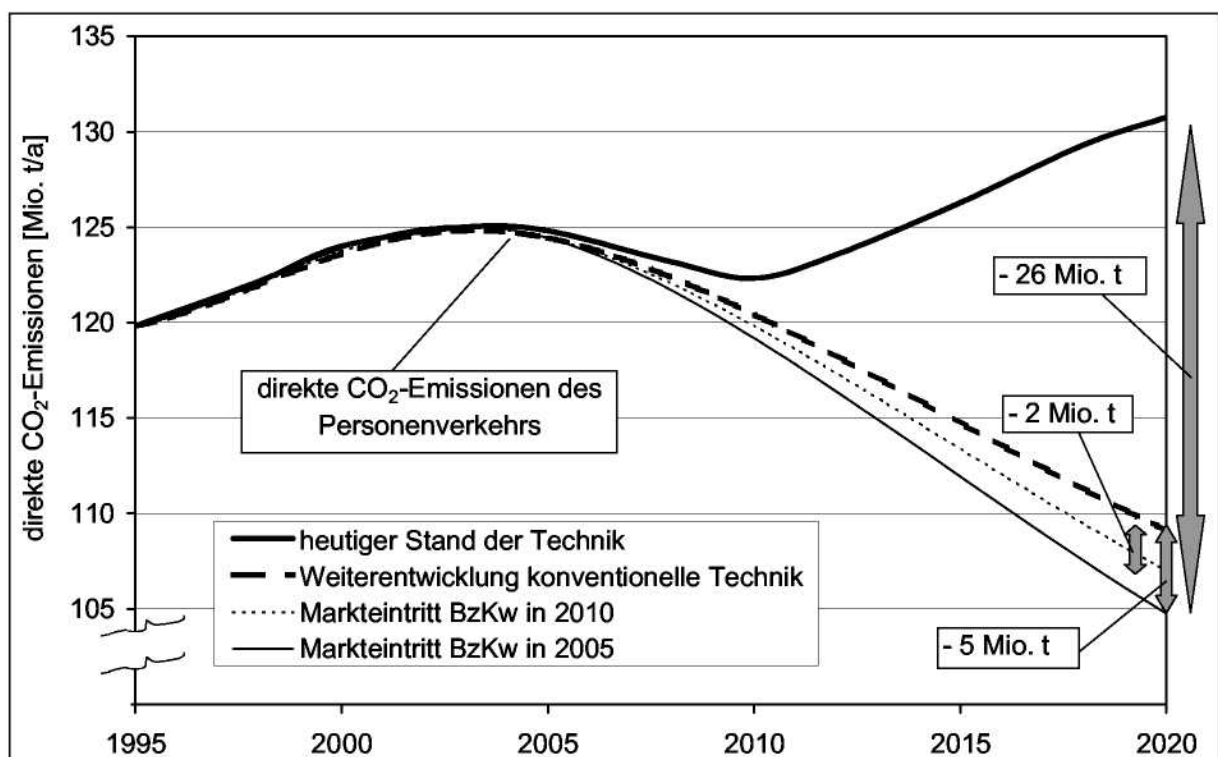


Abbildung 3.2.3-4: Entwicklung der CO₂-Emissionen in den Personenverkehrsszenarien, Weiterentwicklung konventioneller Techniken und Markteinführung von BzKw

CO₂-Emissionsszenario der vorgelagerten Kraftstoffbereitstellung

Ein Vergleich der CO₂-Emissionen ist nur vollständig, wenn man die bei der Gewinnung, Herstellung und Verteilung der Kraftstoffe anfallenden Emissionen mit berücksichtigt. Dies ist besonders wichtig, wenn prinzipiell andere vorgelagerte Pfade beschritten werden. Die verschiedenen Wege einer Kohlenwasserstoff-basierten Kraftstoffbereitstellung wurden deshalb mit Hilfe eines Bilanzierungsmodells [Höhlein 2001] ausgewertet und der zugehörige Primärenergiebedarf sowie die CO₂-Emissionen der vorgelagerten Kette ermittelt. Die Bilanzierung umfasst

- die Förderung (Erschließung, Förderung und Aufbereitung der Primärenergieträger an der Quelle)
- den Ferntransport (Ferntransport der Primär- bzw. Sekundärenergieträger mit Pipeline oder Tankschiff)
- den Regionaltransport (Regionale Verteilung der Primär- bzw. Sekundärenergieträger mit Pipeline oder Lkw)
- die Umwandlung (Herstellung des Sekundärenergieträgers und Konditionierung des Sekundärenergieträgers, Kompression bzw. Verflüssigung).

Die Ergebnisse für die verschiedenen Bereitstellungswege der unterschiedlichen Kraftstoffe weisen für den auf Basis Erdgas erzeugten komprimierten Wasserstoff in Kombination mit den unterstellten Herstellungs- und Transportpfaden eine vergleichsweise hohe spezifische CO₂-Emission auf (siehe Tabelle 3.2.3-3). Der gewählte Kraftstoffpfad für den Wasserstoff entspricht dem Erzeugungspfad mit den niedrigsten energiespezifischen CO₂-Emissionen. Die in Tabelle 3.2.3-3 verwendete Kategorisierung „fern“ bzw. „regional“ bezeichnet den Ort der Sekundärenergieträgerherstellung am Bohrloch bzw. in zentralen Großanlagen z.B. in Deutschland. Die CO₂-Emissionsfaktoren für die Strombereitstellung (Berücksichtigung des Bedarfs an elektrischer Energie der Bahn usw.) wurden der PROGNOSE/EWI-Studie entnommen.

Tabelle 3.2.3-3: Angenommene CO₂-Emissionen der unterstellten Kraftstoffbereitstellungsketten

Kraftstoff	Kraftstoffpfad	CO₂-Emission [g/MJ_{Hu}]
Benzin	Rohöl – Benzin (regional)	14
Diesel	Rohöl – Diesel (regional)	6
Druckwasserstoff (250 bar)	Erdgas – kompr. H ₂ (fern)	83

Wenn man die bei der Bereitstellung der Kraftstoffe anfallenden Emissionen mit bilanziert, zeigen die Ergebnisse der gesamten Energieumwandlungskette in Abbildung 3.2.3-5 nur marginale Einsparungen ($< 1\%$), da der geringere Energiebedarf zum Betrieb der BzKw gerade ausreicht, die gegenüber der Benzin-/Dieselherstellung höheren CO_2 -Emissionen bei der Wasserstoffherstellung zu kompensieren. Ein weiteres Potenzial zur CO_2 -Minderung kann durch den weiten Einsatz von CO_2 -freien Wasserstoffbereitstellungsketten (C-freie Energiequellen, CO_2 -Sequestration) erschlossen werden.

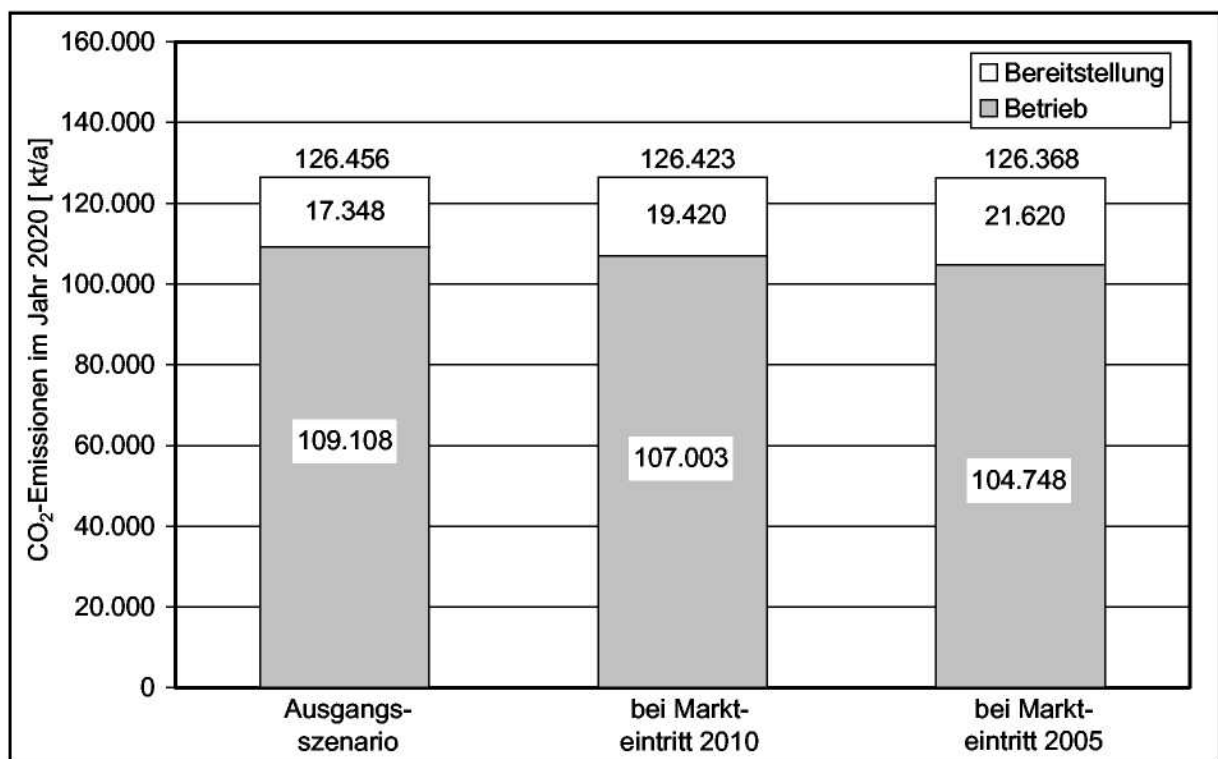


Abbildung 3.2.3-5: CO_2 -Emissionen des Personenverkehrsszenarios für das Jahr 2020 der Kraftstoffbereitstellung und des Fahrzeugbetriebs²

CO_2 -Vermeidungskosten

Der Brennstoffzelle als Antriebsart im Verkehr Vermeidungskosten zuzurechnen, ist insofern nicht unproblematisch, da die Brennstoffzelle selber keine Vermeidungstechnik darstellt, sondern nur den Einsatz von Wasserstoff als Kraftstoff ermöglicht. Dies ist aber auch auf Basis konventioneller Motoren möglich, wie die mit Wasserstoff betriebene 7er Flotte der BMW AG beweist.

Die Klimagaseinsparung im Verkehr ist somit nur dem Wasserstoffeinsatz zu verdanken. Nicht unberücksichtigt bleiben darf hierbei aber der Erzeugungspfad des Wasserstoffs. Solan-

ge dessen Erzeugung auf Basis kohlenstoffhaltiger Primärenergie ohne CO₂-Sequestration erfolgt, fallen bei der Wasserstoffherstellung CO₂-Emissionen – je nach Erzeugungspfad in unterschiedlicher Höhe – an. Der hier gewählte Pfad auf Basis Erdgas mit Druckwasserstoff als Endenergieträger ist nach derzeitiger Kenntnis der günstigste. Aus Emissionsgründen ist auch beim Kraftstoff Wasserstoff prinzipiell, aber auch beim Vergleich von mit Mineralölprodukten betriebenen Fahrzeugen, ein möglichst geringer Verbrauch erforderlich. Hier kann die Brennstoffzelle im Bereich von Fahrzeugen mit relativ geringen Antriebsleistungen ihren Wirkungsgrad bedingten Vorteil in der Fahrpraxis umsetzen. Bei großen leistungsstarken Fahrzeugen geht dieser Vorteil verloren, weil das derzeit sichtbare – im Vergleich zu konventionellen Antrieben – deutlich höhere Gewicht ihres Antriebstranges zu höheren Leistungsanforderungen im Fahrzeug und steigendem Verbrauch führt. Aus diesem Grund bleiben die Betrachtungen auf das Fahrzeugsegment bis 60 kW Antriebsleistung beschränkt.

Unter der Prämisse, dass Brennstoffzellen-betriebene Elektro-Pkw zu konkurrenzfähigen Preisen (Kostenziel für den Brennstoffzellen-Antriebsstrang < 50 €/kW bei gleichen Preisen pro Energieeinheit Benzin bzw. Wasserstoff) auf dem Markt eingeführt werden können, reduzieren sich die Vermeidungskosten auf die (herab zu subventionierenden) Zusatzkosten des Wasserstoffs an der Tankstelle. Bei Unterstellung einer Kopplung der Erdgaskosten an die Rohölkosten lässt sich für eine Bandbreite des Rohölpreises von 20 bis 35 \$/bbl und eine Wechselkursbandbreite von 0,85 bis 1,10 €/€ eine Bandbreite der Zusatzkosten (vor Mehrwertsteuer) von 0,30 bis 0,40 € pro Liter Benzinäquivalent Wasserstoff abschätzen. Rechnet man die Kosten nur den im Verkehr vermiedenen CO₂-Emissionen zu, ergeben sich Minderungskosten von etwa 100 bis 140 € pro Tonne Kohlendioxid. Rechnet man die Kosten den insgesamt eingesparten CO₂-Emissionen (inklusive der Bereitstellung von Benzin bzw. Wasserstoff) zu, so ergeben sich als Bandbreite Minderungskosten von etwa 370 bis 500 € pro Tonne Kohlendioxid. Dabei ist die Höhe der Minderungskosten im zweiten Fall fast ausschließlich von der Verbrauchsdifferenz zwischen konventionellem und alternativem Fahrzeug abhängig (bei gleichem Verbrauch bis ca. 7000 €/t Vermeidungskosten).

Literatur

- [Grube 2000] Grube, Th.; Höhle, B.; Menzer, R.; Stolten, D.; Neue Herausforderungen im Straßenverkehr: Brennstoffzellen-Antriebe für Pkw; EUROFORUM Technical Conference; Januar 2000
- [Höhle 2001] Grube, Th.; Stolten, D.: Energieketten – Wege der Kraftstoffbereitstellung; VDA Technical Congress; Bad Homburg; März 2001

² Druck-Wasserstoffherzeugung durch Reformation von Erdgas direkt am Bohrloch; Tankstützen des Fahrzeugs ist Schnittstelle der Bilanzierung zwischen der Kraftstoffbereitstellungskette und der Fahrzeugbetriebsphase

[PROGNOS/EWI 1999] Prognos AG, Energiewirtschaftliches Institut Köln (EWI): Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt. Gutachten im Auftrag des BMWi, Basel November 1999

3.2.4 Fossil befeuerte Kraftwerke (STE)

Hintergrund

Etwa 60 % des in Deutschland erzeugten Stroms wird derzeit in fossil befeuerten Kraftwerken erzeugt. Die in diesen Kraftwerken eingesetzte Primärenergie entspricht fast einem Viertel des gesamten deutschen Primärenergieverbrauchs. Mehr als ein Drittel aller energiebezogenen CO₂-Emissionen in Deutschland resultiert aus der Verbrennung fossiler Energieträger in Kraftwerken. Viele Prognosen und Szenarien gehen davon aus, dass auch kurz- und mittelfristig die fossile Stromerzeugung nicht nur in Deutschland sondern auch innerhalb der EU sowie weltweit eine erhebliche Rolle spielen wird.

Die fossile Kraftwerkstechnik bildet einen Förderschwerpunkt im Rahmen der derzeitigen Forschungsförderung des BMWi. Das Hauptziel der Förderung ist im wesentlichen auf die Effizienzsteigerung von Kraftwerken gerichtet. Hierbei ist zu unterscheiden zwischen der Effizienzverbesserung konventioneller Kraftwerkstechnik sowie der Entwicklung neuer effizienterer Kraftwerkstechniklinien. Ausgehend von diesen sich bereits heute abzeichnenden Wirkungsgradpotenzialen werden für einen Zeitraum bis zum Jahr 2020 entsprechende Emissionsprojektionen durchgeführt. Im Vergleich zum Effizienzniveau des heutigen Kraftwerks-parks sowie dem derzeitigen Stand der Technik werden Einsparpotenziale und die damit korrelierenden Emissionsreduktionen moderner Kraftwerkskonzepte berechnet und analysiert.

Rahmendaten

Startpunkt der Analysen bildet die prognostizierte Stromerzeugung entsprechend dem vom BMWi in Auftrag gegebenen PROGNOS/EWI-Gutachten [PROGNOS/EWI 1999]. Berücksichtigt man zusätzlich die zwischen der Bundesregierung und der Stromwirtschaft geschlossene Kernenergieausstiegsvereinbarung, ergibt sich der in Abbildung 3.2.4-1 dargestellte Verlauf für die fossile Stromerzeugung. Demnach wird die fossile Stromerzeugung bis zum Jahr 2020 um etwa 40 % steigen. Auffällig ist die Entwicklung der Erdgasverstromung, die sich gegenüber heute bis zum Jahr 2020 fast verdreifacht. Gemäß PROGNOS/EWI werden sowohl die Steinkohle- als auch die Braunkohleverstromung um 25 bzw. 16 % ansteigen.

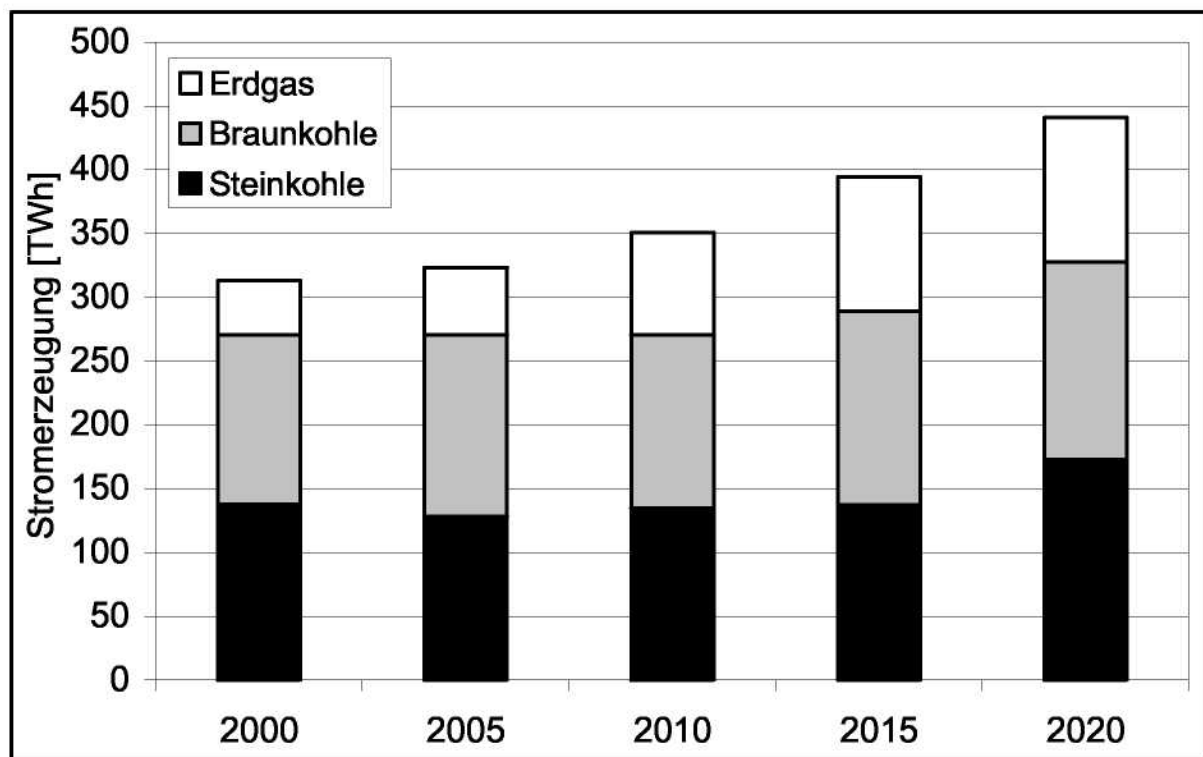


Abbildung 3.2.4-1: Fossile Stromerzeugung nach PROGNOSE/EWI (inkl. Ausstiegsvereinbarung)

Weitere entscheidende Grundlage für die Abschätzung der Einsparpotenziale neuer Kraftwerke ist die Entwicklung des heutigen Kraftwerksbestandes, da diese den Zubau neuer Kraftwerke maßgeblich beeinflusst. Unterstellt man für fossile Kraftwerke eine technische Lebensdauer von 35 Jahren [vgl. Markewitz et al. 1998, Markewitz et al. 1999] nimmt der heutige Bestand bis zum Jahr 2020 um etwa zwei Drittel ab (vgl. Abbildung 3.2.4-2). D.h. etwa ein Drittel des heutigen fossilen Kraftwerksbestandes wird auch im Jahr 2020 noch vorhanden sein. Kombiniert man die ermittelte Sterbelinie mit der in Abbildung 10 skizzierten Entwicklung der zukünftigen Stromerzeugung sowie mit den von PROGNOSE/EWI hierzu getroffenen Annahmen, lässt sich für die jeweiligen Zeitpunkte ein Zubau von neuer bzw. Ersatzkapazität ableiten (Abbildung 3.2.4-3).

Referenzentwicklung

Um die möglichen Einsparpotenziale effizienterer Kraftwerkstechniken sowie neuer Kraftwerkstechniklinien abschätzen zu können, ist die Annahme einer technischen Referenzentwicklung erforderlich. Als Referenzentwicklung wird der heutige Stand der Technik für die einzelnen energieträgerspezifischen Kraftwerkstypen vorgegeben. Hierbei handelt es sich um Anlagen, die aus heutiger Sicht geplant bzw. derzeit in Bau sind oder mit deren Inbetriebnahme demnächst zu rechnen ist. Die angenommenen elektrischen Nettowirkungsgrade ge-

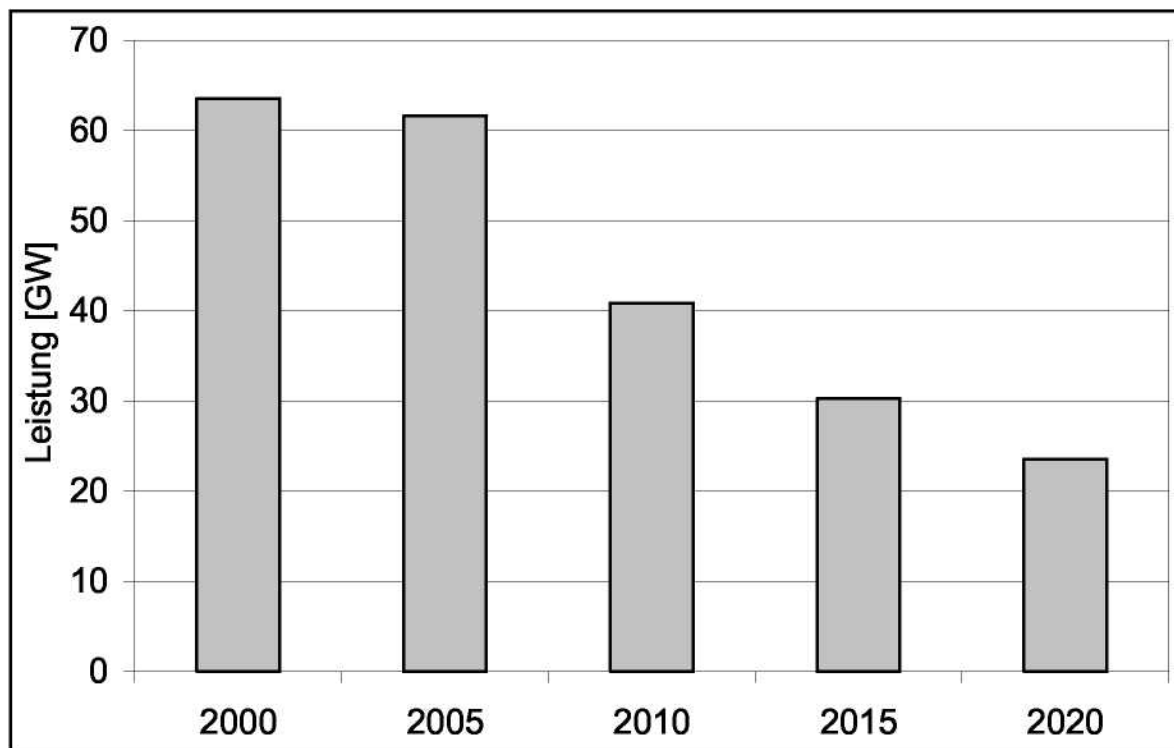


Abbildung 3.2.4-2: Entwicklung des heutigen fossilen Kraftwerksbestandes unter der Annahme einer technischen Lebensdauer von 35 Jahren

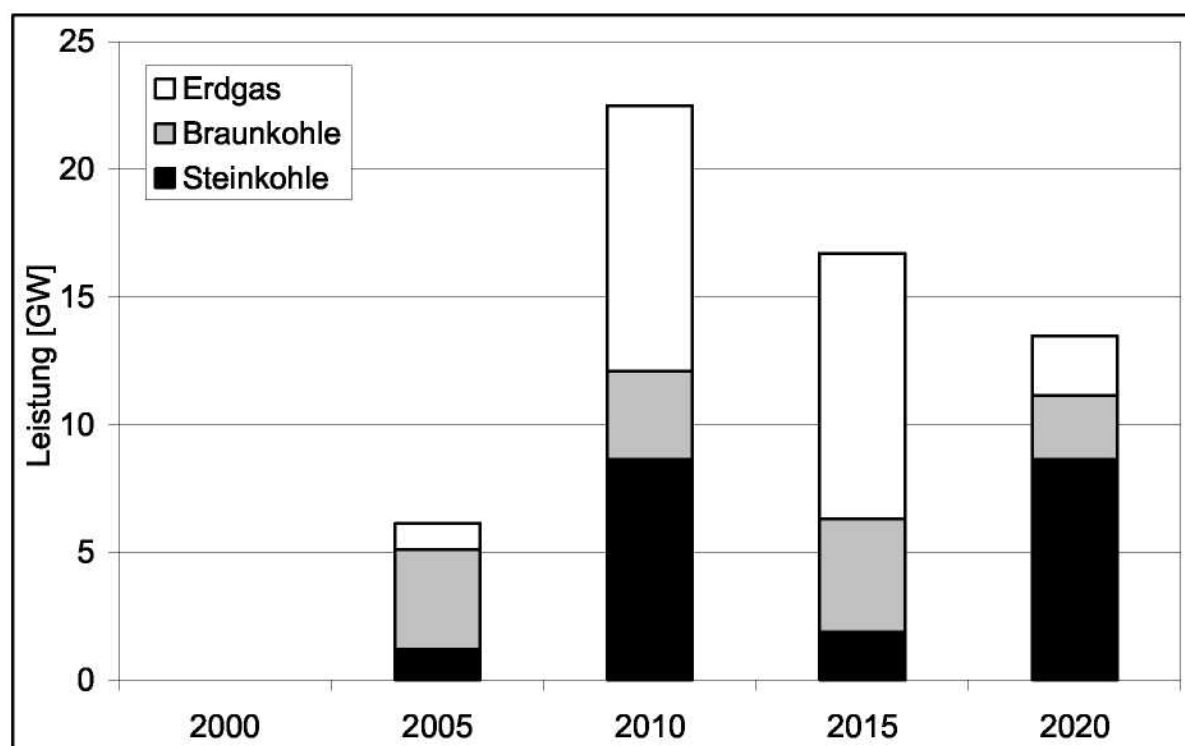


Abbildung 3.2.4-3: Zukünftiger Kraftwerkszubau bzw. -ersatz in Deutschland

mäß heutigem Stand der Technik, die für die Referenzentwicklung bis zum Jahr 2020 quasi eingefroren und fortgeschrieben werden (frozen efficiency), betragen nach [BMW 1999] für die einzelnen Kraftwerkstypen

- Steinkohle 45 bis 47,5 %
- Braunkohle 45 %
- Erdgas GuD 58 %.

Zukünftige Wirkungsgradpotenziale

Die Angabe von Wirkungsgradpotenzialen für konventionelle Kraftwerkstechnik sowie für neue Techniklinien ist naturgemäß mit entsprechenden Unsicherheiten verbunden, da diese Techniken noch nicht existieren. In vielen Fällen handelt sich daher um rechnerische Wirkungsgrade. Darüber hinaus ist auf die hohe Unsicherheit bei Angaben zu neuen Techniklinien hinzuweisen, da diese sich teilweise noch im Labormaßstab befinden. Tabelle 3.2.4-1 enthält eine Übersicht von Wirkungsgradabschätzungen, wie sie derzeit in der Literatur angegeben werden. Auf der Basis dieser Einschätzungen wurden für die nachfolgenden Analysen Wirkungsgrade festgelegt, die in Tabelle 3.2.4-2 aufgelistet sind.

Ein zentraler Punkt, der sich auf die Emissionsprojektionen auswirkt, ist die Verfügbarkeit oder Marktreife zukünftiger Kraftwerkstechniken bzw. -konzepte. Tabelle 3.2.4-2 enthält auch hierzu Informationen, wie sie derzeit von Experten eingeschätzt werden. Demnach wird die Druckkohlenstaubfeuerung frühestens ab dem Jahr 2015 mit einem Wirkungsgrad von etwa 55 % verfügbar sein. Eine Wirkungsgradsteigerung auf 60 % bis zum Jahr 2020 wird hierbei durchaus für möglich gehalten. Der Einsatz der Druckwirbelschichtfeuerung wird ab dem Jahr 2010 als realistisch angesehen. Für den Übergang auf die sogenannte „zweite Generation“, die eine weitere Erhöhung des Wirkungsgrades ermöglicht, wird als frühestmöglicher Zeitpunkt das Jahr 2015 angegeben. Der Übergang zu höheren Dampfparametern bei „konventionellen“ Steinkohlekraftwerken ist dagegen als langsam fortschreitender Prozess aufzufassen, der durch groß angelegte Verbundforschungsprojekte (z.B. Komet 650, „Advanced 700°C-Power Plant“) gefördert wird und entsprechende Effizienzverbesserungen ermöglicht.

CO₂-Einsparung durch zukünftige Effizienzpotenziale

Abbildung 3.2.4-4 enthält auf der Basis der zuvor erläuterten Annahmen die ermittelten Emissionsverläufe sowie den Verlauf der zukünftigen Stromerzeugung. Prinzipiell ist zwischen den Emissionen des abnehmenden Kraftwerks(alt)bestandes und den Emissionen neuer Kraftwerke zu unterscheiden. Um den Vergleich zwischen dem heutigen Stand der Technik sowie dem existierenden Kraftwerkspark aufzuzeigen, wurde zusätzlich eine Variante gerechnet, bei der der mittlere Wirkungsgrad des heutigen Kraftwerkmix (Steinkohle: 38,5 %, Braunkohle: 35 %, Erdgas: 47 %) als „frozen efficiency“ bis zum Jahr 2020 fortgeschrieben wurde.

Tabelle 3.2.4-1: Wirkungsgradentwicklung moderner Stromerzeugungstechniken

	Druckwirbel- schichtfeuerung	SK-Konventionell (höhere Dampf- zustände etc.)	Druckkohlen- staubfeuerung	IGCC	Braunkohle WS-Trocknung	GuD
Enquete 2001		51%		54% 48 % (mit CO ₂ - Abscheidung)	50%	61,5%
Pruschek 2000	< 45% (begrenzt durch TET ≤ 850°C) 54% ¹⁾ (rechnerisch)	2002: 300 bar/650°C (Komet 650) 2015: 375 bar/700°C, 52 – 55%, (Advanced (700°C)PF Power Plant)		51,5% (rechne- risch)	50%	63% (TET: 1400°C)
AGFW 2001		2025: 51%			2025: 50%	2025: 63%
Benesch 2001	47%	50%	51% ²⁾	50%		
Bergmann et al. 2001	55% ¹⁾	50%	2015: 55% 2020: 60% (mit verbesserter GT)		50 % ³⁾	65%
BMW 1999	2015: 55% ¹⁾	2010: >50%	2015: 55% 2020: 60%			
ATLAS 1997		2005: 300 bar, 600°C, 46% 2010: 350 bar, 700°C, 50%				
DACES 2001		2020: 49 – 50%				
IKARUS 2001	48% ⁴⁾	2005: 300 bar, 600°C, 45,5%		2020: 50 – 51% 2005: 48%		2005: 58%

¹⁾ sogenannte zweite Generation (Hybridversion), keine Temperaturbeschränkung, Brenngaserzeugung durch Vorvergassung

²⁾ geringes Bauvolumen ermöglicht niedrige Investitionskosten

³⁾ vorgeschaltete Kohletrocknung, Niedertemperaturwärme zur Kohletrocknung statt 1000°C-Rauchgas, Rückgewinnung der Energie (für Verdampfung der Kohlenbrüden)

⁴⁾ mit Erdgaszuführung

Tabelle 3.2.4-2: Elektrische Nettowirkungsgrade zukünftiger fossiler Stromerzeugungstechniken

	2005	2010	2015	2020
Steinkohle <i>konventionell</i> (hohe Dampfzustände)	48%	50%	52,5%	53-55%
Steinkohle Druckkohlenstaubfeuerung	-	-	55%	55-60% ¹⁾
Steinkohle ²⁾ Druckwirbelschichtfeuerung	-	47%	55% ²⁾	55%
Braunkohle	45,5%	46,5%	48,5%	50%
Erdgas-GuD	59%	60%	61%	63%

¹⁾ höherer Wert bei verbesserter Gasturbinentechnik

²⁾ ab 2015 sog. zweite Generation (Hybridversion), keine Temperaturbeschränkung

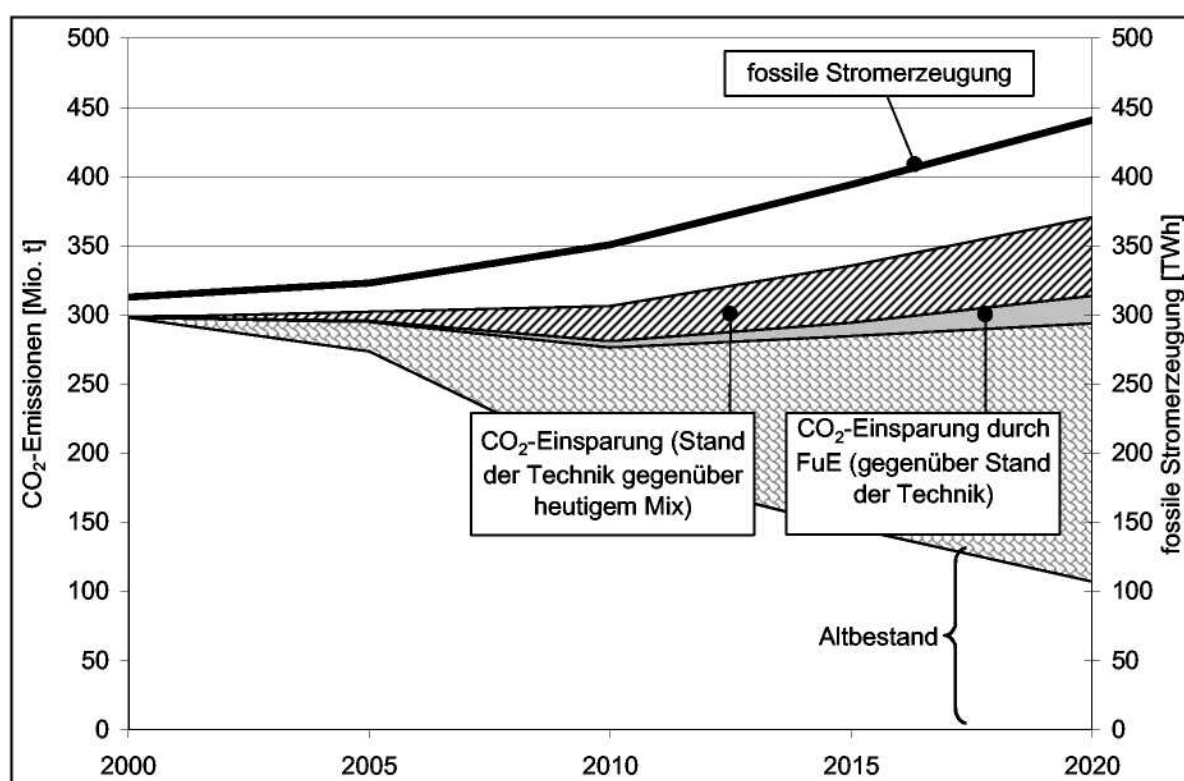


Abbildung 3.2.4-4: Emissionseinsparungen durch Ausschöpfen möglicher Wirkungsgradpotenziale

Der so errechnete Emissionsverlauf entspricht dem oberen Kurvenverlauf. Würde gegenüber dem heutigen Kraftwerksparkmix keine Effizienzverbesserung erfolgen, stiegen die CO₂-Emissionen im Jahr 2020 auf fast 370 Mio. t an. Der im Vergleich zur Stromerzeugung niedrigere Emissionsanstieg erklärt sich durch eine Verschiebung hin zur Erdgasverstromung (vgl. Abbildung 3.2.4-1). Würden dagegen Kraftwerke zugebaut, die dem Stand der Technik entsprechen, lägen die Emissionen deutlich niedriger (2020: ca. 310 Mio. t). Die über 20 Jahre kumulierten CO₂-Einsparungen (Integral über 20 Jahre) betragen in diesem Fall etwa 530 bis 580 Mio. t (schrägschraffierter Bereich). Prinzipiell handelt es sich hierbei um eine Bewertung des sogenannten autonomen Fortschritts, der durch viele Ursachen motiviert sein kann. In diesem Zusammenhang ist auch auf die in der Vergangenheit erfolgte FuE-Förderung hinzuweisen, die den autonomen Fortschritt beeinflusst hat. Allerdings ist zu betonen, dass ihr nicht alleine die Potenziale der autonomen Effizienzverbesserung zugerechnet werden dürfen.

Durch den Einsatz heute in der FuE-Förderung befindlicher Techniken und den damit verbundenen Wirkungsgradpotenzialen lässt sich gegenüber dem Stand der Technik zusätzlich ein Emissionsminderungspotenzial erschließen, das im Jahr 2020 zu jährlichen Minderemissionen von über 20 Mio. t führt. Die kumulierte Emissionsmenge über 20 Jahre liegt in einem Bereich von 120 bis 170 Mio. t. Hierbei ist zu sehen, dass die Höhe der eingesparten Emissionen auch mit dem Zeitpunkt des erforderlichen Zubaus sowie der Marktreife der Zukunftstechnologien korreliert. Wie aus Abbildung 3.2.4-3 hervorgeht, erfolgt ein Großteil des erforderlichen Kraftwerkszubaues bereits vor dem Jahr 2015. Dies bedeutet, dass die Wirkungsgradpotenziale von vielversprechenden Techniklinien wie die Druckkohlenstaubfeuerung oder auch die zweite Generation der Druckwirbelschichtfeuerung nicht zum tragen kommen, da ihre Marktverfügbarkeit bzw. –reife vor diesem Zeitpunkt noch nicht gegeben ist.

Nicht zuletzt sollte darauf hingewiesen werden, dass auch durch die Effizienzverbesserung des Altbestands erhebliche Emissionsminderungspotenziale erschlossen werden können. Dies umfasst sowohl den Ersatz von Einzelkomponenten (z.B. Dampfkessel, Dampfturbinen) als auch Optimierungsmaßnahmen mit möglicher Kapazitätserweiterung (z.B. Repowering, Topping, Boosting) [Hourfar 2001].

Kosten

Gegenüber einer Angabe von Wirkungsgraden für zukünftige Maßnahmen und Techniken gestaltet sich die Angabe von Kosten sehr viel schwieriger. Verlässliche Kostenangaben sind in der einschlägigen Literatur nicht zu finden. Daher wird im Folgenden versucht, eine Kostenabschätzung auf der Basis anlegbarer Kosten vorzunehmen. Ausgehend von der vereinfachenden Hypothese, dass Maßnahmen zur Effizienzverbesserung höhere Investitionskosten bedeuten, lassen sich über den Brennstoffpreis sowie die Auslastung eines Kraftwerks sogenannte maximale Investitionsmehrkosten berechnen. D.h. die durch den Wirkungsgradgewinn eingesparte Brennstoffmenge und somit reduzierten Brennstoffkosten werden als maximale

Investitionsmehrkosten umgerechnet. Bei den nachfolgenden Ausführungen wurde eine Annuität von 0,10 (incl. Versicherung und Steuern) sowie eine Abschreibungsdauer von 20 Jahren unterstellt.

Abbildung 3.2.4-5 enthält beispielhaft die maximalen Investitionsmehrkosten eines Steinkohlekraftwerkes (Wirkungsgraderhöhung von 47 auf 50 %) in Abhängigkeit vom Brennstoffpreis sowie der Auslastung der Anlage. Bezogen auf den heutigen Steinkohleimportpreis (etwa 52 €/tSKE) liegen die maximalen Investitionsmehrkosten in einem Bereich von 25 bis 50 € je kW. Mit sinkenden Brennstoffpreisen reduzieren sich analog die maximalen Investitionskosten. Umgerechnet betragen die Kosten pro Prozent Wirkungsgradverbesserung etwa 7 bis 17 €.

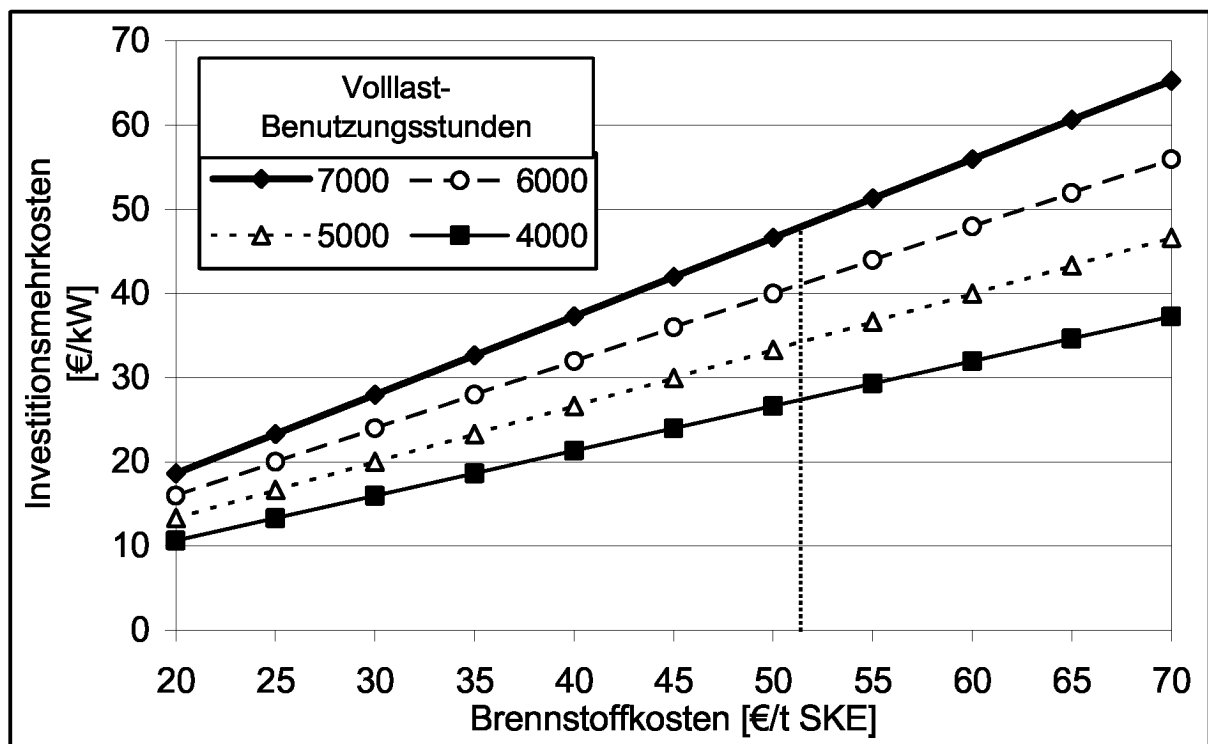


Abbildung 3.2.4-5: Maximale Investitionsmehrkosten für ein Steinkohlekraftwerk (Wirkungsgradverbesserung von 47 auf 50 %)

Aus der Brennstoffeinsparung lassen sich die eingesparten CO₂-Emissionen durch Multiplikation mit dem spezifischen CO₂-Emissionsfaktor ermitteln. Dividiert man die eingesparten Brennstoffkosten durch die eingesparten CO₂-Emissionen, errechnen sich spezifische CO₂-Vermeidungskosten in Abhängigkeit vom Brennstoffpreis (Abbildung 3.2.4-6). Bei einem Importsteinkohlepreis von derzeit ca. 52 €/tSKE liegen die spezifischen Vermeidungskosten etwa bei 19 €/tCO₂.

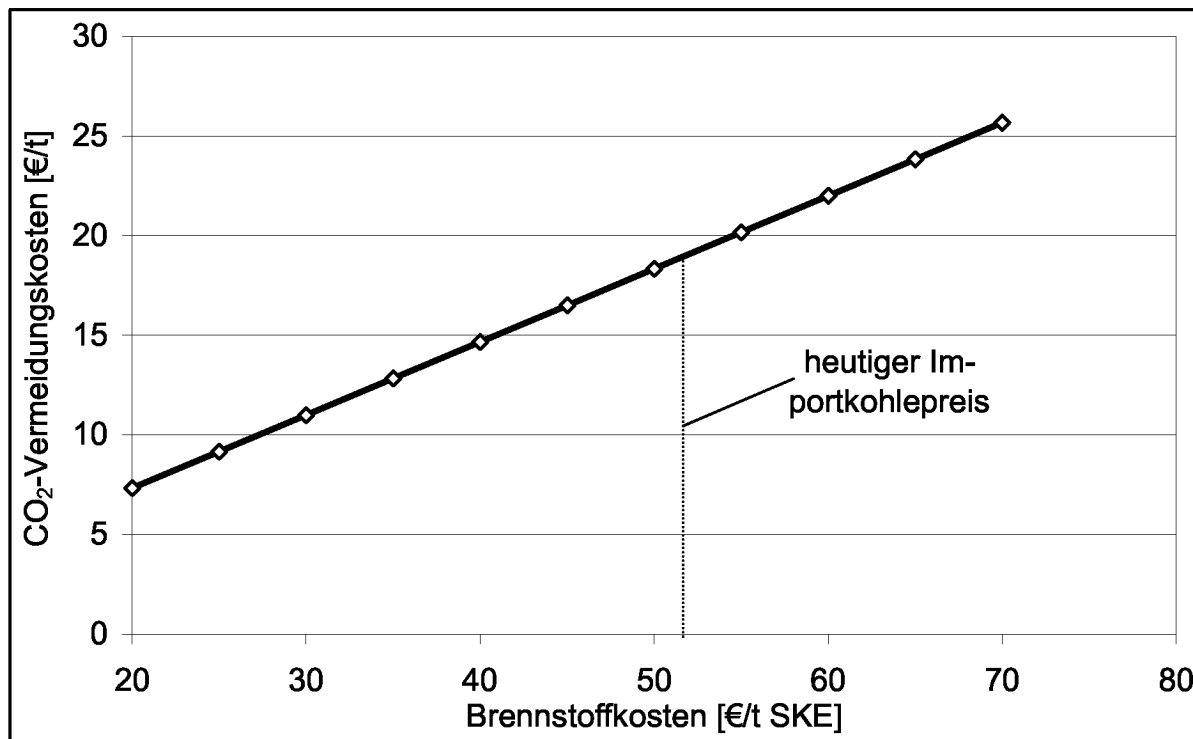


Abbildung 3.2.4-6: Spezifische Vermeidungskosten für Effizienzverbesserungen bei einem Steinkohlekraftwerk (berechnet über den anlegbaren Brennstoffpreis)

Marktpotenzial

Nach Angaben der VDEW [VDEW 2001] investierten die deutschen Stromversorger etwa die Hälfte ihrer Gesamtinvestitionen in den Bau und die Modernisierung von Stromnetzen. Rund 31 Mrd € investierte die Branche von 1990 bis 1999 in Kabel, Leitungen und Verteilungsanlagen. Im Kraftwerksbereich investierten die Stromerzeuger in den letzten 10 Jahren ca. 20 Mrd €, was knapp einem Drittel aller Brancheninvestitionen entspricht. Trotz rückläufiger Investitionen im liberalisierten Markt erreichten die Stromunternehmen nach Schätzungen der VDEW Platz vier im Branchenvergleich – nach den Branchen Fahrzeugbau, Chemie, Büromaschinen und Elektrotechnik. Wie aus den vorherigen Ausführungen hervorgeht, besteht in der Bundesrepublik Deutschland ab dem Jahr 2010 ein signifikanter Kraftwerkszubaubedarf. Geht man von den heutigen Kraftwerkspreisen aus, dürfte das gesamte kumulierte Investitionsvolumen der kommenden zwanzig Jahre etwa 40 bis 45 Mrd. € betragen.

Ein erhebliches Marktpotenzial, von dem der deutsche Anlagenbau ebenfalls profitieren könnte, besteht sowohl EU- als auch weltweit. Nach Schätzungen des VGB muss bis zum Jahr 2020 ein Drittel aller in der EU installierten Kraftwerke erneuert werden, was einer Kapazität von etwa 200 GW entspricht. Hinzu kommt noch ein Zubaupotenzial, um den wachsenden Strombedarfs Europas zu decken.

Die IEA gibt in ihrem jüngsten World Energy Outlook [IEA 2000] den zukünftigen weltweiten Kapazitätsbedarf (Zubau und Ersatz) mit ca. 3.000 GW an. Hiervon sind etwa 600 GW (20 %) Ersatzkapazität, während 80 % auf eine höhere weltweite Stromnachfrage zurückzuführen ist. Insbesondere werden in der asiatischen Region starke Kapazitätszuwächse erwartet.

Literatur

- [AGFW 2001] Strategien und Technologien einer pluralistischen Fern- und Nahwärmeversorgung in einem liberalisierten Energiemarkt unter besonderer Berücksichtigung der Kraft-Wärme-Kopplung und regenerativer Energien. AGFW-Hauptstudie – erster Bearbeitungsabschnitt, Band 3 Technologieentwicklung und –bewertung. AGFW (Hrsg.), Mai 2001
- [Atlas 1997] The ATLAS-Project. Main Report 1997
- [Benesch 2001] Benesch W.A.: Planning New Coal-fired Power Plants. VGB Power Tech 6/2001, S. 37 – 44
- [Bergmann et al. 2000] Bergmann, H., Hannes, K.: Fortschrittliche Brennstoff-Umwandlungstechniken in zentralen und dezentralen Anlagen. VGB Kraftwerkstechnik 4/2000, S. 29 – 34
- [BMWi 1999] Kohlekraftwerke der Zukunft: sauber und wirtschaftlich. Dokumentation des Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Juli 1999
- [Daces 2001] Utrecht Centre for Energy Research: Daces 2050 – Database clean Energy Supply 2050. Final report of Phase I, Utrecht 2001
- [Enquete 2001] Persönliche Mitteilung 2001
- [Hourfar 2001] Hourfar, D.: Efficiency and Capacity Potenzials in Existing Power Plants. VGB PowerTech 8/2001, S. 53 – 56
- [IEA 2000] International Energy Agency (IEA): World Energy Outlook 2000, Paris 2000
- [IKARUS 2001] IKARUS-Datenbank. Stand 2001 Fachinformationszentrum Karlsruhe
- [Markewitz et al. 1998] Markewitz, P., Nollen, A., Polklas, T.: Die Altersstruktur des westdeutschen Kraftwerksparks. Brennstoff-Wärme-Kraft Bd. 50 (1998), Nr.5/6, S. 38 – 42
- [Markewitz et al. 1999] Markewitz, P., Nollen, A.: Die Altersstruktur sowie die Fortschreibung des deutschen Kraftwerksbestandes. VDI-Berichte Nr. VDI-Berichte 1495 *Entwicklungslinien in der Energie- und Kraftwerkstechnik*, S. 83 – 93, VDI-Verlag 1999
- [PROGNOS/EWI 1999] Prognos AG, Energiewirtschaftliches Institut Köln (EWI): Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt. Gutachten im Auftrag des BMWi, Basel November 1999

- [Pruscek 2000] Pruscek, R.: Perspektiven für die Energieumwandlungstechnologien bei Einsatz fossiler und nuklearer Brennstoffe. In: Energiezukunft 2030. Schriften des Forschungszentrums Jülich, Reihe Umwelt/Environment Band 26, S. 65 – 94
- [Riedle 2000] Riedle, K: Entwicklungen im Kraftwerksbau. BWK Bd.52 (2000) Nr. 3, S. 44 – 49
- [Riedle et al. 2001] Riedle, K., Traud, R.: Research and Development in Power Plant Engineering. VGB PowerTech 1/2001, S. 38 – 45
- [VDEW 2001] www.strom.de

3.2.5 Stationärer Einsatz von Brennstoffzellen (IER)

Charakteristika der Brennstoffzellen

Brennstoffzellen stehen erst am Anfang ihrer technologischen Entwicklung. Die derzeit veröffentlichten technischen und ökonomischen Daten sind demzufolge in der Regel Angaben für Prototypen bzw. Demonstrationsanlagen. Ein Schwerpunkt der gegenwärtigen Forschungs- und Entwicklungsarbeiten ist es, die Kosten der Brennstoffzellen durch Erhöhung der Nutzungszeiten sowie durch preiswertere Materialien und Fertigungsverfahren erheblich zu reduzieren. Zusammen mit einer Steigerung der Wirkungsgrade soll die Wettbewerbsfähigkeit der Anlagen gegenüber den vorhandenen Konkurrenztechnologien, also fossil befeuerten Kraft- und Heizkraftwerken verschiedener Größenordnungen bzw. Gebäudeheizungssysteme, erreicht werden. Die derzeit verfolgten Entwicklungslinien verschiedener Brennstoffzellentypen und deren wesentliche Hersteller sind in Tabelle 3.2.5-1 dargestellt [AGFW 2001].

Am weitesten entwickelt sind gegenwärtig die PAFC-Brennstoffzellen (Phosphoric Acid Fuel Cell, Phosphorsäure Brennstoffzelle), die seit einigen Jahren in erdgasversorgten Blockheizkraftwerken mit Kapazitäten von rund 200 kW_{el} kommerziell verfügbar sind. Mit Blick auf stationäre und dezentrale Anwendungen von Brennstoffzellen zur gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme werden zur Zeit auch Brennstoffzellensysteme entwickelt und erprobt, die mit Leistungsklassen von nur wenigen Kilowatt für die Installation in Häusern vorgesehen sind (Vaillant, Viessmann, Sulzer-Hexis). Als Zelltypen dienen hierfür zum einen als Vertreter der Niedertemperaturbrennstoffzellen die PEMFC (Polymer-Elektrolyt-Membran-Brennstoffzellen) sowie aus der Gruppe der Hochtemperaturbrennstoffzellen die SOFC (Solid Oxide Fuel Cell, Festoxidbrennstoffzelle). Mit elektrischen Leistungen von mehreren hundert kW und Einzelanlagen mit Leistungen im Bereich einiger MW sind bereits auch Systeme verfügbar, die Schmelzkarbonat-Brennstoffzellen nutzen (MCFC, Molten Carbonate Fuel Cell).

Tabelle 3.2.5-1: Entwicklungslinien verschiedener Brennstoffzellentypen und deren Hersteller

Entwicklungslinie	Wesentliche Anwendung	Brennstoffzellentypen und deren Hersteller			
		PEMFC	PAFC	MCFC	SOFC
Klein-BZ $P_{el} < 10 \text{ kW}$	Gebäudeenergieversorgung, Virtuelles Kraftwerk ¹⁾	Vaillant Viessmann			Sulzer-Hexis
Niedertemperatur-BZ und BZ mit $P_{el} < 400 \text{ kW}$	Gebäudeenergieversorgung, Nahwärmenetze	Alstom-Ballard	IFC (ONSI)	MTU („Hot Module“)	Siemens-Westinghouse
Hochtemperatur-BZ mit nachgeschalteten Wärme-Kraft-Prozessen	Kraft-Wärme-Kopplung			MTU	Siemens-Westinghouse

¹⁾ Hierunter wird eine Vielzahl dezentral installierter Stromerzeugungssysteme verstanden, die zentral gesteuert werden und damit ähnliche Eigenschaften wie ein zentrales Kraftwerk aufweisen

Die Zelltypen unterscheiden sich durch die Verwendung verschiedener Materialien insbesondere für den Elektrolyten, aus dem die Bezeichnungen für die jeweiligen Brennstoffzellen abgeleitet sind. In Abhängigkeit vom Brennstoffzellentyp können verschiedene gasförmige Brennstoffe in den Zellen verstromt werden. Für stationäre Anwendungen in der dezentralen Energieversorgung ist hierbei der Brennstoff Erdgas relevant, der für die PAFC und PEMFC zunächst in einem Reformier in ein wasserstoffreiches und von zellschädigendem CO befreites Brenngas überführt wird.

Allen Brennstoffzellen sind geringe spezifische Schadstoffemissionen gemeinsam, die fast ausschließlich aus der Gasaufbereitung im Reformier stammen. Typisch für Brennstoffzellen ist weiterhin der bereits heute hohe elektrische Wirkungsgrad, der bei Brennstoffzellen in allen Leistungsklassen höhere Werte aufweist als die Effizienzen der konventionellen Techniken gleicher Leistung. Dieser Zusammenhang wird in Abbildung 3.2.5-1 deutlich. Neben den verschiedenen Brennstoffzellensystemen und -prozessen werden in dieser Darstellung zum Vergleich nur erdgasbefeuerte Kraftwerke betrachtet, die in der konventionellen Technik die höchsten Wirkungsgrade aufweisen. Die untere Begrenzung der Bänder kennzeichnet hierbei den heute erreichten Stand der Entwicklung, die obere Begrenzung beschreibt die Wirkungsgrade, die nach heutigem Kenntnisstand für die jeweilige Technik als erreichbar betrachtet werden.

Projektionen der zukünftigen Brennstoffzellkapazitäten

Für die Analysen der einsparbaren CO₂-Emissionen durch die Nutzung von Brennstoffzellen in der dezentralen KWK sind Projektionen über die zukünftigen Brennstoffzellenkapazitäten

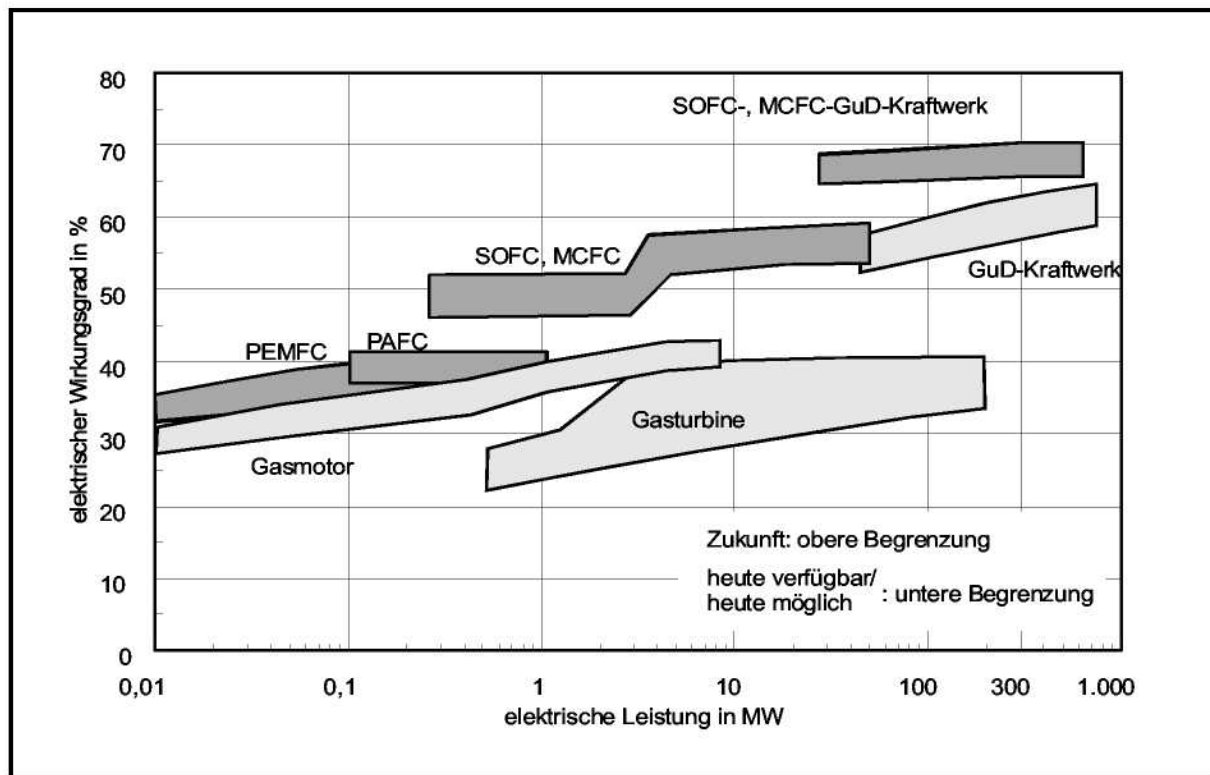


Abbildung 3.2.5-1: Wirkungsgrade verschiedener Brennstoffzellen- und konventioneller Stromerzeugungssysteme³

erforderlich. Im Rahmen dieser Untersuchung bildet das Papier des DLR „Einsatzfelder und Marktchancen von Brennstoffzellen in der industriellen und öffentlichen Kraft-Wärme-Kopplung“ von Pehnt und Nitsch die Grundlage [DLR 2000]. Die dieser Quelle entnommenen Daten sind mit den interpolierten Werten für eine jährliche Auflösung in der Abbildung 3.2.5-2 dargestellt. Der Ausbau der Brennstoffzellenkapazitäten wird entscheidend von den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen abhängen. Nach Pehnt und Nitsch wird die Kapazität von Brennstoffzellen bis 2020 etwa 2.400 MW_{el} unter „günstigen energiepolitischen Rahmenbedingungen“ betragen. In dem hierbei zugrundegelegten Szenario sind jedoch die neuesten Veränderungen der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die Kraft-Wärme-Kopplung nicht berücksichtigt. Es kann daher nicht ausgeschlossen werden, dass eine aktuellere Abschätzung des Potenzials unter Einbezug der Einspeisevergütung entsprechend dem KWKG-Gesetz eine stärkere Zunahme der Brennstoffzellkapazitäten ergeben würde. Gleichzeitig sei auf die in der Abbildung unterstellten „günstigen energiepolitischen Rahmenbedingungen“ hingewiesen, unter denen bereits ein optimistisches Szenario der Brennstoffzellen-Kapazitäten bestimmt wurde. Naturgemäß sind Projektionen über die zukünftigen Marktanteile bzw. kumulierte Kapazitäten von Techniken, die sich in der Entwicklungsphase befinden, sehr un-

sicher und es sind hierzu nur wenige Daten verfügbar. Nach den verfügbaren Informationen kann daher kein alternatives Ausbauszenario skizziert und berechnet werden, das auch auf Untersuchungen beruht.

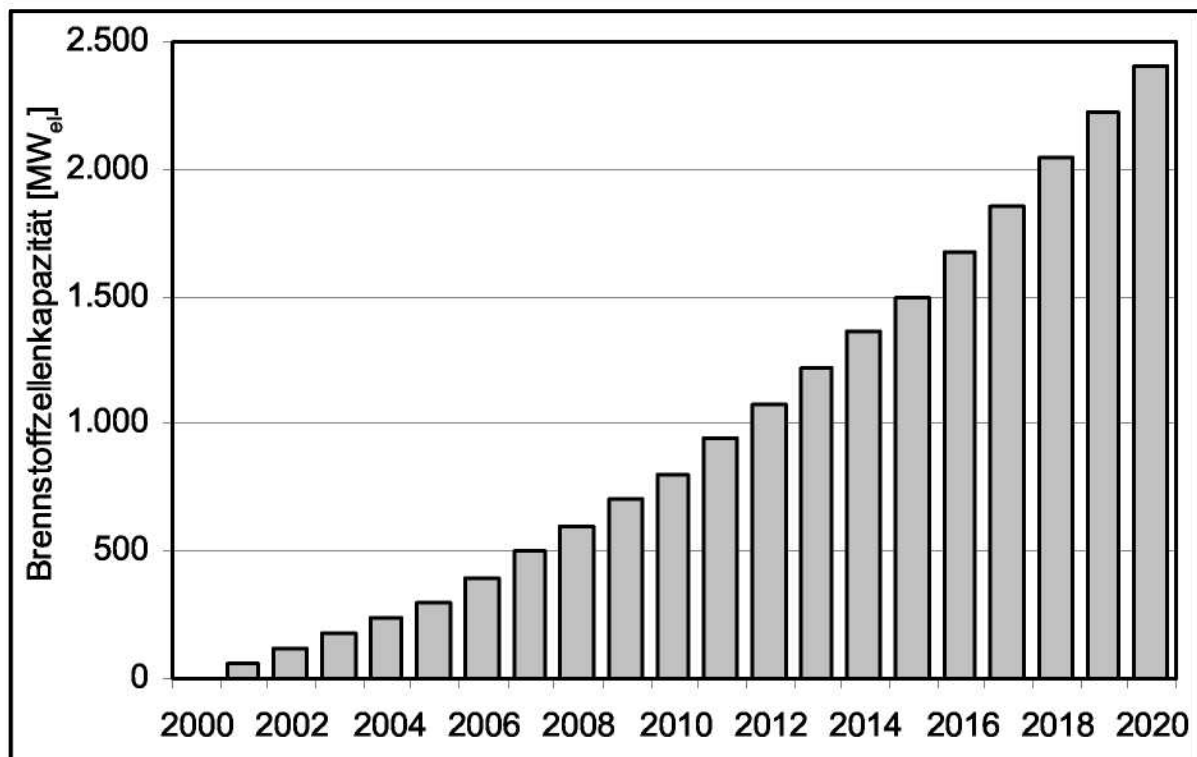


Abbildung 3.2.5-2: Projektion der Entwicklung der Brennstoffzellkapazitäten in Deutschland [DLR 2000]

Kosten von Brennstoffzellensystemen

Die Kosten von Brennstoffzellensystemen sind gegenwärtig zu hoch, um diese Technik wirtschaftlich nutzen zu können. Die Anstrengungen der Forschung und Entwicklung sind daher besonders auf die Kostenreduktion der Systeme ausgerichtet. Auf der Grundlage einer Literaturrecherche, die um eigene Abschätzungen ergänzt wurde, wurden vom IER für die Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ Technologiedaten für zukünftige Brennstoffzellen- und andere Stromerzeugungssysteme zusammengestellt [Enquete 2002]. Die Projektionen zu den erwarteten Kosten sind entsprechend dieser Quelle in Tabelle 3.2.5-2 für verschiedene Brennstoffzellensysteme differenziert nach Investitionskosten sowie nach fixen und variablen Betriebskosten für das Jahr 2010 aufgelistet.

³ Die Abbildung ist aus Darstellungen des AGFW-Projektes [AGFW 2001], des Papiers des DLR [DLR 2000] sowie aus Vorschlägen des BMWi/PTJ zu Effizienzen zukünftiger Kraftwerke abgeleitet.

Projektionen für Anlagen- und Betriebskosten sind grundsätzlich mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. Da Brennstoffzellen sich noch in der Entwicklung für kommerzielle Anwendungen befinden, liegen nur wenige Erfahrungswerte für die Gegenwart vor, Aussagen für zukünftige Kosten beruhen daher auf Annahmen zum Fortschritt der technischen Entwicklung, der Verfügbarkeit preiswerterer Materialien, günstigerer Fertigungsverfahren und anderer Einflussgrößen, zu denen insbesondere auch die Lebensdauer des sogenannten Stacks, also der zu einem Stapel zusammengefügt der Brennstoffzellen, zählt.

Tabelle 3.2.5-2: Datenzusammenstellung für verschiedene Brennstoffzellensysteme im Jahr 2010 [Enquete 2002]

	PEMFC	PAFC	MCFC	SOFC
Leistungsgröße [kW _{el}]	5	300	500	1.000
Investition [€/kW _{el}]	1.500	1.500	1.280	1.500
fixe Betriebskosten €/kW _{el} a	72	37	29	22
variable Kosten inkl. Stackersatzkosten €/MWh _{el}	10	10	9	10

Wesentliche Bedeutung kommt hierbei auch den Lerneffekten durch die Produktion größerer Stückzahlen zu, über die jedoch ebenfalls nur unsichere Aussagen getroffen werden können. Beispielhaft sind in Tabelle 3.2.5-3 für PAFC- und PEMFC-Systeme, deren Charakteristika für die Betrachtungen im Rahmen des Info-Kastens zugrundegelegt werden, Projektionen zu den Kosten zusammengestellt. Die Daten basieren auf der Datenzusammenstellung für die Enquete-Kommission [Enquete 2002].

Auswahl der Brennstoffzellensysteme für die Analysen

Für das im Rahmen der Szenariorechnung ausgewählte Beispiel der Versorgung von Haushalten mit Strom und Wärme kommen nach dem heute erreichten Stand der Brennstoffzellentechnik als Blockheizkraftwerk vor allem erdgasversorgte PAFC-Systeme in Frage. Hier liegt der elektrische Wirkungsgrad bei etwa 40 %, der Gesamtnutzungsgrad (Stromerzeugung und Wärmeerzeugung) beträgt etwa 80 %. Die Werte der heute noch nicht kommerziell verfügbaren PEM-Klein-Brennstoffzellenheizgeräte mit Leistungen von wenigen kW_{el} bis hin in den mittleren Leistungsbereich von einigen hundert kW werden in ähnlicher Größenordnung liegen (vgl. Abbildung 3.2.5-1) und sich aufgrund des gleichen Energieträgers Erdgas bezüglich ihrer CO₂-Emissionen nicht signifikant von den PAFC-Systemen unterscheiden. Bezüglich der Reduktion der Anlagenkosten wird entsprechend Tabelle 3.2.5-3 bei den PEMFC – aus

Tabelle 3.2.5-3: Projektion ökonomischer Daten von PAFC- und PEMFC-Brennstoffzellensystemen

			2000	2010	2020
PAFC	el. Leistung	kW _{el}	200	300	400
	spez. Investitionskosten	€/kW _{el}	4.000	1.500	1.250
	fixe Betriebskosten	€/kW _{el} a	49	37	32
	variable Betriebskosten	€/MWh _{el}	43	10	9
PEMFC	el. Leistung	kW _{el}	250	300	350
	spez. Invest.-Kosten	€/kW _{el}	6.000	1.500	1.000
	fixe Betriebskosten	€/kW _{el} a	49	37	32
	variable Betriebskosten	€/MWh _{el}	43	10	9

gehend von gegenwärtig höheren Investitionen – jedoch ein größeres Reduktionspotential als bei den PAFC erwartet. Als charakteristische Werte für die Rechnungen im Rahmen des Infokastens werden daher als elektrischer Wirkungsgrad 40 % und als Gesamtnutzungsgrad 80 % angesetzt. Steigerungen der elektrischen Wirkungsgrade haben auf die insgesamt einsparbaren CO₂-Emissionen keinen positiven Einfluss, da bei gleichem Gesamtnutzungsgrad der Beitrag zur Deckung des Wärmebedarfs durch das BZ-System sinkt. Diese Bedarfslücke wird durch die konventionelle Wärmebereitstellung der Referenzsysteme gedeckt, die mit höheren CO₂-Emissionen verbunden ist. Die Festlegung der technischen Parameter elektrischer Wirkungsgrad und Gesamtnutzungsgrad auf 40 bzw. 80 % entspricht damit dem heute erreichten Stand der Technik und stellt bei Beibehaltung dieser Werte für die Betrachtung in der Zukunft keine nachteilige technische Beschreibung der BZ-Systeme dar. Als jährliche Vollaststunden werden 6.500 h/a abgeschätzt. Diese Werte werden über den gesamten Betrachtungszeitraum konstant gehalten.

Definition der Referenzsysteme

Zur Bestimmung der durch die Nutzung der BZ in der KWK einsparbaren CO₂-Emissionen werden als Referenz die durchschnittlichen spezifischen CO₂-Emissionen der in den jeweiligen Jahren zuzubauenden fossil befeuerten Kraftwerke angelegt. Diese basieren auf den von der Programmgruppe Systemtechnik und Technologische Entwicklung der Forschungszentrum Jülich GmbH für die Jahre 2000, 2005, 2010, 2015 und 2020 ermittelten Daten (vgl. Abschnitt 3.2.4). Die jährlichen Werte zwischen den Stützjahren werden linear interpoliert.

Die Berechnung der spezifischen CO₂-Emissionen der Wärmebereitstellung erfolgt auf der Grundlage des Energiereports III von PROGNOSE/EWI [PROGNOSE/EWI 1999]. Der Wärmebedarf ist differenziert nach Endenergieträgern für die Jahre 1997, 2005, 2010, 2015 und 2020 aufgeschlüsselt. Werte zwischen den Stützjahren werden mit jährlicher Auflösung linear interpoliert. Die mit der Endenergienutzung verbundenen Emissionen werden mit Hilfe der Emissionsfaktoren nach PROGNOSE/EWI berechnet. Kohlen werden hierbei einheitlich als

„Braunkohlebrikett“ abgebildet. Für die Bereitstellung von Raumwärme mit elektrischen Widerstandsheizungen werden die spezifischen CO₂-Emissionsfaktoren der Stromerzeugung zugrunde gelegt. Fernwärme wird mit einem CO₂-Faktor von 50 % des entsprechenden Wertes der Strombereitstellung abgeschätzt. Biogene Brennstoffe sowie solare Wärmebereitstellung werden als CO₂-frei betrachtet. Entsprechend den Festlegungen für die anderen im Rahmen des vorliegenden Berichtes untersuchten Techniken werden ausschließlich die betriebsbedingten und direkten Emissionen betrachtet. Emissionen aus der Herstellung und Entsorgung der Systeme sowie aus der Prozesskette der Brennstoffbereitstellung werden nicht erfasst.

Mit den als Zeitreihen vorliegenden spezifischen CO₂-Emissionen für Strom und Wärme wird ein Trend-Szenario festgelegt, das den Nachfrageerwartungen nach PROGNOSE/EWI entspricht [PROGNOSE/EWI 1999]. Als zweites Szenario wird ein Frozen-Efficiency-Szenario definiert, das sich dadurch auszeichnet, dass der Stand der Technik bzw. der Status von 2000 konstant bis in das Jahr 2020 fortgeschrieben wird. Die nach Prognose erwarteten Entwicklungen der Strom- und Nutzwärmenachfrage werden gemäß dem Trend-Szenario beibehalten, die Struktur der Deckung des Nutzwärmebedarfs bleibt bei dem Szenario Frozen-Efficiency jedoch auf dem Status von 2000 konstant.

Einsparung von CO₂-Emissionen bei Nutzung der Brennstoffzellen

Die jährliche Emission von Kohlendioxid bei Einsatz der Brennstoffzellen wird aus der Summe der Emissionen der Brennstoffzellen und des Referenzsystems berechnet. Der Beitrag der Brennstoffzellen an der Energiebereitstellung wird hierbei von der Erzeugung durch das Referenzsystem subtrahiert. Die resultierenden jährlichen CO₂-Emissionen werden getrennt für das Referenzsystem einerseits und bei Einsatz der BZ für jedes Jahr ausgewiesen. Die Differenz stellt das mögliche Einsparpotenzial durch die Nutzung der Brennstoffzellen dar.

Die Summe der jährlichen möglichen Einsparungen über alle Betrachtungsjahre ergibt das kumulierte Einsparpotenzial. In Abbildung 3.2.5-3 sind die Ergebnisse der Szenariorechnungen für die zwei zuvor definierten Referenzsysteme dargestellt. Im Jahr 2020 werden danach 12,3 Mio. t CO₂ nach dem Szenario „Frozen Efficiency“ bzw. 6,9 Mio. t CO₂ entsprechend dem Szenario „Trend“ eingespart. Die bis zum Jahr 2020 erreichbare kumulierte Einsparung beträgt 103 bzw. 61 Mio. t CO₂. In Abbildung 3.2.5-3 wird weiterhin deutlich, dass im Szenario „Frozen Efficiency“ ohne Nutzung der Brennstoffzellen ein Anstieg der jährlichen CO₂-Emissionen bis etwa 2013 erwartet wird und sich bis 2020 eine gegenüber dem Ausgangsjahr 2000 deutliche Erhöhung der CO₂-Emissionen um etwa 15 Mio. t CO₂ ergäbe. Der Einsatz der Brennstoffzellen führt in diesem Szenario zu einer Verringerung der jährlichen Emissionen im Jahr 2020 auf einen Wert, der den Emissionen im Jahr 2000 entspricht.

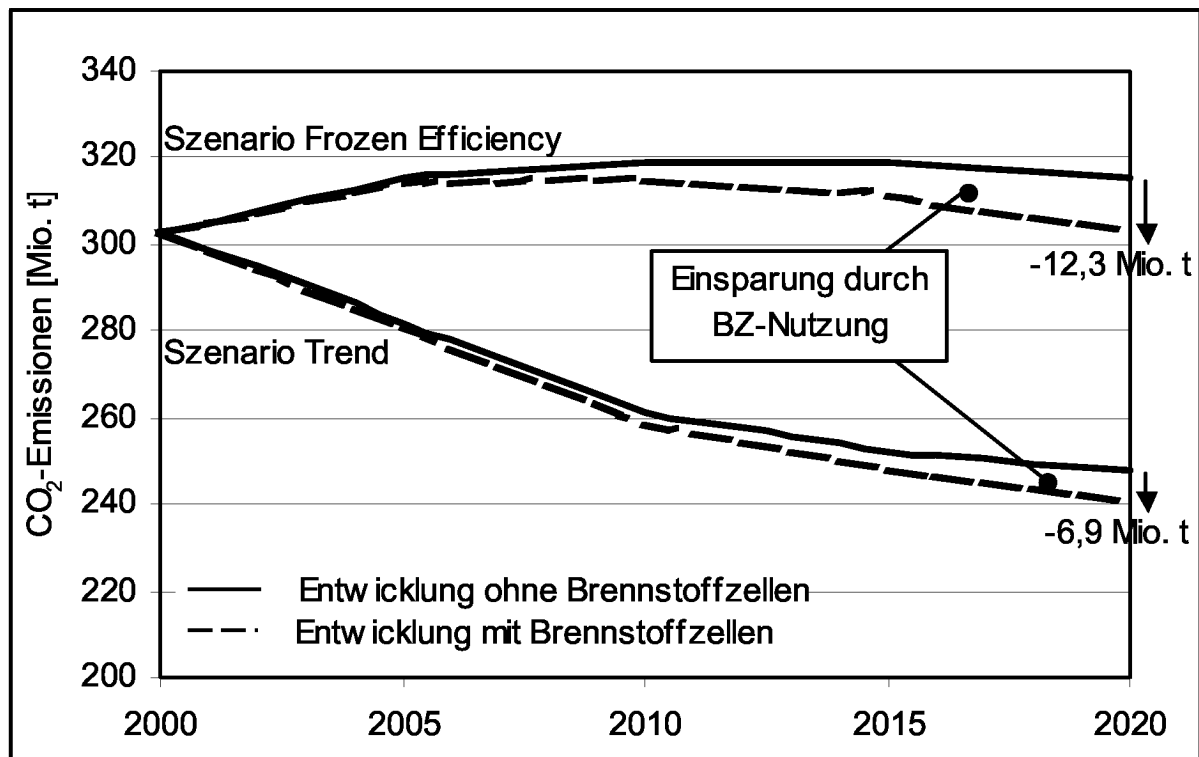


Abbildung 3.2.5-3: Ergebnisse der Szenariorechnung für den Einsatz von Brennstoffzellen

Erforderliches Investitionsvolumen

Auf der Grundlage der in Tabelle 3.2.5-3 zusammengestellten spezifischen Anlagenkosten wird eine geglättete Ersatzfunktion entsprechend der Abbildung 3.2.5-4 für die Bestimmung der in jedem Jahr anzusetzenden spezifischen Anlagenkosten definiert.

Die jährlichen Investitionskosten für den Ausbau der Brennstoffzellenkapazitäten folgen aus der Multiplikation der jahresspezifischen Anlagenkosten (differenziert für die PEMFC und die PAFC) mit der jeweilig zugebauten Kapazität entsprechend Abbildung 3.2.5-2. Die Summe der jährlichen Investitionen bis zum Jahr 2020 ist die kumulierte Investition für den Ausbau der PAFC- bzw. der PEMFC-Brennstoffzellen nach den Rahmenannahmen des Szenarios. Im Jahr 2020 würden hiernach 450 Mio. DM (230 Mio. €) in Brennstoffzellensysteme bei einem vollständigen Ausbau des Potenzials durch PAFC investiert. Die Kosten beim vollständigen Ausbau mit PEMFC Brennstoffzellen belaufen sich dagegen nur auf 360 Mio. DM (184 Mio. €) im Jahr 2020. Die bis zum Jahr 2020 kumulierten Investitionen betragen 7,8 Mrd. DM, entsprechend 4 Mrd. €, für den Ausbau mit PAFC-Brennstoffzellen. Die Kosten für einen vergleichbaren Ausbau ausschließlich mit PEMFC-Brennstoffzellen betragen für das Szenario 8,2 Mrd. DM, entsprechend 4,2 Mrd. €, und liegen damit rund 5 % höher als im Fall der PAFC.

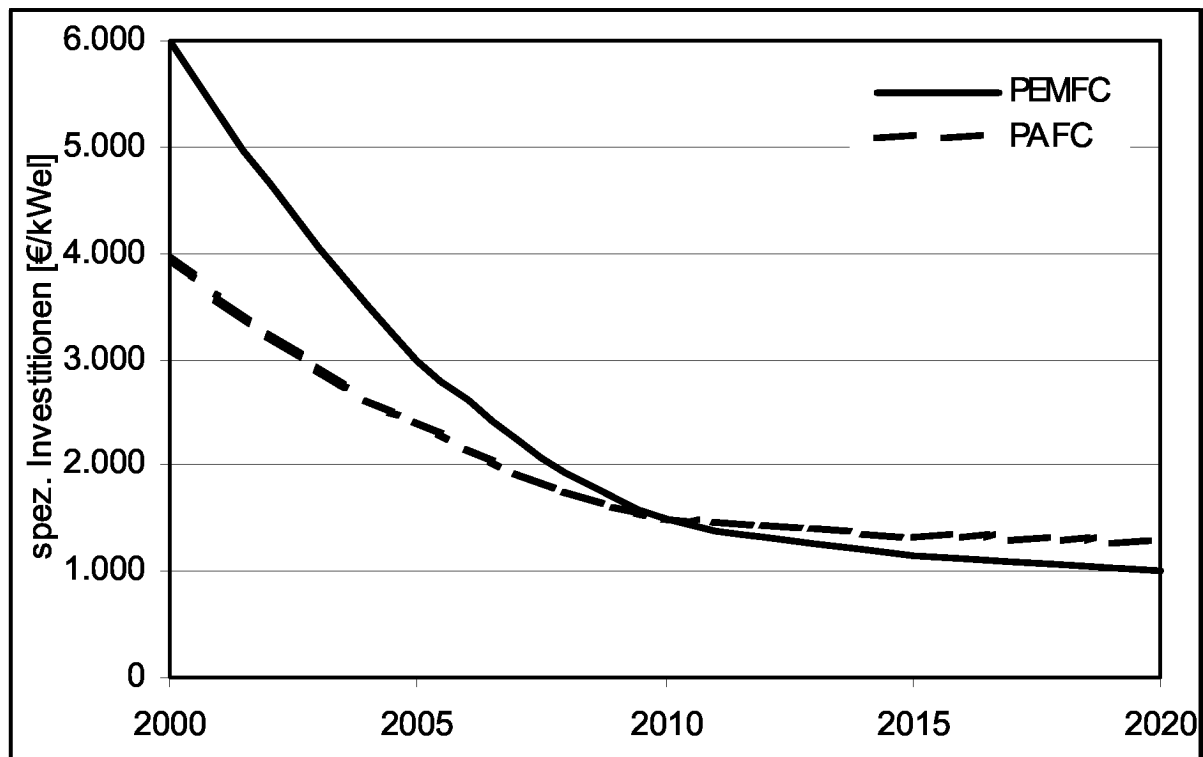


Abbildung 3.2.5-4: Geglättete Ersatzfunktion für die Bestimmung der jahresspezifischen Anlagenkosten von PAFC und PEMFC

Literatur

- [AGFW 2001] Strategien und Technologien einer pluralistischen Fern- und Nahwärmeversorgung in einem liberalisierten Energiemarkt unter besonderer Berücksichtigung der Kraft-Wärme-Kopplung und regenerativer Energien. AGFW-Hauptstudie – erster Bearbeitungsabschnitt, Band 3 Technologieentwicklung und –bewertung. AGFW (Hrsg.), Mai 2001
- [DLR 2000] M. Pehnt, J. Nitsch: Einsatzfelder und Marktchancen von Brennstoffzellen in der industriellen und öffentlichen Kraft-Wärme-Kopplung. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Institut für Technische Thermodynamik, Abteilung Systemanalyse und Technikbewertung, Beitrag zur Tagung „Brennstoffzelle effiziente Energietechniken der Zukunft“, 20. und 21. Juli 2000 in Friedrichshafen
- [Enquete 2002] Alternativer Technologiedatensatz für die Szenarienrechnungen im Rahmen der Enquete-Kommission des Deutschen Bundestages „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“. Stand 11.02.2002
- [PROGNOS/EWI 1999] Prognos AG, Energiewirtschaftliches Institut Köln (EWI): Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt. Gutachten im Auftrag des BMWi, Basel November 1999

3.2.6 Photovoltaik (IER)

Definition der Referenzanlagen

In Deutschland fallen im langjährigen Mittel jährlich zwischen 900 und 1.200 kWh solarer Strahlungsenergie pro m^2 horizontaler Fläche ein [BMU 2000, Staiß 2000]. Dabei beträgt die Globalstrahlung in den nördlichen Landesteilen (Hamburg, Bremen, Hannover) im Durchschnitt rund $950 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$, in den mittleren Regionen (Köln, Aachen, Frankfurt) rund $1.000 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$ und in den südlichen Gegenden (Karlsruhe, Stuttgart, München) rund $1.080 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$. Den Spitzenwert im gesamten Land nimmt Freiburg mit rund $1.150 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$ ein. Die Globalstrahlung wird regelmäßig vom Deutschen Wetterdienst für verschiedene deutsche Standorte veröffentlicht. Die Werte schwanken im allgemeinen um $\pm 10 \%$ um den langfristigen Mittelwert. Die räumliche Verteilung der Globalstrahlung, die natürliche Schwankungsbreite der Einstrahlung und die Ausrichtung der Module zur Sonne bestimmen die örtlichen Einstrahlungsverhältnisse in die Modulebene. Für deutsche Klimaverhältnisse kann von einer, im langjährigen Mittel in die Modulebene eingestrahltene Energiemenge von rund $1.000 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$ mit einer Schwankungsbreite von $\pm 50 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$ ausgegangen werden.

Die in die Modulebene eingestrahlte Energie wird in photovoltaischen Anlagen mit einem Modulwirkungsgrad, der von der ausgewählten Solarzellentechnik abhängig ist, in Gleichstrom umgewandelt. Als maximaler Zellwirkungsgrad werden z.B. lt. BINE 15 – 17 % für monokristallines Silizium, 14 – 15 % für polykristallines Silizium, 5 – 7 % für amorphes Silizium, 10 – 13 % für Kupfer-Indium-Selenid und 8 – 9 % für Cadmium-Tellurid genannt [BINE 1999a]. Die in der Literatur erwähnten Spitzenwerte sind unter Standardbedingungen nicht erreichbar. Diese beziehen sich in der Regel auch nicht auf Anlagen, die einer Serienproduktion entstammen, was für die Referenzanlagen vorauszusetzen ist. Als durchschnittlicher Modulwirkungsgrad für das Bezugsjahr 1999 wird für die Szenarien 13 % angenommen (vgl. z.B. [Staiß 2000]). Der Modulwirkungsgrad lässt noch keine Schlüsse auf den Stromertrag je Flächeneinheit zu, da er nur Teile des gesamten Wandlungssystems berücksichtigt. Erst der Systemwirkungsgrad ist ein Maß für die Umwandlung der in die Modulebene einfallenden Strahlungsenergie in nutzbaren (Wechsel-) Strom. Der Systemwirkungsgrad berücksichtigt neben den Verlusten bei der Umwandlung von Solarstrahlung in Gleichstrom auch die im Wechselrichter entstehenden Verluste. Aufgrund der nur selten verfügbaren maximalen Einstrahlung beträgt die Verlustleistung des Wechselrichters je nach Standort und anderen Randbedingungen 10 – 20 % des Jahresenergieumsatzes. Werden auch die Verluste infolge erhöhter Modultemperatur und die in der Generatorschaltung auftretenden Verluste (d.h. Kabel, Diodenverluste) berücksichtigt, liegt die ins Netz abgegebene Jahresenergie etwa 15 – 30 % unterhalb der nominalen Summenleistung der Module [Kaltschmitt u. Wiese 1997]. Damit ergeben sich Systemwirkungsgrade von 9 – 11 %. An anderer Stelle werden Systemwirkungsgrade heute installierter PV-Anlagen von 8 – 10 % genannt [BMU 2000]. Für die

betrachteten Referenzanlagen wird für 1999 ein durchschnittlicher Systemwirkungsgrad von 10 % angenommen.

Eine wichtige Kenngröße von PV-Anlagen ist die auf die installierte Spitzenleistung bezogene jährliche Stromausbeute bzw. der spezifische Jahresenergieertrag in $\text{kWh}_{\text{AC}}/(\text{kW}_{\text{p}} \cdot \text{a})$. Als Richtwerte für die spezifische Stromausbeute heute installierter PV-Anlagen nennt Staiß $800 \text{ kWh}_{\text{AC}}/(\text{kW}_{\text{p}} \cdot \text{a})$ für eine 2 kW_{p} -Hausdachanlage und $850 \text{ kWh}_{\text{AC}}/(\text{kW}_{\text{p}} \cdot \text{a})$ für Freiflächen-Anlagen $> 100 \text{ kW}_{\text{p}}$ [Staiß 2000]. In derselben Quelle sind auch regional geordnete Praxisdaten von 950 ausgewerteten Anlagen erfasst, deren spezifische Stromausbeuten sich zwischen $820 \text{ kWh}_{\text{AC}}/(\text{kW}_{\text{p}} \cdot \text{a})$ in Baden-Württemberg und knapp $600 \text{ kWh}_{\text{AC}}/(\text{kW}_{\text{p}} \cdot \text{a})$ in Hamburg bewegen. In Anlehnung an diese Untersuchungen werden in den Szenarien für das Bezugsjahr 1999 spezifische Ausbeuten von $800 \text{ kWh}_{\text{AC}}/(\text{kW}_{\text{p}} \cdot \text{a})$ für Kleinanlagen und $850 \text{ kWh}_{\text{AC}}/(\text{kW}_{\text{p}} \cdot \text{a})$ für Großanlagen zugrunde gelegt. Üblicherweise werden Leistungsangaben von PV-Anlagen auf die Gleichstrom-Spitzenleistung bezogen und die Einheiten in W_{p} angegeben. Abweichend von dieser Regel werden als Referenzanlagen wegen der Vergleichbarkeit mit [HGF 2001] vier netzgekoppelte Systeme ausgewählt, die den Leistungsbereich von 2 bis 500 kW Wechselstromleistung (Einheiten in $[\text{W}_{\text{AC}}]$) abdecken (vgl. Tabelle 3.2.6-1).

Anlage 1 mit 2 kW_{AC} ist eine typische Schrägdachanlage für Einfamilienhäuser, während die Anlagen 2 bis 4 mit Leistungen von 20, 100 und 500 kW_{AC} auf Dächern von Großgebäuden integriert (z.B. Akademie Mont Cenis in Herne, Messe Essen) oder als Freiflächenanlagen (z.B. Neurather See in Nordrhein-Westfalen) ausgeführt sind. Die für die gewählten Leistungen erforderlichen Flächen der vier Referenzanlagen lassen sich mit Hilfe der spezifischen Ertragsdaten für die jeweiligen Standorte bestimmen und sind in Tabelle 3.2.6-1 ausgewiesen. Die Investitionskosten für PV-Anlagen schwanken wegen der unterschiedlichen Systemauslegung in einem weiten Bereich. In der Regel entfallen nur rund 50 – 55 % der Investitionskosten netzgekoppelter Anlagen auf die Solarmodule (vgl. [Staiß 2000]), die restlichen Anteile werden für die Systemtechnik und Installation verwendet. Die Investitionskosten netzgekoppelter PV-Anlagen verteilen sich wie folgt [BINE 1999b]:

- Modulkosten 50,7 %
- Wechselrichter 13,7 %
- Montagegestell 7,2 %
- Elektrik, Verkabelung 9,0 %
- Planung, Installation 19,4 %

Tabelle 3.2.6-1: Technische und ökonomische Daten der PV-Referenzanlagen, Jahr 1999

Parameter		Anlage 1	Anlage 2	Anlage 3	Anlage 4
Technik					
Wechselstrom-Nennleistung	kW_{AC}	2,0	20,0	100,0	500,0
Modulleistung (DC, STC)	kW_{p}	2,7	26,1	130	649
Modulwirkungsgrad	%	13,0	13,0	13,0	13,0
Systemwirkungsgrad	%	10,0	10,0	10,0	10,0
Generatorfläche	m^2	20/22	212/234	1.053/1.153	5.250/5.785
Kosten					
Invest. (bez. auf kW_{AC})	€/kW_{AC}	9.400	8.400	8.300	8.300
(bez. auf kW_{p})	€/kW_{p}	7.200	6.400	6.400	6.400
- davon Module	€/kW_{p}	3.700	3.500	3.500	3.500
- davon Systemtechnik	€/kW_{p}	3.500	2.900	2.900	2.900
Betriebskosten: Wartung, Instandhaltung, Versicherung ¹⁾	%/a	1,0	1,0	1,0	1,0
Energieausbeute					
Einstrahlung in Modulebene	$\text{kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$	950/1.050	950/1.050	950/1.050	950/1.050
Jahresenergieertrag	$\text{MWh}_{\text{AC}}/\text{a}$	2,13	22,2	110	551
spezifische Ausbeute	$\text{kWh}_{\text{AC}}/(\text{kW}_{\text{p}} \cdot \text{a})$	800	850	850	850

¹⁾ jährliche Aufwendungen in % der Investitionskosten

Tendenziell nehmen die spezifischen Investitionskosten mit wachsender Einheitsleistung ab, da bei größerer Modulzahl im Markt günstigere Preise erzielbar sind und zum Teil auch Kosteneinsparungen bei der Systemtechnik möglich werden. Daher sind die PV-Investitionskosten nach Leistungen zu staffeln. Die PV-Investitionskosten haben sich im Zeitverlauf stark geändert. Wie Allnoch für Deutschland nachweist, sind die durchschnittlichen Preise für netzgekoppelte Kleinanlagen von 27.000 DM/ kW_{p} im Jahre 1991 auf 14.000 DM/ kW_{p} im Jahre 1997 gefallen [Allnoch 1998]. Für das Jahr 2000 nennt das BMU Bandbreiten von 12.000 – 18.000 DM/ kW_{p} für kleine Dachanlagen und 10.000 – 15.000 DM/ kW_{p} für Freiflächenanlagen [BMU 2000]. Die aus diesen Bandbreiten abgeleiteten Mittelwerte von 7.200 €/ kW_{p} und 6.400 €/ kW_{p} werden auch als Referenzwerte für die Szenarien gewählt. Der Modulkostenanteil wird mit 51 % bei Kleinanlagen und 55 % bei Anlagen größer 10 kW abgeschätzt.

Die Betriebskosten enthalten die für die Funktionserhaltung der Anlagen notwendigen Aufwendungen für Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten sowie die Versicherungskosten. In der Literatur werden Werte von 0,5 % [Staiß 2000], 0,4 – 0,7 % [Kaltschmitt u. Wiese 1997] sowie 2 % [BMW 1993] genannt.

Die weitere Entwicklung in der Herstellung von PV-Anlagen ist durch die Entwicklungsziele

- Verbesserung der vorhandenen Module und Systemkomponenten
- Verbesserung der Fertigungsverfahren

- Einführung neuer Zelltypen (insbesondere Dünnschichtzellen)
- Material- und Energieeinsparungen
- insbesondere Kosteneinsparungen

gekennzeichnet. Die Herstellerindustrie sieht in dem PV-Markt ein weltweit attraktives und schnell wachsendes Marktsegment und investiert insofern in die Modernisierung und Optimierung ihrer Anlagen und Herstellungsverfahren. Gleichzeitig läuft die Forschung und Entwicklung auf einem hohen Niveau weiter [Hoffmann 2001].

In der Abschätzung für Bestimmung der zukünftigen Investitionskosten wird unterstellt, dass es durch diese Anstrengungen gelingt, den Modul- und Systemwirkungsgrad von PV-Anlagen in Zukunft weiter zu erhöhen und die Investitionskosten zu reduzieren. Aus physikalischen Gründen ist eine weitere Steigerung des Modulwirkungsgrades allerdings nur sehr begrenzt möglich. Auch wenn der Wirkungsgrad monokristalliner Zellen langfristig auf bis zu 15 – 20 % ansteigen sollte, weisen doch die polykristallinen und amorphen Zellen einen viel niedrigeren Wirkungsgrad auf (siehe oben). Deren relativer Anteil an den verkauften Zelltypen wird wegen der niedrigeren Herstellkosten im Zeitverlauf zunehmen. Im Durchschnitt aller verwendeten Zellen wird daher langfristig eine Steigerung auf maximal 15 % möglich sein. Das Erreichen dieses Schwellenwertes wird für das Jahr 2050 unterstellt.

Moderne Wechselrichter mit gegenüber heutigen Installationen verminderter Verlustleistung sind in der Entwicklung. Es wird angenommen, dass es gelingt, die Wechselrichter-Wirkungsgrade langfristig auf 85 % für Kleinanlagen und 90 % für Großanlagen zu steigern. Dadurch lassen sich langfristig, d.h. im Jahre 2050, Systemwirkungsgrade von 13,5 % erzielen. Die resultierenden spezifischen Ausbeuten betragen $875 \text{ kWh}_{AC}/(\text{kW}_p \cdot \text{a})$ für Klein- sowie $900 \text{ kWh}_{AC}/(\text{kW}_p \cdot \text{a})$ für Großanlagen.

Bei der Abschätzung der künftigen Investitionskosten für PV-Anlagen ist es zweckmäßig, die Vorausschau über die Kostenentwicklungen bei den Modulen von denen bei der Systemtechnik/Installation zu trennen, da beiden Teilen unterschiedliche Kostenmechanismen zugrunde liegen, die auch in Zukunft unterschiedliche Auswirkungen haben werden. Da die Systemkosten im wesentlichen durch die Kosten für den Wechselrichter, die Systemverkabelung und die Dachintegration bzw. Aufständigung, also durch herkömmliche Materialien und Elemente ohne nennenswertes Entwicklungspotenzial, bestimmt werden, gibt es bei diesen Komponenten auch nur ein relativ geringes Potenzial für Kostensenkungen. Legt man die Lernkurvenmethode als Hilfsmittel für die Abschätzung der zukünftigen Anlagenkosten zugrunde, so wird die Entwicklung der Systemkosten durch einen Fortschrittsindex von 0,99 abgeschätzt. Bei den Modulkosten gehen die meisten Experten von einer Entwicklung aus, die durch eine weitere Fortschreibung der Kostenreduktionen aus der Vergangenheit geprägt ist. Die Entwicklung der Modulkosten in der Vergangenheit ist durch verschiedene Autoren mit Hilfe der

Lernkurvenmethode analysiert worden [Harmon 2000, HGF 2001 und Hoffmann 2001]. Die Lernfaktoren betrugen 20,2 – 22,0 %, wobei HGF und Hoffmann auch auf die hohe Wahrscheinlichkeit der Weiterführung der Kostenreduktion bei der Herstellung von PV-Modulen hinweisen. Die Kostenkurve über der kumulierten installierten Leistung von PV-Anlagen lässt sich diesen Quellen zufolge durch einen Fortschrittsindex von 0,80 bis 2010 und 0,85 bis 2020 fortsetzen. Damit würden sich bei einer kumulierten Produktion von 100.000 MW spezifische Modulkosten von rund 1.500 \$/kW (bzw. etwa 1.700 €/kW zu heutigen Wechselkursbedingungen) ergeben. Auch die Herstellerindustrie, z.B. ASE GmbH, geht in ihrer Kostenvorausschau von derartigen Kostensenkungspotenzialen aus (vgl. [Hoffmann 2001]). Wie bei allen Zukunftsprojektionen sind auch diese Abschätzungen mit Unsicherheiten behaftet. Für den Fortschrittsindex (F) wird angenommen, dass $F = 80\%$ im Zeitraum 2000 – 2010 und $F = 85\%$ im Zeitraum 2010 – 2020 gültig ist. Die gewählte Bezugsbasis zur Abschätzung der längerfristigen Kostentrends von PV-Anlagen ist die weltweite Nutzung der Solarenergie gemäß des World Energy Council (WEC) [IIASA 1998]. Legt man die in den WEC-Szenarien erwartete Entwicklung des weltweiten Primärenergieaufkommens aus Solarenergie zugrunde und unterstellt dabei, dass sich die installierte Leistung von PV-Anlagen genauso entwickelt, so lässt sich aus dem Zuwachs der installierten PV-Leistung und dem jeweiligen Fortschrittsindex die Entwicklung der Investitionskosten ableiten. Tabelle 3.2.6-2 gibt eine Übersicht über die für die Referenz gewählten Investitionskosten und entsprechende Werte aus anderen Quellen. Die aus den vorangestellten Überlegungen und Abschätzungen resultierenden technischen und ökonomischen Daten für vier ausgewählte Referenzanlagen sind in den Tabellen 3.2.6-3 und 3.2.6-4 wiedergegeben. Hierbei wird ausschließlich auf die konservative Kostenabschätzung eingegangen.

Tabelle 3.2.6-2: Gegenüberstellung der zukünftig erwarteten PV-Investitionskosten nach verschiedenen Quellen in [€/kW_p]

	2000	2010	2020
Referenz	5.100 – 7.200	4.180 – 5.980	3.230 – 4.700
[ATLAS 1997] ¹⁾	3.900 – 15.700	3.100 – 9.400	2.100 – 4.200
[IEA 2001] ²⁾	5.500 – 7.800		2.800 – 5.500
[HGF 2001]	5.100 – 7.200	2.900 – 4.100	
[EIA 2001] ³⁾	4.300	1.900 – 2.700	1.400 – 2.500

¹⁾ 3.700 – 15.000/3.000 – 9.000/2.000 – 4.000 ECU₁₉₉₀/kW_p;

²⁾ 5.000 – 7.000 \$/kW_p; 0,9 \$/€

³⁾ 3.830/1.686 – 2.404/1.246 – 2.219 \$/kW; 0,9 \$/€

Tabelle 3.2.6-3: Technische und ökonomische Daten der Referenzanlagen 2 und 20 kW_{AC} für die Jahre 2010 und 2020

Parameter		2 kW _{AC} -Referenzanlage		20 kW _{AC} -Referenzanlage	
		2010	2020	2010	2020
Technik					
Modulleistung (DC, STC)	kW _p	2,5	2,5	24,7	23,4
Modulwirkungsgrad	%	13,5	14,0	13,5	14,0
Systemwirkungsgrad	%	11,0	12,0	11,0	12,0
Generatorfläche	m ²	17,8/19,6	15,8/17,5	176/192	158/175
Kosten					
Invest. (bez. auf kW _{AC})	€/kW _{AC}	7.330	5.480	6.490	4.820
(bez. auf kW _p)	€/kW _p	5.972	4.700	5.285	4.135
- davon Module	€/kW _p	2.869	2.051	2.714	1.940
- davon Systemtechnik	€/kW _p	3.104	2.649	1.774	1.514
Betriebskosten: Wartung, Instandhaltung, Versicherung ¹⁾	%/a	1,0	1,0	1,0	1,0
Energieausbeute					
Einstrahlung in Modulebene	kWh/(m ² · a)	950/1.050	950/1.050	950/1.050	950/1.050
Jahresenergieertrag	MWh _{AC} /a	2,06	2,00	21,2	20,4
Spezifische Ausbeute	kWh _{AC} /(kW _p · a)	822	849	860	870

¹⁾ jährliche Aufwendungen in % der Investitionskosten

Tabelle 3.2.6-4: Technische und ökonomische Daten der Referenzanlagen 100 und 500 kW_{AC} für die Jahre 2010 und 2020

Parameter		100 kW _{AC} -Referenzanlage		500 kW _{AC} -Referenzanlage	
		2010	2020	2010	2020
Technik					
Modulleistung (DC, STC)	kW _p	123	116	611	583
Modulwirkungsgrad	%	13,5	14,0	13,5	14,0
Systemwirkungsgrad	%	11,0	12,0	11,0	12,0
Generatorfläche	m ²	910/1010	800/890	4.530/5.008	4.000/4.450
Kosten					
Invest. (bez. auf kW _{AC})	€/kW _{AC}	5.750	4.250	5.130	3.770
(bez. auf kW _p)	€/kW _p	4.687	3.646	4.177	3.232
- davon Module	€/kW _p	2.559	1.829	2.403	1.718
- davon Systemtechnik	€/kW _p	2.128	1.816	1.774	1.514
Betriebskosten: Wartung, Instandhaltung, Versicherung ¹⁾	%/a	1,0	1,0	1,0	1,0
Energieausbeute					
Einstrahlung in Modulebene	kWh/(m ² · a)	950/1.050	950/1.050	950/1.050	950/1.050
Jahresenergieertrag	MWh _{AC} /a	106	101	526	506
Spezifische Ausbeute	kWh _{AC} /(kW _p · a)	860	870	860	870

¹⁾ jährliche Aufwendungen in % der Investitionskosten

Technische Potenziale der PV-Nutzung

Das technische Stromerzeugungspotenzial der Photovoltaik resultiert aus der Verfügbarkeit geeigneter Flächen zur Anlageninstallation, der gewählten Anlagentechnik und dem örtlichen Strahlungsangebot. Eine Potenzialabschätzung muss daher Flächen, Technik und Regionen der PV-Nutzung zugrunde legen. Für Deutschland geben Kaltschmitt und Wiese und die HGF Abschätzungen des technischen PV-Potenzials an [Kaltschmitt u. Wiese 1997, HGF 2001]. Diese Daten sind in Tabelle 3.2.6-5 wiedergegeben.

Tabelle 3.2.6-5: Technische Stromerzeugungspotenziale der PV-Nutzung in Deutschland

	Technisches Flächenpotenzial (Mio. m²)	Techn. Installierbare Leistung (GW_p)	Techn. Stromerzeugungspotenzial (TWh/a)
[Kaltschmitt u. Wiese 1997]	800 (Dächer) 3.500 (Freiflächen)	49 – 125 (Dächer) 210 – 518 (Freiflächen)	40 – 120 (Dächer) 179 – 527 (Freiflächen)
[HGF 2001]	1.000	147 ¹⁾	155

¹⁾ 130 GW_{AC}

Die von Kaltschmitt und Wiese angegebenen großen Variationen der installierbaren Leistungen und der korrespondierenden Stromerzeugungspotenziale resultieren aus den unterschiedlichen zugrunde gelegten Techniken. Die untere Bandbreite errechnet sich dabei für Photovoltaiksysteme mit amorphen Siliziumzellen und die obere Grenze für Anlagen mit monokristallinen Siliziumzellen. Das tatsächlich nutzbare Stromerzeugungspotenzial ist bei konkurrierender Nutzung durch andere regenerative Energieerzeugungsanlagen (z.B. Solarkollektoren auf Dächern) allerdings geringer als bei alleiniger Nutzung der Flächen für die PV-Stromerzeugung. Ferner sind die Nachfragecharakteristik (Gleichzeitigkeit bzw. Gegenläufigkeit zum Angebotspotenzial), die Speicherefähigkeit und die Netzstabilität zu beachten. Unter Berücksichtigung dieser Restriktionen ergibt sich für Deutschland ein durch PV-Anlagen substituierbares Endenergiepotenzial von 19 TWh [Kaltschmitt u. Wiese 1997].

Trotz des großen Stromerzeugungspotenzials mit PV-Anlagen ist in den nächsten Jahren nur mit einer teilweisen Erschließung zu rechnen. Der Ausbau hängt stark von den Subventionen oder Fördermaßnahmen ab, die für die PV aufgewendet werden. In Anlehnung an HGF und die Annahmen, die für das Modellexperiment II des Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen [Forum 2002] getroffen wurden, wird für die zukünftige Entwicklung der Stromerzeugung aus PV-Anlagen zwischen einer minimalen und einer maximalen Stromproduktion unterschieden. In Abbildung 3.2.6-1 sind die beiden Entwicklungspfade dargestellt. Ausgehend von einer Stromerzeugung von 0,07 TWh in PV-Anlagen im Jahr 2000 erreicht die photovoltaische Stromerzeugung bis 2020 5,0 TWh im Szenario „Maximum

PV“. Dagegen wird im Szenario „Minimum PV“ nur ein Wert von 0,7 TWh im Jahr 2020 erreicht, was einer Verzehnfachung der heutigen Produktionsmenge entspricht.

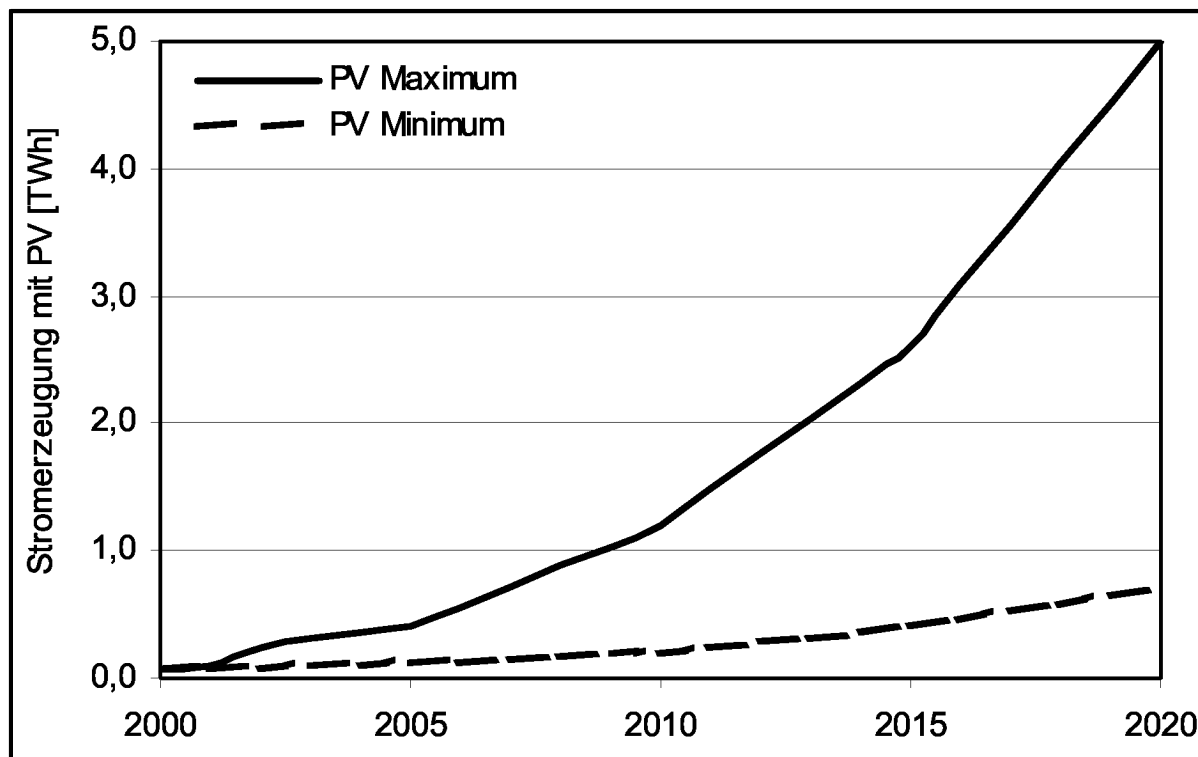


Abbildung 3.2.6-1: Projektionen der minimalen und maximalen Entwicklung der Stromerzeugung mit PV-Anlagen bis 2020

Einsparung von CO₂-Emissionen bei Nutzung der PV-Anlagen

Für die Berechnung der CO₂-Einsparungen bei der Nutzung der PV-Anlagen wird die Betrachtung auf die direkten, also betriebsbedingten Emissionen der PV-Anlagen der Referenzsysteme beschränkt. Prinzipiell ist ein direkter Vergleich verschiedener Stromerzeugungssysteme bezogen auf die erzeugte Nutzenergie problematisch, da die einzelnen Primärenergien unterschiedliche Angebotscharakteristika aufweisen. Das Primärenergieangebot der Solarstrahlung (und der meisten anderen regenerativen Quellen) ist starken Schwankungen unterworfen, so dass die photovoltaische Stromerzeugung nicht entsprechend der Nachfrage nach Elektrizität gefahren werden kann. Sie benötigt Speicher oder andere Kraftwerke, um die Differenz zwischen der Stromnachfrage und dem Stromangebot auszugleichen. Werden Anlagen zur Nutzung regenerativer Energien mit schwankendem Angebot in einen bestehenden konventionellen Kraftwerkspark integriert, kann dies dazu führen, dass die zuvor allein genutzten konventionellen Kraftwerke nicht nur höhere Reservekapazitäten vorhalten müssen, sondern der Betrieb dieser Kraftwerke beispielsweise zusätzliche An- und Abfahrvorgänge und längere

re Betriebszeiträume im Teillastbereich aufweist. Die durch die Bereitstellung von Reserveleistung und die im allgemeinen ungünstigeren Betriebsbedingungen der konventionellen Kraftwerke verursachten zusätzlichen Umweltwirkungen werden als Backup-Aufwendungen bezeichnet, die man den Systemen zu Nutzung regenerativer Anlagen anlasten könnte. Für einen angenommenen Einsatz im deutschen Kraftwerkspark mit einer Durchdringung von 5 % werden für die Photovoltaik zusätzliche Aufwendungen in der Größenordnung von 5 % genannt [Marheineke 2001, Hartmann 2001]. Im Rahmen der vorliegenden Untersuchung werden jedoch grundsätzlich Aufwendungen durch Back-Up-Systeme ebenso wie indirekte Emissionen durch die Herstellung und Entsorgung der jeweils analysierten Systeme sowie der Referenzsysteme nicht betrachtet.

Die durch PV erzielbare CO₂-Einsparung wird wiederum für die zwei Vergleichsszenarien der Stromerzeugung „Trend“, bei dem die Entwicklung der spezifischen Emissionen der in den jeweiligen Jahren zuzubauenden fossil befeuerten Kraftwerke zugrunde gelegt wird (vgl. Abschnitt 3.2.5), und dem Szenario „Frozen-Efficiency“, welches die spezifischen CO₂-Emissionen des Jahres 2000 als konstant annimmt, berechnet. Ausgehend vom Jahr 2000 zeigt Abbildung 3.2.6-2 die Entwicklung der möglichen CO₂-Einsparungen durch die photovoltaische

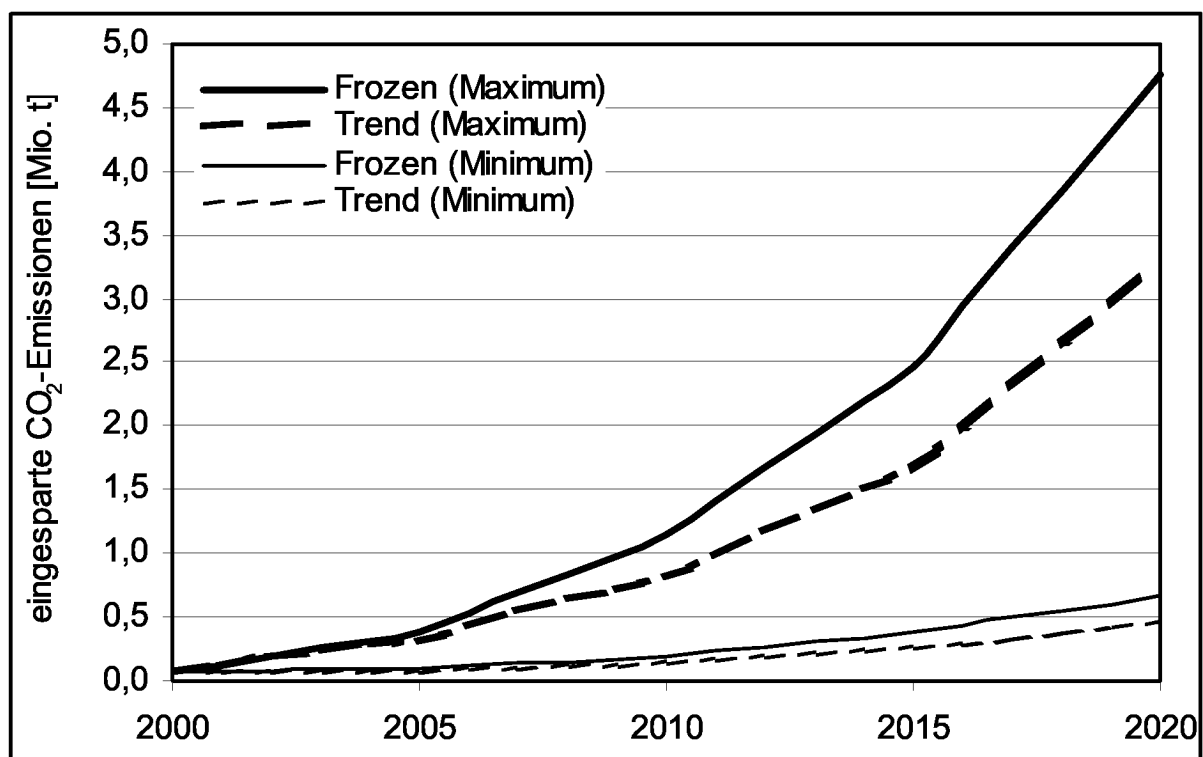


Abbildung 3.2.6-2: Angenommene minimale und maximale Entwicklung der Stromerzeugung mit PV-Anlagen bis 2020

Stromerzeugung. Basierend auf den Annahmen bzgl. des Ausbaus bzw. Zubaus der PV-Anlagen und dem Referenzszenario unterscheiden sich die CO₂-Einsparungen für die verschiedenen PV-Anlagen. Im Jahr 2020 können in Abhängigkeit vom betrachteten Szenario zwischen 0,5 und 4,8 Mio. t CO₂ vermieden werden. Bis zum Jahr 2020 betragen die kumulierten Einsparungen zwischen 3,9 und 34,7 Mio. t CO₂.

Erforderliches Investitionsvolumen

In Abhängigkeit des Ausbauszenarios sind unterschiedlich hohe Investitionsvolumina für den Ausbau der PV-Anlagen in Deutschland notwendig (vgl. Abbildung 3.2.6-3). Beim Ausbau wurde angenommen, daß sich die Kosten der Anlagen entsprechend den in den Tabellen 3.2.6-3 und 3.2.6-4 zusammengestellten Werten entwickeln. Der durchschnittliche Preis des installierten PV-Anlagenmixes reduziert sich von 5.980 €/kW_p im Jahr 2005 auf 3.680 €/kW_p im Jahr 2020, d.h. der Zubau erfolgt tendenziell durch größere PV-Anlagen. Das durchschnittliche jährliche Investitionsvolumen steigt im Szenario „PV Maximum“ von 315 Mio. €/a im Jahr 2005 auf 1.860 Mio. €/a im Jahr 2020 an. Dagegen betragen im Szenario „PV Minimum“ die maximalen jährlichen Investitionen 2020 233 Mio. €/a. Der kumulierte Investitionsaufwand beträgt zwischen 3 und rund 24. Mrd. €.

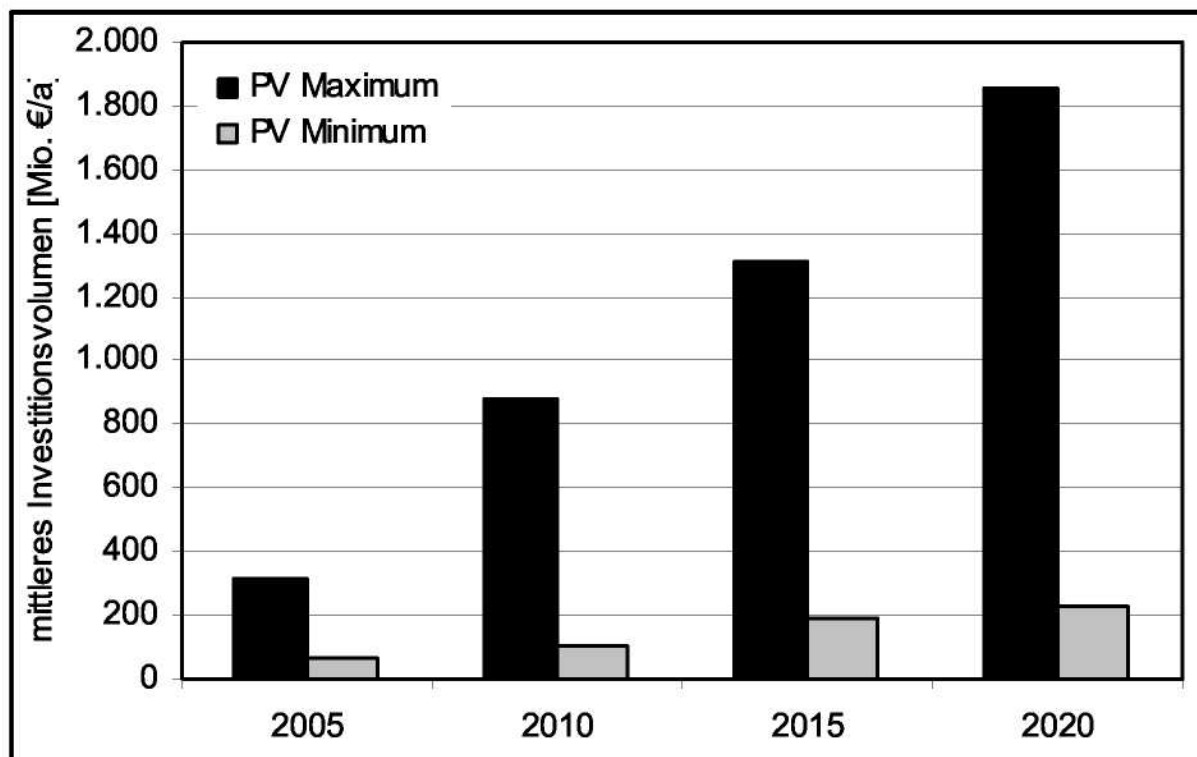


Abbildung 3.2.6-3: Durchschnittliche jahresspezifische Anlagenkosten für den Ausbau der Photovoltaik in Abhängigkeit vom Ausbauszenario

Literatur

- [Allnoch 1998] Allnoch, N.: Zur Lage der Wind- und Solarenergienutzung in Deutschland, Herbstgutachten 1998/1999, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 48. Jg., Heft 10
- [ATLAS 1997] The ATLAS Project within the European Union's Thermie Programme: Main Report – Renewable Energy Sector, Executive Summary, Brussels, 1997
- [BINE 1999a] BINE-Informationsdienst: Wirkungsgrade marktrelevanter Solarzelltypen mit unterschiedlichen Halbleitermaterialien, Karlsruhe, 1999
- [BINE 1999b] BINE-Informationsdienst: Investitionskostenanteile einer netzgekoppelten PV-Anlage, Karlsruhe, 1999
- [BMU 2000] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.): Erneuerbare Energien und nachhaltige Entwicklung. Natürliche Ressourcen – umweltgerechte Energieversorgung, Berlin, August 2000
- [BMWi 1993] Bundesministerium für Wirtschaft: „Erneuerbare Energien verstärkt nutzen!“, Bonn, Oktober 1993
- [EIA 2001] Energy Information Administration (EIA): Assumptions to the Annual Energy Outlook 2002; The NEMS Renewable Fuels Model; im Internet unter: www.eia.doe.gov/oiaf/aeo (Stand: 28.12.2001)
- [Forum 2002] Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland (Hrsg.): Energiemodelle zum Kernenergieausstieg in Deutschland. Effekte und Wirkungen eines Verzichts auf Strom aus Kernkraftwerken, Physica-Verlag, Heidelberg 2002
- [Harmon 2000] Harmon, C.: Experience Curves of Photovoltaic Technology, IIASA, Interim Report, IR-00-014, Vienna, March 2000
- [Hartmann 2001] Hartmann, D.: Ganzheitliche Bilanzierung der Stromerzeugung aus regenerativen Energien, Forschungsbericht, Band 83, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Universität Stuttgart 2001
- [HGF 2001] Arbeitsgemeinschaft der HGF-Forschungszentren FZK, DLR, FZJ, GMD: Schlüsseltechnologie Regenerative Energie, Teilbericht im Rahmen des HGF-Projektes „Global zukunftsfähige Entwicklung – Perspektiven für Deutschland“, Stuttgart, Karlsruhe, November 2001
- [Hoffmann 2001] Hoffmann, W.: Photovoltaik: Die Solarstromindustrie – Ein globaler 100 Milliarden Euro-Markt. In: BMWi: Energieforschung – zentrales Element einer zukunftsorientierten Energiepolitik. Schwerpunkte, Ergebnisse und Perspektiven der Energie-

forschung aus industrieller und wissenschaftlicher Sicht. Symposium in Berlin am 19.6.01. Dokumentation der Vorträge. BMWi, Berlin.

[IEA 2001] International Energy Agency (IEA): World Energy Outlook 2001, Paris 2001

[IIASA 1998] IIASA/WEC Global Energy Perspectives, Laxenburg, 1998

[Kaltschmitt u. Wiese 1997] Kaltschmitt, M., Wiese, A. (Hrsg.): Erneuerbare Energien; Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte, 2. Auflage, Springer 1997

[Marheineke 2002] Marheineke, T.: Ganzheitliche Bilanzierung der Energie- und Stoffströme von Stromerzeugungstechniken, Forschungsbericht, Band 87, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Universität Stuttgart 2002

[Staiß 2000] Staiß, F.: Jahrbuch erneuerbare Energien, Bieberstein, Radebeul, 2000

3.2.7 Windenergie (IER)

In Deutschland waren mit Stand vom 30.06.2001 10.033 Windenergieanlagen (WEA) mit einer installierten Leistung von 6.916,48 MW in Betrieb [DEWI 2001b]. Die mittlere Leistung der in 2000 neu installierten WEA betrug 1.139 kW [DEWI 2001a] und als mittlerer Rotordurchmesser werden 70 Meter angegeben [BMU 2000]. Der Trend geht zu sehr viel größeren Konvertern als den gegenwärtig verfügbaren ca. 2,5 MW-Anlagen. Eine Dekade zuvor gab es erst 769 Anlagen, deren gesamte installierte Leistung rund 150 MW ausmachte. Die rasante Entwicklung der Windenergienutzung in Deutschland, die maßgeblich durch die Förderprogramme des Bundes und der Länder, die günstigen gesetzlichen Rahmenbedingungen (Stromeinspeisegesetz bzw. Erneuerbare-Energien-Gesetz) und die Weiterentwicklung einer leistungsstarken Herstellerindustrie ermöglicht wurde, hat in der Vergangenheit auch zu deutlichen Leistungssteigerungen je installierter Einheit, verbesserter Windenergieausnutzung, höherer Verfügbarkeit und zu spürbaren Senkungen der Anlagenkosten geführt. So reduzierten sich die durchschnittlichen Investitionskosten einer WEA von 1990 bis 1998 um rund 40 % [BWE 2001]. Nach einer Erhebung bei WEA-Herstellern aus dem Jahre 1999 bewegten sich die spezifischen Anlagenkosten für eine 500 bzw. 600 kW-Anlage zwischen 818 und 852 €/kW [BMU 1999]. Für Anlagen der 1.500 kW-Klasse waren derselben Quelle zufolge für das Jahr 1999 spezifische Anlagenkosten von 1.023 €/kW zu veranschlagen. Andere aktuelle Quellen bestätigen diese Größenordnungen. So geben der Bundesverband Windenergie durchschnittliche spezifische Anlagenkosten von 864 €/kW [BWE 2001] und Mayer 873 €/kW als Mittelwerte für das Jahr 2000 an [Mayer 2000]. Die HGF nennt eine Bandbreite von 741 – 946 €/kW für Anlagen von 500 – 1.500 kW [HGF 2001].

Für das Jahr 1999 sind zwei WEA der Leistungsklassen 500/600 kW sowie 1.500 kW mit Rotordurchmessern von 41/48 bzw. 65 m als Referenzanlagen ausgewählt worden. Für diese Referenzanlagen werden unter Berücksichtigung der Herstellerangaben Bandbreiten spezifi-

scher Anlagenkosten von 820 – 850 €/kW für die 500/600 kW-WEA und 1.000 – 1.050 €/kW für die 1.500 kW-WEA angesetzt.

Für die zu den Anlagenkosten hinzu kommenden Nebenkosten für Fundament, Netzanbindung, Geländeerschließung, Planung und sonstige Aufwendungen gibt es unterschiedliche Angaben. So sind 28,7 – 33,2 % [DEWI 2001a], 15 – 40 % [BMU 1999], 30 – 35 % [HGF 2001] bzw. 20 % [Mayer 2000] der Anlagenkosten als Nebenkosten anzurechnen. Unter Berücksichtigung der relativ großen Streubreite der vorliegenden Angaben und der bei größeren Einheitsleistungen möglichen Kosteneinsparungen werden die spezifischen Anlagennebenkosten für die Referenzanlagen des Jahres 1999 mit 280 – 330 €/kW für die 500/600 kW-WEA und 250 – 300 €/kW für die 1.500 kW-WEA abgeschätzt.

Betriebskosten fallen für Wartung und Instandhaltung, Flächenpacht, Versicherung, Routineprüfung WEA, Geschäftsführung, Personal, Bürokosten, Beiträge zu Verbänden und Kammern, Rechtsberatung und dgl. an. In den ersten fünf Betriebsjahren, in denen kaum Ersatzteile ausgetauscht werden müssen, reichen durchschnittlich jährlich rund 5 – 6 % der Anlagenkosten zur Deckung der Betriebskosten, wobei der Prozentsatz mit der WEA-Betriebsdauer tendenziell leicht zunimmt [DEWI 2001a]. Zwar liegen noch keine Langzeiterfahrungen aus dem WEA-Betrieb über einen Zeitraum von zwanzig Jahren vor. Einer Umfrage des DEWI bei technischen Sachverständigen, WEA-Herstellern und Versicherungsgesellschaften zufolge, ist jedoch bei längerer Betriebsdauer mit der Notwendigkeit des kompletten Austausches mehrerer WEA-Anlagenteile (insbesondere Bremsen, Generator, Getriebe, Hauptlager, Blattverstellung, Rotorblätter, Blattspitzenbremse, Windnachführung inkl. Bremsen) zu rechnen. Für eine 500 kW-Anlage werden diese zusätzlichen Erhaltungsaufwendungen während eines zwanzigjährigen Betriebs von den Sachverständigen auf 64 % der ursprünglichen Anlagenkosten geschätzt. Für diese Reparaturkosten werden zusätzliche Rückstellungen erforderlich, die sich über die Lebensdauer verteilt mit 1,3 % der Anlagenkosten bemessen.

Die aufgrund der Windverhältnisse an einem bestimmten Standort erzielbaren Stromerträge aus dem Betrieb von WEA sind sehr regionsspezifisch. Die deutsche Windkarte (vgl. z.B. [Allnoch 1993]) zeigt große Unterschiede der gemessenen Windgeschwindigkeiten zwischen Küsten- und Binnenlandsbereich, Flachland- und Berglandregionen⁴. Mit den heute installierten WEA werden mittlere jährliche Windgeschwindigkeiten von 4,0 bis 5,1 m/s im Binnenland und von 4,5 bis 7,5 m/s im Küstenbereich ausgenutzt, wie aus der langjährigen Erfassung von Winddaten einzelner WEA an verschiedenen deutschen Standorten, hervorgeht [ISET 2002]. Der Spitzenwert von 7,5 m/s wurde allerdings nur bei einem einzigen Standort

⁴ Die mittlere Windgeschwindigkeit reicht zur Bestimmung des Jahresenergieertrags einer Anlage an einem konkreten Standort nicht aus. Erst aus der mittleren Windgeschwindigkeit und der statistischen Verteilung der Windgeschwindigkeiten können der Jahresenergieertrag bzw. die Vollastbenutzungsstunden ermittelt werden. Mit Hilfe der Weibullverteilung kann der Jahresenergieertrag auch näherungsweise ermittelt werden (vgl. z.B. [Allnoch 1996]).

und in einem Jahr erzielt. Tabellen 3.2.7-1 und 3.2.7-2 fassen die technischen und ökonomischen Daten für Referenzanlagen des Jahres 1999 zusammen.

Tabelle 3.2.7-1: Technische Daten der Referenzanlagen auf dem Festland, Jahr 1999

		Referenzanlage 1				Referenzanlage 2			
Leistung	kW	600				1500			
Rotordurchmesser	m	44				64			
spezifische Leistung	W/m ²	395				466			
Nabenhöhe	m	35				60			
mittl. Windgeschwindigkeit in 10 m Höhe	m/s	4,0	4,5	5,5	6,5	4,0	4,5	5,5	6,5
mittl. Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe	m/s	3,79	4,26	5,21	6,15	4,1	4,62	5,64	6,67
Leistungsaufnahme	W/m ²	64	91	166	274	81	115	211	348
Leistungsabgabe	W/m ²	25	36	62	92	28	42	76	115
spezif. Energieausbeute	kWh/(m ² · a)	219	315	543	806	245	368	666	1.008
Energieausbeute	MWh/a	333	479	826	1.226	789	1.184	2.143	3.243
Volllastbenutzungsstunden	h/a	555	800	1.377	2.044	526	790	1.429	2.162

(berechnet nach: www.windpower.dk/de; Referenzanlage 1: Bonus 600/44 Mk IV ; Referenzanlage 2: NEG Micon 1500/64)

Tabelle 3.2.7-2: Ökonomische Daten der Referenzanlagen auf dem Festland, Jahr 1999

		Referenzanlage 1	Referenzanlage 2
Leistung	kW	600	1500
Anlagenkosten	€/kW	820 – 850	1.000 – 1.050
Nebenkosten	€/kW	280 – 330	250 – 300
Gesamte Investitionskosten	€/kW	1.100 – 1.180	1.250 – 1.350
Betriebskosten ¹⁾	%/a	7,3	7,3

¹⁾ jährliche Aufwendungen für Betrieb und Reparaturen in % der Anlagenkosten

Längerfristig könnten große Windparks auf See (Offshore) installiert werden, die dann bis zu 15 % des deutschen Strombedarfs decken könnten. Dafür müssten etwa 4.100 Anlagen mit einer Nennleistung von 5 MW auf einer Fläche von 1.730 km² (dies entspricht einem Quadrat mit 42 km Seitenlänge) installiert werden.

Vor dem Hintergrund der Pläne für die Offshore-Windenergienutzung arbeiten zur Zeit alle WEA-Hersteller an der Entwicklung immer größerer WEA-Einheiten. Allerdings dürfte der Leistungszuwachs je Anlage nicht mehr so schnell wie in der Vergangenheit erfolgen, da insbesondere im Onshore-Bereich die Aufstellung immer größerer WEA zunehmend Probleme

aufwirft. Für die Referenzanlagen des Jahres 2010 werden daher Leistungsgrößen von 1,5 – 2,0 MW, für 2020 bis 2050 von 2,5 MW angenommen.

Für die Ermittlung von zukünftig erwartbaren Investitionskosten von Technologien, die in einer frühen Phase ihrer Markteinführung und technischen Entwicklung stehen, wird häufig der Lernkurven-Ansatz in Kombination mit einer Einschätzungen der technologischen Entwicklungen herangezogen. Bei den WEA-Kosten ist aufgrund der Marktdynamik im Jahrzehnt 1990 – 2000 der größte Teil der Reduzierung durch Umstellung auf größere Einheitsleistungen, kostensparende Fertigungsverfahren und Serienfertigung bereits erfolgt. Diese massive Kostendegression (teilweise wurden Lernfaktoren von 0,87 mit kumulierter Leistung für Deutschland berechnet) wird nicht wiederholbar sein. Grundlage der folgenden Abschätzung der längerfristigen Kostentrends für WEA ist die weltweite Nutzung der Windenergie gemäß den Szenarien für den World Energy Council [IIASA 1998]. Zur Ermittlung von Anlagenkosten werden dabei Lernfaktoren von 0,9 bis 2020 angenommen. Bei den Nebenkosten wird ein Lernfaktor von 0,95 bis zum Jahre 2010 und 0,99 im Zeitraum 2010 – 2020 unterstellt, da es nur in geringem Umfang möglich sein wird, diese, weitgehend als Fixkosten anfallenden Kostenpositionen zu reduzieren. Mit diesen Annahmen ergeben sich bei Ausgangswerten von 1.300 €/kW (davon 1.030 €/kW Anlagen- sowie 270 €/kW Nebenkosten) für 2010 Investitionskosten von 1.155 €/kW und für 2020 1.050 €/kW. Bei den Betriebskosten wird ein im Zeitverlauf gleichbleibendes Verhältnis zu den Anlagenkosten angenommen.

Die Tabellen 3.2.7-3 und 3.2.7-4 geben die gewählten technischen und ökonomischen Daten der Referenzanlage in der längerfristigen Entwicklung wieder.

Tabelle 3.2.7-3: Technische Daten der Referenzanlagen auf dem Festland, Jahr 2010

		Referenzanlage 2010			
		2000			
Leistung	kW				
Rotordurchmesser	m				80
Spezifische Leistung	W/m ²				398
Nabenhöhe	m				80
mittl. Windgeschwindigkeit in 10 m Höhe	m/s	4,0	4,5	5,5	6,5
mittl. Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe	m/s	4,27	4,81	5,87	6,94
Leistungsaufnahme	W/m ²	92	130	238	392
Leistungsabgabe	W/m ²	34	49	84	122
spezif. Energieausbeute	kWh/(m ² · a)	298	430	736	1.069
Energieausbeute	MWh/a	1.498	2.159	3.701	5.375
Volllastbenutzungsstunden	h/a	749	1.080	1.851	2.688

Tabelle 3.2.7-4: Ökonomische Daten der Referenzanlagen auf dem Festland, Jahre 2010 bis 2020

		Referenzanlage 2010	Referenzanlage 2020
Leistung	kW	2.000	2.500
Anlagenkosten	€/kW	900	800
Nebenkosten	€/kW	255	250
Gesamte Investitionskosten	€/kW	1.155	1.050
Betriebskosten ¹⁾	%/a	7,3	7,3

¹⁾ jährliche Aufwendungen für Betrieb und Reparaturen in % der Anlagenkosten

Windenergienutzung im Offshore-Bereich

Bei der Entwicklung der noch in den Anfängen steckenden Windenergienutzung im Meer ist zu unterscheiden zwischen „Inshore“-, d.h. küstennahen, und „Offshore“-, d.h. küstenfernen, Anlagen. In Deutschland liegen noch keine Erfahrungen mit derartigen Nutzungen vor, während in Dänemark bereits Ergebnisse aus zwei und in Schweden aus einem Inshore-Projekt vorliegen. In Deutschland ist die Aufmerksamkeit allerdings in der letzten Zeit erheblich auf das Thema Offshore-Anlagen gelenkt worden (z.B. durch einen großen Fachkongress im Jahre 2001; siehe [BMU 2001a]). Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit hat kürzlich ein Positionspapier vorgelegt, aus dem der Stand der Technik, die genehmigungsrechtlichen Aspekte sowie das Vorgehen bei der Erschließung von Windpotenzialen im Offshore-Bereich von Nord- und Ostsee hervorgehen [BMU 2001b]. In dem Positionspapier sind auch Meeresgebiete ausgewiesen, „... welche möglicherweise für Standorte von Offshore-Windenergieanlagen aus naturschutzfachlicher Sicht geeignet sind.“ Diese vorsichtige Ausdrucksweise des BMU belegt, dass die Standortausweisung einen zentralen Punkt der Windenergienutzung im Meer berührt. Bei der maritimen Windenergienutzung gibt es erhebliche Konfliktpotenziale zwischen Natur- und Klimaschutz, die es bei der Entwicklungsplanung zu berücksichtigen gilt [Sonne Wind & Wärme 2001].

Alle bisher im Wasser errichteten WEA stehen in Küstennähe. Aufgrund der für den küstenfernen Einsatz notwendigen Anpassungen der bisherigen Konstruktionen können diese Anlagen nicht als Offshore-Anlagen eingesetzt werden. Im Offshore-Bereich rechnet man mit wesentlich härteren Wetterbedingungen und generell höheren Wellen, was sich in erheblichem Maße auf die Konstruktionen auswirken wird. Aussagen zur endgültigen Offshore-Anlagentechnik und deren Wirtschaftlichkeit sind daher gegenwärtig noch mit großen Unsicherheiten behaftet. So gibt es u.a. noch große Unwägbarkeiten, die den Betrieb von WEA im Offshore-Bereich und die Betriebskosten betreffen. Wenn z.B. eine Anlage ausfällt, deren Fehler nicht durch eine Fernüberwachung zu beheben ist, können längere Stillstandzeiten auftreten, bevor

eine Reparatur mit Arbeitsschiffen möglich ist. Zu den relativ kostengünstigen Reparaturkosten addieren sich in diesem Falle relativ hohe WEA-Stillstandskosten. Alternativ wäre die schnelle Instandsetzung der WEA bei Einsatz von Wartungs-Helikoptern denkbar, was jedoch relativ hohe direkte Reparaturkosten zur Folge hätte. Weitere Unsicherheiten in der Beurteilung des Offshore-Potenzials rühren aus dem Fehlen exakter Angaben über das Windenergiepotenzial in der Deutschen Bucht. Ferner gibt es Unsicherheiten in der Einschätzung der Netzanbindungskosten aufgrund der weiteren Entwicklung moderner Umrichtertechnologien.

Aus den genannten Gründen gibt es noch keine standardisierte WEA für den Offshore-Einsatz; die ersten Entwicklungskonzepte basierten auf „marinisierten“ Onshore-WEA. Inzwischen sind auch speziell für den Einsatz im Meer konstruierte Anlagen in der Entwicklung. Offshore-WEA werden zukünftig mit Rotordurchmessern zwischen 80 und 110 Metern, Nabenhöhen von 80 Metern über dem Meeresspiegel und Leistungseinheiten von 3 bis 5 MW verfügbar sein [NEA 2001]. Die ersten 3-MW-Anlagen dürften nach jetziger Planung im Jahr 2003 eingesetzt werden. Diese Anlagen werden in Offshore-Parks installiert, die im Endzustand 200 oder 300 Anlagen umfassen. Derzeit liegen für den Bereich der deutschen Nord- und Ostsee 28 Anträge von 16 Antragstellern für die Errichtung von Offshore-Parks vor. Im November 2001 genehmigte die zuständige Aufsichtsbehörde, das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH), die Pilotphase eines ersten Windparks, in der die Errichtung von zwölf Einzelanlagen mit Einheitsleistungen von 4 bis 5 MW in der Nordsee, im so genannten Borkum Riffgrund West, 45 km nordwestlich von Borkum, vorgesehen ist. Über die Genehmigung der weiteren 196 Anlagen, die derselbe Antragsteller an diesem Standort errichten will, wird nach Vorliegen erster Erfahrungen aus der Pilotphase entschieden. Auch andere Windparks sollen gemäß diesem Beispiel schrittweise genehmigt und ausgebaut werden [BSH 2001]. Mit dieser behutsamen Genehmigungs- und Ausbaupraxis der Offshore-Windparks erhofft die Genehmigungsbehörde, teure Fehler vermeiden zu können.

Angesichts des erwähnten Mangels an Windmessdaten im Meeresbereich können die potenziellen Stromerträge der Offshore-Windnutzung nur näherungsweise ermittelt werden. So wurden die in Tabelle 3.2.7-5 wiedergegebenen Volllastbenutzungsstunden in Abhängigkeit von der Küstenentfernung aufgrund von Langzeitdaten des Deutschen Wetterdienstes verschiedener meteorologischer Stationen an der Küste sowie von Feuerschiffen ermittelt [NEA 2001]. Bei den Benutzungsstunden handelt es sich um sogenannte Bruttobenutzungsstunden ohne Berücksichtigung der Netzanbindungsverluste, der technischen Verfügbarkeit der WEA und des Parkwirkungsgrades. Hinsichtlich des Parkwirkungsgrades und der technischen Verfügbarkeit werden im folgenden Werte von je 95 % angenommen, wodurch sich entsprechend reduzierte Netto-Volllastbenutzungsstunden ergeben. Die Netzanbindungsverluste sind zusätzlich zu berücksichtigen.

Tabelle 3.2.7-5: Volllastbenutzungsstunden in Abhängigkeit von der Küstenentfernung im Bereich der Deutschen Bucht [NEA 2001]

Küstenentfernung (km)	Wassertiefe (m)	Volllastbenutzungsstunden (h/a)	
		brutto	netto ⁽¹⁾
10	7	3.980	3.592
20	22	4.060	3.664
30	29	4.130	3.727
40	35	4.190	3.781
50	37	4.250	3.836
> 60	37	4.300	3.881

¹⁾ unter Berücksichtigung des Parkwirkungsgrades und der technischen Verfügbarkeit

Die Investitionskosten setzen sich aus den Aufwendungen der WEA-Herstellung, der Fundamentierung, der Netzanbindung und Montage zusammen. Die Herstellungskosten für eine Offshore-WEA der 3 MW-Klasse liegen wegen der durch die härteren Einsatzbedingungen gegebenen Anforderungen des maritimen Klimas über denjenigen von Festland-WEA vergleichbarer Leistung. Eine Orientierung gibt die in Tabelle 3.2.7-4 charakterisierte WEA der 2 MW-Klasse, deren Investitionskosten für 2010 mit 900 €/kW abgeschätzt wurden. Im maritimen Einsatz werden für eine 3 MW-Anlage, deren Referenzanlage 2010 zum Einsatz kommt, 6,6 Prozent höhere Investitionskosten, also 960 €/kW, unterstellt. Die Herstellungskosten einer 5 MW-Referenzanlage, ebenfalls für das Bezugsjahr 2010, werden mit 1.020 €/kW abgeschätzt (vgl. [NEA 2001]). In der längerfristigen Perspektive wird es bei den Offshore-WEA zu weiteren Reduktionen der Anlagenkosten kommen, die sich ähnlich den Entwicklungen bei den Festlands-WEA durch Lernfaktoren von 0,9 bis 2020 und 0,95 bis 2050 beschreiben lassen.

Aus Dänemark liegen Erfahrungen zu den Kosten der Fundamentierung für Wassertiefen von 15 – 20 Metern bei einer Anlagentechnik der 2 MW-Klasse vor. Nach Angaben der dänischen Hersteller ist für größere Tiefen eine lineare Extrapolation zulässig. In Übereinstimmung mit [NEA 2001] werden daher 310 €/kW bei 30 Metern und 410 €/kW bei 40 Metern Wassertiefe angesetzt. Es wird weiterhin angenommen, dass Anlagen der 3 MW-Klasse in 30 Metern und später installierte Anlagen der 5 MW-Klasse in 40 Metern Wassertiefe verankert werden. Für die längerfristigen Abschätzungen der Fundamentierungskosten werden Entwicklungen zugrunde gelegt, die sich durch Lernfaktoren von 0,9 bis 2020 und 0,95 bis 2050 beschreiben lassen.

Die Kosten der Netzanbindung sind in starkem Maße von der gewählten Übertragungstechnik abhängig. In Frage kommen eine Drehstromanbindung mit Blindleistungskompensation an beiden Kabelenden sowie eine Gleichstromübertragung mit entsprechender Umrichtertechnik.

Im direkten Vergleich der Investitionskosten ist die Übertragung in Drehstromtechnik einer Übertragung in Gleichstromtechnik bis zu einer Übertragungslänge von 70 – 80 Kilometern überlegen [NEA 2001]. Darüber hinaus wirkt sich der bei der Wechselstromübertragung erforderliche Aufwand für die Blindleistungskompensation ungünstig auf die Wirtschaftlichkeit aus. Für die Szenarienrechnungen werden in Anlehnung an die zuvor genannte Untersuchung der Niedersächsischen Energieagentur Netzanbindungskosten von 370 bis 530 €/kW angenommen. Für die längerfristige Perspektive wird eine Reduzierung der Netzanbindungskosten mit Lernfaktoren von 0,9 bis 2020 und 0,95 bis 2050 unterstellt.

Der Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbauer (VDMA) weist auf einen zweiten wichtigen Aspekt der Netzanbindung hin, nämlich die notwendige Verstärkung des Verbundnetzes zur Aufnahme großer Anschlussleistungen von Offshore-Windparks [VDMA 2001]. So sind die Netzanknüpfungspunkte relativ weit entfernt von der Küste und reichen derzeit allenfalls zum Anschluss erster „kleinerer“ Projekte (50 – 150 MW). Längerfristig ist daher der Ausbau der Netzinfrastruktur notwendig, wobei möglichst wenig Kabeltrassen durch das Wattenmeer zu den Netzanschlusspunkten an Land führen sollten.

Die Betriebskosten müssen aus den zuvor erwähnten Gründen der aufwendigeren Servicemaßnahmen im maritimen Bereich im Vergleich zu ähnlichen Arbeiten auf dem Festland deutlich höhere Beträge für Wartung und Instandhaltung enthalten. In [NEA 2001] werden die Betriebskosten mit 7,5 % der WEA-Herstellungskosten geschätzt. Diese Abschätzung wird auch für die Szenarien zugrunde gelegt. Mit den 7,5 % ist jedoch erst ein Teil der anfallenden Betriebskosten erfasst. Hinzu kommen verschleißbedingte Instandhaltungskosten. In Analogie zu den Instandhaltungs- und Ersatzteilkosten bei den Festlands-WEA (wegen des über eine Lebensdauer von 20 Jahren notwendigen Austausches von Anlagenkomponenten) wird bei den Offshore-WEA ein Aufschlag von 2 % bezogen auf die WEA-Herstellungskosten für Ersatzteile/Austauschkosten berücksichtigt. Damit ergeben sich gesamte Betriebskosten von 9,5 %/a der Anlagenkosten. Es wird angenommen, dass diese Relation im Zeitverlauf unverändert bleibt.

Die Tabellen 3.2.7-6 und 3.2.7-7 fassen die gewählten technischen und ökonomischen Daten der Referenzanlagen der Offshore-Windparks für die Jahre 2010 bis 2020 zusammen.

Tabelle 3.2.7-6: Technische Daten der WEA-Referenzanlagen im Offshore-Bereich bei 6,5 m/s, Jahre 2010 und 2020

		Windkraftanlage 2010	Windkraftanlage 2020
Anzahl der Anlagen		200	300
Leistung der Einzelanlage	kW	2000	5000
Rotordurchmesser	m	66	110
spezifische Leistung	W/m ²	585	526
Nabenhöhe	m	66	110
mittl. Windgeschwindigkeit in 10 m Höhe	m/s	6,5	6,5
mittl. Windgeschw. auf Nabenhöhe	m/s	6,76	7,14
Leistungsaufnahme	W/m ²	362	450
Leistungsabgabe	W/m ²	137,56	171
spezif. Energieausbeute	kWh/(m ² · a)	1.206	1.499
Energieausbeute	kWh/a	4.125.198	14.244.467
Volllastbenutzungsstunden	h/a	2.063	2.849

Tabelle 3.2.7-7: Ökonomische Daten der WEA-Referenzanlagen im Offshore-Bereich, Jahre 2010 und 2020

		Referenzanlage 2010	Referenzanlage 2020
Leistung der Einzelanlage	kW	2.000	5.000
WEA-Herstellungskosten	€/kW	960 – 1.020	850
Fundamentkosten	€/kW	310 – 410	360
Netzanbindungskosten	€/kW	370 – 530	330 – 470
Gesamte Investitionskosten	€/ ₉₉ /kW	1.640 – 1.960	1.540 – 1.680
Betriebskosten	%/a	9,5	9,5

Technische Potenziale der Windstromerzeugung

Das technische Windstrompotenzial für die Nutzung im Festlandsbereich wird vom BMU mit 80 bis 83 TWh angegeben [BMU 2000, BMU 1999]. Auch die von Semke et al. durchgeführten Potenzialerhebungen bestätigen mit einer Bandbreite von 63 – 128 TWh, die sich aus der Summe der Einzelpotenziale für Windgeschwindigkeiten von 4,5, 5,5 und 6,5 m/s ergibt, diese Größenordnung [Semke et al. 1998]. Von dem o.g. Potenzial von 80 TWh liegen die weitest größten Anteile (ca. 60 TWh) in Gebieten mittlerer Windgeschwindigkeiten unter 5 m/s. Für die Ausschöpfung des technischen Potenzials müssen die entsprechenden Flächen verfügbar gemacht werden. Dabei sind jedoch andere konkurrierende Nutzungen zu berücksichtigen. Die Flächenausweisung der deutschen Gemeinden ergibt, dass Gebiete mit sehr gutem Windpotenzial nur noch in sehr begrenztem Umfang zur Verfügung stehen, wie aus Tabelle 3.2.7-8 hervorgeht.

Tabelle 3.2.7-8: Belegung der in Deutschland für die Windenergienutzung ausgewiesenen Flächen

Kategorie der Windenergieentwicklung	ausgewiesene Flächen bebaut	ausgewiesene Flächen beplant	ausgewiesene Flächen noch verfügbar
A	> 90 %	> 95 %	< 5 %
B	> 25 %	> 60 %	< 40 %
C	> 95 %	~ 100 %	~ 0 %
D	> 50 %	> 60 %	< 40 %

Erläuterung: A= Gebiete mit sehr gutem Windpotenzial (Küste Nds, SH), B= Gebiete mit gutem Windpotenzial oder engagierter Landesförderung (NRW, MV), C=Gebiete der aktuellen Binnenlandentwicklung (Hessen), D= Gebiete mit geringem Ausbau der Windenergie (Bayern, Thüringen) [DEWI 2001a]

In den Küstenregionen der Kategorie A sind die ausgewiesenen Flächen fast vollständig bebaut oder beplant. Die für zukünftige Windparkinstallationen noch zur Verfügung stehenden ausgewiesenen Flächen betragen weniger als 5 % der gesamten ausgewiesenen Flächen. Da in 95 % der Gemeinden eine Flächenausweisung erfolgte, ist der Zubau in diesen Regionen nahezu beendet. Eine Erhöhung von installierter Leistung und Energieertrag ließe sich hier nur durch ein so genanntes „Repowering“-Programm erzielen, bei dem die Vielzahl der Kleinanlagen bis hin zu 600 kW-Anlagen an der Küste durch moderne, große WEA in Windparks ersetzt würden.

Für den Offshore-Bereich gibt es bisher nur erste grobe Potenzialabschätzungen. Generell sind die Potenziale der Windenergienutzung, z.B. in der Deutschen Bucht, aufgrund ihrer großen Ausdehnung bei gleichzeitig moderaten Wassertiefen enorm. Die Niedersächsische Energieagentur nimmt als Modellvorstellung für die Potenzialabschätzung eine 15 %-ige Deckung des deutschen Strombedarfes durch Offshore-WEA der 5 MW-Klasse an, woraus sich 72 TWh Stromerzeugung, 20 GW installierte Leistung und eine Fläche von 1.732 km² ableiten lassen [NEA 2001]. Diese Fläche dürfte aus technischer Sicht in der Deutschen Bucht bei Wassertiefen bis zu 40 Metern zur Verfügung stehen. Wie das Energiepotenzial mit größeren Entfernungen und Wassertiefen zunimmt, erläutern Molly et al. und Diekmann [Molly et al. 2001, Diekmann 2001], die in Übereinstimmung mit dem BMU ein Offshore-Potenzial von 240 TWh angeben (vgl. [BMU 2000]). Dieses Potenzial wird bei 40 Metern Wassertiefe und 30 km Landentfernung ausgewiesen. Für das Offshore-Potenzial kann auf der Grundlage der zitierten Abschätzungen eine Bandbreite zwischen 30 und 240 TWh in Abhängigkeit von der Entfernung zum Land und der Wassertiefe angenommen werden (vgl. Tabelle 3.2.7-9).

Tabelle 3.2.7-9: Technische Potenziale der Windenergienutzung in Deutschland

Bereich	TWh
Festland ¹⁾	80
davon > 5m/s	ca. 20
davon < 5m/s und > 4,5 m/s	ca. 20
davon < 4,5 m/s und > 4,0 m/s	ca. 40
Offshore bis 10 km Entfernung (Wassertiefe (m) 10/20/30/40)	30/70/90/100
Offshore bis 20 km Entfernung (Wassertiefe (m) 10/20/30/40)	30/120/150/180
Offshore bis 30 km Entfernung (Wassertiefe (m) 10/20/30/40)	30/150/220/240

¹⁾ Flächenausweisung der Gemeinden ist noch nicht berücksichtigt

Für den Ausbau der Windenergie existieren in der Literatur eine Vielzahl unterschiedlicher Szenarien. Für die Analyse wurden die Annahmen des PROGNOSE/EWI-Gutachtens und als Variante das vom DEWI vorgestellte „Verhalten optimistische Szenario“ zugrunde gelegt [PROGNOSE/EWI 1999, DEWI 2001a]. Die beiden Ausbauszenarien sind in Abbildung 3.2.7-1 dargestellt. Nach PROGNOSE/EWI werden im Jahr 2020 24,7 TWh mit Windkraftanlagen erzeugt. Im Vergleich dazu geht das Szenario von DEWI im Jahr 2020 von einer Erzeugung von 56 TWh aus, was einem Anteil an der deutschen Stromerzeugung von etwa 10,4 % entspricht.

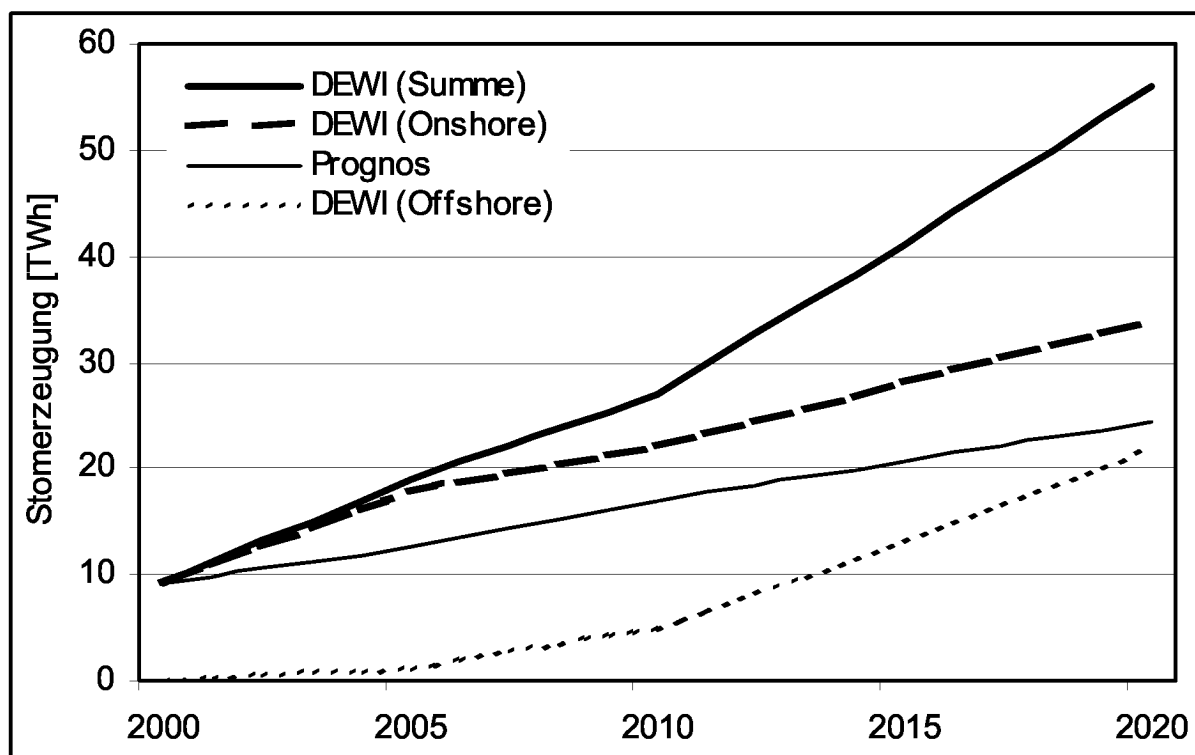


Abbildung 3.2.7-1: Angenommene Stromerzeugungsmengen in den beiden Szenarien mit Windkraftanlagen bis 2020

In dem Szenario wird davon ausgegangen, dass 2020 rund 22 TWh mit Offshore-WEA und 32 TWh Onshore-WEA erzeugt werden und dass der Leistungszubau nach 2005 (ca. 11.600 MW) fast ausschließlich durch Repowering (Ersatz kleiner, alter Anlagen durch eine geringere Anzahl moderner Großanlagen) erfolgt. Bei PROGNOSE/EWI wird dagegen keine Unterscheidung zwischen Onshore und Offshore-Windanlagen vorgenommen.

Potenzielle CO₂-Einsparung durch den Ausbau der Windenergienutzung

In Abbildung 3.2.7-2 sind für die verschiedenen Ausbauszenarien und in Abhängigkeit vom Referenzsystem die CO₂-Einsparpotenziale durch die Windenergienutzung dargestellt. Bei den Referenzsystemen wurde wiederum zwischen „Frozen Efficiency“ (Einsparungen gegenüber dem Durchschnitt heute verfügbarer fossil befeuerter Kraftwerke) und „Trend“ (Optimierungen in der konventionellen Kraftwerkstechnik) unterschieden. Aufgrund des verstärkten Windenergieausbaus im DEWI-Szenario wird die mit dem Ausbau verbundenen CO₂-Einsparungen in diesem Szenario unabhängig vom Vergleichssystem wesentlich größer. Im Jahr 2020 ließen sich unter diesen optimistischen Randbedingungen und ohne Berücksichtigung von Backup-Systemen insgesamt zwischen 37 (Trend) und 53 (Frozen Efficiency) Mio. t CO₂ einsparen. Bis zum Jahr 2020 folgen kumulierte Reduktionen von rund 440 bzw.

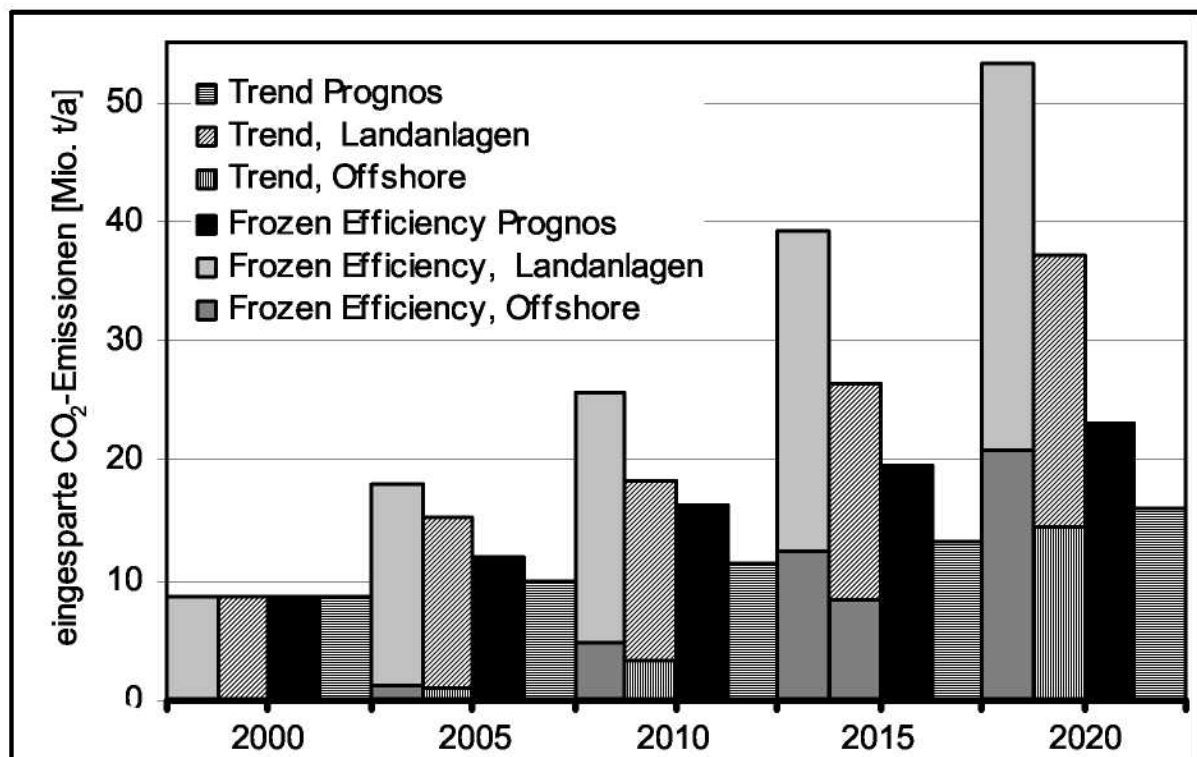


Abbildung 3.2.7-2: Mögliches CO₂-Einsparpotential durch Windkraftanlagen in den verschiedenen Ausbauszenarien und in Abhängigkeit von den Referenzszenarien

600 Mio. t CO₂ abzüglich der Mehremissionen der Backup-Systeme zur Vorhaltung von Reserveleistung. Wird ein Ausbau der Windkraftanlagen entsprechend der Annahmen von Prognos unterstellt, so ergeben sich im Jahr 2020 lediglich CO₂-Einsparungen von 23,2 Mio. t gegenüber dem Referenzsystem „Frozen Efficiency“ und 16,1 Mio. t gegenüber dem Referenzsystem „Trend“. Die kumulierten CO₂-Einsparungen für den Zeitraum von 2000 bis 2020 betragen dann zwischen ca. 250 und 334 Mio. t CO₂. Bei der Betrachtung der CO₂-Einsparungen wurden ebenfalls nur die direkten Emissionen ohne eventuelle Backup-Effekte betrachtet. Bei Wind- und Wasserkraft liegen die zusätzlichen Umweltaufwendungen durch die Berücksichtigung des Backups in der gleichen Größenordnung wie die unmittelbaren Umweltaufwendungen [Hartmann 2001].

Erforderliches Investitionsvolumen

Die Kostendegression bzw. die Entwicklung der spezifischen Investitionskosten für Offshore- und Onshore-Windkraftanlagen sind unsicher. In der Literatur sind einige Zahlen hierzu veröffentlicht. Eine Zusammenstellung und ein Vergleich mit einer optimistischen und einer konservativen Kostenabschätzung für die Berechnung des Investitionsvolumens zeigen die Tabellen 3.2.7-10 und 3.2.7-11.

Tabelle 3.2.7-10: Übersicht über die Entwicklung der Anlagenkosten für Onshore-Windkraftanlagen nach verschiedenen Quellen und Jahren (Angaben in €/kW)

		1999	2010	2020
Optimistisch	Gesamtanlagenkosten	1.100	1.025	820
Konservativ	Gesamtanlagenkosten	1.250	1.155	1.050
[NEA 2001]	Anlagenkosten		1.023	818
	Investitionsnebenkosten			
[HGF 2001]	Anlagenkosten	844	588	511
	Investitionsnebenkosten	260	230	200
[Mayer 2000]	Anlagenkosten	891	713	
	Investitionsnebenkosten	196	114	
[ATLAS 1997] ⁽¹⁾		629 – 818	550 – 734	

¹⁾ 600 – 780/525 – 700 ECU₁₉₉₀/kWp; 2,05076 DM/ECU₁₉₉₀; 1,95583 DM/€

Basierend auf den konservativen und optimistischen Kostenabschätzungen ergeben sich für die beiden Ausbauszenarien von DEWI und PROGNOSE/DEWI unterschiedlich hohe notwendige Investitionsvolumina. Die Entwicklung zwischen 2000 und 2020 der jährlichen Aufwendungen für die Investitionsvolumina ist in Abbildung 3.2.7-3 zusammengestellt. Im Ausbau-

Tabelle 3.2.7-11: Übersicht über die Entwicklung der Anlagenkosten für Offshore-WEA nach verschiedenen Quellen und Jahren (Angaben in €/kW)

	Leistung		2010	2020
Optimistisch	2/5 MW	Gesamtanlagenkosten	1.740	1.370
Konservativ	2/5 MW	Gesamtanlagenkosten	1.800	1.540
[NEA 2001]	2/5 MW	Anlagenkosten	870 – 1.020	
		Investitionsnebenkosten	810 – 1300	
[HGF 2001]	2 – 3 MW	Anlagenkosten	640	510
		Investitionsnebenkosten	510	410
[Mayer 2000]		Anlagenkosten	820	
		Investitionsnebenkosten	570	

szenrio nach DEWI betragen die notwendigen kumulierten Investitionen je nach Kostenabschätzung für die Windkraftanlagen zwischen 43 und 47 Mrd. €. Aufgrund der wesentlich geringeren installierten Anzahl von Windkraftanlagen ist beim Ausbauszenario nach PROG-NOS/EWI nur ein Investitionsvolumen zwischen 7,1 und 8,1 Mrd. € notwendig, die, im Gegensatz zum jährlichen steigenden Investitionsvolumen beim Ausbauszenario nach DEWI, von rund 420 Mio. € im Jahr 2005 auf bis zu 220 Mio. € zurückgehen.

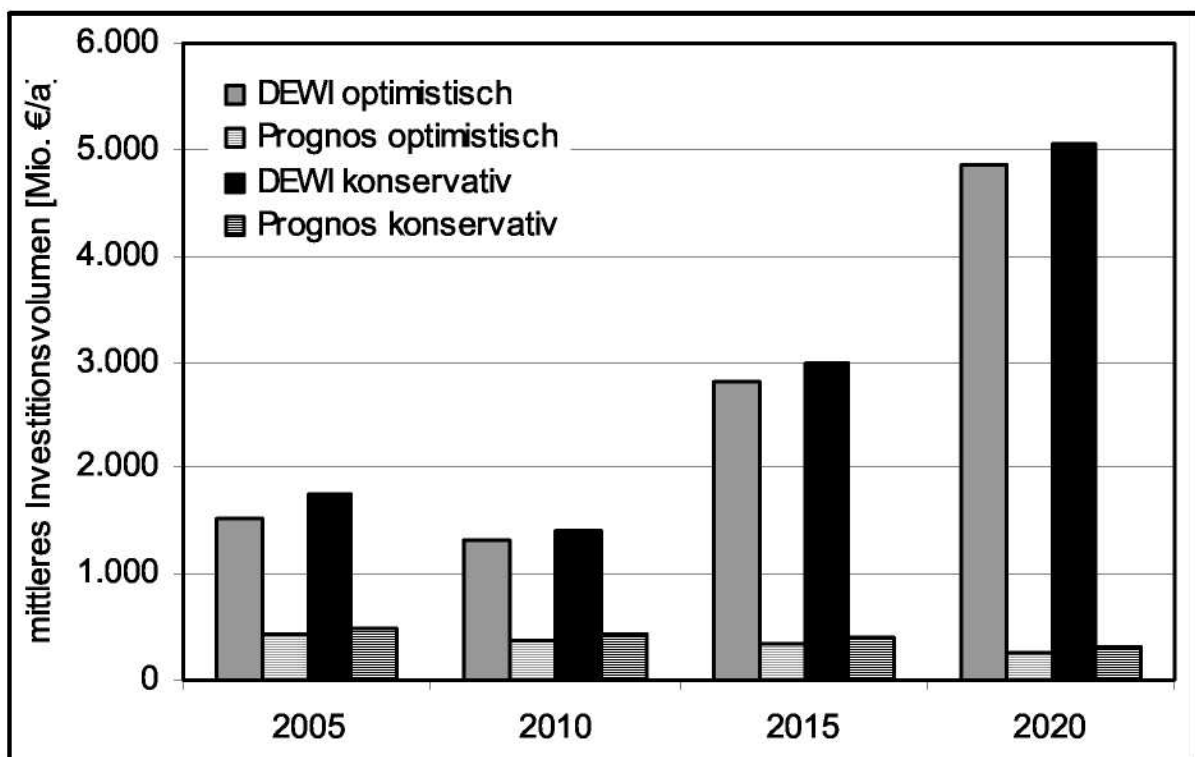


Abbildung 3.2.7-3: Durchschnittliche jahresspezifische Anlagenkosten für den Ausbau der Windkraft in Abhängigkeit vom Ausbauszenario und den Kostenannahmen

Literatur

- [Allnoch 1993] Allnoch N.: Wind messen und auswerten, in: Praxis Geographie, H. 7-8, S. 59-62
- [Allnoch 1996] Allnoch, N.: Zur Aussagekraft mittlerer Jahresgeschwindigkeitswerte, in: Windkraft Journal 4/1996, Juli/August 1996, 16. Jg., S. 24-26
- [ATLAS 1997] The ATLAS Project within the European Union's Thermie Programme: Main Report – Renewable Energy Sector, Executive Summary, Brussels, 1997
- [BMU 1999] BMU (Hrsg.): Klimaschutz durch Nutzung erneuerbarer Energien. Studie im Auftrag des BMU und des UBA. BMU, Berlin.
- [BMU 2001a] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Veranstalter): Offshore-Kongress, Berlin, Juni 2001
- [BMU 2001b] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Windenergienutzung auf See; Positionspapier des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit zur Windenergienutzung im Offshore-Bereich, Berlin, Mai 2001
- [BSH 2001] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie: Windenergie aus dem Meer, BSH gibt grünes Licht für ersten Offshore-Windpark in Deutschland; im Internet unter: <http://www1.bsh.de/Allgemeininfos/Pressemitteilungen/Pressemitteilungen2001/44-2001.htm>, Stand:09.11.01
- [BWE 2001] Bundesverband Wind Energie e.V. (BWE): Fakten zur Windenergie; im Internet unter: www.wind-energie.de/informationen/grundlagen/folien.htm, Stand 12.09.02
- [DEWI 2001a] Deutsches Windenergie Institut GmbH (DEWI): Weiterer Ausbau der Windenergienutzung im Hinblick auf den Klimaschutz, Teil 1 des FuE-Vorhabens 999 46 01, Wilhelmshaven, April 2001
- [DEWI 2001b] Deutsches Windenergie Institut GmbH (DEWI): Windenergienutzung in der Bundesrepublik Deutschland – Stand 30.06.2001 -, DEWI-Magazin Nr. 19, August 2001
- [Diekmann 2001] Diekmann J.: Perspektiven der Windenergienutzung (Schaubilder), Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Berlin, 2001
- [Hartmann 2001] Hartmann, D.: Ganzheitliche Bilanzierung der Stromerzeugung aus regenerativen Energien, Forschungsbericht, Band 83, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Universität Stuttgart 2001
- [HGF 2001] Arbeitsgemeinschaft der HGF-Forschungszentren FZK, DLR, FZJ, GMD: Schlüsseltechnologie Regenerative Energie, Teilbericht im Rahmen des HGF-Projektes „Global zukunftsfähige Entwicklung – Perspektiven für Deutschland“, Stuttgart, Karlsruhe, November 2001

- [IIASA 1998] IIASA/WEC Global Energy Perspectives, Laxenburg, 1998
- [ISET 2002] Institut für Solare Energieversorgungstechnik, Verein an der Universität Gesamthochschule Kassel e. V., European Wind Energy Information Network (EUWINet), Wind Turbine Operation, Energy Production, Monthly operational results of selected WTs in Germany; im Internet unter: www.iset.de (zuletzt besucht am 07.01.2002)
- [Mayer 2000] Mayer R.: „Windkraft spart CO₂“, Berechnung der tatsächlichen Einsparung, BWK Bd. 52 (2000), Nr. 10, S. 54-59
- [Molly et al. 2001] Molly J. P., Neumann T.: Weiterer Ausbau der Windenergie im Hinblick auf den Klimaschutz, Beitrag im Rahmen des Offshore Kongress, Berlin, Juni 2001
- [NEA 2001] Niedersächsische Energie-Agentur GmbH, in Zusammenarbeit mit Deutsches Windenergie Institut GmbH und Niedersächsisches Institut für Wirtschaftsforschung e. V.: Untersuchung der wirtschaftlichen und energiewirtschaftlichen Effekte bei Bau und Betrieb von Offshore-Windparks in der Nordsee auf das Land Niedersachsen, Projekt Nr. 2930, im Auftrag des Niedersächsischen Umweltministeriums, Hannover, Juni 2001
- [PROGNOS/EWI 1999] Prognos AG, Energiewirtschaftliches Institut Köln (EWI): Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt. Gutachten im Auftrag des BMWi, Basel November 1999
- [Semke et al. 1998] Semke S., Markewitz P.: Kosten und Potenziale erneuerbarer Energien in Deutschland, Literaturlauswertung 1994-1998, Forschungszentrum Jülich, 1998
- [Sonne Wind & Wärme 2001] „Klima- und Naturschutz im Konflikt“; Bericht vom Offshore-Kongress Berlin 2001, Sonne Wind & Wärme, 2001, S. 46-47
- [VDMA 2001] Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbauer, Fachverband Kraftmaschinen: „Von Onshore zu Offshore – Randbedingungen für eine ökonomische und ökologische Nutzung von Offshore-Windenergieanlagen in Deutschland“, Frankfurt am Main, August 2001

3.2.8 Hot Dry Rock (IER)

In Deutschland wird geothermische Energie bisher ausschließlich zur Wärmebereitstellung in Heizwerken und/oder für balneologische bzw. Heilzwecke genutzt. Demgegenüber wird elektrische Energie aus Erdwärme in Deutschland, im Unterschied zu einigen anderen Ländern, bisher nicht bereitgestellt. Dies liegt u.a. an den geologischen Voraussetzungen in Deutschland, an der nur ansatzweise vorhandenen Technik einer Strombereitstellung aus niedrigthermalen Wässern und an dem daraus resultierenden hohen ökonomischen Risiko potenzieller Investoren [Rogge, Kaltschmitt 2002].

Bei der Nutzung der geothermischen Stromerzeugung ist zur Zeit vor allem das Hot-Dry-Rock (HDR)-Verfahren im Gespräch. Forschungsergebnisse aus der HDR-Technik im Bereich der klüftig-porösen Speichergesteine können auf gering ergiebige Systeme übertragen werden. Beide müssen vor einer Nutzung stimuliert werden, damit genügend hohe Fließraten realisiert werden können, indem vorhandene Klüfte und Kluftsysteme durch Verpressen von Wasser aufgeweitet werden. Hierbei können Zuschlagsstoffe, zum Offenhalten der Klüfte eingesetzt werden [Baumgärtner, Jung 1999]. Das Angebotspotenzial geothermischer Energie wird dadurch erheblich vergrößert und das Fündigkeitsrisiko reduziert.

Wässer, die durch hydrothermale Geothermie gefördert werden, können bei genügend hohen Temperaturen auch zur Stromerzeugung genutzt werden. Dies geschieht in Deutschland noch nicht. In Altheim in Oberösterreich wird zum Beispiel aus einer hydrothermalen Lagerstätte mit lediglich 107°C heißem Wasser Strom aus einer geothermischen Anlage bereitgestellt [OTTI 2000]. Bei diesen niederen Temperaturen kommen Anlagen mit einem binären Kreislauf, in denen ein organisches Betriebsmittel genutzt wird, zum Einsatz.

Zur Zeit ist die Hot-Dry-Rock-(HDR)-Technologie in Deutschland noch im Forschungs- und Entwicklungsstadium. Es finden unter anderem Forschungsarbeiten in Bad Urach und im europäischen Forschungsvorhaben in Soultz-sous Fôrets, im Elsass in Frankreich statt. Weiterhin ist das Projekt Groß-Schönebeck nördlich Berlin, unter der Federführung des Geoforschungszentrum Potsdams im Bereich der gering permeablen Speichergesteine zu nennen. Von besonderem Interesse ist für die Forschung eine Übertragbarkeit der Ergebnisse auf unterschiedliche Standorte, und eine technische Handhabung des Untergrundes mit allen seinen lithologisch und tektonisch unterschiedlichen Gegebenheiten, um eine weitestgehende Standortunabhängigkeit zu erhalten. Weitere geförderte Forschungsprojekte z.B. durch das im Rahmen des Zukunftsinvestitionsprogramms der Bundesregierung geförderte Vorhaben zur Stromerzeugung aus geothermischer Energie [BMU 2002] befinden sich deshalb auch in Gegenden Deutschlands, wo die Standorte für große Teile der in Deutschland vorkommenden geologischen Gegebenheiten repräsentativ sind.

Die meisten Ergebnisse der HDR-Technik stammen zur Zeit aus dem europäischen Gemeinschaftsvorhaben im französischen Soultz im Oberrheingraben, welches bereits 1987 begonnen wurde und sich jetzt im Übergang vom Demonstrationsprojekt zur kommerziellen Nutzung befindet. Von Anfang an stieß dieses Projekt in Kreisen der Industrie auf Interesse. Die Ergebnisse des Projektes waren durchgehend positiv. So hat man eine erfolgreiche Stimulation des Gesteins ebenso wie einen erfolgreichen Langzeit-Zirkulationstest durchgeführt. In Soultz soll der Prototyp einer europäischen HDR-Anlage entstehen. Bei der energetischen Nutzung steht die Strombereitstellung mit aktuell möglichen 5 MW_{el} und angestrebten 25 MW_{el} im Vordergrund. In Tabelle 3.2.8-1 sind Eckdaten zu projektierten Anlagen geothermischer Strombereitstellung aufgelistet. Die Forschungen in Groß-Schönebeck (Norddeutsches Bek-

ken) begannen 1999. Im Frühjahr 2002 wurden nach den ersten Mini-Frac-Versuchen die Pumptests gestartet. Auch hier wird eine Demonstrationsanlage mit Strombereitstellung angestrebt.

Basierend auf den bisherigen Forschungs- und Entwicklungsarbeiten müssen die geologisch-geophysikalischen Erkundungsmethoden weiter ausgebaut werden, um vorab geeignete Standorte zu wählen und um die Ausbreitung der künstlichen Rißsysteme genau orten zu können. Der Trend scheint hin zu sehr tiefen Bohrungen (bis 7.000 m) zu gehen, um in Hinblick auf die Strombereitstellung möglichst hohe Temperaturen zu erreichen. Ob dies jedoch auch das wirtschaftliche Optimum ist, ist wegen der mit der Tiefe überproportional ansteigenden Bohrkosten noch fraglich.

Tabelle 3.2.8-1: Geplante geothermische Anlagen zur Strombereitstellung

Standort	installierte Leistung	Nutzungsformen und -technik	Sondenkopf-Temperatur [T(°C)]	Bohrtiefe (m)
Speyer		H; ORC		
Bruchsal		H; ORC		
Bühl		HDR; ORC	135–200	4.000
Bad Urach	3 MW _{el} /20MW _{th}	HDR, ORC	200	4.500
Offenbach/Pfalz	5 MW _{el}	ORC		2.500
Groß-Schönebeck		GP; ORC	> 140	4.250

H=Hydrothermale Lagerstätte, GP= Gering Permeable Lagerstätten, HDR = Hot-Dry-Rock-Technik, ORC = Organic Rankine Cycle

Die Kosten für eine Tiefbohrung in 5 km Tiefe liegen derzeit bei ungefähr 6 Mio. €. Die spezifischen Investitionskosten einer Bohrung zwischen 3.000 und 5.000 m Teufe liegen bei 1.250 €/m [Legarth 2001] und nehmen von den gesamten Investitionskosten über 50 % in Anspruch [Rogge und Kaltschmitt 2000]. Die gesamten Investitionskosten werden auf 2.500 bis 3.000 €/kW_{el} geschätzt. Für die Stromgestehungskosten fallen bei einer Auslastung von 8.000 Volllaststunden etwa 7 bis 15 Cent/kWh an [Rogge und Kaltschmitt 2002]. Im weiteren sind modular aufgebaute HDR-Systeme denkbar, um die Leistungen zu erhöhen. Forschungsbedarf besteht weiterhin bei den Anlagen zur Strombereitstellung, welche es effizienter zu gestalten gilt. Heutzutage weisen z.B. die ORC-Anlagen je nach Fördertemperatur Nettoeffizienzen zwischen 10 und 20 % auf. Weitere Forschungen werden derzeit im Bereich der Kalina-Anlagen, welche mit einem Zwei-Phasengemisch arbeiten, wieder aufgenommen [Köhler und Saadat 2000].

Für das technische Potenzial nennt Baumgärtner 125 TWh_{el} pro Jahr [Baumgärtner 1999]. Hierbei sind ein Drittel der Oberfläche Deutschlands als potenzielle Standorte unter der Maß-

gabe vorgesehen worden, dass die Standorte nahe an Siedlungsflächen grenzen sollten. Weitere Forschungstätigkeiten werden im Bereich von Potenzialstudien vorangetrieben [TAB 2002]. Derzeit lassen sich nur grobe Abschätzungen des technischen Potenzials treffen, welche in der Literatur mit sehr heterogenen Werten angegeben werden und bilden daher eine sehr unsichere Basis für ein Marktpotenzial.

CO₂-Einsparung durch Geothermische Stromerzeugung

Die bisher installierten oder projektierten Geothermie-Anlagen werden voraussichtlich im Jahr 2005 0,1 TWh_{el}/a erzeugen. Geht man von einer günstigen Entwicklung aus, so kann ein Ausbau der Geothermie entsprechend des im Rahmen der HGF-Studie von Nitsch entwickelten Szenariums im Jahr 2020 eine Stromerzeugung von 2,2 TWh_{el}/a bewirken [Nitsch 2001]. Für die Beurteilung der möglichen CO₂-Einsparung durch geothermische Stromerzeugung wurde in Anlehnung an dieses Szenario unterstellt, dass der Beitrag der Geothermie zur Stromerzeugung von 0,1 TWh_{el}/a im Jahr 2005 auf 2,2 TWh_{el}/a im Jahr 2020 ansteigt (vgl. Abbildung 3.2.8-1).

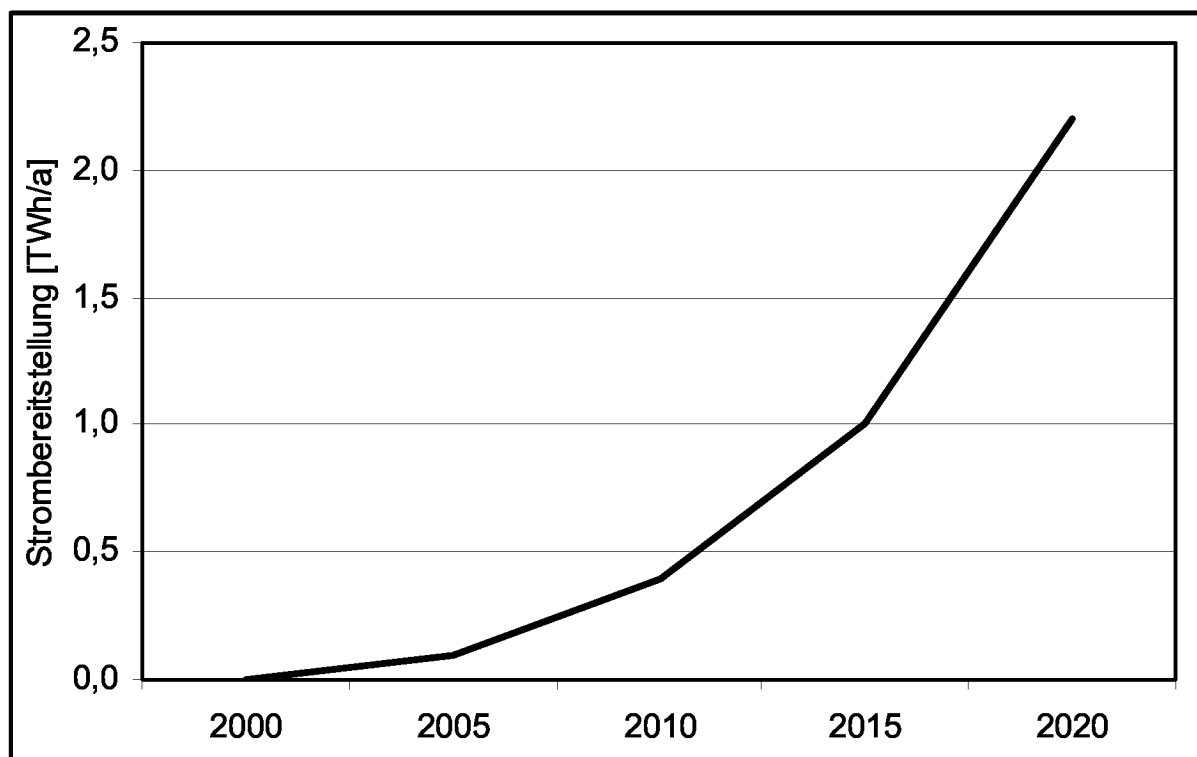


Abbildung 3.2.8-1: Nutzung der Geothermie zur Stromerzeugung bis 2020 [Nitsch 2001]

Vergleicht man die mit der Nutzung der Geothermie verbunden vermiedenen CO₂-Emissionen der Stromerzeugung in Abbildung 3.2.8-2 mit denen der Wärmeerzeugung (s. Abbildung 3.2.10-4), so ergeben sich in Abhängigkeit vom unterstellten Referenzszenario unterschied-

lich hohe Beiträge. Abbildung 3.2.8-2 zeigt, dass sich die vermiedenen CO₂-Emissionen pro Jahr durch die geothermische Strombereitstellung stetig erhöhen. So können im Jahr 2020 beim Szenario „Frozen Efficiency“ knapp 2.300 kt CO₂ vermieden werden. Beim Szenario „Trend“ sind es 1.600 kt. Die CO₂-Einsparungen liegen somit in der Größenordnung der berechneten CO₂-Einsparungen für PV-Anlagen.

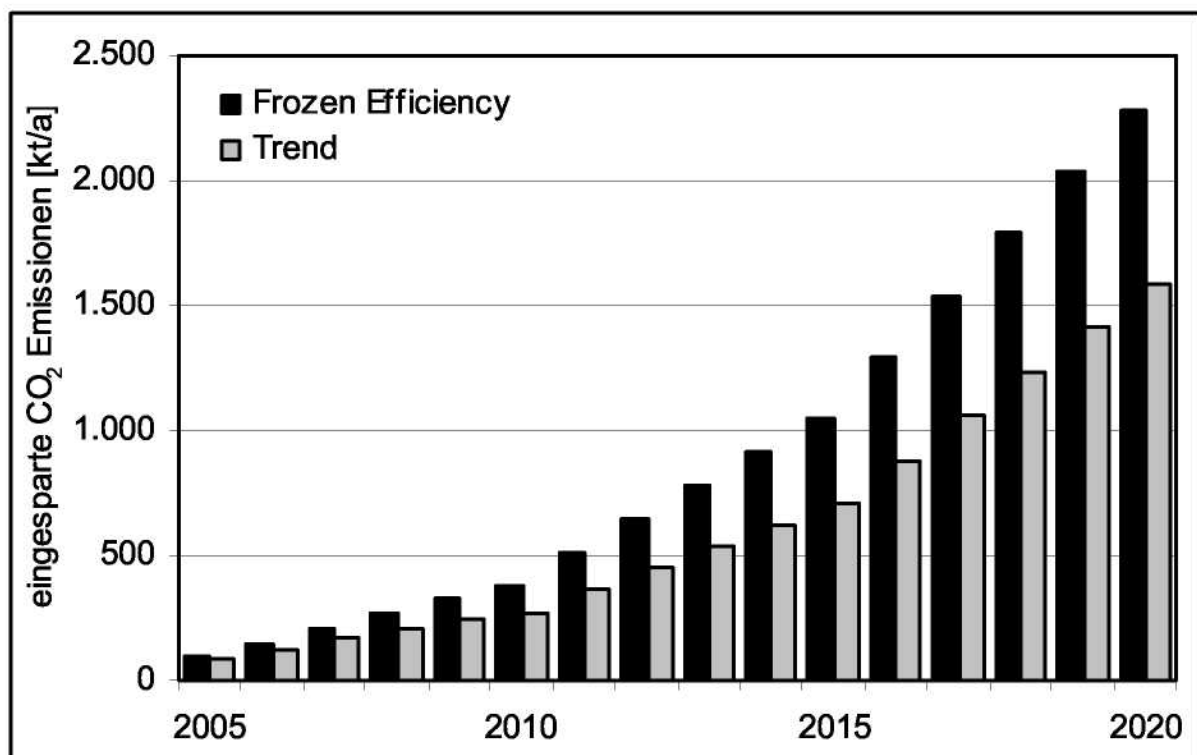


Abbildung 3.2.8-2: Vermiedene CO₂-Emissionen durch geothermische Strombereitstellung bis 2020

Literatur

- [Baumgärtner 1999] Baumgärtner J. in Kaltschmitt M., Huenges E., Wolf H. (Hrsg.): Energie aus Erdwärme. Geologie, Technik und Energiewirtschaft, Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie, Stuttgart, 1999
- [Baumgärtner und Jung 1999] Baumgärtner, J., Jung, R.: Nutzung trockener Formationen; in: Kaltschmitt, M., Huenges, E., Wolff, H. (Hrsg.): Energie aus Erdwärme, Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie, Stuttgart 1999.
- [BMU 2002] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (Veranstalter): Symposium Geothermische Stromerzeugung - eine Investition in die Zukunft Festhalle Landau/Pfalz, 20./21. Juni 2002

- [Köhler und Saadat 2000] Köhler, S. und Saadat, A.; Möglichkeiten und Perspektiven der geothermischen Stromerzeugung in Geothermische Technologieentwicklung – geologische und energietechnische Ansatzpunkte; GFZ (Hrsg.); Geo- Forschungs-Zentrum Potsdam, Scientific Technical Report STR00/23, 2000
- [Legarth 2001] Legarth, B.: Schriftliche Information, Sondenkostenermittlung] Bohrlochkosten, Technische Universität Berlin, Juli 2001.
- [Nitsch 2001] Nitsch, J. et al.: Schlüsseltechnologien Regenerative Energien. Stuttgart, Juli 2001; Teilbericht im Rahmen des HGF-Verbundprojektes: Global zukunftsfähige Entwicklung – Perspektiven für Deutschland. Arbeitsgemeinschaft FZK, DLR, FZJ, GMD im Auftrag des BMBF.
- [Otti 2000] Ostbayerisches Technologie-Transfer-Institut e. V.(Hrsg.): Geothermie in der Praxis. Tagungsband, Passau 2000.
- [Rogge und Kaltschmitt 2002] Rogge, S.; Kaltschmitt, M.; Strom- und Wärmebereitstellung aus Erdwärme – Eine ökonomische Analyse, Erdöl Erdgas Kohle; 118. Jahrgang, Heft 2002, Urban Verlag Hamburg/Wien GmbH, Januar 2002
- [TAB 2002] Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB); Geothermische Stromerzeugung; <http://www.tab.fzk.de/de/projekt/skizze/geothermie.htm> Stand: August 2002.

3.2.9 Solarthermie (IER)

Der Markt für solarthermische Anlagen ist in den letzten Jahren in Deutschland mit großer Dynamik gewachsen. Die jährlich installierte Fläche bei verglasten Solarkollektoren stieg zwischen 1990 und 2001 von 50.000 m² auf über 900.000 m² an. Die kumulierte Solarkollektorfläche dürfte Ende 2001 die Schwelle von 4 Millionen m² überschritten haben (Schätzung). Damit ist Deutschland der zur Zeit größte europäische Markt für solarthermische Anlagen [DFS 2002]. Rund 90 % der im Jahr 2000 eingebauten Solarthermieanlagen sind auf Ein- und Zweifamilienhäusern installierte Kleinanlagen. Etwa 80 % dieser Anlagen dienen zur Brauchwassererwärmung, 20 % unterstützen zusätzlich die Raumheizung. Für einen 4-Personen-Haushalt liegt die Kollektorfläche bei reinen Brauchwasseranlagen bei 4 – 6 m² Flachkollektoren oder 3 – 4 m² Vakuumröhrenkollektoren. Kombianlagen mit Raumheizungsunterstützung haben üblicherweise eine Kollektorfläche zwischen 8 und 15 m² (vgl. auch [ARGE Solarwirtschaft 2001]).

Flachkollektoren dominieren den Markt mit 85 % Marktanteil. Vakuumröhrenkollektoren, die sich durch eine sehr gute Wärmeisolierung auszeichnen und dadurch (besonders im Winter) etwa 15 – 20 % höhere Erträge erzielen, halten bislang nur einen Marktanteil von 15 %, da den technischen Vorteilen etwa 20 % höhere Systemkosten gegenüber stehen [Staiß 2000].

Die Großanlagentechnik ist mittlerweile erprobt und eine Vielzahl von Anlagen im Einsatz. Teilweise dienen diese Kollektoranlagen auch der solaren Kühlung. Dabei wird mit der solaren Wärme eine Kältemaschine angetrieben. Mehrere Großanlagen sind auch als solare Nahwärmanlagen im Einsatz, z.B. in Friedrichshafen oder in Hamburg-Bramfeld. Bei diesen Systemen wird die im Sommer geerntete Solarwärme in großen Wasserspeichern gespeichert und im Winter zur Beheizung der angeschlossenen Häuser verwendet.

Die in der Praxis genutzten solarthermischen Anlagen unterscheiden sich erheblich in ihren Auslegungs- und Anwendungsarten. Tabelle 3.2.9-1 zeigt die technischen und ökonomischen Daten der Referenzanlagen für das Jahr 1999. Die Typenauswahl orientiert sich dabei an den von der HGF gewählten Anlagen [HGF 2001] und greift auf bereits installierte bzw. ähnliche Anlagen zurück, bei denen ein großes Einsatzpotenzial vorliegt (vgl. auch Anlagenbeschreibungen in [WiMi BW 2001]).

Tabelle 3.2.9-1: Solarthermische Referenzsysteme, Jahr 1999

Anlagentyp ²⁾		Einzelanlagen				Großanlagen mit Nahwärmenetz ¹⁾		
		1	2	3	4	5	6	7
		Einfamilienhaus Ww	Einfamilienhaus Ww + Hzg	Nicht-Wohngebäude Ww	Nicht-Wohngebäude Ww + Hzg	Neubausiedlung Ww + Hzg	Altbausiedlung Ww + Hzg	Neubausiedlung Ww + Hzg Kollektorfelder
Wärmebedarf	MWh/a	3,5	16	141	1.456	3.220	3.220	3.220
Solarer Deckungsanteil	%	50	20–25	34	25–30	40–60	40–60	40–60
Kollektorfläche	m ²	5	13	140	1.300	5.600	5.600	5.600
Speichervolumen	l (Anlagen 5, 6 u. 7 in m ³)	350	910	5.000	91.000	12.000	12.000	12.000
spez. Ertrag	kWh/(m ² · a)	350	250–280	343	280–336	230–342	230–342	230–342
jährlicher Ertrag	MWh/a	1,75	3,25–3,64	48	364–437	1.288–1.915	1.288–1.915	1.288–1.915
spez. Investitionskosten	€ ₁₉₉₉ /m ²	964	1.350	435	409	574	689	460
Betriebskosten ³⁾	%/a	1,5	2,0	1,5	2,0	2,0	2,0	2,0

¹⁾ Die von den lokalen Bedingungen abhängigen Kosten für das Nahwärmenetz sind nicht erfasst.

²⁾ Ww = Warmwasser, Hzg = Heizung

³⁾ jährliche Betriebskosten in % der Investitionskosten

Anlage 1 ist eine typische Brauchwasseranlage zur Deckung eines Teils des Warmwasser-Wärmebedarfs von 3.500 kWh/a für ein Einfamilienhaus mit einer Kollektorfläche von 5 m² und einem Speichervolumen von 350 l (70 l/m² FK). Der spezifische Ertrag solarer Nutzwärme solcher Anlagen beträgt in Deutschland im Durchschnitt 350 kWh/(m² · a), woraus sich ein solarer Deckungsanteil der Warmwasserversorgung von 50 % ableitet. Anlagen dieses Typs, die zur Versorgung eines Vier-Personen-Haushalts geeignet sind, sind weitgehend standardisiert (vgl. z.B. [Kaltschmitt u. Wiese 1997, ITW 2001, Staiß 2000, Mangold et al. 1998,

Fisch 2001]). Die Investitionskosten kleiner solarer Brauchwasser-Kollektoranlagen sind in der Vergangenheit detailliert untersucht worden. Berücksichtigt man die übliche Streubreite bei Markterhebungen, so betrugen die kompletten Kosten einschließlich Planungs- und Installationskosten nach Pauschinger u Hahne im Jahr 1997 9.630 – 12.500 DM₁₉₉₈ [Pauschinger u Hahne 1998]. Der untere Wert bezieht sich auf eine günstige, der obere Wert auf eine durchschnittliche in Deutschland installierte Anlage. Mit Kollektorflächen von 3,7 – 5,5 m² leiten sich daraus spezifische Kosten von rund 1.750 – 2.270 DM₁₉₉₈/m² ab. Nach Mangold u Hahne betragen die Anlagenkosten für eine 5 m²-Anlage rund 964 €₁₉₉₉/m² [Mangold u Hahne 1998]. Diese spezifischen Kosten stimmen gut mit den Angaben anderer Autoren überein (vgl. [Kaltschmitt u. Wiese 1997, Staiß 2000, BMU 2000]). Von den gesamten Investitionskosten der Brauchwasseranlagen entfielen im Mittel 35 % auf das Kollektorfeld, 24 % auf den Speicher und Wärmeübertrager, 8 % auf die Solarstation, 6 % auf Sonstiges sowie 27 % auf die Montage [Mangold u Hahne 1998]. Da die Anlage nur 50 % des gesamten Warmwasserbedarfs deckt, ist ein Backup-System erforderlich. Die angegebenen Investitionskosten sind daher die Mehrkosten zu einem konventionellen Warmwassererzeugungssystem. Die jährlichen Betriebskosten der Solaranlage machen 1,5 % der Investitionskosten aus [Staiß 2000]. Bei Solarkollektoranlagen, die zusätzlich zur Warmwasserzeugung auch zur Raumwärmeversorgung eingesetzt werden, so genannten Kombianlagen, ist eine wesentlich größere Kollektorfläche sowie ein größeres Speichervolumen erforderlich (Anlage 2). Auch bei dieser Anlage ist ein konventionelles Backup-System erforderlich, da der gesamte solare Deckungsanteil (Warmwasser und Heizung) in unseren Breiten für eine typische Kombianlage mit einem Wärmebedarf von 16.000 kWh/a nur 20 – 25 % beträgt. Üblich sind 10 – 20 m² Kollektorfläche für ein Einfamilienhaus und ein Speichervolumen von 70 l/m² Kollektorfläche. Der spezifische Ertrag solarer Nutzenergie beträgt im Durchschnitt 250 – 280 kWh/(m² · a) [ITW 2001]. Die Mehrkosten einer Kombianlage mit 10 m² Kollektorfläche gegenüber einer Brauchwasseranlage liegen bei ca. 6.000 DM₁₉₉₈ für zusätzliche Anlagentechnik und ca. 1.500 DM₁₉₉₈ für zusätzlichen Installationsaufwand [Pauschinger u Hahne 1998]. Die spezifischen Mehrkosten der Kombi- gegenüber einer Brauchwasseranlage betragen demzufolge 750 DM₁₉₉₈/m². Daraus resultieren spezifische Investitionskosten von 1.350 €₁₉₉₉/m². Auch die Betriebskosten der Kombianlage liegen aufgrund der komplexeren Anlagentechnik über denen der Warmwasseranlage. Sie werden mit 2,0 % der Investitionskosten abgeschätzt.

Anlage 3 ist eine Brauchwasseranlage für ein größeres Nicht-Wohngebäude mit 140 m² Kollektorfläche, 5.000 l Speichervolumen (35 l/m² FK), einem solaren Deckungsgrad von 34 % und einem spezifischen Ertrag von 343 kWh/(m² · a) solarer Nutzwärme. Die spezifischen Investitionskosten betragen aufgrund des sehr viel größeren Systems mit 435 €₁₉₉₉/m² nur rund 45 % der vergleichbaren Anlage des Einfamilienhauses (vgl. [Kaltschmitt u. Wiese 1997]).

Anlage 4 ist eine Kombianlage für ein größeres Nicht-Wohngebäude ohne saisonalen Wärmespeicher. Mit einer Kollektorfläche von 1.300 m^2 und einem Speichervolumen von 91.000 l (70 l/m^2) liegt der solare Deckungsanteil bei $25 - 30\%$ und der spezifische Ertrag bei $280 - 336 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$ (vgl. auch [HGF 2001, Fisch, 2001]). Die gewählte Kollektorfläche entspricht der 100-fachen Fläche der Kombianlage des Einfamilienhauses und ist somit für die Warmwasser- und Raumwärmeversorgung eines Gebäudes mit rund 500 Personen, z.B. eines Krankenhauses, ausgelegt. Die spezifischen Investitionskosten orientieren sich an der in [Staiß 2000] ausgewiesenen Angabe von $409 \text{ €}_{1999}/\text{m}^2$.

Anlage 5 ist eine solare Großanlage mit einem Nahwärmenetz und saisonalem Wärmespeicher für die komplette Warmwasser- und Heizenergieversorgung einer Neubausiedlung mit 570 Einfamilienhäusern. Sie ist als Pilotanlage im Rahmen eines Großversuchs 1996 in Friedrichshafen-Wiggenhausen in Betrieb genommen worden. Der solare Deckungsgrad dieser Anlage mit 5.600 m^2 Kollektorfläche und 12.000 m^3 Speichervolumen beträgt rund 60% , was einem spezifischen Ertrag von $342 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$ entspricht [ITW 2001]. Die für diese Pilotanlage angegebenen Investitionskosten von $1.366 \text{ DM}_{1996}/\text{m}^2$ beziehen sich nur auf die Solaranlage, d.h. die von den lokalen Bedingungen abhängigen Kosten für das Nahwärmenetz sind nicht erfasst. Gemäß Mangold et al. kann eine Bandbreite des solaren Deckungsanteils von $40 - 60\%$ bzw. ein spezifischer Ertrag von $230 - 342 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$ für in Deutschland installierte Anlagen dieses Typs angenommen werden [Mangold et al. 2001]. Die Investitionskosten werden mit 80% der Kosten der Pilotanlage, also $574 \text{ €}_{1999}/\text{m}^2$, abgeschätzt

Anlage 6 ist baugleich mit Anlage 5, wird jedoch nicht in einem Neu-, sondern in einem Altbaugebiet eingesetzt. Aufgrund der schwierigeren Integration in eine bestehende Baustruktur liegen die Investitionskosten für die Solaranlage deutlich höher. Die Mehrkosten für die Integration in die Altbausiedlung werden in Orientierung an [HGF 2001] auf 20% geschätzt. Damit ergeben sich spezifische Investitionskosten von $689 \text{ €}_{1999}/\text{m}^2$.

Anlage 7 ist ebenfalls baugleich mit Anlage 5, hat jedoch aufgrund der Nutzung von Kollektorfeldern am Erdboden (wie sie z.B. in Skandinavien verbreitet sind) wesentlich niedrigere Investitionskosten als dies bei dachintegrierten Kollektoren der Fall ist. Die relativen Kosteneinsparungen von Kollektorfeld- gegenüber Dachanlagen werden mit 20% angenommen (vgl. [HGF 2001]). Daraus leiten sich spezifische Investitionskosten von $460 \text{ €}_{1999}/\text{m}^2$ ab.

Technische Entwicklungen

In [HGF 2001, WiMi BW 2001 und Fisch 2001] sind die wesentlichen technischen Verbesserungen, die aus heutiger Sicht bei den solarthermischen Anlagen zu erwarten sind, aufgeführt. Sie beziehen sich vor allem auf die

- Entwicklung von vormontierten Dach-Kollektur-Modulen
- Verbesserung der Transmissionseigenschaften

- Entwicklung kostengünstiger Regler
- Verbesserung der Frost- und Überhitzungsschutzsysteme
- Auslegung von Kollektoren zur Klimatisierung
- Entwicklung neuartiger Röhrenkollektoren ohne metallische Bauteile
- Entwicklung von Fassadenkollektoren
- Verbesserung der Speichersysteme bei Langzeitspeichern

Diese Entwicklungen führen zu veränderten Anlagenkosten sowie verbesserten Jahreserträgen. So könnten die Jahreserträge heutiger Kollektoren bereits um 10 – 15 % durch das Vakuum-Aufdampfen einer Titan-Nitrit-Oxidschicht auf den Absorber gesteigert werden [Fisch 2001]. Für die Steigerungen der spezifischen Erträge um 10 % bis 2010 sowie um 15 % bis 2020 angenommen. Bei gleich bleibender Kollektorfläche führen diese Ertragssteigerungen zu höheren solaren Deckungsanteilen (s. Tabellen 3.2.9-2 und 3.2.9-3).

Tabelle 3.2.9-2: Entwicklung der technischen Parameter der Solarkollektor-Referenzanlagen 2010 und 2020

		Einzelanlagen			
		1	2	3	4
Anlagentyp ¹⁾		Einfamilienhaus Ww	Einfamilienhaus Ww + Hzg	Nicht-Wohngebäude Ww	Nicht-Wohngebäude Ww + Hzg
Wärmebedarf	MWh/a	3,5	16	141	1.456
Solare Deckung 2010	%	55	22–28	37	28–33
Solare Deckung 2020	%	58	23–29	39	29–35
spezif. Ertrag 2010	kWh/(m ² · a)	385	275–308	377	308–370
spezif. Ertrag 2020	kWh/(m ² · a)	403	288–322	394	322–386

¹⁾ Ww = Warmwasser, Hzg = Heizung

Ökonomische Entwicklungspotenziale

Von 1983 bis 1998 hat sich der Preis, den ein Endkunde für eine kleine Warmwasser-Solaranlage (einschließlich Planung und Installation, ohne Mehrwertsteuer) zu zahlen hat, von 20.000 DM₁₉₉₈ um rund 50 % auf 9.600 DM₁₉₉₈ verringert [Mangold u Hahne 1998]. Die Angabe bezieht sich allerdings auf eine kostengünstige Anlage, der Marktdurchschnitt beträgt 12.500 DM₁₉₉₈. Allein zwischen 1995 und 1998 nahmen die Investitionskosten um etwa 25 % ab, die aufgrund von Produktentwicklungen und durch Marktzuwächse zustande kamen [Pauschinger u Hahne 1998]. Kosten-Reduktionspotenziale für die Zukunft sind in der Literatur nur spärlich zu finden. Eine der wenigen Abschätzungen geht von 35 – 40 % Kostensenkung bei Kleinanlagen und bis zu 25 % bei Großanlagen bis zum Jahre 2010 aus [Fisch 2001]. Für

Tabelle 3.2.9-3: Entwicklung der technischen Parameter der Solarkollektor-Referenzanlagen 2010 und 2020

Anlagentyp ¹⁾		Großanlagen mit Nahwärmenetz		
		5	6	7
		Neubausiedlung Ww + Hzg	Altbausiedlung Ww + Hzg	Neubausiedlung Ww + Hzg Kollektorfelder
Wärmebedarf	MWh/a	3.220	3.220	3.220
Solare Deckung 2010	%	44–65	44–65	44–65
Solare Deckung 2020	%	46–68	46–68	46–68
Spezif. Ertrag 2010	kWh/(m ² · a)	253–376	253–376	253–376
Spezif. Ertrag 2020	kWh/(m ² · a)	265–293	265–293	265–293

¹⁾ Ww = Warmwasser, Hzg = Heizung

den Zeitraum 1985–1997 gibt die HGF einen Lernfaktor von 0,9 für kleine Solarkollektoranlagen an [HGF 2001]. Aussagen über die weitere Kostenentwicklung sind allerdings mit Unsicherheiten behaftet. Es ist daher zu hinterfragen, inwieweit sich die Entwicklung mit demselben Lernfaktor fortsetzt.

Eine Untersuchung der Kostenstrukturen solarthermischer Anlagen ergab, dass der Vertrieb und die Montage kostenbestimmend bleiben werden [Mangold u Hahne 1998]. Angesichts der Rabattmargen des Installateurhandwerks und des hohen deutschen Lohnniveaus ist nach dieser Quelle davon auszugehen, dass auch bei weiterem Zuwachs des Marktvolumens der Preis für in Deutschland installierte Kleinanlagen weiter sinken wird, allerdings das Niveau der europäischen Nachbarn – Österreich 79 %, Dänemark 54 %, Niederlande 48 % (jeweils im Verhältnis zu den Komplettkosten in Deutschland) – nicht erreichen kann. Die Untergrenze der Anlagenkosten von Warmwasser-Kleinanlagen (inkl. Montage, ohne Mehrwertsteuer) liegt der genannten Untersuchung zufolge bei 6.000 DM₁₉₉₈ bzw. rund 600 €₁₉₉₉/m² für eine übliche 5 m²-Anlage. Dies entspricht einem Kosten-Reduktionspotenzial von 36 %. Legt man einen Lernfaktor von 0,9 bis 2030 und 0,95 bis 2050 sowie die Entwicklung der weltweiten Solarenergiekapazitäten gemäß WEC [IIASA 1998] als Maßstab für die Schätzung zukünftiger Kosten nach der Lernkurvenmethode zugrunde, so wird diese Kostenuntergrenze im Jahre 2050 erreicht. Für die kleine Kombianlage werden dieselben Lernfaktoren der Kostenentwicklung wie für die Warmwasseranlage angenommen. Auch für die Kostenentwicklung der Solaranlagen des Nicht-Wohngebäudes werden Lernfaktoren von 0,9 – 0,95 unterstellt.

Bei den solaren Großanlagen mit Nahwärmenetz werden langfristig Grenzkosten von 320 DM₁₉₉₈/m² für das Kollektorfeld inklusive Planung und Montage erwartet [Mangold u Hahne 1998, Nast 2000]. Unter der Annahme, dass die Kollektorfeldkosten sowie die Planungs-/Installationskosten 60 % der Gesamtkosten ausmachen (vgl. auch [ITW 2001]), erge-

ben sich Grenzkosten für spezifische Investitionen von solaren Nahwärmeanlagen (ohne Nahwärmenetz) von 270 /m². Dies entspricht einem Kosten-Reduktionspotenzial von 53 %.

Wie für das Ausgangsjahr 1999 wird für den gesamten Zeitraum der Zukunftsprojektionen angenommen, dass bei der Installation von solaren Nahwärmeanlagen in einer Altbausiedlung Mehrkosten von 20 % und im Falle der Installation einer Kollektorfelddanlage in einer Neubausiedlung Kostenreduzierungen von 20 % gegenüber der dachintegrierten Solaranlage in der Neubausiedlung anfallen werden.

Die Tabellen 3.2.9-4 und 3.2.9-5 zeigen die auf dieser Basis abgeschätzte Entwicklung der Investitionskosten der sieben Referenzanlagen für den Zeitraum 2010-2020 mit der durch den oberen und unteren Kostenpfad definierten Bandbreite.

Tabelle 3.2.9-4: Entwicklung der Investitionskosten solarthermischer Referenzsysteme 2010-2020

		Einzelanlagen			
		1	2	3	4
Anlagentyp ¹⁾		Einfamilienhaus Ww	Einfamilienhaus Ww + Hzg	Nicht-Wohngebäude Ww	Nicht-Wohngebäude Ww + Hzg
Kollektorfläche	m ²	5	13	140	1.300
2010	€ ₁₉₉₉ /m ²	855–909	1.197–1.273	386–410	363–386
2020	€ ₁₉₉₉ /m ²	730–842	1.022–1.179	329–380	310–357

¹⁾ Ww = Warmwasser, Hzg = Heizung

Tabelle 3.2.9-5: Entwicklung der Investitionskosten solarthermischer Referenzsysteme 2010-2020

		Großanlagen mit Nahwärmenetz ²⁾		
		5	6	7
Anlagentyp ¹⁾		Neubausiedlung Ww + Hzg	Altbausiedlung Ww + Hzg	Neubausiedlung Ww + Hzg Kollektorfelder
Kollektorfläche	m ²	5.600	5.600	5.600
2010	€ ₁₉₉₉ /m ²	445–509	534–611	357–408
2020	€ ₁₉₉₉ /m ²	349–434	418–521	279–348

¹⁾ Ww = Warmwasser, Hzg = Heizung

²⁾ Die von den lokalen Bedingungen abhängigen Kosten für das Nahwärmenetz sind nicht erfasst.

Technische Nutzungspotenziale

Die Potenziale solarthermischer Kollektoranlagen werden aus technischer Sicht durch die Integrationsfähigkeit der Systeme in die vorhandene Siedlungsstruktur bestimmt. Die Potenziale

sind mehrfach abgeschätzt und im einzelnen präzisiert worden. Nach Kaltschmitt u. Wiese beträgt das technische Flächenpotenzial in Deutschland 800 Millionen m² [Kaltschmitt u. Wiese 1997]. Hinzu kommen 3.500 Millionen m² nutzbare Freiflächen. In [HGF 2001] werden ebenfalls 800 Millionen m² Dachflächen bestätigt. Ferner werden 150 Millionen m² an Fassaden und 700 Millionen m² übrige Flächen innerhalb Siedlungen, z.B. an Lärmschutzwänden und Überdachungen, ausgewiesen. Zusätzlich stehen 650 Millionen m² an Freiflächen, z.B. Brachen, Halden sowie Böschungen an Außerorts-Verkehrsstraßen, zur Verfügung. Letztere werden überwiegend für die Solarenergienutzung in Großanlagen mit Nahwärmenetzen und saisonalen Wärmespeichern verwendbar sein. Zu berücksichtigen ist jedoch, dass die solarthermische Nutzung mit der photovoltaischen Nutzung um dieselben Flächen konkurriert.

Tabelle 3.2.9-6 fasst die Flächenpotenziale sowie die technischen Potenziale, die sich ohne Berücksichtigung konkurrierender Nutzungen mit heutiger Technik, d.h. mit gegenwärtigen spezifischen Erträgen je m² Fläche ergeben, zusammen.

Tabelle 3.2.9-6: Flächenpotenziale und technische Angebotspotenziale für solarthermische Nutzungen

	Flächenpotenzial [Mio. m ²]	Spezifischer Ertrag ¹⁾ [kWh/(m ² · a)]	Technisches Potenzial ²⁾ [TWh/a]
Dachflächen	800	250–350	200–280
Freiflächen	1.500–3.500	230–342	345–1197

¹⁾ Ertrag solarer Nutzwärme mit heute verfügbarer Technik

²⁾ Ohne Berücksichtigung konkurrierender Nutzungsmöglichkeiten

Zusätzlich sind die, durch die Nachfragepotenziale gegebenen Restriktionen (Einschränkungen der Kollektor-Aufstellmöglichkeiten am Ort der Wärmenachfrage und dadurch determinierter maximaler Anteil an der Wärmebedarfsdeckung) zu berücksichtigen. Bei den dezentralen Systemen ist davon auszugehen, dass die Nachfrage in der Industrie vollständig, im Kleinverbrauch zu 90 % und bei den Haushalten zu 80 % solarthermisch gedeckt werden kann, wie eine Abschätzung in [Kaltschmitt u. Wiese 1997] gezeigt hat. Bei den zentralen Systemen mit saisonalen Wärmespeichern kann der Wärmebedarf der Industrie ebenfalls vollständig, der Wärmebedarf der Kleinverbraucher zu 70 % und der der Haushalte zu 50 % solar gedeckt werden (s. Tabelle 3.2.9-7).

Bis 2020 ist davon auszugehen, dass nur ein kleiner Teil des solarthermischen Angebotspotenzials genutzt wird. Nach [HGF 2001] können die in Abbildung 3.2.9-1 dargestellten Beiträge der Solarwärme zur Wärmeversorgung getrennt nach Kollektor-Einzelanlagen und als solare Nahwärmeerzeugung bis 2020 erwartet werden. Der Anteil der mittels Solarthermie bereitge-

Tabelle 3.2.9-7: Nachfrage-Restriktionen beim Einsatz von Solarkollektoren; maximaler Anteil an der Wärmebedarfsdeckung nach Verbrauchssektoren [Kaltschmitt u. Wiese 1997]

		Industrie	Kleinverbrauch	Haushalte
dezentrale Anlagen	%	100	90	80
zentrale Anlagen mit saison. Speicher	%	100	70	50

stellten Wärme würde danach von unter 0,2 % im Jahr 2000 auf rund 5 % des Nutzenergiebedarfs an Wärme in Deutschland bis 2020 ansteigen. Hier wird berücksichtigt, dass entsprechend dem Energiereport III von PROGNOSE/EWI der Niedertemperaturwärmebedarf aufgrund von Wärmedämmmaßnahmen bis 2020 rückläufig ist. Im Jahre 2020 wären ca. 10,9 TWh der Wärmenachfrage mittels Kollektoranlagen und rund 15,2 TWh mittels solarer Nahwärmesysteme bereitgestellt werden. Der Ausbau der solaren Nahwärme konkurriert mit anderen Nahwärmesystemen und Einzelheizungssystemen und ist mit einem Anteil von 3 % am Wärmemarkt daher sehr optimistisch. Im Vergleich dazu wurde in [PROGNOSE/EWI 1999] angenommen, dass der Anteil der Fernwärme zur Deckung des Niedertemperaturwärmebedarfs 7,2 % beträgt.

CO₂-Einsparungen durch solare Wärmeerzeugung

Es wird wiederum zwischen zwei Referenzszenarien für die Berechnung der CO₂-Einsparung unterschieden. Das Szenario „Frozen Efficiency“ geht von der Beibehaltung der spezifischen mittleren CO₂-Emissionen der Wärme- und Warmwasserbereitstellung im Jahr 2000 (338 g CO₂/kWh Nutzwärme) [PROGNOSE/EWI 1999] aus. Im Referenzszenario „Trend“ verändern sich die spezifischen CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2020 in Abhängigkeit der verändernden Wärmebereitstellungsbedingungen (vgl. [PROGNOSE/EWI 1999]). In Abbildung 3.2.9-2 sind die durch Solarthermie erzielbaren CO₂-Emissionseinsparungen dargestellt. In Abhängigkeit von den Annahmen sind bis 2020 kumulierte CO₂-Einsparungen von 58 – 66 Mio. t CO₂ erzielbar, wobei der größte Beitrag nach 2015 realisiert wird. Im Jahre 2020 betragen die Einsparungen durch die Nutzung der Solarthermie im Szenario Trend 5,1 Mio. t und im Szenario „Frozen Efficiency“ 7,5 Mio. t, d.h. durch die Solarthermie werden die CO₂-Emissionen aufgrund der Bereitstellung von Niedertemperaturwärme um 7,5 % reduziert.

Erforderliches Investitionsvolumen

Das für den Ausbau der Solarthermie notwendige Investitionskapital hängt in erheblichen Maße von den angenommenen spezifischen Investitionen je Quadratmeter Kollektorfläche ab. Da hierbei sehr große Schwankungsbreiten diskutiert werden, wird für die Berechnung des notwendigen Investitionsvolumen zwischen zwei unterschiedliche Varianten unterschieden. Die optimistische Variante stellt die maximal erreichbaren Kostensenkungen dar. Hierbei wird von einer Erreichung der bereits erwähnten 270 €/m² Kollektorfläche bis 2020 ausge-

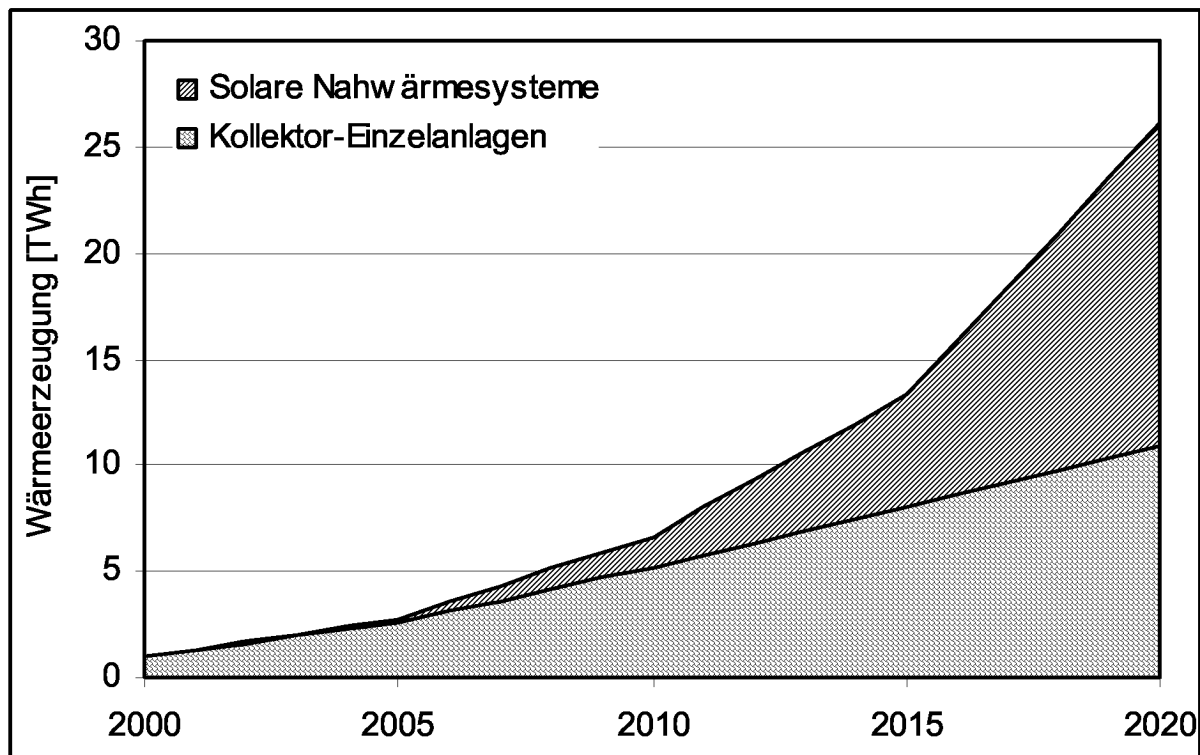


Abbildung 3.2.9-1: Mögliche Entwicklung der Nutzung der Solarthermie in Deutschland bis 2020

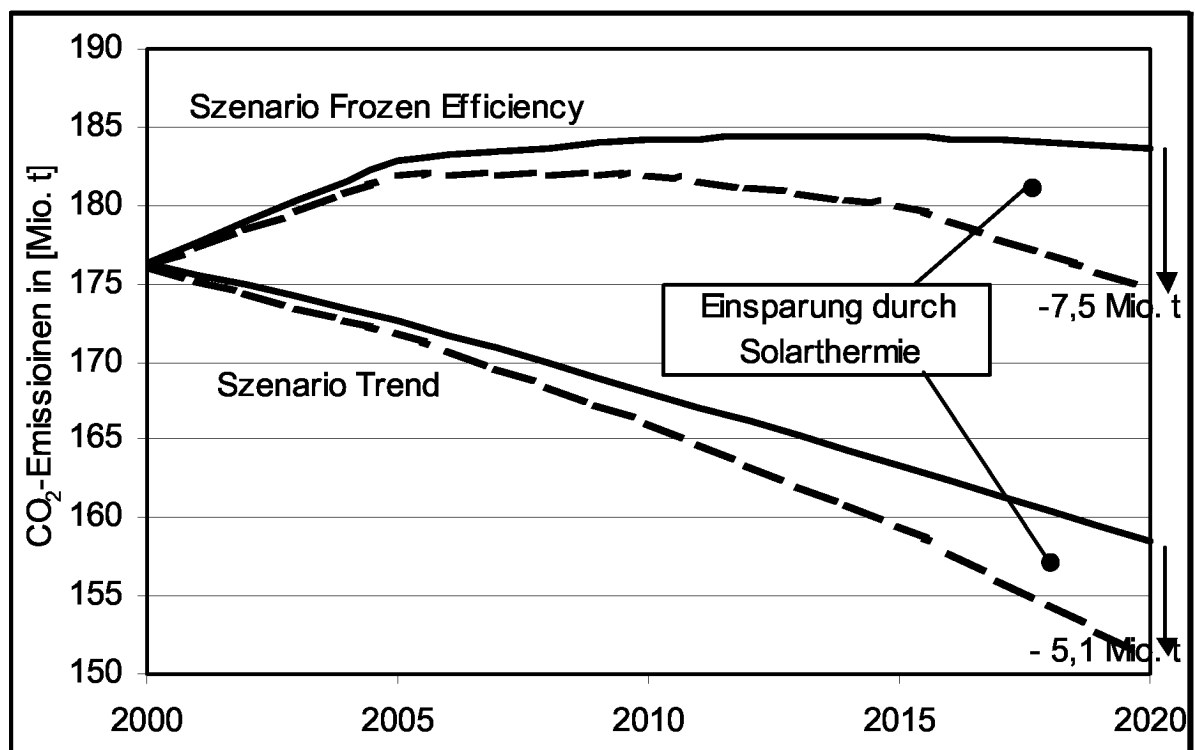


Abbildung 3.2.9-2: CO₂-Einsparungen durch solare Wärmebereitstellung im Vergleich zur CO₂-Emission der Gesamtwärmenachfrage

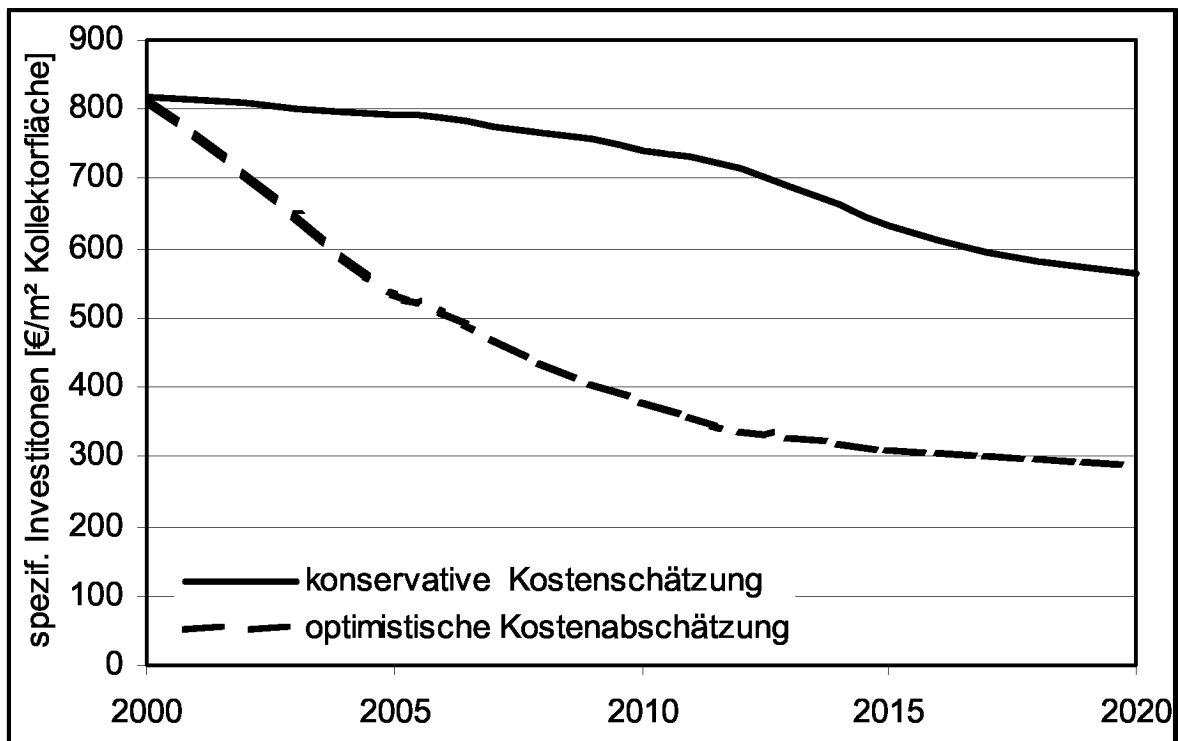


Abbildung 3.2.9-3: Spezifische Investitionen je m² Kollektorfläche für eine optimistische und eine konservative Kostenabschätzung

gangen. Die konservative Variante ist eine Abschätzung die die Kostenreduktionen beinhaltet, mit denen auf jeden Fall zu rechnen ist, hierfür werden die Investitionskosten der Abbildung 3.2.9-3 verwendet. Entsprechend liegen die spezifischen Investitionen ab 2010 um 100 % bzw. Faktor zwei auseinander.

In Abhängigkeit der unterschiedlichen Annahmen beträgt das jährliche Investitionsvolumen für den Ausbau der Solarthermie bis 2020 bei konservativer Kostenabschätzung rd. 4,2 Mrd. €, während sich bei optimistischer Kostenabschätzung ein Investitionsvolumen von 2,2 Mrd. € ergibt (vgl. Abbildung 3.2.9-4). Kumuliert über den Zeitraum 2000 bis 2020 sind Gesamtinvestitionen von 26 bis 48 Mrd. € in Abhängigkeit der spezifischen Kosten für die Solarkollektoren notwendig.

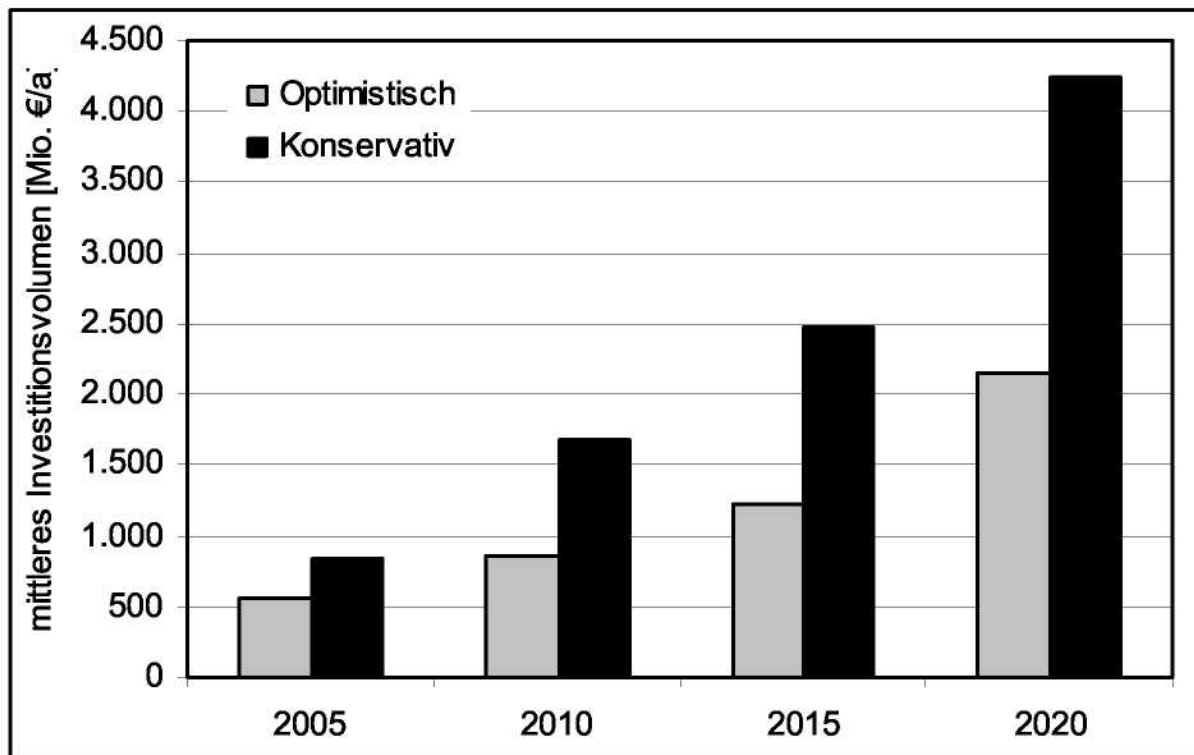


Abbildung 3.2.9-4: Notwendiges Investitionsvolumen in Abhängigkeit von Jahr und Kostenabschätzung

Literatur

- [ARGE Solarwirtschaft 2001] ARGE Solarwirtschaft - Bundesverband Solarenergie e.V. (BSE), Deutscher Fachverband Solarenergie e.V. (DFS), Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. (DGS), Forschungsverbund Sonnenenergie (FVS), Unternehmensvereinigung Solarwirtschaft e.V. (UVS): Perspektiven der Solarenergienutzung in Deutschland: Wieviel Förderung braucht der Einstieg in die Solarwirtschaft?, Parlamentarischer Abend der ARGE Solarwirtschaft, Berlin, 19. Juni 2001
- [BMU 2000] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.): Erneuerbare Energien und nachhaltige Entwicklung. Natürliche Ressourcen – umweltgerechte Energieversorgung, Berlin, August 2000
- [DFS 2002] Deutscher Fachverband Solarenergie e.V. (DFS); Informationen aus dem Internet www.solarfirmen.de/news/ Stand: 16.01.2002
- [Fisch 2001] Fisch, N.: Solarthermie – Entwicklungsstand und Potenzial, Institut für Gebäude- und Solartechnik (IGS) der TU Braunschweig, Steinbeis TZ, Energie-, Gebäude- und Solartechnik, Stuttgart, August 2001

- [HGF 2001] Arbeitsgemeinschaft der HGF-Forschungszentren FZK, DLR, FZJ, GMD: Schlüsseltechnologie Regenerative Energie, Teilbericht im Rahmen des HGF-Projektes „Global zukunftsfähige Entwicklung – Perspektiven für Deutschland“, Stuttgart, Karlsruhe, November 2001
- [IIASA 1998] IIASA/WEC Global Energy Perspectives, Laxenburg, 1998
- [ITW 2001] Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik (ITW), Universität Stuttgart, SUN Arbeitsschwerpunkte, Informationen aus dem Internet www.itw.uni-stuttgart.de/WWW/SUN, Stand: 05.11.2001
- [Kaltschmitt u. Wiese 1997] Kaltschmitt, M., Wiese, A. (Hrsg.): Erneuerbare Energien; Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte, 2. Auflage, Springer 1997
- [Mangold et al. 1998] Mangold, D., Schmidt, T., Hahne, E.: Solaranlagen auf dem Weg zur Wirtschaftlichkeit – Integrale Wärmeenergiekonzepte für Neubauten -, Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik (ITW), Universität Stuttgart, Informationen aus dem Internet www.itw.uni-stuttgart.de, Stand: 05.11.2001
- [Mangold et al. 2001] Mangold D., Heidemann W., Hahne, E., Müller-Steinhagen, H.: Solare Nahwärme – Projekte, Potenziale, Perspektiven; Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik (ITW), Universität Stuttgart, Informationen aus dem Internet www.itw.uni-stuttgart.de, Stand: 27.09.2001
- [Mangold u Hahne 1998] Mangold, D. und Hahne, E.: Aktuelle und künftige Kosten thermischer Solaranlagen, Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik (ITW), Universität Stuttgart, OTTI, 8. Symposium Thermische Solarenergie, 13.-15. Mai 1998
- [Nast, 2000] Nast, M.: Energiewirtschaftliche Bewertung integrierter Nahwärmesysteme auf der Basis von solarer Wärme und Kraft-Wärme-Kopplung, veröffentlicht in „Arbeitskreis Energieberatung des Freistaates Thüringen“, 1/2001
- [Pauschinger u Hahne 1998] Pauschinger, Th. und Hahne, E.: Vergleichstest von Solaranlagen zur Brauchwassererwärmung und Raumheizung, Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik (ITW), Universität Stuttgart, OTTI, 8. Symposium Thermische Solarenergie, 13.-15. Mai 1998
- [PROGNOS/EWI 1999] Prognos AG, Energiewirtschaftliches Institut Köln (EWI): Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt. Gutachten im Auftrag des BMWi, Basel November 1999
- [Staiß 2000] Staiß, F.: Jahrbuch erneuerbare Energien, Bieberstein, Radebeul, 2000

[WiMi BW 2001] Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg (Veranstalter): Solare Wärme – Aktuelle Technologien, wachsende Märkte, neue Förderinstrumente; Bericht zur Veranstaltung im Haus der Wirtschaft, Stuttgart, 26. Juli 2001

3.2.10 Hydrothermale Geothermie (IER)

Ein Vergleich zwischen dem hydrothermale Potential und der Wärmenachfrage (siehe Abbildung 3.2.10-1) zeigt auf, dass ein großes theoretisches Potential für die Nutzung der Geothermie in Deutschland besteht.

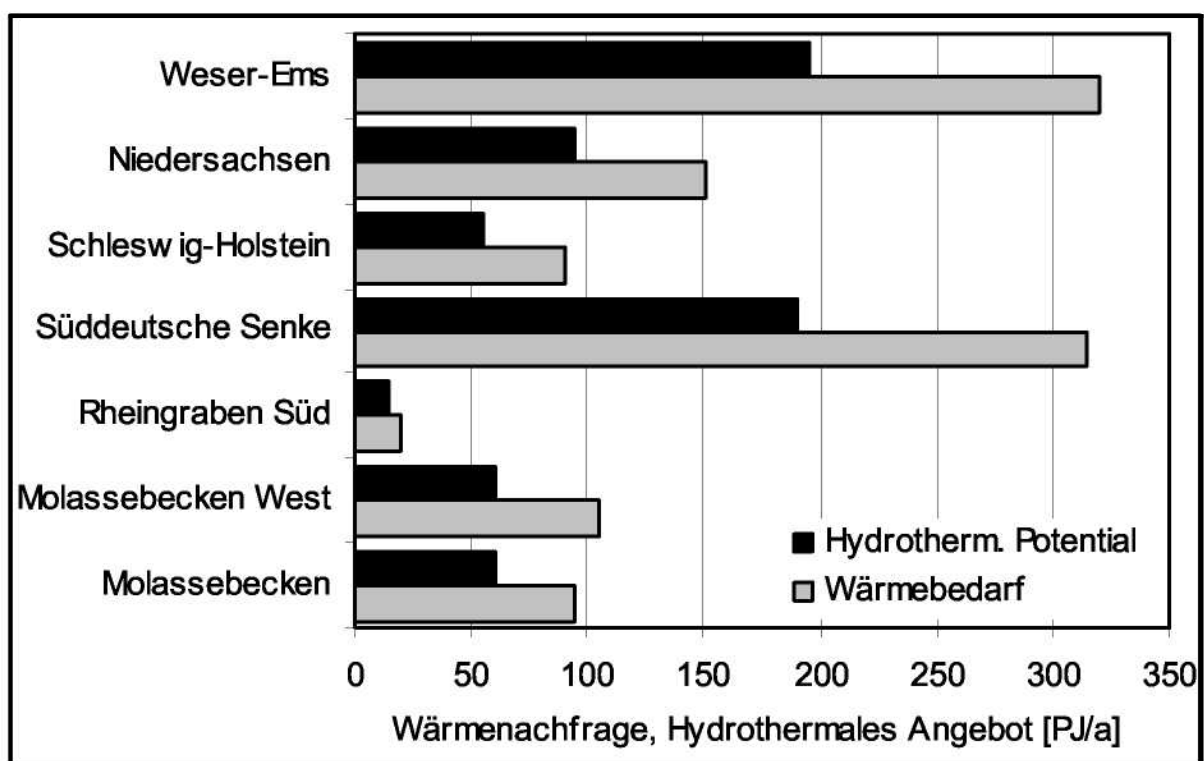


Abbildung 3.2.10-1: Hydrothermales Angebot und Wärmenachfrage in einzelnen Regionen in Deutschland [Kayser 1999]

Die hydrothermale Geothermie ist in Gegenden mit günstigen Voraussetzungen mit zur Zeit 27 Anlagen und insgesamt knapp 70 MW_{th} vertreten. Dabei hat sich eine Wärmebereitstellung bei den in Deutschland installierten Anlagen als technisch umsetzbar und – unter den jeweiligen Randbedingungen – als ökonomisch tragfähig erwiesen. Die bisher installierten Anlagen weisen moderate Temperaturen im Bereich von 65°C bis knapp über 100°C auf und werden zur Wärmegewinnung genutzt. Das letzte interdisziplinäre öffentliche geförderte Forschungsprojekt zur hydrothermalen Geothermie wurde unter der Federführung des Geoforschungszentrums Potsdam (GFZ) 1999 abgeschlossen [Huenges et al. 1999].

Bei der geothermischen Wärmeversorgung müssen die Ressource und die Abnehmer nahe beieinander liegen, um einen wirtschaftlichen Betrieb gewährleisten zu können. Die hohen Investitionskosten entstehen vor allem durch die Bohrkosten, die heute bei etwa 860 €/m bis zu Teufen von 3.000 m liegen [Kayser 1999]. Eine Senkung der Bohrkosten kann durch eine veränderte Marktsituation oder durch neue innovative Bohrverfahren erzielt werden. Andererseits lassen Bohrschwierigkeiten die Kosten stark ansteigen. Schlimmstenfalls tritt eine Bohrloch-Havarie auf, die dazu führen kann, dass das Bohrloch aufgegeben werden muss. Eine weitere Unsicherheit stellt das Fündigkeitsrisiko dar. Um dieses Risiko gering zu halten, bedarf es gründlicher Voruntersuchungen und Planungen. Hierbei kommen vor allem geophysikalische Methoden zur Erforschung des Untergrundes zum Einsatz, die, wie bei der geothermischen Strombereitstellung schon erwähnt, verbessert werden müssen, um eine sichere Erschließung von Nutzhorizonten zu ermöglichen. In Ergänzung dazu werden derzeit im Bereich der Bohr- und Komplettierverfahren kostengünstigere Methoden entwickelt. So müssen z.B. bei der Komplettierung die eingesetzten Zemente im Hinblick auf die gewünschten Anforderungen an die Wärmeleitfähigkeit optimiert werden.

Ein weiteres Problemfeld bei Förderung und Nutzung hydrothermalen Lagerstätten sind hohe Mineralgehalte der Thermalwässer. Dies ist jedoch stark Standortabhängig. So wurde z.B. im Oberrheingraben bei Bruchsal hochmineralisierte Sole gefördert, während im Molassebecken keine bzw. nur geringe Probleme auftraten.

Kosten der hydrothermalen Wärmebereitstellung

Um die Spannbreite der Kosten zu dokumentieren, wurden die in Tabelle 3.2.10–1 dargestellten Systeme analysiert (nach [Kaltschmitt u. Wiese 1997]). Es wird zwischen zwei geothermischen Ressourcen unterschieden und zwar nach der Tiefe der Lagerstätte und der Fördertemperatur (Fälle 1 und 2 für 2.850 m Tiefe und 95°C; Fälle 3 bis 5 für 1.600 m und 60°C). Jede geothermische Ressource wird dann für verschiedene Versorgungsfälle analysiert. Diese werden durch die Wärmeabnehmer eines Neubaugebietes, einer bestehenden Bausubstanz und somit höheren Vor- und Rücklauftemperaturen im Heiznetz und durch einen industriellen Abnehmer mit Prozesswärme beschrieben.

Tabelle 3.2.10-1: Vergleich ausgewählter Systeme zur geothermischen Wärmebereitstellung

		System				
		1	2	3	4	5
Tiefe der Lagerstätte	m	2.850	2.850	1.600	1.600	1.600
Sondenkopftemperatur	°C	95	95	60	60	60
installierte Leistung	MW _{th}	5	20	5	20	20
Geothermischer Anteil	MW _{th}	2,5	8,0	2,5	8,0	8,0
Volllaststunden	h/a	1.800	1.800	1.800	1.800	5.000
Heiznetz (Vor/Rücklauf)	°C/°C	70 / 35	90 / 50	70 / 35	90 / 50	90 / 30
Wärmeabnehmer		Neubaugebiet	bestehende Bausubstanz	Neubaugebiet	bestehende Bausubstanz	Prozesswärme

Die resultierenden Wärmegestehungskosten sind in Abbildung 3.2.10–2 dargestellt. Hierbei wurde nur die Wärmebereitstellung frei Anlage berechnet, d.h., die Wärmeverteilungskosten blieben demzufolge unberücksichtigt. Vergleicht man die Wärmegestehungskosten konven-

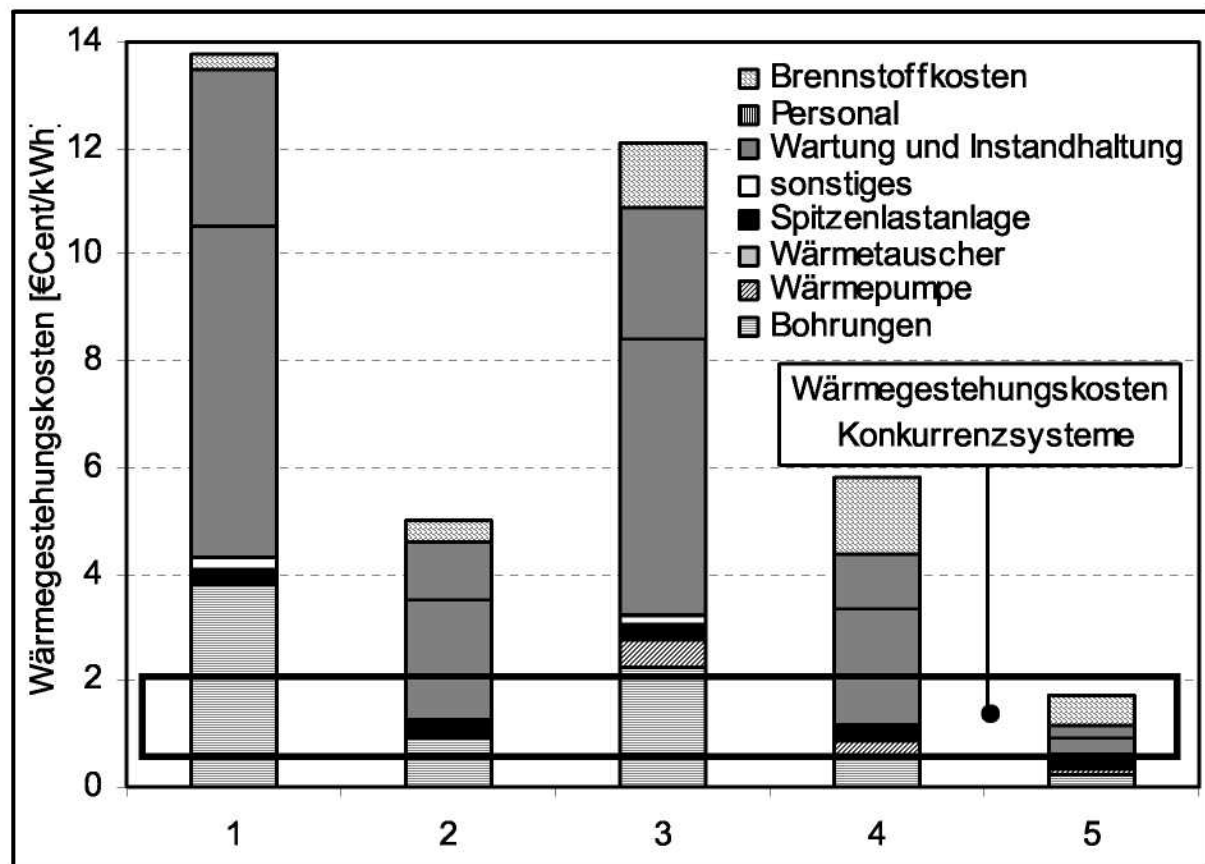


Abbildung 3.2.10-2: Wärmegestehungskosten der verschiedenen Geothermiesysteme (nur Wärmeerzeugung)

tioneller Heiz- oder Heizkraftwerke mit den Wärmegestehungskosten der hydrothermalen-Geothermieranlagen, so sind letztere meist um ganzzahlige Faktoren höher.

Potenziale

Die tatsächliche Nutzung hydrothermaler Geothermie zur Wärmeversorgung steigt nach Nitsch bis 2020 auf 7,9 TWh/a an [Nitsch 2001] (vgl. Abbildung 3.2.10–3). Durch eine verbesserte technische Handhabung gering permeabler Gesteine ist könnte jedoch ein größeres Potenzial erschlossen werden⁵.

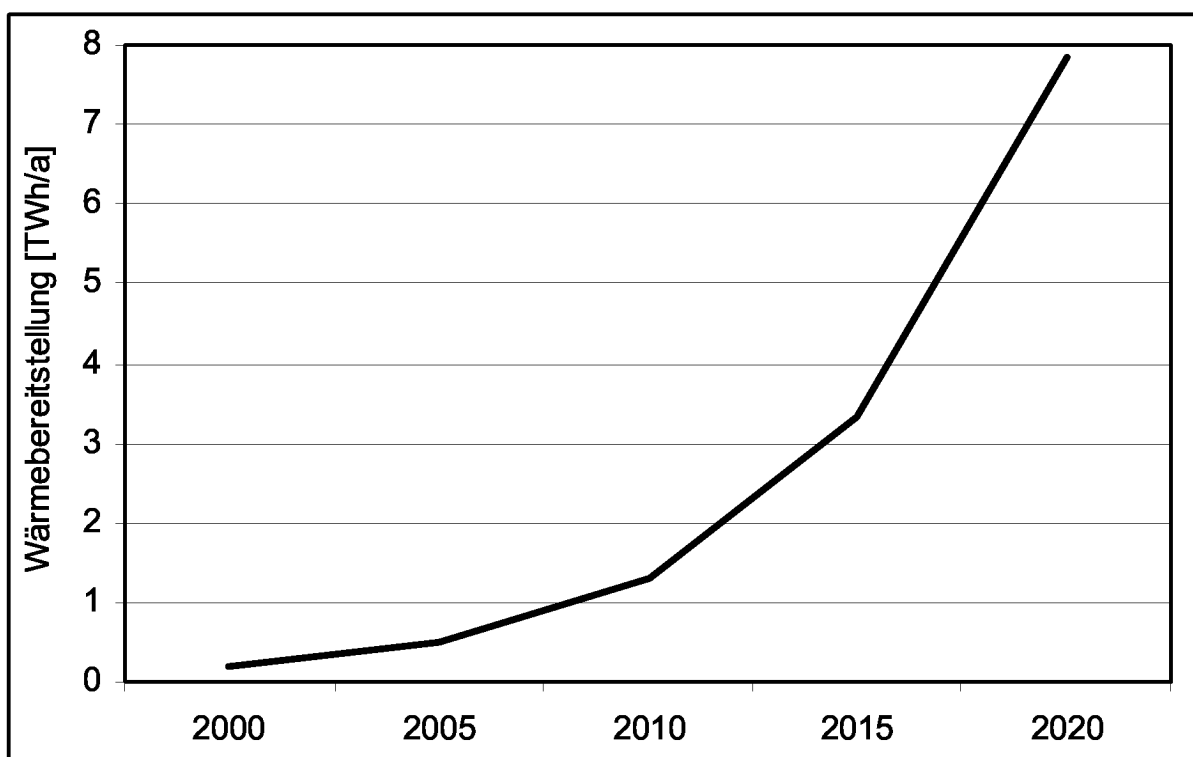


Abbildung 3.2.10-3: Nutzung hydrothermaler Geothermie zur Wärmeversorgung bis 2020 [Nitsch 2001]

CO₂-Einsparung durch Geothermische Wärmeherzeugung

Bei der geothermischen Wärmebereitstellung (vgl. Abbildung 3.2.10–4) können im Jahr 2005 in beiden Szenarien knapp 50 kt CO₂ eingespart werden. Bis zum Jahr 2020 erhöhen sich diese Beträge überproportional auf 700 kt beim Bezugsszenario „Frozen efficiency.“ und beim „Trend“ auf knapp über 600 kt. Kumuliert ergeben sich damit für den Zeitraum bis 2020 zwischen ca. 3,8 und rund 4,3 Mio. t CO₂.

⁵ Dies abzuschätzen ist derzeit noch schwierig, da die Forschungen noch andauern.

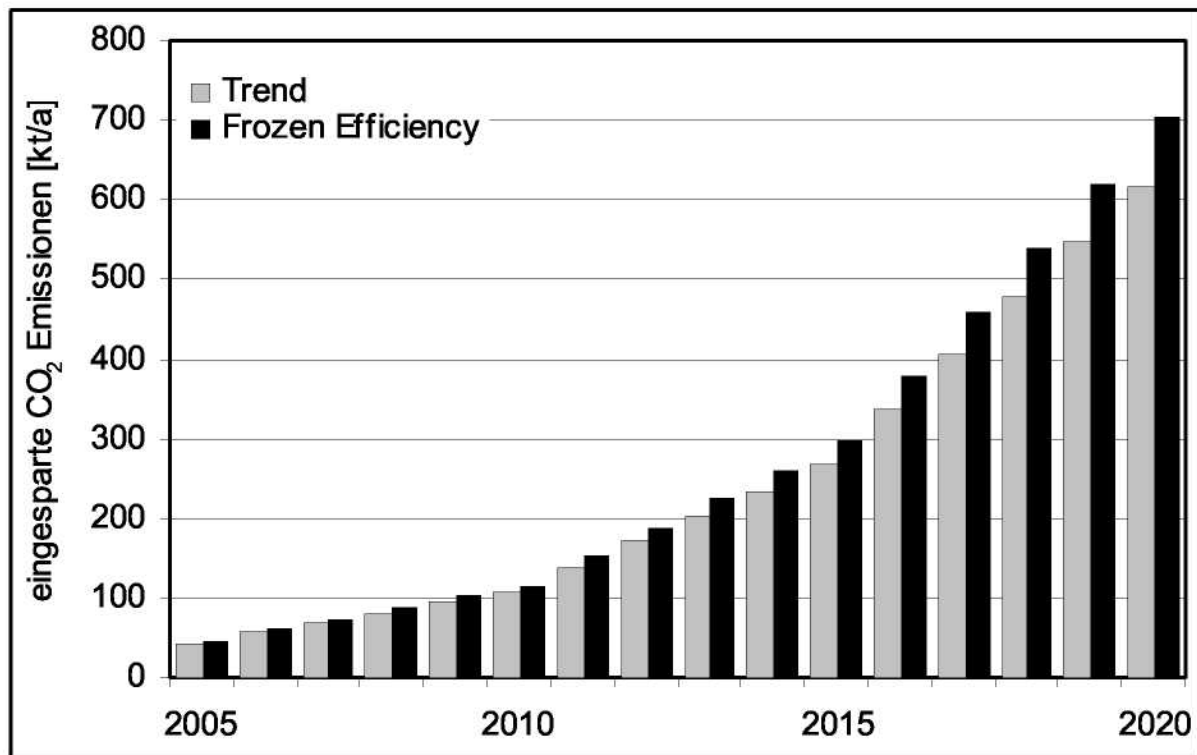


Abbildung 3.2.10-4: Vermiedene CO₂-Emissionen durch geothermische Wärmebereitstellung bis 2020

Literatur

- [Huenges et al. 1999] Huenges, E.; Erbas K., Seibt, A., Hoth P.; Evaluierung geowissenschaftlicher und wirtschaftlicher Bedingungen für die Nutzung hydrogeothermaler Ressourcen - Abschlußbericht - BMBF-Projekt BEO 0326969, GeoForschungsZentrum Potsdam, Scientific Technical Report STR99/09, 1999
- [Kayser 1999] Kayser M.: Energetische Nutzung hydrothermaler Erdwärmevorkommen in Deutschland – Eine energiewirtschaftliche Analyse, Forschungsbericht, Band 59. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Universität Stuttgart, 1999
- [Kaltschmitt u. Wiese, 1997] Kaltschmitt, M., Wiese, A. (Hrsg.): Erneuerbare Energien; Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte, 2. Auflage, Springer 1997
- [Nitsch 2001] Nitsch, J. et al.: Schlüsseltechnologien Regenerative Energien. Stuttgart, Juli 2001; Teilbericht im Rahmen des HGF-Verbundprojektes: Global zukunftsfähige Entwicklung – Perspektiven für Deutschland. Arbeitsgemeinschaft FZK, DLR, FZJ, GMD im Auftrag des BMBF

Anhänge

Anhang 1: Glossar

Absorber: Empfangsfläche eines Solarkollektors, in der aufgenommene Strahlungsenergie in Wärme umgewandelt wird. Hocheffizient selektive Absorber können über 90 % der eingestrahlten Solarenergie nutzen.

Blockheizkraftwerk (BHKW): Stationärer Verbrennungsmotor zur gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme. Die Abwärme wird über Wärmetauscher zur Heizung und Warmwasserbereitung genutzt, während die Drehbewegung der Antriebswelle über einen Generator elektrischen Strom erzeugt.

Brennstoffzelle: Die Brennstoffzelle ist eine Anlage zur Erzeugung von Strom und Wärme, in der mit hohem Wirkungsgrad chemisch gespeicherte Energie direkt in elektrische Energie umgewandelt wird. Dies geschieht im Rahmen einer kontrollierten Reaktion von Wasserstoff mit Sauerstoff, das Endprodukt ist Wasser(dampf). Je nach Elektrolyt werden folgende Brennstoffzellen unterschieden:

- PAFC: Phosphorsaure Brennstoffzelle
- MCFC: Schmelzkarbonat Brennstoffzelle
- SOFC: Oxidkeramische Brennstoffzelle
- DMFC: Direkt Methanol Brennstoffzelle
- PEMFC: Polymerelektrolytmembran Brennstoffzelle

Brennwertkessel: Heizkessel mit hohem Wirkungsgrad, bei dem im Unterschied zu konventionellen Heizkesseln der im Abgas enthaltene Wasserdampf auskondensiert wird. Die Kondensationswärme wird über einen Wärmetauscher dem Heizkreislauf zugeführt.

Contracting: Dienstleistungspaket, bei dem ein Unternehmen (energietechnische) Anlagen plant, finanziert, installiert und betreibt. Die Kunden refinanzieren die Investitionen und Aufwendungen des Dienstleisters über monatliche Ratenzahlungen oder einen vereinbarten Energiepreis.

CO₂-Sequestration: Abscheidung und Deponierung des Kohlendioxids z.B. in ehemaligen Öl- und Gaslagerstätten.

Dampfkraftprozess: Im Dampfkraftprozess wird die im Dampf enthaltene thermische Energie in mechanische Energie mit Hilfe einer Dampfturbine umgewandelt. Hieraus wird in einem Generator elektrische Energie erzeugt. Wärme aus dem Dampf kann ggf. für die parallele Wärmeversorgung ausgekoppelt werden (Kraft-Wärme Kopplung).

Druckkohlenstaubfeuerung/Druckwirbelschichtfeuerung: Feuerungstechnik, die die Anwendung des → Gas- und Dampfturbinenprozesses bei Kohlekraftwerken ermöglicht, indem Kohlenstaub unter Druck verbrannt wird und die Verbrennungsgase zunächst eine Gasturbine und anschließend eine Dampfturbine antreiben.

Elektrolyse: Elektrochemischer Prozess, bei dem meist wässrige Lösungen von Salzen, Säuren und Laugen (Elektrolyte) mit Hilfe von elektrischem Strom zersetzt werden, wobei je nach Elektrolyt an der Katode (Minuspol) Metalle oder Wasserstoff abgeschieden werden.

Energie: Energie ist die Fähigkeit eines Systems, Arbeit zu verrichten. Gemessen wird Energie in der Einheit Joule als Produkt von Zeit und Leistung. Ein Joule entspricht einer Wattsekunde. Nach der Reihenfolge ihres Einsatzes lässt sich Energie in vier Stufen einteilen:

- **Primärenergieträger**, wie Stein- und Braunkohle, Erdöl oder Erdgas und auch erneuerbare Energien, werden von der Natur direkt zur Verfügung gestellt. In den meisten Fällen muss diese Primärenergie zunächst in Kraftwerken, Raffinerien etc. in
- **Sekundärenergie** umgewandelt werden (Koks, Briketts, Strom, Fernwärme, Heizöl oder Benzin).
- **Endenergie** ist die am Ort des Verbrauchs zur Verfügung stehende Energie, die in
- **Nutzenergie** umgewandelt wird – in Heiz- und Prozesswärme, Licht sowie mechanische Energie (Energiedienstleistung).

Energieeinsparverordnung (EnEV): Die EnEV fasst die bisherigen Anforderungen der Wärmeschutz-Verordnung und der Heizungsanlagen-Verordnung zusammen. Sie setzt neue Standards für die Energieeinsparung bei neuen Gebäuden. Außerdem müssen für bereits errichtete Gebäude in bestimmten Fällen der Wärmeschutz verbessert und ältere, ineffiziente Heizkessel erneuert werden.

Erneuerbare Energie Gesetz (EEG): Das "Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien" – kurz: Erneuerbare-Energie-Gesetz (EEG) regelt die Einspeisevergütung für Strom aus erneuerbaren Energien. Es sieht fixe Vergütungen vor, die von 15 Pfennig pro Kilowattstunde (kWh) für Strom aus Wasserkraft bis zu 99 Pfennig pro kWh für Solarstrom reichen. Das EEG soll dazu beitragen, den Anteil erneuerbarer Energien am gesamten Energieverbrauch bis zum Jahr 2010 mindestens zu verdoppeln.

FCKW: Fluor-Chlor-Kohlenwasserstoffe, die als Kühlmittel und Treibgase eingesetzt werden. Sie sind hochwirksame Treibhausgase und für die Zerstörung der stratosphärischen Ozonschicht verantwortlich. Die Produktion dieser Stoffe ist in Deutschland seit 1995 verboten.

Gas- und Dampfturbinenprozess (GuD): Kombinierte Prozess zur Elektrizitätserzeugung, bestehend aus einer Gasturbinen-Generator-Einheit und einer Dampfturbinen-Generator-Einheit. Die Gasturbine wird mit Heißgas bei einer Temperatur von bis zu 1.200°C gespeist. Die Abwärme dieses Prozessschrittes wird zur Erzeugung von Dampf für den Betrieb der Dampfturbine genutzt.

Hot Dry Rock (HDR): Nutzung der Erdwärme mit Hilfe eines Wärmetauschersystems bestehend aus zwei Bohrungen, die durch ein System künstlicher Risse miteinander verbunden sind. Durch die Injektionsbohrung eingeleitete kaltes Wasser wird in den warmen tiefen Gesteinsschichten des Riss-Systems erwärmt und durch eine zweite Bohrung wieder an die Oberfläche befördert.

Hybridfahrzeug: Kraftfahrzeug, das zusätzlich zum Verbrennungsmotor einen batteriebetriebenen Elektromotor besitzt, der v.a. im Stadtverkehr einen emissionsarmen Antrieb erlaubt.

Hydrothermale Geothermie: Nutzung der Erdwärme in Form heißer Tiefenwasser zur Wärmeversorgung. Hierbei werden natürliche Warmwasservorkommen aus tiefen Gesteinsschichten an die Oberfläche befördert. Nach Abkühlung in einem Wärmetauscher wird das Wasser durch eine zweite Bohrung reinjiziert.

Integrale Planung: Planungsansatz im Baugewerbe, der die verschiedenen Aspekte und Anforderungen an ein Niedrigenergiegebäude umfasst. Er setzt die Kooperation zwischen dem Bauherrn, dem Architekten, den Fachingenieuren und den ausführenden Handwerksbetrieben voraus.

Internationale Energieagentur (IEA): Tochterorganisation der OECD (Organisation for Economic Co-operation and Development), in der sich eine Anzahl von Ländern auf eine gemeinsame Kooperation in Fragen der Energiewirtschaft und Energiepolitik verständigt haben. Darüber hinaus bietet die IEA die vertraglichen Rahmenbedingungen für gemeinsame internationale Forschungsprojekte.

Katalysator: Katalysatoren beeinflussen die Stoffumwandlung, ohne sich selbst chemisch zu verändern.

Kelvin-Temperaturskala: Temperaturskala, die bei der theoretisch tiefsten Temperatur ($-273,15^{\circ}\text{C}$), dem sog. absoluten Nullpunkt beginnt.

Kraft-Wärme Kopplung (KWK): Bei der Kraft-Wärme Kopplung werden elektrische Energie und Nutzwärme in einem Prozess erzeugt.

Leistung: Die pro Zeiteinheit verrichtete Arbeit (s. Energie) gemessen in Kilowatt (kW)

Niedrigenergiehaus: Niedrigenergiehäuser haben einen Wärmebedarf gemäß Energieeinsparverordnung (EnEV). Der spezifische Endenergieverbrauch liegt mit 70 bis 95 kWh/($\text{m}^2 \cdot \text{a}$) etwa 25 % unter den Anforderungen der → Wärmeschutzverordnung 1995.

Niedrigstenergiehaus: Niedrigstenergiehäuser, die auch als Ultra-Niedrigenergiehäuser oder „3-Liter-Häuser“ bezeichnet werden, weisen flächenspezifische Endenergieverbräuche von 30 bis 55 kWh/($\text{m}^2 \cdot \text{a}$) auf.

Passivhaus: Das Konzept des Passivhauses stellt eine Weiterentwicklung des Niedrigstenergiehauses dar und erreicht einen flächenspezifischen Endenergieverbrauch von unter 15 kWh/($\text{m}^2 \cdot \text{a}$). Aufgrund der sehr guten Wärmedämmung kann der Wärmebedarf allein aus passiven Quellen (Sonne, Personen und Geräteabwärme), d.h. ohne Heizungsanlage gedeckt werden.

Photovoltaik: Unmittelbare Umwandlung von Sonnenstrahlung in elektrische Energie mit Hilfe von Solarzellen. Durch absorbiertes Licht werden im Halbleitermaterial der Solarzellen freie Elektronen erzeugt, die eine elektrische Spannung hervorrufen und damit die Ursache für das Fließen eines Gleichstroms sind. Je nach Art des Solarzellenmaterials unterscheidet man kristalline und amorphe Zellen.

Rauchgas: Die Gesamtheit aller bei der Verbrennung fossiler Brennstoffe im Kraftwerk entstehenden gasförmigen Verbrennungsprodukte, einschließlich der überschüssigen Luft, bezeichnet man als Rauchgas. Es besteht i.w. aus Luftstickstoff und Kohlendioxid und enthält außerdem Staub, Stickstoffoxide und Schwefeldioxid. Die Reinigung des Rauchgases erfolgt in Elektrofiltern, in der Entstickungsanlage und in Rauchgasentschwefelungsanlagen.

Regeneratorbrenner: Bei Regeneratorbrennern heizen die Verbrennungsgase thermische Speichermassen auf, über die eine Vorerwärmung der für den Verbrennungsprozess erforderlichen Zuluft erfolgt.

Rekuperatorbrenner: Im Gegensatz zu Regeneratorbrennern arbeiten Rekuperatorbrenner nach dem Gegenstromprinzip, d.h. die aus dem Brennraum abgesaugten Verbrennungsgase erwärmen in einem Gegenstromwärmetauscher die zugeführte Verbrennungsluft.

SolarBau: BMWi-Förderprogramm für die Planung u. Konzeption energetisch optimierter Gebäude mit Nutzung der Sonnenenergie. (→ Integrale Planung).

Solarer Deckungsgrad: Der solare Deckungsgrad gibt - zum Beispiel bei einer Hausversorgung - den Anteil der benötigten Energie an, der durch Solarenergie gedeckt wird.

Stack: Die einzelnen Brennstoffzellen werden durch sog. Bipolarplatten voneinander getrennt (gestapelt) und in Reihe geschaltet, um ausreichend hohe elektrische Spannungen zu erzielen.

Tageslichtsysteme: Innenraumbeleuchtung mit Tageslicht mittels Lichtlenkung, Blendschutz und Sonnenschutz und dem Ziel einer Reduzierung des Energieverbrauchs durch geregelte Kunstlichtbeleuchtung.

Thermoprozessanlagen: Industrielle Wärmebehandlungsanlagen, die von Brennöfen für Haushaltskeramik über Anlagen der Pulvermetallurgie bis zu Stahl- und Aluminiumschmelzen reichen.

Transparente Wärmedämmung (TWD): Lichtdurchlässige Fassadenelemente, meist aus Kunststoffen. TWD-Elemente auf der Hauswand dienen dem Wärmeschutz und der Reduzierung des Wärmebedarfs durch erhöhte Solarenergienutzung

Turbine: In der Turbine wird die im Dampf enthaltene Wärmeenergie, bzw. die in fließendem oder gestautem Wasser enthaltene mechanische Energie in Drehbewegungsenergie umgewandelt.

Vakuum Isolationstechnik (VIS): Isolationselemente bestehend aus zwei dünnen Metallblechen, die durch eine Vlieseinlage getrennt sind und deren Zwischenraum weitgehend evakuiert ist.

Wärmedurchgangskoeffizient (k- bzw. u-Wert): Der k-Wert beschreibt die Güte der Wärmedämmung. Er ist ein Maß für den Wärmeverlust in Bauteilen und wird angegeben in Watt pro Kelvin und Quadratmeter. Je niedriger der k-Wert ist, desto besser ist die Wärmedämmung. Im Rahmen der internationalen Harmonisierung wurde der im deutschen Sprachraum gebräuchliche Begriff „k-Wert“ mit dem Inkrafttreten der → Energieeinsparverordnung durch die Bezeichnung „u-Wert“ abgelöst.

Wärmepumpe: Maschine, die unter Energieaufnahme einem auf niedrigem Temperaturniveau stehenden Wärmereservoir (z.B. Außenluft) Wärme entzieht und diese auf höherem Temperaturniveau nutzbar macht.

Wärmeschutzverordnung 1995 (WschVO 95): Die Wärmeschutzverordnung 1995 enthält Grenzwerte für den Heizenergiebedarf für Neubauten und größere Umbauten anhand baulicher Vorschriften. Sie wurde am 01. Februar 2002 durch die Energieeinsparverordnung (EnEV) abgelöst.

Wärmespeicher: Wärmereservoir zur Speicherung von Wärme. Ziel dabei ist eine möglichst geringe Temperaturabnahme im Zeitverlauf und das Speichern möglichst großer Wärmemengen pro Volumeneinheit.

Wasserstoff: Brennbares Gas mit hohem Energiegehalt, das zum Beispiel in Brennstoffzellen eingesetzt wird. Wasserstoff kommt in der Natur nicht ungebunden vor, sondern muss unter Einsatz von Energie, z.B. per Wasserelektrolyse erzeugt werden.

Windkraftanlage (WKA): Maschine zur Umwandlung der Windenergie in elektrische Energie oder mechanische Arbeit.

Wirbelschichtfeuerung: Bei der Wirbelschichtfeuerung wird Kohle zusammen mit Kalkstein und Asche mit Hilfe eingeblasener Verbrennungsluft im Schwebestand gehalten und verbrennt dort anschließend. Der in der Kohle enthaltene Schwefel verbindet sich dabei mit dem Kalkstein zu Gips. Es entstehen heiße Verbrennungsgase (→ Rauchgas), deren

Wärmeenergie über Wärmetauscher abgeführt und zur Dampfproduktion und Speisewasservorwärmung in einem Dampfturbinenprozess verwendet wird.

Wirkungsgrad: Quotient aus der nutzbaren abgegebenen Arbeit und der zugeführten Brennstoffenergie. Im sog. rechtslaufenden Wärmekraftprozess, das heißt bei Zuführung von Wärme zur Erzeugung mechanischer Energie, wird die theoretische Obergrenze des Wirkungsgrades durch den sogenannten „Carnot-Wirkungsgrad“ gegeben. Das ist die Temperaturdifferenz des Wärmeträgermediums im Anfangs- und Endstadium bezogen auf seine Anfangstemperatur. Der Carnot-Wirkungsgrad liegt deshalb prinzipiell immer unter 100 %.

Bei elektrochemischen Verfahren (z.B. Brennstoffzellen) ist die Stromerzeugung kein Wärmekraftprozess, sie unterliegt also nicht der Wirkungsgradbegrenzung des Carnot-Prozesses. In Brennstoffzellen wird die chemische Energie der Brennstoffkomponenten direkt in elektrische Energie umgesetzt. Wirkungsgradangaben beziehen sich in der Regel auf Strom und/oder Wärme.

Der Wirkungsgrad von Solaranlagen berechnet sich aus der abgegebenen Nutzleistung (Strom oder Wärme) bezogen auf den einfallenden Strahlungsfluss.

Zukunftsinvestitionsprogramm (ZIP): Förderprogramm der Bundesregierung, aus dem vor allem Projekte zur Stromerzeugung aus Erdwärme, die ökologische Begleitforschung zur Offshore-Windenergienutzung, zur Biomassenutzung und zur Brennstoffzelle sowie die solare Stromgewinnung gefördert werden. Die ZIP-Mittel kommen aus den Zinersparnissen der UMTS-Lizenzversteigerungen.

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) fördert fast 80 neue Projekte zur Erforschung und Entwicklung umweltschonender Energietechniken mit einem Gesamtvolumen rd. 123 Mio. €. Sie erhöhen die langfristigen Energieforschungsmittel des BMWi spürbar und beschleunigen die Markteinführung der neuen Techniken deutlich. Ergänzt werden sie durch Eigenmittel der Unternehmen. Der Gesamtumfang der genannten Forschungs- und Entwicklungsprojekte beläuft sich damit auf über 230 Mio. €.

Anhang 2: Selbstdarstellung der am Bericht beteiligten Institutionen

Der Projektträger Jülich, PTJ

(www.fz-juelich.de/ptj/)

Der Projektträger Jülich (PTJ) ist eine Organisation, die für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), das Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) und das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) sowie verschiedene Länderministerien das Projektmanagement einiger Förderprogramme und Förderschwerpunkte wahrnimmt. Seine wichtigsten Ressourcen liegen im Fach- und Übersichtswissen, insbesondere in Bezug auf innovative Technologien sowie der Haushalts- und Verwaltungspraxis. Darüber hinaus verfügt PTJ durch seine weit gestreuten Tätigkeiten im Bereich der marktnahen Förderung über breite Erfahrungen in Hinblick auf Marktzusammenhänge und Firmengründungen. Die Schwerpunkte der Arbeit im Bereich der nichtnuklearen Förderung liegen auf den Forschungsfeldern

- Erneuerbare Energie,
- Umwandlungs- und Verbrennungstechnik sowie
- Rationelle Energienutzung in Gebäuden und in der produzierenden Industrie.

Darüber hinaus betreut der Projektträger Jülich für das BMWi ein Förderprogramm für technologieorientierte Unternehmensgründungen (FUTOUR 2000). Im Auftrag des BMBF bearbeitet PTJ eine Reihe von Förderprogrammen, von denen einige, wie zum Beispiel Umwelt- und Materialforschung, in engem inhaltlichem Zusammenhang zur Energieforschung stehen.

Einen weiteren wichtigen Schwerpunkt der Projektträgerarbeit bildet die Verbindung zu den Programmen der Europäischen Union. So berät PTJ als nationale Kontaktstelle deutsche Antragsteller über europäische Förderprogramme und ist selbst Mitglied im European Energy Network (EⁿR). Darüber hinaus vertritt PTJ die Bundesregierung in verschiedenen Gremien der Internationalen Energie Agentur (IEA).

PTJ hat seinen Hauptsitz als weitgehend selbständige Organisationseinheit der Forschungszentrum Jülich GmbH in Jülich und unterhält darüber hinaus Außenstellen in Berlin, Rostock-Warnemünde und Potsdam.

BINE Informationsdienst – aus der Forschung für die Praxis

(www.bine.info/)

Der BINE Informationsdienst hat die Aufgabe, den Informations- und Wissenstransfer aus der Energieforschung in die Anwendungspraxis zu fördern. Er arbeitet im Auftrag des BMWi und des Projektträgers Jülich und steht in engem Austausch mit vielen Firmen und Institutionen, die in geförderten Projekten Effizienztechnologien und Erneuerbare Energien zur Anwendungsreife entwickeln. BINE ist ein Informationsdienst der Fachinformationszentrum Karlsruhe GmbH und kooperiert in vielfältiger Weise mit Einrichtungen und Organisationen aus Forschung, Ausbildung, Praxis, Fachmedien und Politik.

Die Energieeffizienz kann und muss in vielen Bereichen deutlich gesteigert werden – die notwendigen Technologien und Konzepte liegen vor und durchlaufen mit unterschiedlichem Tempo die Entwicklungsschritte Forschung, Entwicklung, Pilotanwendung, Demonstration, Markteinführung und technologische Optimierung. Hinzu kommen die verschiedenen Techniken zur Nutzung erneuerbarer Energien, mit denen unser Energieträgermix zukunftsfähiger werden soll. Technologische Innovationen erfordern jedoch eine konsequente Informationsarbeit und einen zielgruppengerechten Wissenstransfer. BINE motiviert Menschen für Innovationen, lässt Projekte voneinander profitieren und macht aus Engagement erfolgreiche Anwendungen. BINE verknüpft Forschung mit der Praxis und schafft gegenseitiges Vertrauen. Aus Forschung wird verstandene Technik, aus Wissen und Erfahrung werden erfolgreiche Innovationsschritte. Dabei wird immer wieder deutlich, dass sich Menschen am nachhaltigsten durch erprobte und bewährte Lösungen überzeugen lassen. Das ist der wirksamste Gewinn von Demonstrationsprojekten. BINE setzt auf diese erfolgreichen Projekte und wertet die entscheidenden Ergebnisse und wichtige Erfahrungen für die Anwender aus. Aktuelle Informationen aus Forschung und Technik werden durch die didaktisch erfahrene Fachredaktion gründlich recherchiert, prägnant und zielgruppenorientiert aufbereitet und unter Einsatz adäquater Medien den potentiellen Anwendern vermittelt.

Die BINE-Publikationen werden unter www.bine.info systematisch mit weiteren Informationen und Angeboten vernetzt und durch das Expertentelefon und die Förderhotline ergänzt. 17.000 treue Abonnenten beziehen die aktuellen BINE-Informationen und mit mehr als 10.000 Anfragen pro Jahr ist die Resonanz auf das Expertentelefon und die Förderhotline durchweg hoch. Die Internetaktivitäten werden in Zukunft weiter verstärkt und www.bine.info systematisch zu einer Informationsplattform mit ausgeprägten Dialog-, Recherche- und Informationsqualitäten ausgebaut.

Programmgruppe Systemforschung und Technologische Entwicklung, STE

(www.fz-juelich.de/ste/)

Die fachübergreifenden systemanalytischen Arbeiten der Programmgruppe Systemforschung und Technologische Entwicklung (STE) im Forschungszentrum Jülich konzentrieren sich auf die langfristige Ausrichtung der Energiewirtschaft, auf ausgewählte ökonomisch bzw. ökologisch relevante Stoffströme in der Techno- und Geosphäre sowie auf die Auswirkungen elektronischer Informationsverarbeitung und Kommunikation. Auf diesen Gebieten werden die Folgen technischer Entwicklung analysiert und wissenschaftliche Entscheidungshilfen für Politik und Wirtschaft formuliert.

Ziel der energiewirtschaftlichen Arbeiten ist es, die Energienutzung und ihre Wirkung auf die Umwelt zu analysieren sowie Vorschläge für eine kostengünstige, versorgungssichere sowie emissionsarme Energieversorgung zu entwickeln. Hierzu werden u.a. computergestützte Modelle entwickelt. Das Spektrum der Arbeiten reicht hierbei von der Einzeltechnikanalyse, über sektorale Betrachtungen bis hin zu Analysen, die das gesamte Energiesystem in einen Blick nehmen.

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, IER

(www.ier.uni-stuttgart.de)

Das Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart will durch die Bearbeitung von Frage- und Problemstellungen im Überlappungsbereich von Energietechnik, Wirtschaft, Umwelt und Gesellschaft einen Beitrag zur Bewältigung der Energie- und Umweltprobleme leisten. Ein Team von knapp 70 Ingenieuren, Natur-, Agrar-, Wirtschafts-, Geo- und Sozialwissenschaftlern ermöglicht die interdisziplinäre und systemare Bearbeitung der energie- und umweltbezogenen Forschungsthemen. Das IER kooperiert eng mit nationalen und internationalen Energie- und Umweltforschungsinstitutionen.

Die Arbeitsschwerpunkte des Instituts liegen auf den Gebieten Analyse und Bewertung neuer Energietechniken und Energiesysteme, Technikfolgenabschätzung und Umweltanalysen, Entwicklung von Modellen und entscheidungsunterstützenden Instrumenten für die Energiewirtschaft und Energiepolitik, Energiewirtschaftliche Systemanalysen sowie Rationelle Energieanwendung. Die Arbeiten erfolgen in vier Fachabteilungen, deren Schwerpunkte im Folgenden charakterisiert sind.

Abteilung Energiewirtschaft und Systemtechnische Analysen (ESA): Analyse und Bewertung von Wärmeversorgungskonzepten (Fernwärme und Kraft-Wärme-Kopplung) sowie von neuen Verkehrstechnologien, Antrieben und Kraftstoffen, Lebenszyklusanalyse (Ökobilanzierung) von Energietechniken und Energiebereitstellungsketten, Liberalisierung der Energie-

märkte, Nachhaltige Entwicklung des Energiesystems, Entwicklung und Anwendung von Energiesystem- und Energiewirtschaftsmodellen auf internationaler, nationaler, regionaler und kommunaler Ebene (Strategien zur Kontrolle der Treibhausgasemissionen, Bedeutung unterschiedlicher Energietechniken, Versorgungssicherheit und Handelsbeziehungen, Bewertung energie- und umweltpolitischer Instrumente);

Abteilung Technikfolgenabschätzung und Umwelt (TFU): Abschätzung externer Kosten, insbesondere von Energie- und Verkehrssystemen, Ermittlung eines effizienten Umwelt- und Gesundheitsschutzes gemäß den Leitbildern der Wohlfahrtsoptimierung und der Nachhaltigen Entwicklung, Nachhaltige Nutzung endlicher Ressourcen, Erstellung von Luftschadstoffemissionskatastern, Ermittlung effizienter Luftreinhaltestrategien, Analyse und Bewertung umweltpolitischer Instrumente;

Abteilung Neue Energietechnologien und Technikanalyse (NET): Technikanalyse erneuerbarer Energien (Biomasse, Fotovoltaik, Windkraft, nachwachsende Rohstoffe, Geothermie u.a.) inkl. Potenzialabschätzung, Wirtschaftliche und gesamtwirtschaftliche Bewertung regenerativer Energien, Ganzheitliche Bilanzierung von erneuerbaren Energietechnologien, Wissenschaftliche Begleitung von Pilot- und Demonstrationsanlagen, Informations- und Technologietransfer, Biomasse Info-Zentrum;

Abteilung Energieanwendung und Energiemanagement (EAM): Energie- und Umweltmanagement in Industrie und Gewerbe, Möglichkeiten und Strategien für nachhaltigere Konsummuster, Energiebedarfsanalyse, Bewertung von politischen Instrumenten zur Steigerung der Energie- und Ökoeffizienz, EDV-Tools zur Lastprognose und Strompreisbildung, Operative Planung (Kraftwerkseinsatz und Energiehandel) sowie Risikomanagement für Energieversorgungsunternehmen

Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung, ISI

(www.isi.fhg.de)

Das Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung (Fh-ISI) ist eine Forschungseinrichtung der Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung e.V. (FhG). Das Fh-ISI wurde 1972 gegründet und erweitert das naturwissenschaftlich-technisch orientierte Fachspektrum der FhG durch Arbeiten im Grenzbereich zwischen Technik, Wirtschaft und Gesellschaft.

Aufgabe der Abteilung „Energietechnik und Energiepolitik“ sind Studien und Umsetzungsprojekte zur Erreichung einer nachhaltig effizienten Energienutzung mit dem Ziel der Ressourcenschonung und des Umwelt- und Klimaschutzes. Dazu führt das ISI seit vielen Jahren technische und wirtschaftliche Analysen der Möglichkeiten zur rationellen Energienutzung und des Einsatzes erneuerbarer Energien durch. Zu den Arbeitsgebieten gehören außerdem

Hemmnis-Untersuchungen sowie Analysen und Konzeptionen energiepolitischer Fördermaßnahmen. Ein Schwerpunkt der Arbeiten liegt in der Analyse der Potenziale einer rationelleren Energienutzung in Industrie und Gewerbe.

Anhang 3: Forschungsförderung in der Praxis

Instrumente der Projektförderung

Die direkte Projektförderung ist ein Instrument, mit dem die Bundesregierung ihren Verpflichtungen in Hinblick auf eine Verbesserung von Standortfaktoren, der Lebensmöglichkeiten der Staatsbürger und deren Daseinsvorsorge nachkommt. Grundlage für die direkte Projektförderung sind die inhaltlich definierten „Fachprogramme“. Im Rahmen des Programms „Energieforschung und Energietechnologien“, wie auch in einer Vielzahl anderer Fachprogramme, wird die Projektförderung immer dann eingesetzt, wenn es sich um Vorhaben mit überregionalem Wirkungsbereich und Zielsetzungen von bundesweitem Interesse handelt. Weitere Voraussetzung ist, dass es sich um thematisch und zeitlich abgegrenzte Aktivitäten handelt. Häufig wird bei der Förderung das Instrument der Verbundforschung eingesetzt, insbesondere in Bereichen, wo eine arbeitsteilige, übergreifende Bearbeitung komplexer, thematisch-funktionell zusammenhängender und nur längerfristig zu lösender Problemstellungen angebracht ist. Ziel ist der effiziente Einsatz vorhandener Kapazitäten und – bereits vor Beginn der jeweiligen Forschungsvorhaben – die Sicherstellung eines fruchtbaren Technologietransfers zwischen allen Beteiligten in Forschung und Wirtschaft. Zu dieser Gruppe von Vorhaben gehören auch die sogenannten Leitprojekte.

Die Förderung von Forschungs- und Entwicklungsmaßnahmen erfolgt anhand konkreter Zuwendungen. Rechtsgrundlage für deren Gewährung ist die Bundeshaushaltsordnung (BHO) mit Vorläufigen Verwaltungsvereinbarungen (Vorl. VV), in denen die Voraussetzungen und Verfahrensabläufe geregelt sind. Darüber hinaus wirkt über den Gemeinschaftsrahmen für staatliche Forschungs- und Entwicklungsbeihilfen auch das Europäische Recht in den Zuwendungsbereich hinein. Maßgeblich für die Förderung ist der Grundsatz des wirtschaftlichen und sparsamen Umgangs mit öffentlichen Mitteln. Die Förderung kann sowohl Unternehmen der gewerblichen Wirtschaft als auch wissenschaftlichen Einrichtungen gewährt werden. Bei Hochschulen wird ein kombiniertes Verfahren angewendet, bei dem der Bund die projektbezogenen Ausgaben finanziert und das jeweilige Bundesland die Grundausstattung zur Verfügung stellt.

In der Energieforschung hat es sich bewährt, die Grundzüge der Förderpolitik und die verfolgten Zielsetzungen in zeitlich aufeinander abfolgenden Rahmenprogrammen zu formulieren. Sie bilden die inhaltliche Grundlage, auf deren Basis Förderentscheidungen getroffen werden, wobei das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie im Bereich der nichtnuklearen Energieforschung den Projektträger Jülich in der Forschungszentrum Jülich GmbH mit der Durchführung betraut hat. Die nukleare Sicherheitsforschung liegt in Händen der Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) mbH.

Jedes beantragte Vorhaben wird von PTJ auf seinen möglichen Beitrag zu den förderpolitischen Programmzielsetzungen (Bundesinteresse), seinen Innovationsgehalt, die fachliche Kompetenz und die Bonität des Antragstellers geprüft. Erst wenn diese Kriterien in allen Punkten erfüllt sind, kommt eine Förderung in Betracht. Die Projektförderung erfolgt in der Regel auf der Basis nicht rückzahlbarer Zuwendungen, die in Form von Teilfinanzierungen zur Anteils-, Fehlbedarfs- oder Festbetragsfinanzierung, oder – in Ausnahmefällen – auch zur Vollfinanzierung eines Projektes gewährt werden. Bemessungsgrundlage sind die Projektausgaben oder -kosten einschließlich Gemeinkosten, je nachdem ob es sich bei dem Antragsteller um eine öffentliche Einrichtung oder ein Unternehmen der gewerblichen Wirtschaft handelt. Die Förderquoten richten sich nach dem Bundesinteresse, das dem Projekt beigemessen wird, sowie dem technisch-wissenschaftlichen und dem wirtschaftlichen Risiko. Darüber hinaus ist die Förderquote durch die Regellobergrenzen entsprechend der Beihilferichtlinien der Europäischen Union beschränkt. Eine Kumulierung mit anderen Drittmitteln, insbesondere aus nicht öffentlichen Quellen, ist sehr willkommen.

Forschungsförderung in der Praxis

Von der Idee zum Projekt

Zusätzlich zu der angeführten direkten Projektförderung wird mit der institutionellen Förderung von Forschungseinrichtungen die Durchführung langfristiger und grundlagenorientierter komplexer Vorhaben, insbesondere solcher Projekte, die nur mit hohem personellen und apparativem Aufwand zu realisieren sind, ermöglicht. Für den Bereich Energieforschung sind in diesem Zusammenhang die Einrichtungen der Helmholtz Gemeinschaft Deutscher Forschungszentren und die Fraunhofer Gesellschaft zu nennen. Die indirekte Projektförderung ist ein industrienahes Förderinstrument, das insbesondere auf kleine und mittelständische Unternehmen ausgerichtet ist. Sie bezieht sich nicht auf konkrete Forschungsthemen. Förderziel ist vielmehr, die Voraussetzungen für Forschung und Entwicklung in Unternehmen zu verbessern.

Ergebnisverwertung

Ein wichtiges Merkmal für den Erfolg eines Projektes ist die Sicherstellung der bestmöglichen Verwertung der Ergebnisse, indem sie zu anwendungsreifen Produkten weiterentwickelt werden. Die Förderrichtlinien sehen deshalb bereits bei Antragstellung eine genaue Darlegung der wirtschaftlichen Verwertung der Ergebnisse in Form eines Verwertungsplans vor. Der Zuwendungsempfänger ist verpflichtet, eine Umsetzung dieses Verwertungsplans anzustreben. Als Gegenleistung erhält er die Rechte an der ausschließlichen Nutzung der Ergebnisse. Darüber hinaus muss bei Forschungsprojekten, bei denen eine gewerbliche Nutzung zu erwarten ist, gewährleistet sein, dass die erzielten Ergebnisse schutzrechtlich gesichert werden. Es liegt im besonderen Interesse der Projektförderung, dass patentfähiges neues Wissen nach Möglichkeit zur Patentierung angemeldet wird. Deshalb sind zum Beispiel die mit der Patentanmeldung verbundenen Kosten bei kleinen und mittelständischen Unternehmen und öffentlichen Forschungseinrichtungen förderfähig. Darüber hinaus hat der Projektnehmer eine Veröffentlichungspflicht, der er in Form von Konferenz- oder Fachliteraturbeiträge nachkommen kann.

Um über die in einem Projekt geplante Ergebnisverwertung hinaus weitere Interessentenkreise für Projektergebnisse aus dem Energiebereich zu gewinnen, wurde im Energiebereich die Bürger-Information Neue Energietechniken (BINE) eingerichtet. In speziell auf den Bedarf von Industrie- und Privatanutzern ausgerichteten Schriftenreihen informiert BINE über neueste Ergebnisse aus der nicht-nuklearen Energieforschung.

Forschungszentrum Jülich
in der Helmholtz-Gemeinschaft



Band / Volume 24
ISBN 3-89336-317-3

Energietechnik
Energy Technology